



# INFORME EJECUTIVO

## PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

*Documento para Audiencia Pública  
(Posterior diagramación e impresión)*

## **Presentación del Ministro de Electricidad y Energía Renovable**





## **Presentación del Director Ejecutivo del CONELEC**





## **VOLUMEN I**

### **INFORME EJECUTIVO PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN PME 2013-2022**



## **VOLUMEN II**

### **ESTUDIO Y GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA**





### **VOLUMEN III**

## **PERSPECTIVAS Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO**



### **CAPÍTULO 1**

#### **Introducción**



### **CAPÍTULO 2**

#### **Expansión de la Generación**



### **CAPÍTULO 3**

#### **Expansión de la Transmisión**



### **CAPÍTULO 4**

#### **Expansión de la Distribución**



## **VOLUMEN IV**

### **ASPECTOS DE SUSTENTABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD SOCIAL, ECONÓMICA Y AMBIENTAL**



#### **CAPÍTULO 1**

##### **Eficiencia Energética**



#### **CAPÍTULO 2**

##### **Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico**



#### **CAPÍTULO 3**

##### **Análisis Económico Financiero**



#### **CAPÍTULO 4**

##### **Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico**

**VOLUMEN I**

**INFORME EJECUTIVO**

**PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN**

**PME 2013-2022**

# ÍNDICE

INFORME EJECUTIVO.....	14
1.- Introducción.....	14
1.1.    Introducción.....	14
1.2.    Antecedentes. ....	15
1.3.    Objetivos. ....	16
1.3.1    Objetivo General.....	16
1.3.2    Objetivos Específicos .....	16
1.4.    Políticas.....	16
1.5.    Contenido. ....	18
2.- Crecimiento de la demanda y sus escenarios .....	23
2.1    Introducción.....	23
2.2    Resultados de la proyección de la demanda nacional.....	24
2.3    Crecimiento de la demanda – Planteamiento de Escenarios .....	27
3.- Plan de expansión de Generación.....	30
3.1    Introducción.....	30
3.2    Situación actual y capacidad disponible del S.N.I. ....	31
3.3    Proyectos en marcha .....	34
3.4    Escenario de expansión de referencia.....	34
3.4.1    Criterios de selección de escenarios.....	35
3.4.1.1 Escenario base.....	36
3.5    Plan de Expansión de Generación 2013 – 2022 .....	36
3.6    Presupuesto de la expansión.....	39
3.6.1    Inversiones bajo diferentes escenarios de demanda.....	40
3.6.2    Programación de desembolsos .....	42
3.7    Proyección de costos marginales .....	42
3.8    Consumo de combustibles.....	43
3.9    Emisiones de CO2 .....	44
4.- Plan de expansión del Sistema Nacional de Transmisión.....	45



4.1	Introducción .....	45
4.2	Proyectos de expansión de transmisión .....	45
4.2.1	Proyectos de expansión en ejecución .....	47
4.3	Plan de equipamiento .....	51
4.4	Presupuesto expansión del SNT .....	59
4.4.1	Presupuestos del Sistema Nacional de Transmisión .....	59
4.4.2	Presupuesto por año .....	63
4.4.3	Obras de transmisión adicionales por consideraciones de nuevos incrementos en las proyecciones de demanda en el SNI .....	64
4.4.3.1	Requerimiento presupuestario para el Plan de Expansión de Transmisión .....	66
5.-	Expansión de la Distribución .....	69
5.1.-	Introducción .....	69
5.2.-	Planes previstos para la expansión de la Distribución .....	71
5.2.1.-	Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD .....	71
5.2.2	Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP .....	72
5.2.3	Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM .....	73
5.2.4	Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE; .....	74
5.3	Programa de Obras del Plan de Expansión 2013 - 2022 .....	75
5.3.1	Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD .....	78
5.3.2	Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP .....	82
5.3.3	Programa FERUM .....	86
5.4	Migración de la cocción con el uso de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética .....	88
5.4.1	Cambio de nivel de voltaje, remplazo de acometidas, medidores y reforzamiento de redes de distribución secundarias .....	88
5.4.2	Transformadores de distribución .....	89
5.4.3	Reconfiguración y repotenciación de alimentadores primarios .....	90
5.4.4	Líneas de subtransmisión .....	90
5.4.5	Subestaciones .....	91
5.5	Plan Nacional de Soterramiento de Redes .....	92
5.5.1	Presupuesto .....	93
5.5.2	Fases de implementación del Plan de Soterramiento .....	94
6.-	Análisis Económico Financiero del PME 2013-2022 .....	97

6.1 Introducción.....	97
6.2 Análisis de Resultados.....	97
6.2.1 Caso Base.....	97
6.2.1.1 Generación.....	97
6.2.1.2 Transmisión.....	101
6.2.1.3 Distribución.....	103
6.2.1.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario.....	107
6.2.1.5 Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio.....	108
6.2.2 Caso Plus:.....	110
6.2.2.1 Generación.....	110
6.2.2.2 Transmisión.....	113
6.2.2.3 Distribución.....	115
6.2.2.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario.....	119
6.2.2.5 Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio.....	121
7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	123
7.1.- Conclusiones.....	123
7.2.- Recomendaciones.....	125

# GLOSARIO DE SIGLAS Y ACRONIMOS

BT	Baja Tensión. Dentro del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, se lo define como todo nivel de tensión inferior a 0,6 kV
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
ED	Empresa Distribuidora
ENS	Energía No Suministrada
ET	Estación Transformadora
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MT	Media Tensión. Nivel de tensión entre 0,6 y 40 kV
PLANREP	Plan de Reducción de <b>Pérdidas</b> de Energía Eléctrica
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNBV	Plan Nacional para el Buen Vivir
SI	Sistema de Información
SIG	Sistema de Información Geográfica
SIGDE	Sistema Integrado para mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica
PMD	Plan de Mejoramiento de la Distribución
GLP	Gas Licuado de Petróleo
SE	Subestación Transformadora
PGE	Presupuesto General del Estado
Cu	Cobre
Fe	Hierro
kVA	Kilo Voltio Amperio
PEF	Porcentaje de Errores en la Facturación
FMIk	Frecuencia Media de Interrupción
TTIk	Tiempo Total de interrupción por kVA Instalado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
ATS	Área Típica Seleccionada

# INFORME EJECUTIVO

## 1.- INTRODUCCIÓN

### 1.1. Introducción

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

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

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

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



La creciente necesidad de un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, implica la obligación de implementar los recientes avances tecnológicos en generación renovable a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, sistemas modernos de protección, medición y comunicaciones, automatización de las redes eléctricas de distribución y subtransmisión; todo con la finalidad de contribuir al incremento de la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en su conjunto, coadyuvando al desarrollo sostenible del país. Atención particular merece la expansión de los sistemas eléctricos de distribución que deben considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad, lo cual se enmarca en el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

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

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

## **1.2. Antecedentes.**

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

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

Bajo esta óptica el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER, viene realizando su gestión bajo principios de sostenibilidad, sustentabilidad y responsabilidad social teniendo como objetivos principales: garantizar el suministro eléctrico a través de nuevos proyectos de generación

que incluyan tecnologías amigables con el ambiente basados en energías renovables. Esta gestión se ha plasmado en el actual desarrollo de diversos proyectos hidroeléctricos: Toachi-Pilatón, Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Manduriacu, Quijos, Delsitanisagua, Sopladora y Mazar Dudas.

## **1.3. Objetivos.**

### **1.3.1 Objetivo General**

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

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

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

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

## **1.4. Políticas**

El desarrollo del sector energético es estratégico para el Ecuador y en esta perspectiva el desarrollo del sistema eléctrico deberá garantizar el abastecimiento energético a partir del mayor aprovechamiento de recursos de generación hidroeléctrica que permite reducir de manera progresiva

la generación termoeléctrica; y, mediante el fortalecimiento de la red de transmisión y sub-transmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Esto deberá complementarse con la inserción paulatina del país en tecnologías relativas al manejo de otros recursos renovables: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz; estableciendo la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

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

1. El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto debe sustentarse en las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir y la Agenda de los Sectores Estratégicos. Deberá ser elaborado con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y los proyectos del sector hidrocarburífero, para lo cual se requiere la interacción con los actores y responsables de dichos sectores, tarea en la que esta Cartera de Estado seguirá actuando como lo ha hecho hasta el momento.
2. En este sentido, la proyección de la demanda, que constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación que hoy se ejecutan. También se deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo.
3. El desarrollo de megaproyectos, como es el caso de la Refinería del Pacífico, tiene un alto impacto en la economía de la zona, con la presencia de una población que se desplaza para el desarrollo del proyecto, lo cual acarrea el surgimiento de nuevas actividades productivas y comerciales, y de empresas de bienes y servicios, infraestructura, provisión de equipos, materiales, etc., aspectos que necesariamente deben ser considerados en la proyección de la demanda.
4. Debe considerarse asimismo, que por primera vez en la historia energética de este país, se están generando espacios de coordinación entre el sector eléctrico y el sector petrolero. La planificación debe considerar por tanto la demanda de los campos e instalaciones petroleras públicas y privadas, así como también la capacidad instalada y la oferta de energía de ese sector; así como, sus planes de expansión mediante el aprovechamiento del gas asociado.
5. La expansión de la generación, debe partir de una línea base que constituyen los proyectos que han sido calificados como emblemáticos, y que en calidad de tales están siendo ejecutados por las empresas públicas del sector. Los cronogramas de ejecución y fechas estimadas para la operación de estos proyectos, deben ser coordinados de manera directa con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
6. La expansión de la generación debe considerar niveles mínimos de reserva para garantizar el abastecimiento interno, los cuales deben estar debidamente sustentados en estudios técnicos.

7. Sobre esta base, son los ejercicios de planificación y las herramientas de optimización de las que dispone el CONELEC, las que deben dar las señales sobre la expansión de la generación y sobre los proyectos que deben ser ejecutados para satisfacer los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda, dentro del período de planificación.
8. Las decisiones respecto de los mecanismos que se apliquen para el desarrollo y ejecución de nuevos proyectos, sea por acción directa del Estado o por delegación a otros sectores de la economía, constituyen hechos subsecuentes que devienen de la planificación y que podrán tomarse una vez que se hayan identificado los proyectos, sus características y sus requerimientos de financiamiento.
9. Siendo la soberanía energética uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de la reserva, pero de ninguna manera pueden constituir una base para el abastecimiento.
10. Debe considerarse asimismo, que constituye uno de los objetivos del sector convertir al Ecuador en un país exportador de energía. La planificación debe incorporar este escenario, identificando las capacidades de exportación y la infraestructura necesaria para conseguir este objetivo.
11. La expansión de la generación térmica debe considerar la disponibilidad de combustibles, así como las políticas, proyectos actuales y futuros del sector hidrocarburífero, como es el caso del desarrollo en la explotación del gas natural. Por otra parte no se deben desatender las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales.
12. La expansión de la transmisión debe ajustarse a las nuevas condiciones de generación y demanda, priorizando la seguridad del sistema, la satisfacción de la demanda y el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos.
13. La expansión de la distribución debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.
14. El financiamiento de la expansión en generación, transmisión y distribución, conforme lo determina el Mandato No.15, se encuentra principalmente a cargo del Estado, con recursos que provienen de su Presupuesto General. Para identificar alternativas de financiamiento para la expansión del sistema, es imprescindible contar con la información que debe surgir del Plan Maestro de Electrificación, en relación con la inversión requerida y la programación decenal de recursos.

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

## **1.5. Contenido.**

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



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

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

**TABLA No. 1.1: CONTENIDO DEL PME 2013-2022**

<b>VOLUMEN I: Informe Ejecutivo - Resumen PME 2013 - 2022</b>	
	Introducción.
	Antecedentes.
	Objetivos.
	Políticas.
	Contenido.
	Crecimiento de la demanda y sus escenarios.
	Plan de expansión de generación.
	Plan de expansión del Sistema Nacional de Transmisión.
	Conclusiones y Recomendaciones.

<b>VOLUMEN II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica</b>	
	Generalidades
	La Economía y la Demanda Eléctrica
	La Demanda y el Sector Eléctrico Ecuatoriano
	Perspectivas del Mercado de Energía Regional
	Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica.
	Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda
	Sensibilidad de la Proyección

	Metodología
--	-------------

<b>VOLUMEN III.- Perspectivas y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano</b>	
<b>CAPÍTULO 1</b>	Introducción.
<b>CAPÍTULO 2</b>	Expansión de la generación.
<b>CAPÍTULO 3</b>	Expansión de la transmisión.
<b>CAPÍTULO 4</b>	Expansión de la distribución.
<b>ANEXO 1</b>	Estudios complementarios de proyectos de generación eléctrica con fuentes de energía renovable.
<b>ANEXO 2</b>	Integración energética regional.
<b>ANEXO 3</b>	Diagramas unifilares de la expansión del Sistema Nacional de Transmisión - SNT.

<b>VOLUMEN IV.- Aspectos de Sustentabilidad y sostenibilidad social, económica y ambiental</b>	
<b>CAPÍTULO 1</b>	Eficiencia energética.
<b>CAPÍTULO 2</b>	Estrategia para el desarrollo sustentable en el sector eléctrico.
<b>CAPÍTULO 3</b>	Análisis económico financiero.
<b>CAPÍTULO 4</b>	Gestión del riesgo del sector eléctrico.

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

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

Como un elemento fundamental, no solo para la elaboración de los planes de expansión del sistema eléctrico nacional, sino como uno de los principales insumos para la planificación sectorial, en el **Volumen II** se ha proyectado el comportamiento de la demanda eléctrica del Ecuador en el mediano y largo plazo. En las diferentes secciones de este volumen se ha proyectado el comportamiento de la economía y del consumo de energía en el Ecuador, se ha hecho una descripción del comportamiento

histórico de la demanda, se ha analizado las perspectivas del mercado de la energía en la región, para que, con la definición de un modelo y metodología, se pueda establecer la proyección de la demanda tanto para una línea base 2013-2022 como para varias hipótesis y escenarios probables de crecimiento en este mismo periodo.

Las “Perspectivas y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano” se han desarrollado en el **Volumen III**, mismo que consta de cuatro capítulos que constituyen la parte medular del PME. A continuación se presenta una descripción sucinta de los capítulos y anexos:

- En el **Capítulo 1** se presenta la introducción del Volumen III.
- Teniendo como lineamiento el objetivo del Gobierno Nacional de revertir la condición deficitaria de oferta de energía eléctrica mediante el impulso decidido a la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, en el **Capítulo 2**, relacionado con el Plan de Expansión de Generación, se ha establecido el equipamiento e inversión en generación, para el periodo 2013-2022, requeridos para garantizar el abastecimiento interno de potencia y energía, en condiciones de calidad y seguridad, considerando incertidumbres y además la posibilidad de que el sistema sea exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.
- Para garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, con adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos se ha desarrollado el Plan de Expansión de Transmisión en el **Capítulo 3**. Dicho documento ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por el MEER y tomando en consideración las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir. El plan de expansión de transmisión ha sido elaborado con una visión integral del país. Se ha priorizando la atención y crecimiento tendencial de la demanda, incorporación de importantes cargas al sistema, y la necesidad de evacuar la energía eléctrica de las centrales de generación que permitirán el cambio de la matriz energética en el Ecuador.
- En el **Capítulo 4** se presentan los planes de las diferentes empresas eléctricas de distribución, con obras para su realización en el corto plazo, como resultado de una planificación principalmente anual que actualmente se realiza en las empresas eléctricas de distribución del territorio continental e Islas Galápagos. Con el propósito de mejorar la planificación, se presenta una propuesta para iniciar un proceso integral de planificación de la distribución en el país, tarea que en el futuro podrá producir planes de corto, mediano y largo plazo, incorporando criterios en los cuales se puedan evidenciar los resultados, posibles alternativas e indicadores; entre otras cosas, y que además permitan evaluar y calificar la importancia de cada una de las obras propuestas, así como los resultados alcanzados en los distintos planes.
- Adicionalmente, en este Volumen se ha desarrollado dos **ANEXOS** relevantes; el primero, permite al lector conocer sobre el enorme potencial de fuentes renovables de energía para generación eléctrica que tiene el Ecuador y el segundo, trata de la integración energética regional como un proceso que constituye un anhelo de múltiples actores que buscan aprovechar las potencialidades económicas y productivas de los países en forma conjunta, así como la importancia estratégica de transar ciertos bienes, a fin de ir construyendo una imagen compartida sobre el futuro de la integración, y de abrir caminos para nuevas oportunidades comunes, bajo las características del escenario global actual.

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

- El **Capítulo 1**, Eficiencia Energética, basado en las políticas del MEER, trata sobre el conjunto de acciones, en ejecución y planificadas, tendientes a optimizar los recursos energéticos renovables y consumir la menor cantidad posible de energía para realizar un proceso determinado, sin disminuir las prestaciones o la calidad final del producto, y con el menor impacto sobre el medio ambiente.
- Dado que la actual Constitución de la República del Ecuador establece como una de las prioridades del Estado a la preservación del ambiente, se ha visto importante desarrollar en el **Capítulo 2** el documento “*Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico*”, que comprende un diagnóstico de la situación actual y una serie de acciones propositivas para lograr la sustentabilidad del sector eléctrico del Ecuador, en términos de la matriz energética planteada hasta el horizonte de 2022. Esto incluye el desarrollo de indicadores que permitan medir el progreso hacia el desarrollo sustentable del sector y sus integrantes.
- En el **Capítulo 3**, Análisis Económico Financiero, se presenta el análisis del impacto económico del PME 2013-2022, en algunas variables de la economía del Ecuador, como el PIB, la Demanda de Energía Eléctrica y el PIB sectorial; así como los análisis económicos de los resultados de los modelos econométricos implementados. Se han proyectado las necesidades de capital para la implementación del PME bajo diferentes escenarios, y dado que la cifra requerida es significativa, se ha identificado que es necesaria una priorización para la ejecución de obras con el dinero del Estado y a gestionar su financiación con la consecución de recursos en la banca multilateral, así como la consideración de inversión proveniente del sector privado.
- Considerando que, por su ubicación geográfica y características físicas, el Ecuador está expuesto a diversos fenómenos naturales como sismos, inundaciones, erupciones volcánicas, tsunamis, deslizamientos de suelo, aluviones, sequías y el fenómeno de El Niño; se ha desarrollado el **Capítulo 4**, Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico, que analiza e identifica la repercusión de los eventos citados anteriormente en el campo operativo, económico - financiero y social. En este capítulo se establecen adicionalmente planes de acción para la gestión del riesgo del sistema, considerando los aspectos técnico-operativo, económico-financiero, y fuerza mayor.

## 2.- CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y SUS ESCENARIOS

### 2.1 Introducción

El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC- ha trabajado en forma conjunta con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable -MEER-, la Corporación Eléctrica del Ecuador -CELEC EP-, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía -CENACE- y las empresas distribuidoras, para establecer los escenarios más factibles de crecimiento de la demanda en base a la mejor información proporcionada por cada uno de los agentes del sector.

El módulo de Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) es la fuente de información para la obtención de datos históricos de consumos y facturación de clientes regulados, en tanto que la información de futuras cargas especiales fue entregada por las empresas distribuidoras o por los mismos clientes. Esta información constituyó la base para la proyección de la demanda para el período 2013-2022.

La información demográfica utilizada corresponde a la publicada oficialmente por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos -INEC-. Por otra parte, las fuente de consulta para la información de carácter económico provino del Banco Central del Ecuador -BCE- y Fondo Monetario Internacional -FMI-.

El proceso de proyección de la demanda no implica simplemente hacer un pronóstico de lo que sucederá sino que involucra la predicción o estimación de un hecho futuro, basándose en consideraciones subjetivas diferentes a los simples datos provenientes del pasado. La proyección mediante métodos estadísticos y econométricos, principal metodología aplicada para el presente plan, está más vinculada a la predicción que al pronóstico.

De los escenarios de proyección, se debe elegir aquel que a criterio de los técnicos y expertos se considera como el más probable, quedando conformado de esta forma el que se denominará escenario base. A partir de este escenario pueden plantearse escenarios de alta y baja, que involucran sensibilidades de las variables explicativas empleadas en las estimaciones, como así también escenarios que involucren la adición de planes y/o cambios de tecnologías que afectan a la demanda de manera exógena. Todos ellos en conjunto conforman el estudio de prospectiva.

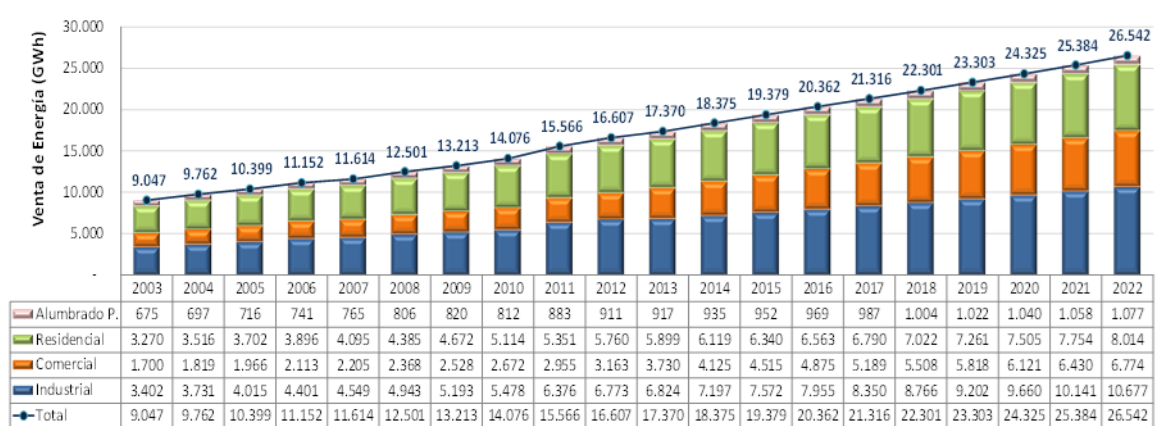
La proyección de demanda futura de energía constituye una acción primaria, básica y esencial en el proceso de decisión de las posibles alternativas de inversión sectorial y de desarrollo a nivel país. Asimismo, constituye un insumo para la elaboración de presupuestos, estudios de **pérdidas** e inversiones y la realización de cálculos tarifarios.

En todos los casos analizados se le dio prioridad al uso de modelos econométricos que permiten, mediante la estimación de una relación, expresar la variable a explicar (ej.: energía comercial) en función de determinantes o variables que afectan el comportamiento de la variable a explicar (ej.: PIB). Esta técnica tiene la ventaja de permitir llevar a cabo pruebas o test para evaluar estadísticamente la bondad del ajuste del modelo a los datos reales, establecer la capacidad de predicción del modelo y cuantificar el error de la predicción.

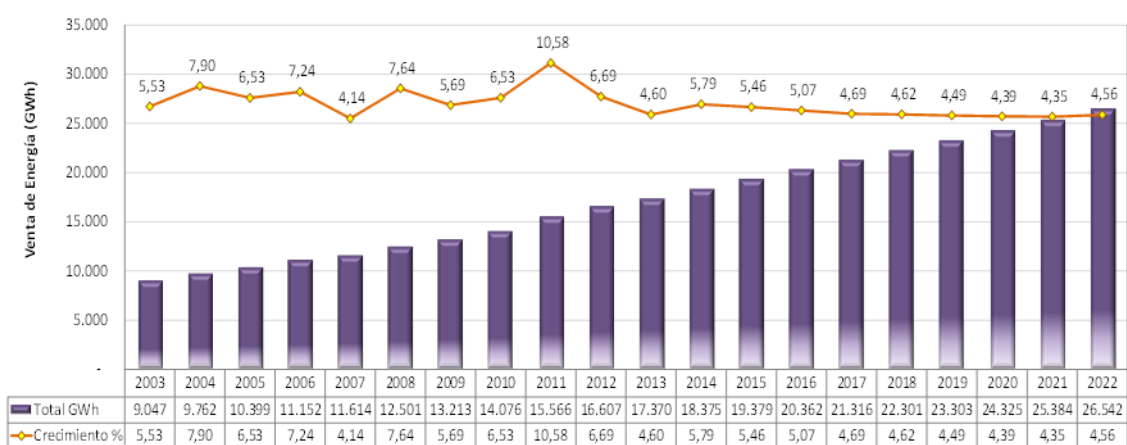
## 2.2 Resultados de la proyección de la demanda nacional

La proyección de demanda global a nivel país se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda, clientes y energía, de las distintas categorías analizadas.

El gráfico a continuación resume la evolución de la venta total en el mercado de distribución de electricidad del Ecuador, y desagregada por grupo de consumo. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 5% alcanzando 26.542 GWh en el año 2022.



**FIG. No. 2.1: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA TOTAL DE ENERGIA Y POR GRUPO DE CONSUMO**

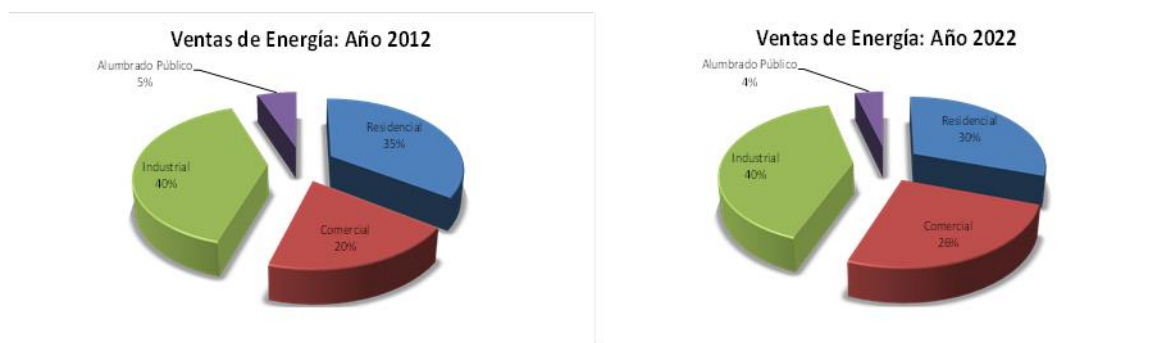


**FIG. No. 2.2: ECUADOR-EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA DE TOTAL ENERGIA**

Como puede observarse la energía facturada total de Ecuador muestra una tendencia creciente en todo el periodo de análisis histórico (2001-2012), presentando fuertes crecimientos en los últimos cinco años (2008-2012).

Para los próximos años se estima una disminución en la velocidad de crecimiento de la economía nacional lo cual impacta directamente sobre las proyecciones de las categorías industrial, residencial y comercial donde se empleó al PIB como variable explicativa. Como resultado se estima un crecimiento promedio del 3,7% para el período 2012-2022, inferior a la tasa de crecimiento promedio registrada históricamente del 4,7% 2000-2012.

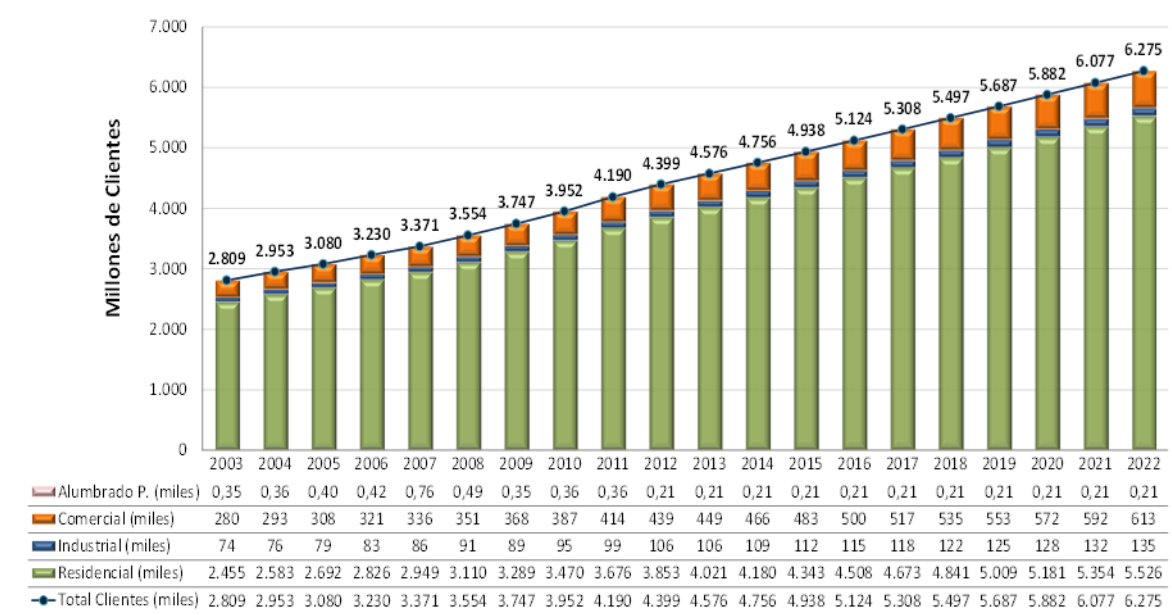
El gráfico siguiente muestra la composición del mercado de distribución eléctrica del Ecuador en los años 2012 y 2022 reflejando que si bien el sector residencial va dejando lugar al desarrollo de otros sectores, representa en conjunto con el sector industrial más del 60% de la energía facturada del Ecuador en todo el periodo del estudio.



**FIG. No. 2.3: COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR EN LOS AÑOS 2012 Y 2022**

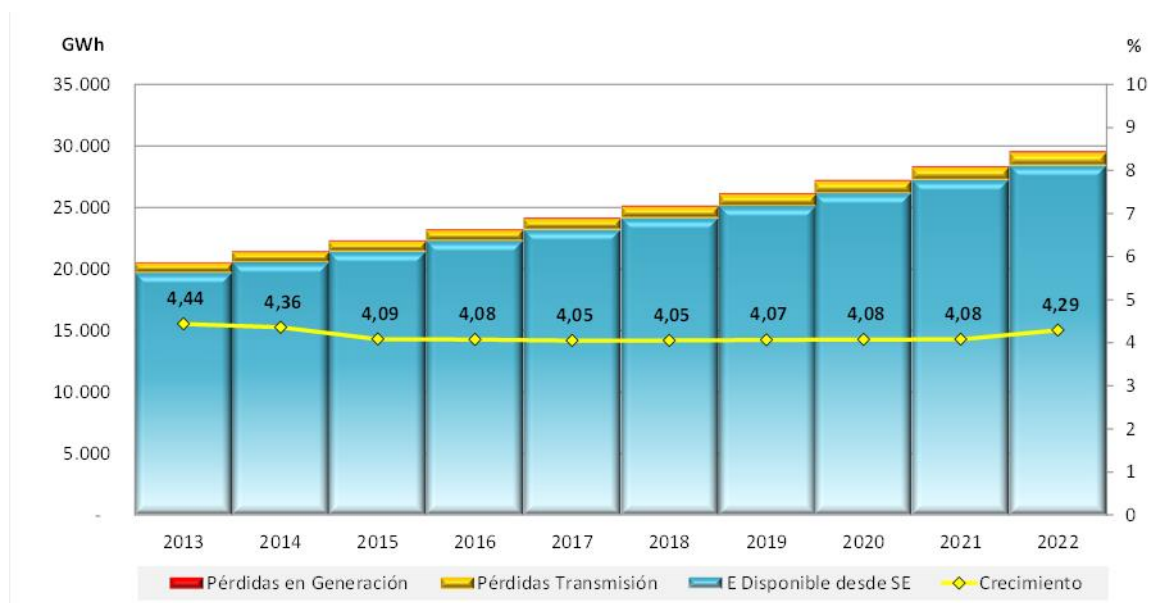
En cuanto a los clientes, se espera que la tendencia histórica ascendente se mantenga en el futuro con una evolución más moderada, consecuencia de la disminución en la velocidad de crecimiento prevista en los clientes residenciales, que representan más del 88% de los clientes totales del país.

El gráfico a continuación resume la evolución de la cantidad total de clientes del mercado distribución de electricidad del Ecuador, y desagregada por grupo de consumo, para el período 2001-2022. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 3,7% alcanzando 5,8 millones de clientes en el año 2022.



**FIG. No. 2.4: ECUADOR-EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES TOTALES Y POR GRUPO DE CONSUMO**

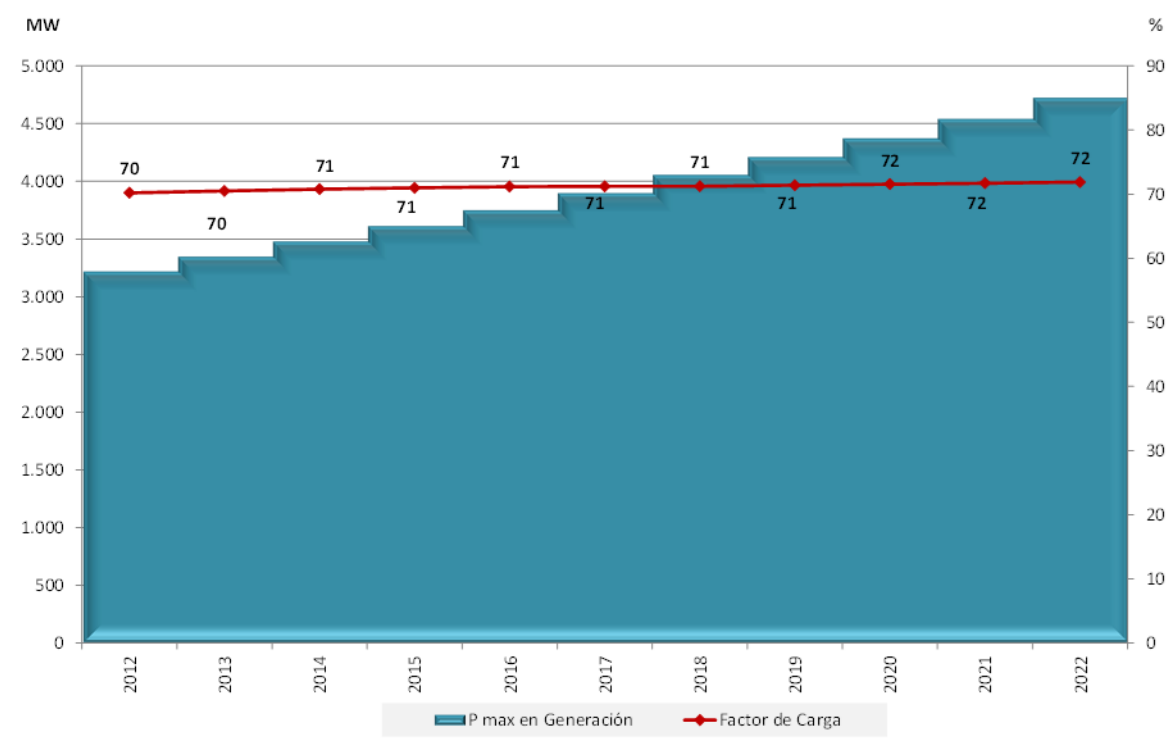
Sobre la base de la proyección de la demanda nacional se determina la energía requerida en bornes de generación, cuyo resultado se presenta en la Fig. No. 2.5.



**FIG. No. 2.5: COMPOSICIÓN ENERGÍA REQUERIDA EN GENERACIÓN**

La siguiente gráfica presenta la potencia máxima proyectada en bornes de generación junto a la evolución del factor de carga del SNI.





**FIG. No. 2.6: POTENCIA MÁXIMA DEL SNI**

La distribución mensual de la potencia máxima en bornes de generación prevista hasta el año 2022 es la siguiente:

**TABLA No. 2.1 DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA POTENCIA MÁXIMA EN BORNES DE GENERACIÓN**

Mes	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	MW	3.192	3.318	3.444	3.575	3.717	3.866	4.014	4.169	4.329	4.505
Febrero	MW	3.215	3.342	3.469	3.600	3.744	3.894	4.043	4.199	4.361	4.537
Marzo	MW	3.141	3.264	3.389	3.517	3.657	3.804	3.950	4.102	4.259	4.432
Abril	MW	3.237	3.364	3.493	3.625	3.769	3.921	4.071	4.228	4.390	4.568
Mayo	MW	3.268	3.396	3.526	3.659	3.805	3.958	4.110	4.268	4.432	4.611
Junio	MW	3.156	3.280	3.405	3.534	3.675	3.823	3.969	4.122	4.280	4.454
Julio	MW	3.117	3.239	3.363	3.490	3.629	3.775	3.919	4.070	4.227	4.398
Agosto	MW	3.104	3.227	3.350	3.476	3.615	3.760	3.904	4.054	4.210	4.381
Septiembre	MW	3.177	3.302	3.428	3.557	3.699	3.848	3.995	4.149	4.308	4.483
Octubre	MW	3.170	3.295	3.421	3.550	3.691	3.840	3.987	4.140	4.300	4.474
Noviembre	MW	3.290	3.419	3.550	3.684	3.831	3.985	4.137	4.296	4.462	4.642
Diciembre	MW	3.347	3.479	3.611	3.748	3.897	4.054	4.209	4.371	4.539	4.723
<b>Pmax</b>	<b>MW</b>	<b>3.347</b>	<b>3.479</b>	<b>3.611</b>	<b>3.748</b>	<b>3.897</b>	<b>4.054</b>	<b>4.209</b>	<b>4.371</b>	<b>4.539</b>	<b>4.723</b>

## 2.3 Crecimiento de la demanda – Planteamiento de Escenarios

Los resultados presentados hasta la sección anterior, corresponden a un escenario base, el cual se encuentra sustentado en premisas macroeconómicas y demográficas probables (escenario medio). A

partir de la correlación existente entre las variables macroeconómicas y demográficas, y las variables de interés (energía y clientes), junto con la aplicación de los métodos analíticos ya descritos, fue posible la determinación de la evolución esperada de las variables bajo análisis hasta el año 2022.

Los balances de energía y potencia, fueron el resultado de integrar las proyecciones de ventas junto con las premisas fijados en cuanto a niveles esperados tanto de pérdidas técnicas como no técnicas que las distintas empresas distribuidoras deben lograr con el paso del tiempo, alineadas con los objetivos planteados a nivel nacional.

En la presente sección, se introducen en el análisis, factores singulares que se prevé presentan a futuro una probabilidad de ocurrencia que justifican su inclusión en las proyecciones de demanda, a fin de tomar conocimiento del impacto que estarían produciendo en el sistema eléctrico en sus tres etapas: generación, transmisión y distribución.

Se ha considerado cinco hipótesis dentro del estudio de proyección de demanda:

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

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

**Hipótesis 3:** A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente.

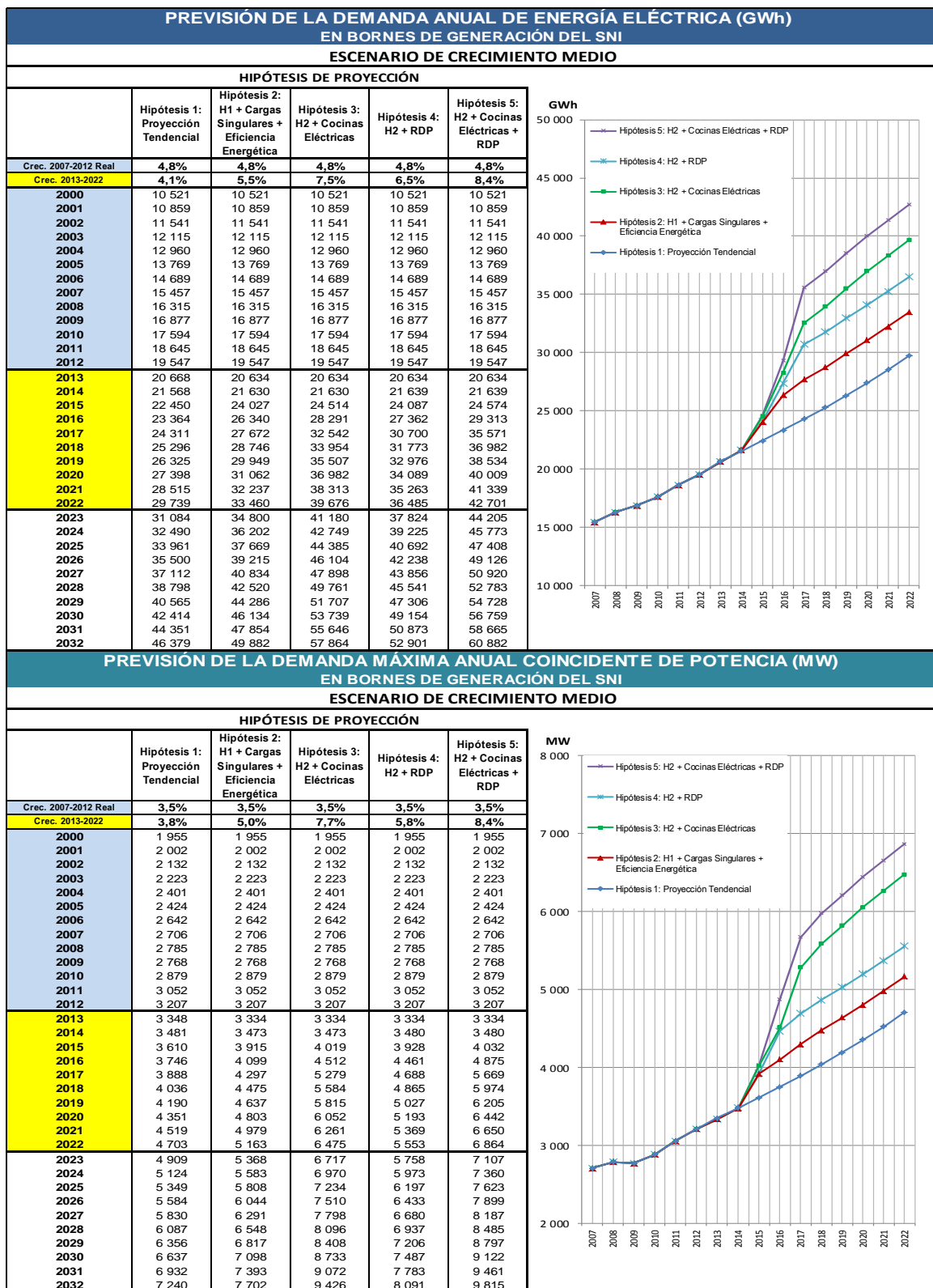
**Hipótesis 4:** A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda de la Refinería del Pacífico, RDP, tanto la de la industria como la del asentamiento.

**Hipótesis 5:** A la hipótesis 2 se le incorporan las demandas de la RDP y la demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente.

Las Hipótesis 3 y 5, demuestran la fuerte influencia que tendrán en la demanda eléctrica del país, la incorporación de las cocinas de inducción, la cuales a su vez, de acuerdo al supuesto adoptado en relación al perfil de esta carga, estaría produciendo una disminución del factor de carga del sistema.

Por otra parte, la presencia de una importante cantidad de clientes industriales (incluyendo a la Refinería del Pacífico) que se estarán conectando en los niveles de tensión del sistemas de transmisión, justifican graficar los efectos de cada hipótesis en el nivel de barras de subestaciones de entrega a los sistemas de distribución. En esta etapa de la red, las cargas en transmisión no son consideradas.

Gráficamente, a nivel de bornes de generación, el impacto de las hipótesis planteadas es el siguiente:



**FIG. No. 2.7: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN**

## 3.- PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

### 3.1 Introducción

La generación de energía eléctrica eficiente es el pilar fundamental para cumplir con el objetivo de suministrar electricidad a todo el Ecuador y abastecer adecuadamente sus necesidades de demanda, cumpliendo con criterios de calidad y seguridad. El desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía es una situación no deseable que trae como consecuencias, posibles desabastecimientos, apagones y afectaciones a la economía del país.

Ante probables desabastecimientos temporales, la solución puede tener una respuesta en períodos de horas en función de la disponibilidad de reservas en el parque generador que permitan suplir dicho déficit instantáneo. Aquellos desabastecimientos con características críticas, como: escenarios de estiaje, déficit en combustibles, o falta de recursos de generación, tardarán en ser solventados en semanas o en meses. El resolver los problemas de tipo estructural puede demandar años, requiriendo para ello reformas profundas en la reglamentación del sector eléctrico.

En este capítulo se presenta el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, que pretende solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), y que lo vuelve vulnerable en los períodos de estiaje, determinando además generación y reservas para cubrir la demanda de cargas especiales y posibilidades de exportación de energía.

Al plantearse la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en 1996, se otorgó a la inversión privada la posibilidad de participar en la ejecución de proyectos tendientes a la provisión del servicio eléctrico en todas las etapas: generación, transmisión y distribución. Lamentablemente, la inversión no estuvo acorde a las necesidades del país y provocó que se presenten déficits de energía eléctrica que trajeron consigo resultados negativos, debiendo el sistema importar energía e invertir en centrales térmicas de rápida instalación y altos costos operativos.

En el año 2008, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15, el Estado asume las inversiones en el sector estratégico de electricidad, iniciándose las gestiones tendientes a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, con los cuales y conforme a la planificación de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano realizada por el CONELEC (LRSE, Artículos 5a y 13b), se obtiene como resultado proyectos de generación hidroeléctrica y proyectos de generación térmica, todos de carácter público; a más de aquella generación con energías renovables como eólica y geotérmica y de aportes pequeños de inversión en generación privada, incentivándose a la inversión privada en proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC).

En este documento se presentan los resultados obtenidos en la planificación de la expansión de la generación para el periodo 2013-2022. Se detallan las centrales de generación que son necesarias para cubrir la proyección de la demanda eléctrica, misma que ha considerado nuevos elementos de desarrollo como proyectos industriales y mineros, de refinación de combustibles, transporte, explotación petrolera y otros elementos relacionados con el cambio en la matriz energética del Ecuador y el uso eficiente de la energía.

Los supuestos que se han considerado para definir el presente Plan de Expansión de Generación son:

***Demanda:*** Se consideran varias Hipótesis para los escenarios de proyección de crecimiento de la demanda, las mismas que incorporan:

- Proyección estadística de la demanda,
- Inclusión de cargas adicionales para desarrollo industrial, transporte eléctrico (Metro de Quito y Tranvía de Cuenca 115MW), Refinería del Pacífico (en su fase de construcción requerirá de 80 MW, y a partir del año 2016 su consumo será de 380 MW), industria petroquímica, sustitución de gas licuado de petróleo (GLP) por electricidad para cocción, e integración del sistema eléctrico petrolero al S.N.I.,
- El cambio en la matriz productiva,
- La sustitución de GLP por electricidad en cocción,
- El plan de eficiencia energética que establece el cambio a luminarias eficientes, refrigeradoras, aires acondicionados y calefones.

**Interconexiones:** No se considera importación de energía por las interconexiones eléctricas existentes. El abastecimiento será únicamente con recursos propios, pero si se podrá programar la exportación de energía eléctrica, bajo condiciones de abastecimiento local satisfechas y existencia de excedentes debido a regímenes hidrológicos altos y precios de energía para oferta de exportación competitivos a nivel internacional.

**Retiro de centrales térmicas:** Se prevé el retiro de aquellas centrales térmicas para las que no se ha planificado su rehabilitación debido a su obsolescencia, y que han sido desplazadas por tecnologías más baratas en base a combustibles menos costosos y menos contaminantes.

**Cumplimiento de metas en eficiencia energética:** Conforme a los planes de eficiencia emitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, sus políticas y lineamientos energéticos, se realizarán simulaciones en las cuales se proyecta la demanda con diferentes índices de ingreso y penetración de dichos planes.

### 3.2 Situación actual y capacidad disponible del S.N.I.

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

**TABLA No. 3.1: INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA CON CORTE A 2012.**

ESTADO		CENTRAL HIDROELECTRICA	CENTRALES CASCADA		UNIDADES	POTENCIA Total MW	Energía Media Anual Año Gwh/año	Factor de Planta %
<b>E X S I T E N T E S</b>	<b>1</b>	PAUTE	SOPLADORA	CARDENILLO	10	1100	5.865,0	62,28
	<b>2</b>	AGOYÁN	SAN FRANCISCO		2	156	1.010	73,90
	<b>3</b>	PUCARÁ			2	73	149,40	23,40
	<b>4</b>	DAULE PERIPA			3	213	1.050	56,30
	<b>5</b>	MAZAR	PAUTE	PAUTE	2	163	908,40	61,00
	<b>6</b>	SAN FRANCISCO			2	216	914,00	45,30
	<b>7</b>	SIBIMBE			1	15	89,25	63,70
	<b>8</b>	OCAÑA			2	26	203,00	89,00
	<b>9</b>	HIDROABANICO	HIDROGEN	HIDROGEN	1	37,5	325,00	97,70
	<b>10</b>	CALOPE			2	18	90,00	62,50
	<b>11</b>	ESPERANZA			1	6	19,00	
	<b>12</b>	POZA HONDA			1	3	16,00	
	<b>13</b>	LORETO				2,15	12,97	69,80
	<b>14</b>	SAYMIRIN			6	14,4	96,26	77,20
	<b>15</b>	SAUCAY	SAYMIRIN		4	24	141,42	68,20
	<b>16</b>	BUENOS AIRES			1	1	7,00	80,00
	<b>17</b>	CUMBAYÁ			1	40	181,09	52,40
	<b>18</b>	EL CÁRMEN			1	8,2	36,77	51,90
	<b>19</b>	GUANGOPOLO			1	20,92	86,40	47,80
	<b>20</b>	NAYÓN			1	29,7	151,14	58,90
	<b>21</b>	PAPALLACTA			1	6,2	23,62	44,10
	<b>22</b>	RECUPERADORA			1	14,5	102,60	81,90
	<b>23</b>	PERLABÍ			1	2,46	13,09	61,60
	<b>24</b>	RIO BLANCO			1	3	18,09	69,80
	<b>25</b>	VINDOBONA			1	5,86	32,66	64,50
	<b>26</b>	ALAO			1	10	69,12	80,00
	<b>27</b>	AMBI			1	8	34,56	50,00
	<b>28</b>	CARLOS MORA			1	2,4	17,00	82,00
	<b>29</b>	CORAZÓN			1	0,98	7,62	90,00
	<b>30</b>	ILLUCHI 1-2			2	9,2	47,69	60,00
	<b>31</b>	PASOCHOA			1	4,5	24,03	61,80
		Otras Menores			24	21,97	94,91	50,00
	<b>TOTAL</b>	<b>55</b>				<b>2.255,97</b>	<b>11.837,11</b>	

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

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

### 3.3 Proyectos en marcha

En la Tabla No. 3.3 se resume los proyectos que se encuentran en construcción. En este grupo se destacan los denominados proyectos emblemáticos que han sido emprendidos por iniciativa del actual gobierno.

**TABLA No. 3.3: PROYECTOS CONTEMPLADOS EN EL PME**

ESTADO		CENTRAL HIDROELÉCTRICA	CENTRALES CASCADA		UNIDADES	POTENCIA Total MW	Energía Media Anual Año Gwh/año	Factor de Planta %
P R O Y E C T O S P L A N I F I C A D O	1	BABA	TRASVASEBABA	TRASVASEBABA	2	42	161	43,76
	2	TRASVASEBABA	HIDRONACION		1	-	441	
	3	SOPLADORA	CARDENILLO		3	487	2270	53
	4	TOPO			2	22,7	175	88
	5	CHORRILLOS			1	3,96	23,178	66,82
	6	SABANILLA			2	30	210,49	80
	7	LA MERCED JONDACHI			1	18,6	19	75
	8	COCA CODO SINCLAIR			8	1486	8743	67
	9	MINAS SAN FRANCISCO	LA UNION	LA UNION	3	276,1	1290,8	54
	10	SI TAMBO			2	8	45	64,21
	11	SI MINAS				6,4	37	66
	12	QUIJOS			2	50	355	81
	13	CARDENILLO	Molino	Sopladora	6	578,6	3306,41	65
	14	DELSITANISAGUA			2	115,33	904	89
	15	PILATON	TOACHI		3	49		54
	16	TOACHI			3	204	1190	54
	17	VICTORIA H			2	10	63,77	73
	18	MAZAR DUDAS	ALAZAN	SAN ANTONIO	1	7,54	125,3	68
	19	ALAZAN	SAN ANTONIO		1	6,2		
	20	SAN ANTONIO	ALAZAN	MAZAR-DUDAS	1	7,24		
	21	SOLDADOS	YANUNCAY	YANUNCAY	2	5,4	-	-
	22	YANUNCAY	MINAS SOLDAD	MINAS SOLDAD	2	16	-	-
	23	MINAS SOLDADOS			2	6,4	190	78
	24	MANDURIACU	TORTUGO	TORTUGO	3	62,5	356	66
	25	TIGRE	LLURIMAGUAS	LLURIMAGUAS	2	80	381	50,1
	26	CHIRAPI	MANDURIACU	MANDURIACU	2	169,2	968,4	65,3
	27	CHONTAL	CHIRAPI	CHIRAPI	2	184	1034	64,2
	28	ISIMANCHI			1	2,25	17	85
	29	SAN BARTOLO			2	49	315	75
	30	SAYMIRIN V			2	7	32	52
	31	SANTA CRUZ			3	129	768	68
	32	DUE			3	49,7	421	97

### 3.4 Escenario de expansión de referencia

Conforme la demanda eléctrica del Ecuador proyectada para el periodo 2013-2022 y propuesta en el Capítulo 2 de este Plan, para establecer el escenario Base de la expansión de la generación, se tomó como referencia la Hipótesis 5 de crecimiento de la demanda, la cual considera las políticas oficiales entregadas al CONELEC por parte del MEER como directrices para el establecimiento de criterios en la planificación de la expansión eléctrica del S.N.I.

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

- Crecimiento tendencial de consumo.



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

El ingreso masivo de cocinas está previsto, en valores acumulativos, de la siguiente manera:

**TABLA No.3.4: PLAN DE INGRESO ACUMULATIVO DE COCINAS DE INDUCCIÓN EN EL S.N.I.**

AÑO	NUM. UNIDADES	% PENETRACION (a los usuarios)
2015	350.000	8
2016	1.400.000	33
2017	3.500.000	80
2018	3.753.820	83
2019	4.017.703	86
2020	4.291.956	90
2021	4.420.586	90
2022	4.538.136	90

Las hipótesis de crecimiento de la demanda consideradas en el presente plan se enumeran a continuación:

1. **Hipótesis 1:** Línea base de proyección; crecimiento tendencial del consumo (análisis econométricos y proyecciones estadísticas).
2. **Hipótesis 2:** Hipótesis 1 + cargas de proyectos mineros, industrias siderúrgicas y cementeras, transportación eléctrica, abastecimiento petrolero, proyectos de eficiencia energética y cambio de la matriz productiva, ciudad del conocimiento (Yachay).
3. **Hipótesis 3:** Hipótesis 2 + 3,5 millones de cocinas eléctricas desde 2015 a 2017 y luego hasta llegar al 90% de penetración en el 2022.
4. **Hipótesis 4:** Hipótesis 2 + demanda de la Refinería del Pacífico (400 MW).
5. **Hipótesis 5:** Hipótesis 3 + demanda de la Refinería del Pacífico.
6. **Hipótesis 5':** Variante de Hipótesis 5 (1 millón de cocinas) + demanda de la Refinería del Pacífico.

### 3.4.1 Criterios de selección de escenarios

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

#### **3.4.1.1 Escenario base**

Este escenario de planificación se refiere a aquel con características elementales tanto en demanda como en generación; es decir, se refiere a la expansión requerida para suplir las necesidades del Ecuador de manera autónoma, sin interconexiones ni intercambios energéticos a través de los enlaces internacionales y con suficientes niveles de reserva para cumplir con los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad.

En este escenario, los proyectos emblemáticos tienen su ingreso y aporte al S.N.I. en las fechas programadas: 2014, 2015 y 2016. Debido al crecimiento de la demanda bajo la Hipótesis 5, para los años 2017 y 2018 se requerirán proyectos de generación hidroeléctrica adicionales y proyectos de generación térmica eficiente que podrían utilizar gas natural o algún otro combustible fósil (150 MW térmicos para el estiaje de 2014). Para dicha hipótesis de crecimiento de la demanda, los proyectos térmicos; Esmeraldas II, Machala Gas 3ra Unidad, y Térmico Machala Ciclo Combinado, no deben retrasar su ingreso ya que su aporte es imprescindible para brindar las reservas y firmeza energética necesaria durante los periodos de estiaje de los años 2013, 2014 y 2015, durante los cuales se concretarán los grandes proyectos hidroeléctricos de la vertiente del Amazonas y del Pacífico.

A partir del ingreso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el abastecimiento de la demanda proyectada permanece sin mayor variación. Sin embargo, ante el ingreso masivo de cocinas eléctricas serán necesarios proyectos adicionales que permitan cubrir la demanda proyectada manteniendo adecuados niveles de reserva que brinden firmeza al sistema, especialmente en época de estiaje.

### **3.5 Plan de Expansión de Generación 2013 – 2022**

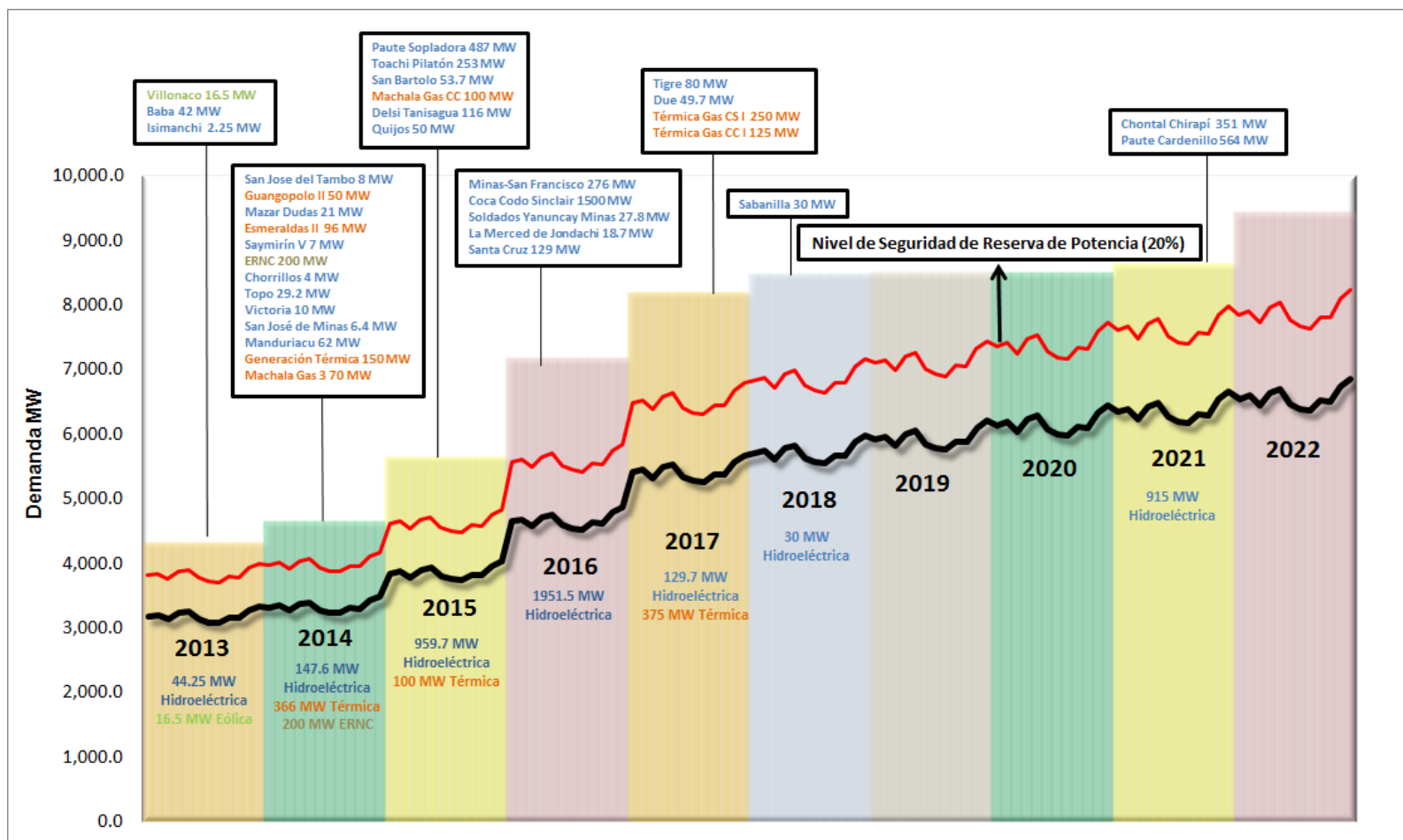
En la Tabla No. 3.5 se presenta el resumen del Plan de Expansión de Generación 2013-2022 que responde a la Hipótesis 5 de la proyección de la demanda.

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

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

**TABLA No. 3.5: PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2013-2022.**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón	Monto por invertirse hasta 2022 (USD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Eólico	16,5	64	Loja	Loja	14.390.338
jun-13	Baba	Hidroitoral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	Los Rios	Buena Fé	15.925.721
oct-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	788.665
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	Bolívar	Chillanes	11.881.083
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	Pichincha	Quito	29.789.269
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	Cañar	Azogues	36.895.023
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	Esmeraldas	Esmeraldas	77.010.600
mar-14	Saymirin V	Elecaastro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	Azuay	Cuenca	6.016.072
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	Varias	Varios	579.500.000
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	5.607.660
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	Tungurahua	Baños	25.769.923
sep-14	Victoria	Hidro victoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	Napo	Quijos	9.647.764
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	11.200.000
nov-14	Manduriacu	CELEC EP Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	Pichincha	Quito	117.900.000
dic-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	El Oro	Machala	83.624.176
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051,2	Guayas	Guayaquil	195.000.000
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448.982.923
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoachi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341.640.104
may-15	San Bartolo	Hidro sanbartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63.020.000
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	El Oro	Machala	167.005.757
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	Zamora Chinchipe	Zamora	120.384.060
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	Napo	Quijos	86.409.669
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419.025.709
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbaqui	1.482.772.582
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaastro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	59.017.586
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	Napo	Archidona	30.188.491
dic-16	Santa Cruz	Hidro cruz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	Zamora Chinchipe	El Pangui	250.000.000
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173.760.000
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	420,9	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70.333.050
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	Guayas	Guayaquil	325.000.000
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	Guayas	Guayaquil	162.500.000
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	Zamora Chinchipe	Zamora	60.133.365
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP Enernorte	Prefactibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.765,9	Pichincha	Quito	561.380.000
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.355,8	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041.000.000
	<b>TOTAL</b>					<b>5.227</b>	<b>30.142</b>			<b>7.083.499.590</b>



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

### 3.6 Presupuesto de la expansión

En la **Tabla No. 3.6** se presenta un desglose de costos de las inversiones públicas y privadas requeridas.

**TABLA No. 3.6: COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2013-2022**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia MW	Inversiones Públicas 2013-2022	Inversiones privadas 2013-2022
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	14.390.338	
jun-13	Baba	Hidroitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15.925.721	
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,25	788.665	
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0		11.881.083
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29.789.269	
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	Hidroeléctrico	21,0	36.895.023	
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77.010.600	
mar-14	Saymirín V	Elecausto S.A.	Hidroeléctrico	7,00	6.016.072	
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	ERNC	200,0		579.500.000
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	3,96	5.607.660	
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	Hidroeléctrico	29,2		25.769.923
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	9.647.764	
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	5,95		11.200.000
nov-14	Manduriacu	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	60,0	117.900.000	
dic-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	83.624.176	
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	Termoeléctrico	150,0	195.000.000	
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	448.982.923	
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoachi EP	Hidroeléctrico	253,0	341.640.104	
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Hidroeléctrico	48,1		63.020.000
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	167.005.757	
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	120.384.060	
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	50,0	86.409.669	
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	419.025.709	
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	1.482.772.582	
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecausto S.A.	Hidroeléctrico	27,8	59.017.586	
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	30.188.491	
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruc S.A.	Hidroeléctrico	129,0		250.000.000
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	80,0	173.760.000	
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Hidroeléctrico	49,7		70.333.050
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC EP	Termoeléctrico	250,0	325.000.000	
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC EP	Termoeléctrico	125,0	162.500.000	
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Hidroeléctrico	30,0		60.133.365
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	351,0	561.380.000	
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	564,0	1.041.000.000	
	<b>TOTAL</b>			<b>5.227</b>	<b>6.011.662.169</b>	<b>1.071.837.421</b>

### 3.6.1 Inversiones bajo diferentes escenarios de demanda

Para los diferentes escenarios e hipótesis de demanda, la sensibilidad de inversión en los proyectos de generación necesarios ante dichos cambios se describe en la **Tabla No. 3.7**.

En esta tabla, se presenta el plan de inversiones para la Hipótesis 5, una comparación de los resultados obtenidos para la Hipótesis 4 (sin cocinas) e Hipótesis 5' (1 millón de cocinas y RdP).

Para el Caso 3 de Generación (Hipótesis 4 de demanda) no se considera la demanda de las cocinas eléctricas ni la exportación y se supone una disponibilidad mayor de gas del Golfo de Guayaquil con 1100 MW (por confirmarse con los estudios de reservas probadas, probables y posibles, de Petroecuador EP).

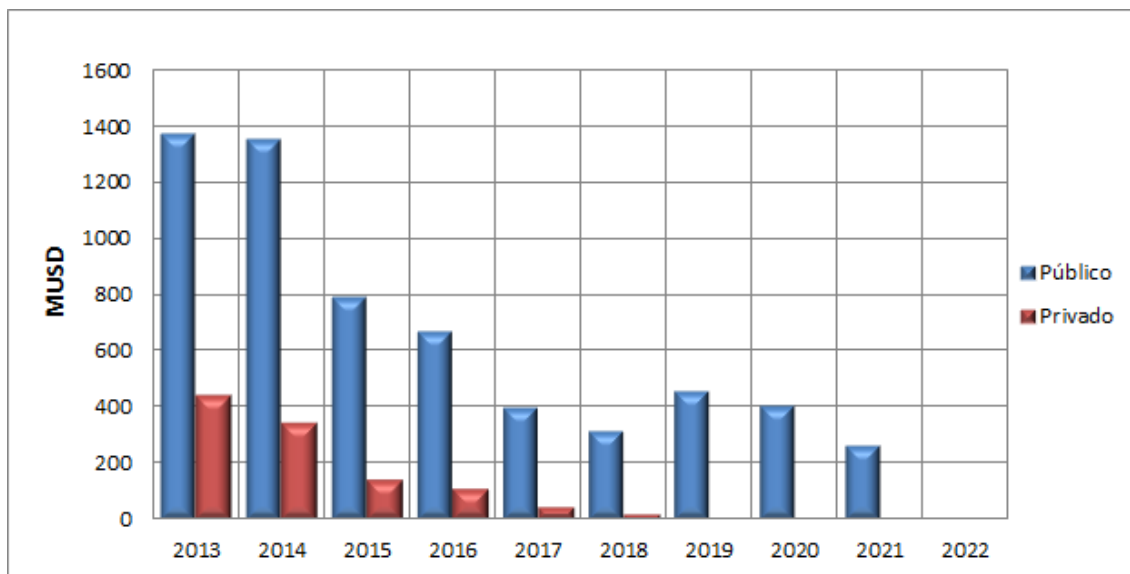
Para el Caso 4, que toma en cuenta: un millón de cocinas eléctricas, alimentación a la Refinería del Pacífico (375 MW) y la disponibilidad probada de gas del Golfo para 375 MW en dos unidades térmicas (Ciclo combinado), se consideró una fuente segura de producción eléctrica a la generación con gas, por su rápida instalación y operación eficiente, para brindar condiciones de firmeza en el sistema y zonas cercanas a la Refinería del Pacífico.

**TABLA No. 3.7: VARIACIÓN DE INVERSIONES EN GENERACIÓN CON DIFERENTES ESCENARIOS DE DEMANDA**

ESCENARIO DEMANDA	ESCENARIO GENERACION	POLITICAS			CONSIDERACIONES			PROYECTOS DE GENERACIÓN ADICIONAL			
		COCINAS	REFINERIA DEL PACIFICO	INTERCONEXION 500 kV	Eólico	Geotérmico	Gas	HIDROELECTRICOS	Costos estimados Hydro	TERMICOS GAS	Costos estimados Gas
Hipotesis 5: Proyección de Demanda 3,5 MM Cocinas y RDP	CASO BASE	3,5 MM en 3 años (1M/año: 2015-2017) 90% penetracion	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	No	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Disponibilidad a 250 MW	ENE-2017 : Tigre 80 MW	174	SEPT-2017 : Ciclo Simple I 250 MW	325
								DIC-2021 : Cardenillo 564 MW. Chontal-Chirapi 351 MW	1.603	SEPT-2017 : Ciclo Simple I 125 MW	162.5
								Inversión Hydro	1.777	Inversión Térmicas	488
									MM USD	Inv. Gen. Caso Base: TOTAL	2.264,5
Hipotesis 5: Proyección de Demanda 3,5 MM Cocinas y RDP	CASO DOS	3,5 MM en 3 años (1M/año: 2015-2017) 90% penetracion	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	No	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Total disponibilidad de Gas. Campo Amistad: 1100 MW	Ninguno	0	OCT-2018 : Ciclo Simple I 140 MW	182
									0	OCT-2020 : Ciclo Combinado 640 MW	832
									0		1.014
									MM USD	Inv. Gen. Caso Dos: TOTAL	1.014
Hipotesis 4: Proyección de Demanda Industrial y Transporte y RDP (sin cocinas)	CASO TRES	Sin cocinas	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	No	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Total disponibilidad de Gas. Campo Amistad: 1100 MW	Ninguno	0	Ninguno	0
									0		0
									0		0
									MM USD	Inv. Gen. Caso Tres: TOTAL	0
Hipotesis 5: Proyección de Demanda 1MM Cocinas y RDP	CASO CUATRO	1 MM cocinas escalonado entre 2015 y 2020	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	Si	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Disponibilidad a 250 MW ciclo simple y 125 MW ciclo combinado	Ninguno	0	OCT-2017 : Ciclo Simple I 250 MW	325
									0	OCT-2020 : Ciclo Combinado 125 MW	163
									0		487,5
										Inv. Gen. Caso Cuatro: TOTAL	487,5

### 3.6.2 Programación de desembolsos

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



**FIG. NO. 3.2: DESEMBOLSO DE CAPITALES PÚBLICOS Y PRIVADOS - PERIODO 2013-2022**

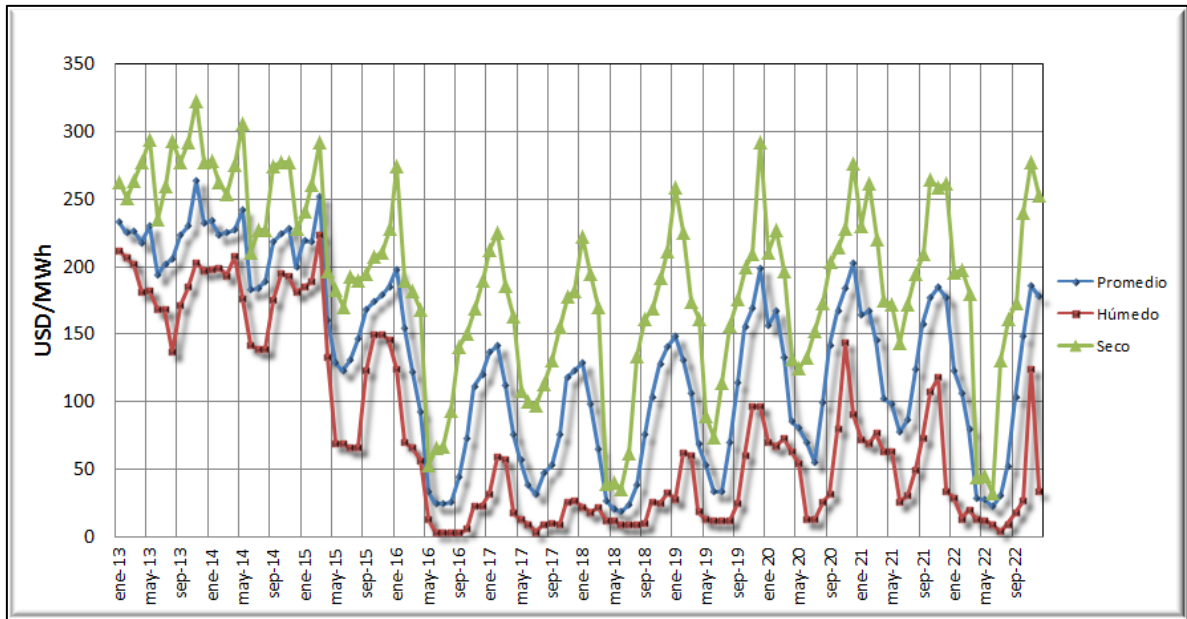
### 3.7 Proyección de costos marginales

En la **FIG. No. 3.3** se presenta el costo marginal del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el Plan de Expansión de Generación propuesto y los principales escenarios hidrológicos simulados: promedio, semi-seco y seco.

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

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



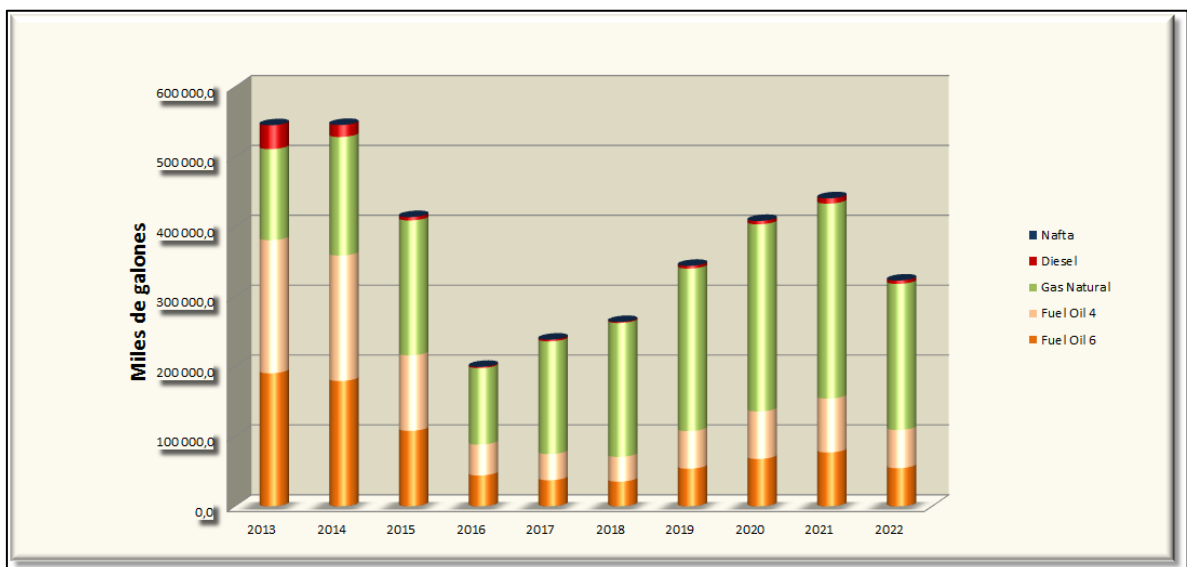


**FIG. No.3.3: COSTO MARGINAL PARA TRES ESCENARIOS HIDROLÓGICOS**

### 3.8 Consumo de combustibles

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

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

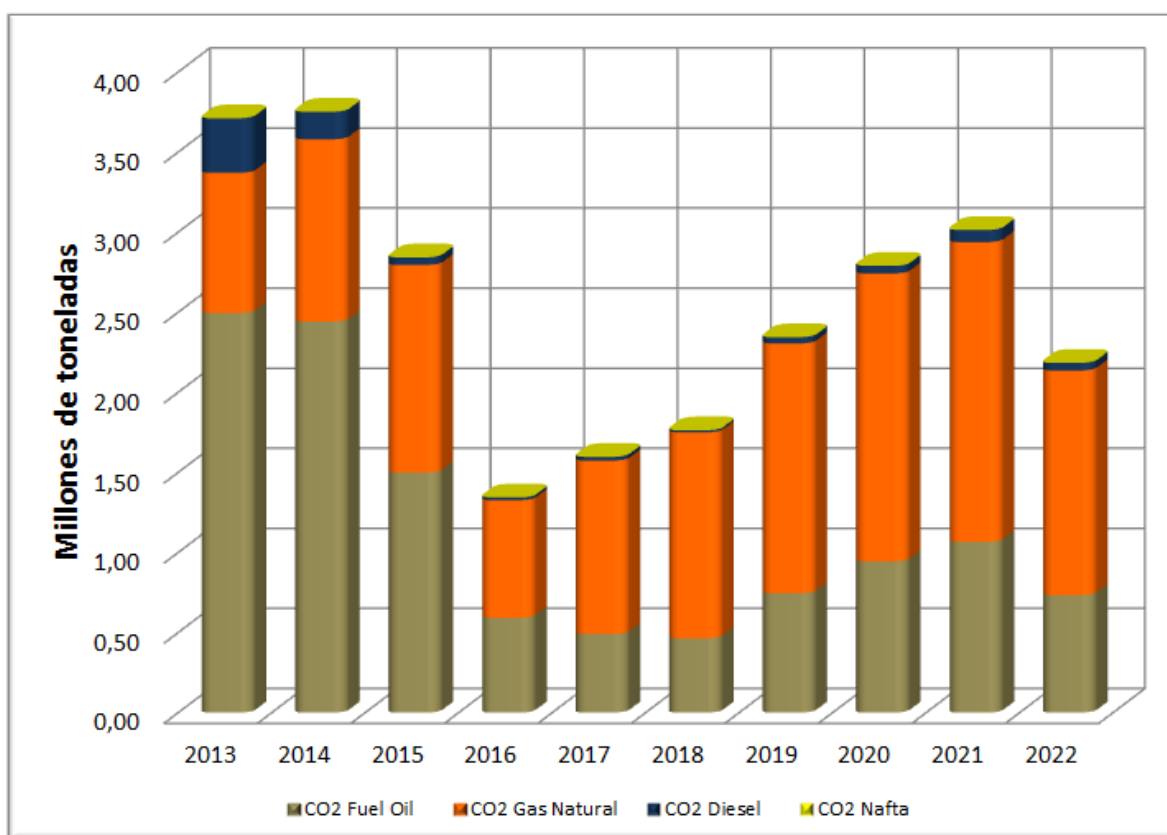


**FIG. No. 3.4: CONSUMO ESTIMADO DE COMBUSTIBLES, PERÍODO 2013 – 2022, ESCENARIO HIDROLÓGICO MEDIO**

### 3.9 Emisiones de CO<sub>2</sub>

Una de las bondades del Plan de Expansión de Generación propuesto, tiene relación con las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. En la **FIG. No. 3.5**, se presentan las emisiones de CO<sub>2</sub> en etapas anuales, asumiendo un escenario hidrológico promedio.

Los resultados muestran que en el 2013 se emitirían a la atmósfera alrededor de 3,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> originadas en la operación de centrales térmicas, y de cumplirse con el PEG propuesto, éstas podrían reducirse significativamente a partir del 2015, llegando a valores mínimos de 1,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2016. Posteriormente, se incrementarían los niveles de emisión hasta 2,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2021.



**FIG. No.3.5: EMISIONES DE CO<sub>2</sub> POR TIPO DE COMBUSTIBLE 2013 - 2022**

## 4.- PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

### 4.1 Introducción

Un aspecto particularmente importante que contribuye a garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, se relaciona con una adecuada expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Esta tarea es de responsabilidad de la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, cuya acción oportuna y responsable se dirige a mantener adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos.

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

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

Con la proyección prevista para el crecimiento de la demanda y el plan de expansión de generación respectivo, se analiza la expansión de la transmisión en base a la selección de la mejor alternativa de construcción de obras, entre otras, que garantice a menor costo, la operación técnica y confiable del Sistema en todo el período de planificación.

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

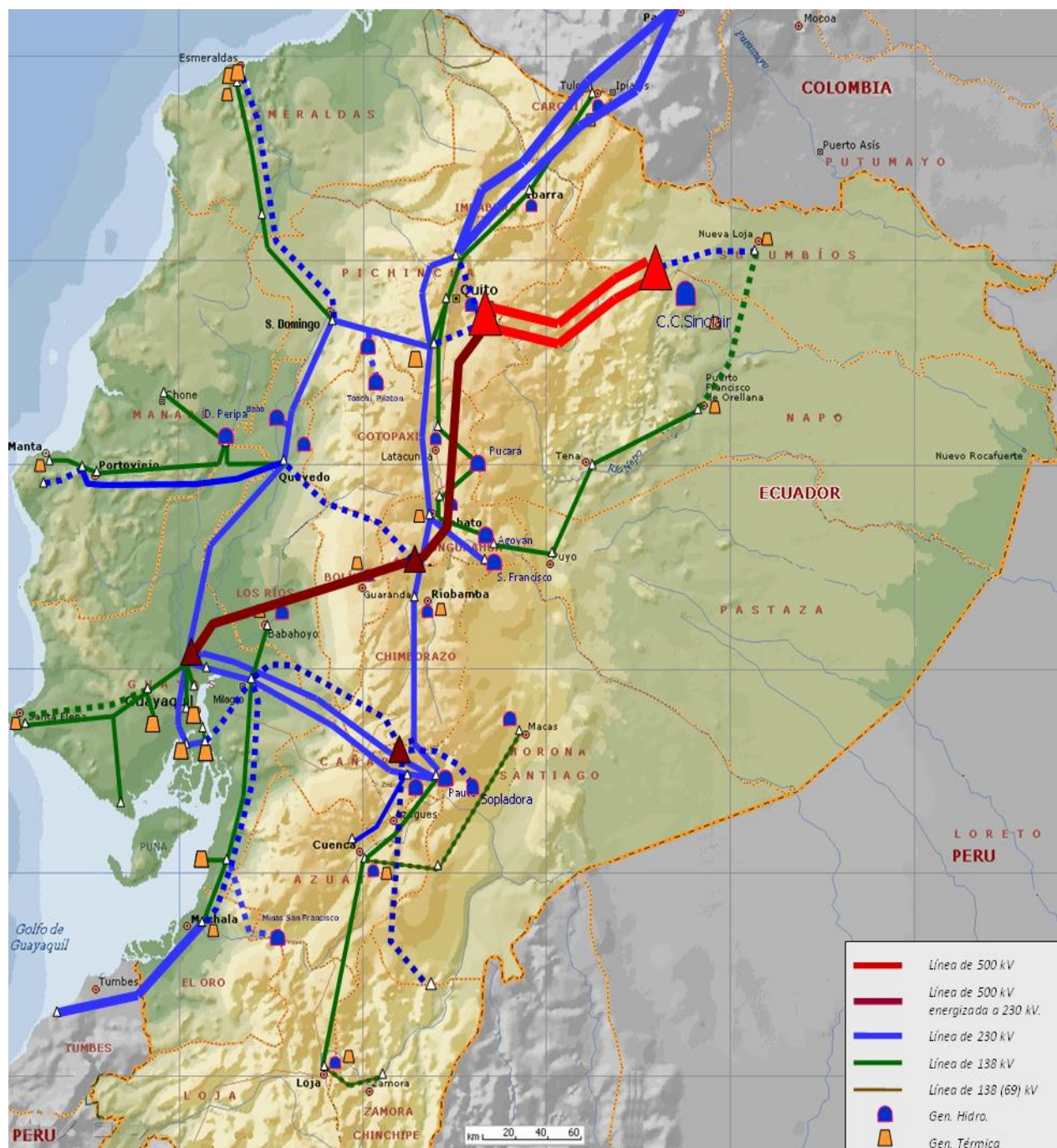
### 4.2 Proyectos de expansión de transmisión

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

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

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

La FIG. 4.1 se muestra el sistema ampliado propuesto.



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

Fuente: CELEC EP

### 4.2.1 Proyectos de expansión en ejecución

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

Desde la Tabla No. 4.1 hasta la Tabla No. 4.5 se muestra el listado de proyectos de expansión distribuidos por zonas geográficas con la descripción del objetivo de la obra, la fecha prevista de ingreso en operación al SNT y el grado de avance a diciembre de 2012.

**TABLA No. 4.1: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NORTE**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del SNI con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	4to. trimestre 2013	26%
Subestación Pomasqui: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del SNI (EEQSA y Emelnorte).	4to. trimestre 2013	25%
Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del SNI y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	4to. trimestre 2013	45%
Subestación Mulaló: Intalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la provincia de Cotopaxi.	4to. trimestre 2013	10%
Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias: Cotopaxi y Tungurahua.	4to. trimestre 2013	10%
Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló – Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa.  Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa – Conocoto – Vicentina.  Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	4to. trimestre 2013	En diseño

Fuente: CELEC EP



**TABLA No.4.2: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NOROCCIDENTAL**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de las provincias de Santo Domingo y Esmeraldas.	1er. trimestre 2013	77%
Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	4to. trimestre 2013	24%
Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	4to. trimestre 2013	14%
Subestación Santo Domingo: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santo Domingo.	4to. trimestre 2013	15%

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.3: PROYECTOS EN EJECUCIÓN – ZONA SUR**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de línea de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala, 230 kV, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	2do. trimestre 2013	91%
Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Montaje segundo circuito línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV. Ampliación de bahías en subestaciones.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de concesión de la E.E. Sur.	2do. trimestre 2013	41%
Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza: Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km. Subestación Yanacocha 138 kV. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E.Sur en la provincia Zamora Chinchipe.	2do. trimestre 2013	25%
Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el SNI.	4to. trimestre 2013	60%

Fuente: CELEC EP

**Tabla No. 4.4: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA SUROCCIDENTAL**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	1er. trimestre 2013	90%
Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil. Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	1er. trimestre 2013	95%
Línea de transmisión 230 kV doble circuito 52 km Milagro – Las Esclusas.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	2do. trimestre 2013	55%
Subestación Lago de Chongón: Seccionamiento 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013	50%
Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena:  Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de uno operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013	48%

Fuente: CELEC EP

**Tabla No. 4.5: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - GLOBALES**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Reserva de Subestaciones: Subestación Móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Subestación móvil para emergencias en instalaciones del SNT.	2do. trimestre 2013	45%
Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	4to. Trimestre 2013	47%

Fuente: CELEC EP

La FIG. 4.2 presenta información de los montos de inversión requeridos para las obras arriba indicadas, agregando el estado de avance de cada una a diciembre 2012 y su fecha prevista de entrada en operación.

Zona	Obra	Monto MUSD	Grado de Avance a diciembre 2012	Fecha de entrada en operación 2013			
				1er. Trim	2do. Trim	3er. Trim	4to. Trim
Norte	Subestación El Inga: Construcción subestación 230/138 kV, 300 MVA	11.546	26%				
	Subestación Pomasqui: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA	3.829	25%				
	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui	17.130	45%				
	Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA	3.559	10%				
	Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA	2.216	10%				
	Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento línea de transmisión Mulaló - Vicentina	1.988					
Noroccidental	Subestación Santo Domingo: Ampliación subestación 230/138 kV, 167 MVA	4.590	77%				
	Subestación Quinindé: Construcción subestación 138/69 kV, 60 MVA	6.764	24%				
	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA	72	15%				
	Subestación Santo Domingo: Ampliación subestación 138/69 kV, 167 MVA	5.665					
Sur	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Machala II Etapa	23.372	91%				
	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja	5.469	41%				
	Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza	13.060	25%				
	Subestación Babahoyo: Construcción subestación 138/69 kV, 2x67 MVA	10.641	60%				
Suroccidental	Subestación Dos Cerritos: Instalación Capacitores 69 kV, 2x12 MVAR	1.684	90%				
	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas	30.512	55%				
	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena	17.725	48%				
Global	Reservas de Subestaciones: Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV	3.842	47%				
	Reserva de Subestaciones: Subestación móvil 138/69 kV, 60 MVA	4.144	45%				

FIGURA No. 4.2.: PERFIL DE LAS OBRAS EN CURSO EN EL SNT



### 4.3 Plan de equipamiento

El plan de expansión de transmisión establece varios proyectos, incluyendo aquellos que iniciaron su operación en el año 2012 y los que se encuentran en ejecución, que comprenden la construcción de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, la instalación de 7.645 MVA de transformación y la incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva, como se presenta en las siguientes tablas.

**TABLA No. 4.6: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Año	km por nivel de tensión			
	138 kV	230 kV	500 kV	Total
2012	83	323	-	406
2013	276	123	-	399
2014	6	305	370	681
2015	-	190	180	370
2016	-	20	-	20
2017	55	2	-	57
2018	34	100	-	134
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>453</b>	<b>1.063</b>	<b>550</b>	<b>2.065</b>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.7: SUBESTACIONES**

Año	MVA por nivel de tensión				
	138/69 kV	230 /138 kV	230/69 kV	500/230 kV	Total
2012	307	392	-	-	699
2013	486	750	-	-	1236

Año	MVA por nivel de tensión				
	138/69 kV	230 /138 kV	230/69 kV	500/230 kV	Total
2014	66	634	951	-	1651
2015	-	-	-	2.500	2.500
2016	-	-	717	-	717
2017	-	392	225	-	617
2018	-	225	-	-	225
2019	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>859</b>	<b>2.393</b>	<b>1.893</b>	<b>2.500</b>	<b>7.645</b>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.8: COMPENSACIÓN CAPACITIVA**

Año	MVAR por nivel de tensión			
	230 kV	138 kV	69 kV	Total
2012	-	-	24	24
2013	-	-	-	0
2014	-	-	12	12
2015	240	60	-	300
2016	-	30	24	54
2017	-	-	-	-
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-

Año	MVAR por nivel de tensión			
	230 kV	138 kV	69 kV	Total
2022	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>240</b>	<b>90</b>	<b>60</b>	<b>390</b>

Fuente: CELEC EP

En las tablas siguientes se presenta un resumen del plan de equipamiento propuesto para el período 2013 - 2022 por zona operativa, así como de los proyectos cuyo impacto engloba al SNT en su conjunto.

**TABLA No. 4.9: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NORTE**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación: 2 bahías de línea de 138 kV (seccionamiento línea de transmisión Mulaló -Vicentina 138 kV)	4to trim. 2013
2	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación: Transformador trifásico 230/138 kV, 90/120/150 MVA	2do trim. 2013
3	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación: Segundo transformador, 180/240/300 MVA	4to trim. 2013
4	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación Transformador 138/69 kV, 75 MVA	4to trim. 2013
5	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui. Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui, 230 kV, doble circuito	4to trim. 2013
6	Subestación Mulaló Transformador 138/69 kV, 67 MVA	4to trim. 2013
7	Subestación El Inga Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	4to trim. 2013
8	Subestación Tabacundo 230/138 kV: Transformador trifásico de 100/133/167 MVA.	4to trim. 2014
9	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/138 kV, 60/80/100 MVA.	4to trim. 2016

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.10: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NORORIENTAL**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair - Sucumbíos Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Sucumbíos, 230 kV, 105 Km, doble circuito, 1200 ACAR. Subestación Sucumbíos, 230/69 kV, 167 MVA.	4to trim. 2014
2	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos - Orellana: Subestación Sucumbíos 230/138 kV, 167 MVA. Subestación Orellana 138 kV, ampliación. Línea de transmisión Sucumbíos - Orellana, 138 kV, 55 km, doble circuito, 750 ACAR.	4to trim. 2017

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.11: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NOROCCIDENTAL**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santo Domingo: Transformador 230/138 kV, 167 MVA.	1er trim. 2013
2	Subestación Quinindé: Transformador 138/69 kV, 60 MVA.	4to trim. 2013
3	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	4to trim. 2013
4	Subestación Santo Domingo: Instalación transformador 138/69 kV, 167 MVA	4to trim. 2013
6	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, II etapa: Subestación Quevedo 230 kV, ampliación Subestación San Gregorio 230 kV, ampliación	4to trim. 2013
7	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta: Línea de transmisión San Gregorio - San Juan 230 kV, 35 km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación San Juan de Manta 230/69 kV, 225 MVA Subestación San Gregorio 230 kV, ampliación.	2do trim. 2014

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo), ampliación: Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	4to trim. 2016
9	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino: Línea de transmisión Daule Peripa - Severino, 138 kV, 33,5 km, simple circuito, 750 ACAR Subestación Daule Peripa, 138 kV, ampliación Subestación Severino, 138 kV, ampliación	4to trim. 2018

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.12: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA SUR**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Modernización subestación Molino 230/138 kV.	1er trim. 2013
2	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Línea de transmisión Cuenca – Loja, montaje de segundo circuito.	2do trim. 2013
3	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza: Línea de transmisión 138 kV Motupe – Yanacocha. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA	2do trim. 2013
4	Sistema 230 kV Milagro - Machala, Etapa II: Línea de transmisión Milagro - Machala, 230 kV, 134 km, montaje segundo circuito	2do trim. 2013
5	Sistema 138 kV Milagro - Babahoyo: Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 230 kV, 47 km, doble circuito, 1200 ACAR (operará inicialmente energizada a 138 kV) Subestación Milagro 138 kV, ampliación Subestación Babahoyo 138 kV, ampliación	4to trim. 2013
6	Subestación La Troncal 230/69 kV: Transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	2do trim. 2014
7	Subestación Yanacocha, ampliación: Transformador 138/69 kV, 40/53/66 MVA.	4to trim. 2014

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.13: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA SUROCCIDENTAL**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas: Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas 230 kV. Transformador 230/138 kV, 225 MVA.	2do trim. 2013
2	Subestación Dos Cerritos 69 kV: Instalación 2x12 MVAR Capacitores	1er trim. 2013
3	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 138 kV. Subestación 138 kV.	4to trim. 2013
4	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación: 1 Transformador trifásico, 20/27/33 MVA.	4to trim. 2013
5	Subestación Las Esclusas, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	4to trim. 2014
6	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas: Subestación Las Orquídeas, 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión Pascuales - Las Orquídeas, 230 kV, 10 Km, doble circuito, 1200 ACAR	4to trim. 2016
7	Subestación Durán 230/69 kV, 225 MVA. Tramo Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 10 km, montaje inicial de dos, 2x750 ACAR.	4to trim. 2016
8	Subestación San Idelfonso, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.	4to trim. 2017
9	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 225 MVA. Tramo Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 1.5 km.	4to trim. 2017
10	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón: Subestación Daule, 230 kV, ampliación Línea de transmisión Daule - Lago de Chongón, 230 kV, 30 km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno) Subestación Lago de Chongón 138/230 kV, 225 MVA	4to trim. 2018

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
11	<p>Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja:</p> <p>Subestación Posorja, 138 kV, ampliación</p> <p>Línea de transmisión Posorja - Lago de Chongón, 230 kV, 70,4 km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno, se energizará a 138 kV)</p> <p>Subestación Daule 138 kV, ampliación</p>	4to trim. 2018

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.14: PROYECTOS DE EXPANSIÓN GLOBALES**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	<p>Bahías de emergencia y/o reserva 138/69 kV:</p> <p>Dos bahías de línea de 138 kV</p> <p>Cuatro bahías de línea de 69 kV</p>	4to trim. 2013
2	<p>Sistema de transmisión 230 kV subestación Central – Quevedo:</p> <p>Línea de transmisión Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km.</p> <p>Subestación Central 230 kV.</p> <p>Subestación Quevedo 230 kV, ampliación.</p> <p>Línea de transmisión subestación Central - Punto de seccionamiento SNT, 230 kV, 5 km, 2 tramos doble circuito, 1200 ACAR</p>	4to trim. 2013
3	<p>Subestación Nueva Prosperina, ampliación:</p> <p>Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA</p>	4to trim. 2014
4	<p>Subestación El Inga, ampliación:</p> <p>Transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA.</p>	4to trim. 2014
5	<p>Subestaciones móviles:</p> <p>Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA</p> <p>Subestación móvil doble tap 138/22 y 138/13,8 kV, 33 MVA</p>	4to trim. 2014
6	Compensación capacitiva	Ver <b>¡Error! No e encuentra el origen de la referencia.</b>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.15: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ASOCIADOS A PROYECTOS DE GENERACIÓN**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	<p>Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo:</p> <p>Modernización subestación Esmeraldas:</p> <p>Subestación Esmeraldas, 230/138 kV, 167 MVA.</p> <p>Subestación Santo Domingo, 230 kV, ampliación.</p> <p>Línea de transmisión Esmeraldas - Sto. Domingo, 230 kV, 155 km, doble circuito, 1200 ACAR.</p>	1er trim. 2014
2	<p>Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro:</p> <p>Subestación Taday 230 kV.</p> <p>Subestación Milagro 230 kV.</p> <p>Línea de transmisión Sopladora – Taday, 230 kV, doble circuito, 35 km, 2 x 750 ACAR.</p> <p>Línea de transmisión Taday - Milagro, 230 kV, doble circuito 140 km, 2 x 750 ACAR.</p>	<p>3er trim. 2014</p> <p>3er trim. 2014</p> <p>3er trim. 2014</p> <p>1er trim. 2015</p>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 4.16: PROYECTOS DE EXPANSIÓN 500 kV**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	<p>Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga – Daule:</p> <p>Línea de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair, 500 kV, 2 circuitos independientes, 125 km, 4 x 1100 ACAR.</p> <p>Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 120 km, 4 x 750 ACAR. (se energizará a 230 kV).</p> <p>Subestación Central 230 kV.</p> <p>Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 4 x 750 ACAR. (se energizará a 230 kV).</p> <p>Línea de transmisión Daule - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, 3 tramos doble circuito, 10 km, 1200 ACAR.</p> <p>Subestación El Inga, 500/230 kV, 3 x 600 MVA.</p> <p>Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 kV, 375 MVA.</p> <p>Subestación Daule 230 kV.</p>	<p>4to trim. 2014</p> <p>4to trim. 2014</p> <p>4er trim. 2014</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p>

Fuente: CELEC EP



## 4.4 Presupuesto expansión del SNT

El presupuesto requerido para la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2012-2022, entre obras en marcha y obras nuevas, es de USD 838,24 millones, de los cuales USD 30,51 millones serán financiados con recursos del Fondo de Solidaridad, conforme el Mandato No. 9, mientras que los restantes USD 807,73 millones, que incluyen los USD 288,14 millones correspondientes al presupuesto del sistema de transmisión de 500 kV asociado al proyecto de generación Coca Codo Sinclair, corresponden a recursos del Estado Ecuatoriano, conforme lo establecido en el Mandato No. 15.

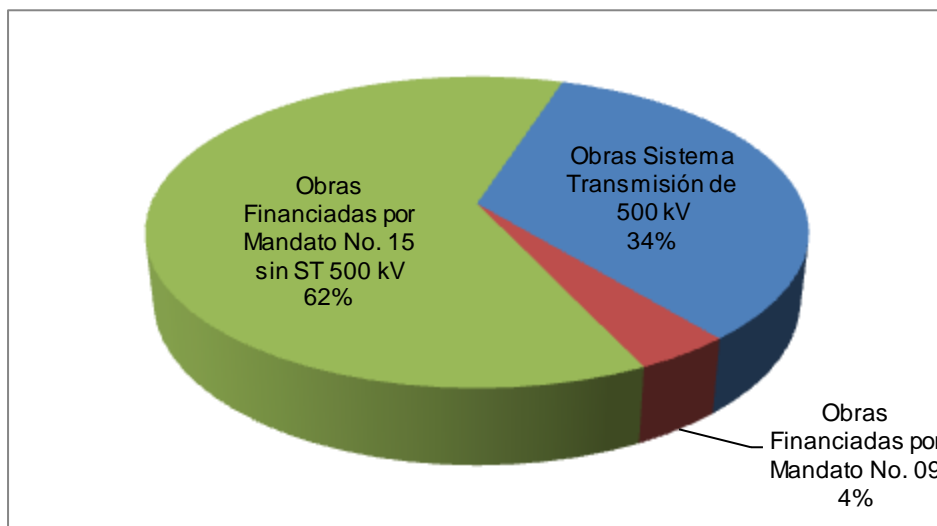


FIG. No. 4.3: PRESUPUESTO TOTAL

Fuente: CELEC EP

### 4.4.1 Presupuestos del Sistema Nacional de Transmisión

El presupuesto total requerido para ejecutar el Plan de Expansión de la Transmisión en el período 2012 - 2022 alcanza la cifra de USD 838,24 millones, cuya composición se muestra en la tabla que sigue.

TABLA No. 4.17: PRESUPUESTO TOTAL

Detalle	Monto MUSD
Obras financiadas mediante el Mandato No. 09	30.512,26
Obras financiadas mediante el Mandato No. 15 (sin obras del sistema de transmisión de 500 kV)	519.589,85
Obras del sistema de transmisión de 500 kV	288.142,19
<b>TOTAL</b>	<b>838.244,30</b>

Fuente: CELEC EP

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

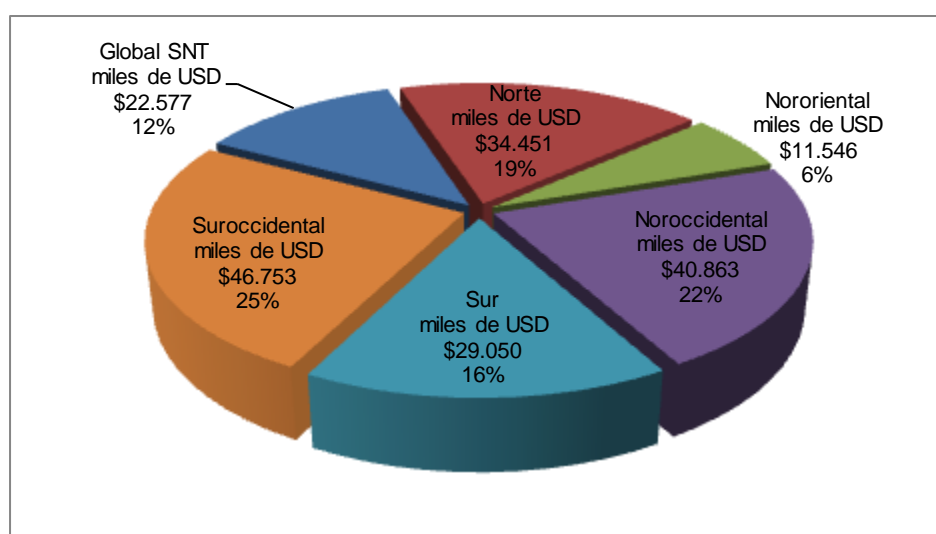
**TABLA No. 4.18: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA**

Ítem	Descripción	Total MUSD
1	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación	2.216,00
2	Subestación Mulaló 138/69 kV, ampliación	3.559,00
3	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II	17.130,41
4	Subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA	11.546,15
5	Sistema de transmisión 138 kV Nororiente	8.778,03
6	Subestación Santo Domingo 230/138 kV, ampliación capacidad transformación	4.590,00
7	Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio)	10.283,46
8	Subestación Santo Domingo 138/69 kV, ampliación	5.664,97
9	Subestación Chone 138/69 kV, ampliación	72,00
10	Subestación Quinindé 138/69 kV, 60 MVA	6.764,43
11	Subestación Babahoyo 138/69 kV, ampliación capacidad transformación	10.641,42
12	Subestación Cuenca 69 kV, ampliación	438,00
13	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja	5.469,24
14	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza	13.059,70
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala	23.372,00
16	Sistema de transmisión 138 kV Plan de Milagro - Macas	4.852,00
17	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón - Santa Elena	17.724,70
18	Modernización subestación Pascuales	2.194,00
19	Compensación capacitiva	1.684,00
20	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas	30.512,26
21	Subestación móvil 138/69 kV	4.144,00
22	Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV	3.842,00

Ítem	Descripción	Total MUSD
<b>TOTAL</b>		<b>188.537,77</b>

Fuente: CELEC EP

La FIG. No. 4.4 presenta la distribución por zonas del presupuesto de proyectos en marcha:



**FIG. No. 4.4: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA DISTRIBUIDO POR ZONAS**

Fuente: CONELEC

**TABLA No. 4.19: PRESUPUESTO DE NUEVOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN**

Ítem	Descripción	Total MUSD
1	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación	3.829,00
2	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación	1.988,12
3	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación	4.496,81
4	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA	12.353,48
5	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación	4.652,16
6	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos – Orellana	14.693,09
7	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos	24.850,50
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo) 230/69 kV, ampliación	5.349,31

Ítem	Descripción	Total MUSD
9	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II	3.382,00
10	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta	17.200,21
11	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino	4.088,27
12	Subestación Yanacocha 138/69 kV, ampliación	4.440,00
13	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA	7.804,04
14	Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo	11.518,00
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II	9.110,00
16	Modernización subestación Molino	8.623,00
17	Subestación Las Esclusas 230/69 kV, ampliación	6.721,31
18	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación	3.150,68
19	Subestación San Idelfonso 230/138 kV, ampliación	4.234,00
20	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV	10.074,71
21	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas	11.443,97
22	Subestación Durán 230/69 kV	11.498,00
23	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón	12.820,00
25	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja	12.410,00
26	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, ampliación	5.486,56
27	Subestación El Inga 230/138 kV, ampliación	4.962,05
28	Subestaciones móviles	8.024,79
30	Bahías de emergencia y/o reserva 138 y 69 kV	1.647,00
31	Compensación capacitiva	7.046,85
32	Sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo	30.140,00
34	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo	43.379,44
35	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday – Milagro	50.147,00
36	Sistema de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga – Daule	288.142,19
<b>TOTAL</b>		<b>649.706,53</b>

#### 4.4.2 Presupuesto por año

La tabla que sigue muestra el flujo anual de fondos previsto para el normal desarrollo del plan de expansión propuesto.

**TABLA No. 4.20: PRESUPUESTO POR AÑO EN MUSD**

<b>Año</b>	<b>Proyectos en ejecución</b>	<b>Nuevos proyectos (sin sistema de transmisión 500 kV)</b>	<b>Sistema de transmisión de 500 kV</b>	<b>Total</b>
2012	98.027,56	10.454,12	-	108.481,67
2013	89.203,61	66.786,49	-	155.990,10
2014	-	176.244,71	115.546,00	291.790,71
2015	-	14.794,56	172.596,19	187.390,75
2016	1.307,28	34.964,40	-	36.271,68
2017	-	29.001,80	-	29.001,80
2018	-	29.318,27	-	29.318,27
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>188.538,44</b>	<b>361.564,34</b>	<b>288.142,19</b>	<b>838.244,97</b>

Fuente: CELEC EP

Dado que estas cifras tienen como única finalidad proporcionar una visión indicativa sobre los requerimientos presupuestarios globales, los montos indicados para cada año fueron determinados considerando que la inversión total es realizada recién en el año de entrada en operación de cada proyecto. Es necesario tener presente que el flujo real de fondos que demanda la ejecución de proyectos de este tipo, con períodos de ejecución normales de dos a tres años, es generalmente de tipo multianual, por lo que para tener información más detallada sobre el flujo de fondos es necesario definir la programación y el cronograma pormenorizado de cada uno de los proyectos.

#### 4.4.3 Obras de transmisión adicionales por consideraciones de nuevos incrementos en las proyecciones de demanda en el SNI

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

Estos cambios en la proyección de la demanda consideran la sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017), la alimentación desde el SNI a las instalaciones de la Refinería del Pacífico (380 MW) a partir del año 2016, y el incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al SNI.

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

En la Tabla No. 3.21 se presentan los valores de proyección de demanda considerados en los nuevos análisis.

**TABLA No. 3.21: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA COINCIDENTE NACIONAL REAJUSTADA POR NUEVA POLÍTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

DEMANDA										
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MW	3.185	3.310	3.527	4.059	4.969	5.529	5.774	6.029	6.244	6.469

Fuente: CONELEC

En razón de que los principales incrementos de la nueva demanda se producirán a partir del 2016, los análisis eléctricos del sistema se enfocaron a los años 2016, 2017, 2019 y 2022, considerados representativos del período 2013 – 2022.

Sobre la base de los resultados de estos análisis, en la Tabla No. 3.22 se presenta un resumen de los requerimientos de equipamiento y montos de inversión adicionales que se deberían ejecutar en el sistema de transmisión.

**TABLA No. 3.22: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL**

Inversiones año 2016 MUSD		
Subestación Riobamba	Cambio de transformador a 167 MVA	2.884
Subestación Mulaló	Nueva subestación	11.285
Alimentación a la Refinería del Pacífico	Varias instalaciones	63.405
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		3.879

Costos indirectos (10%)	7.757
<b>Total 2016</b>	<b>89.210</b>

Inversiones año 2017 MUSD		
Subestación Tisaleo 230/69 kV	Nueva subestación	15.192
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		760
Costos indirectos (10%)		1.519
<b>Total 2017</b>		<b>17.471</b>

Inversiones año 2018 MUSD		
Subestación Tulcán 230/69 kV	Nueva subestación	11.285
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		564
Costos indirectos (10%)		1.129
<b>Total 2018</b>		<b>12.978</b>

Inversiones año 2019 MUSD		
Subestación Lago de Chongón 138/69 kV	Nueva subestación	5.377
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		269
Costos indirectos (10%)		538
<b>Total 2019</b>		<b>6.184</b>

Inversiones año 2020 MUSD		
Subestación Sinincay 230/138 kV	Nueva subestación	8.060
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		403
Costos indirectos (10%)		806
<b>Total 2020</b>		<b>9.269</b>

Inversiones año 2021 MUSD		
Subestación Posorja	Cambio de transformador	4.106
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		205
Costos indirectos (10%)		411
<b>Total 2021</b>		<b>4.722</b>

<b>TOTAL 2016 – 2021</b>	<b>139.834</b>
--------------------------	----------------

Fuente: CELEC EP

#### 4.4.3.1 *Requerimiento presupuestario para el Plan de Expansión de Transmisión*

En la Tabla No. 3.23 se indican las inversiones anuales requeridas para la expansión del sistema de transmisión considerando las condiciones iniciales de demanda, así como los incrementos y asumiendo que las inversiones se realizan hipotéticamente en los años en que entran en operación las instalaciones de transmisión.

**TABLA No. 3.23: PRESUPUESTO ANUAL REQUERIDO PARA EL PET 2013 – 2022**

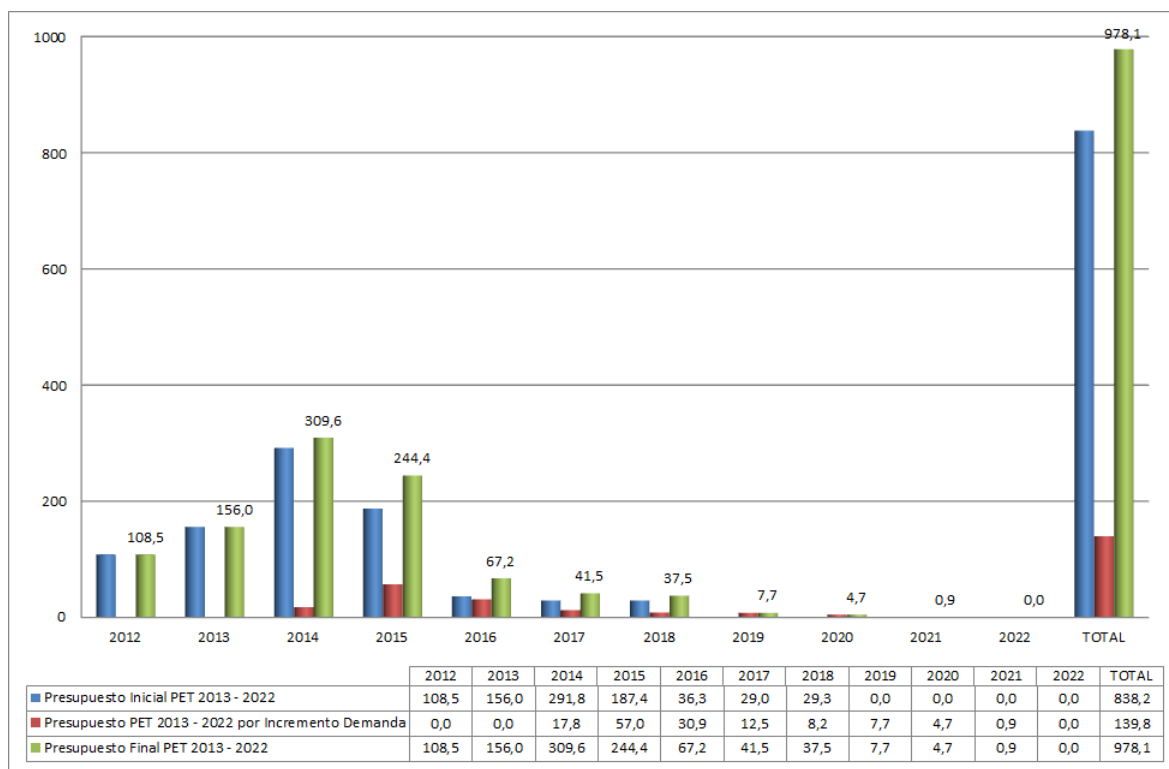
Inversiones PET 2013 – 2022 MUSD			
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022 (estimación marzo 2012)	Incremento obras transmisión por aumento de demanda	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022
2012	108.482	-	108.482
2013	155.990	-	155.990
2014	291.791	17.842	309.633
2015	187.391	57.020	244.411
2016	36.272	30.920	67.192
2017	29.002	12.518	41.519
2018	29.318	8.160	37.478
2019	-	7.743	7.743
2020	-	4.687	4.687
2021	-	945	945
2022	-	-	-
<b>Total</b>	<b>838.244</b>	<b>139.834</b>	<b>978.078</b>

Fuente: CELEC EP

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

La FIG. No. 4.5 muestra gráficamente los valores indicados.





**FIG. No. 4.5: INVERSIONES REQUERIDAS EN EL PET 2013 – 2022, EN MMUSD**

Fuente: CONELEC

Es necesario tener en cuenta que el flujo real de fondos necesarios para que el transmisor ejecute los proyectos de transmisión, demanda en la mayoría de los casos de cronogramas plurianuales con períodos de entre 2 y 3 años.

Considerando las inversiones reales de obras en ejecución realizadas por el transmisor y los requerimientos adicionales para la construcción de obras de transmisión relacionadas a la nueva demanda, en la Tabla No. 3.24 se presenta el flujo de fondos necesario para la realización del Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2022.

**TABLA No. 3.24: FLUJOS FINANCIEROS PET 2013 – 2022**

Flujos Financieros PET 2013 – 2022 MUSD			
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022 (estimación marzo 2012)	Incremento obras transmisión por aumento de demanda	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022
2012	178.997	-	178.997
2013	184.122	-	184.122
2014	221.391	17.842	239.233
2015	98.424	57.020	155.444

Flujos Financieros PET 2013 – 2022 MUSD			
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022 (estimación marzo 2012)	Incremento obras transmisión por aumento de demanda	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022
2016	29.474	30.920	60.394
2017	28.086	12.518	40.604
2018	21.533	8.160	29.693
2019	-	7.743	7.743
2020	-	4.687	4.687
2021	-	945	945
2022	-	-	-
<b>Total</b>	<b>762.027</b>	<b>139.834</b>	<b>901.862</b>

Fuente: CONELEC

Cabe indicar que, si bien los planes de expansión de transmisión cubren un período de 10 años de análisis, su elaboración se inicia dos años antes de que empiece el período, razón por la cual el estudio de las condiciones de operación del Sistema, considerando las obras de transmisión y generación en ejecución de los dos años previos, es una proyección realizada por el Transmisor y el Operador.

## 5.- EXPANSIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

### 5.1.- Introducción

Tomando en consideración que bajo la actual normativa, la expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas de distribución, mismas que para garantizar la provisión de energía deben planificar la ampliación y mejoramiento de los componentes de sus sistemas de distribución, se elaboran planes (PMD, PLANREP y FERUM), los cuales son presentados anualmente al CONELEC, a fin de conseguir su aprobación e inclusión como parte del Plan Maestro de Electrificación.

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

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

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

Por otra parte, se considera el mejoramiento de la imagen institucional de las distribuidoras, para lo cual los planes propuestos toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Implementar de procedimientos para mejorar la calidad en la gestión de las distribuidoras.
- Generar reportes, indicadores y estadísticas confiables.
- Implementar acciones para mejorar el nivel de satisfacción del usuario.
- Incorporar acciones para mejorar la recaudación de energía.

Se contemplan también acciones que permitan mejorar la calidad en la prestación del servicio, para lo cual se establecen los siguientes objetivos:

- Cumplir con la calidad del servicio eléctrico del sistema de distribución de acuerdo a la normativa vigente.
- Implementar el proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica - SIGDE, cuyo desarrollo se constituye como indispensable para el desarrollo del sector.

En el 2008, se aprobó la nueva Constitución de la República del Ecuador, en la que se definió al sector eléctrico como un sector estratégico y con la expedición de los Mandatos Constituyentes Nos. 9 y 15, se inició una reestructuración del sector eléctrico, con los objetivos de tener un mercado verticalmente integrado donde el Estado es el propietario único, durante este proceso, el Fondo de Solidaridad termina sus funciones en el 2009, las acciones de las empresas de generación, transmisión y distribución fueron transferidas al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER (creado por Decreto Ejecutivo en el 2007), el cual se constituyó en el principal accionista de las mismas; mientras tanto, el CONELEC sigue cumpliendo su rol de ente regulador, planificador y de control del sector eléctrico.

En el 2009, el Ecuador contaba con 20 empresas de distribución, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15 y con la reestructuración del sector eléctrico, se constituyeron 11 empresas y los planes de inversión pasaron a ser financiados con recursos del Presupuesto General del Estado.

Las 11 empresas de distribución están conformadas por: diez empresas eléctricas y la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, que reúne a diez unidades de negocio; de acuerdo a lo expuesto en la Tabla No. 5.1.

**TABLA No. 5.1: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA	DENOMINACIÓN	PROVINCIAS SERVIDAS	ÁREA DE CONCESIÓN km²
Corporación Nacional de Electricidad	Bolívar	Bolívar	3.997
	El Oro	El Oro, Azuay	6.745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
	Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4.059
	Manabí	Manabí	16.865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6.175
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6.774
	Sto. Domingo	Sto. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6.574
	Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40.805
	Azogues	Cañar	1.187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
	Galápagos	Galápagos	7.942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11.979
	Quito	Pichincha, Napo	14.971
	Riobamba	Chimborazo	5.940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22.721
	Pública de Guayaquil EP	Guayas	1.104

Estamos frente a desafíos generacionales, en los cuales la principal variable es el cambio en la matriz energética del Ecuador. Varios proyectos eléctricos significativos están en camino próximos a concluir, los mismos cambiarán nuestra tendencia de consumo y potenciarán el uso de la energía eléctrica al disponer una energía limpia, siempre disponible y eficiente. Las acometidas domiciliarias deberán disponer de por lo menos sistemas bifásicos para lograr una mejor distribución de la carga y bajar la corriente de consumo con la consecuente reducción de **pérdidas.**

## 5.2.- Planes previstos para la expansión de la Distribución

### 5.2.1.- Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD

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

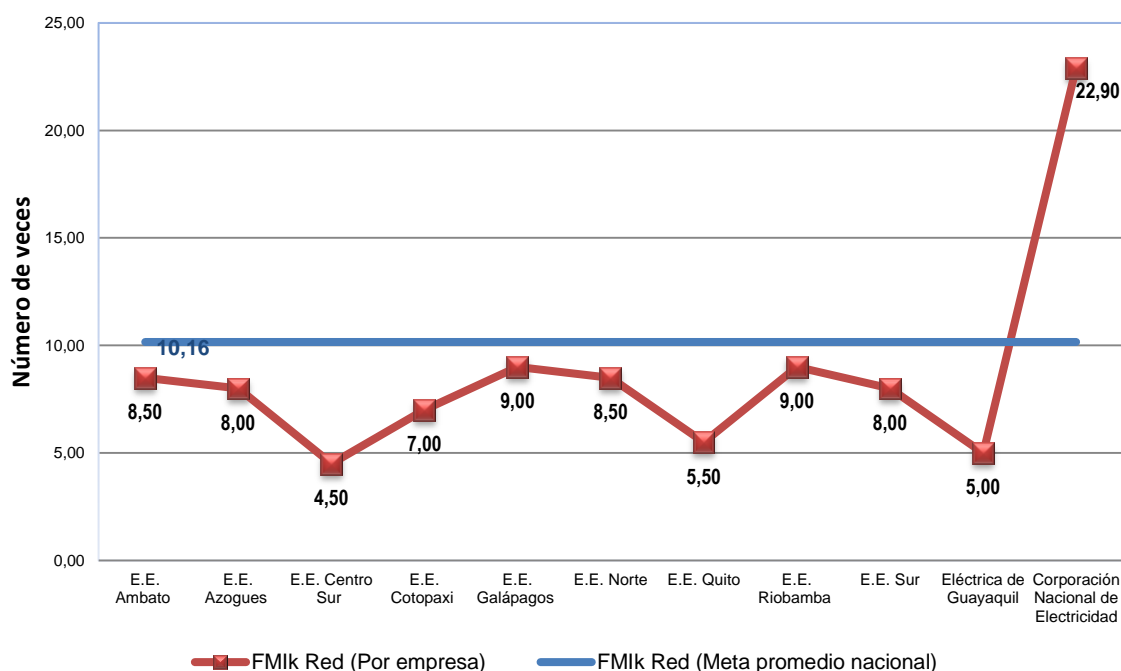
Si bien la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución tiene varios indicadores para medir la calidad del servicio, se establecieron metas, considerando tres aspectos importantes: disminución en los errores en facturación (PEF), frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMIk)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

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

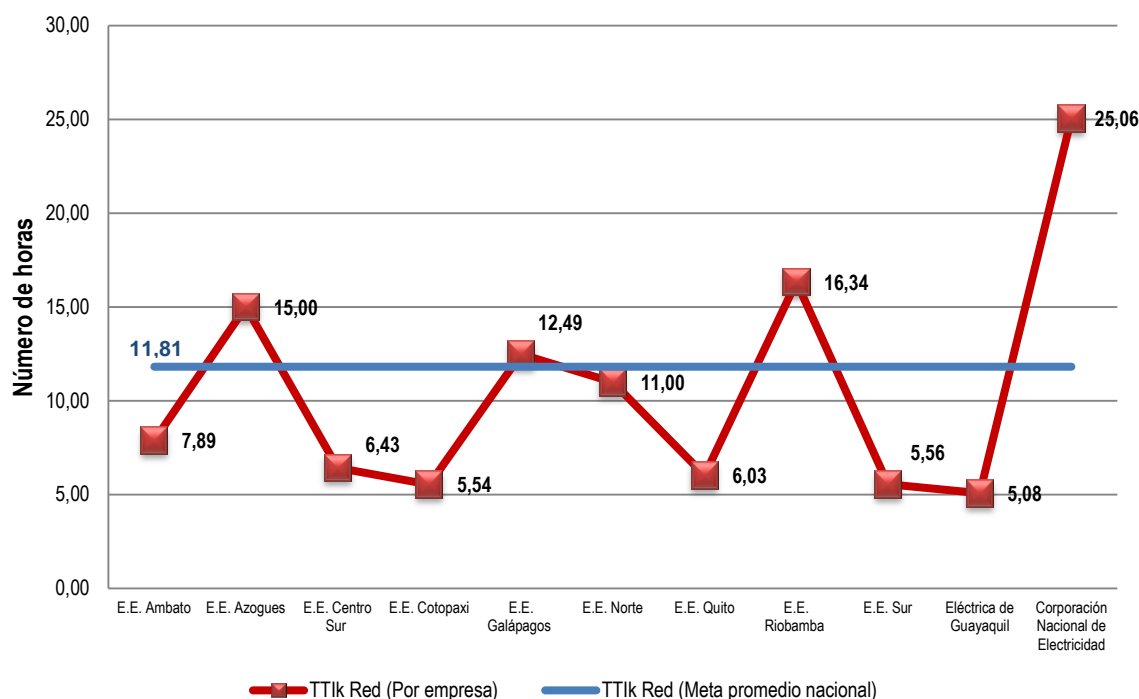
Con las consideraciones antes indicadas, las metas que han sido establecidas en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se presentan en la Tabla No. 5.2, mismas que tienen el objeto de impulsar a las empresas a cumplir con aspectos de calidad del suministro que poseen incidencia directa sobre los usuarios finales.

**TABLA NO. 5.2: METAS PARA EL AÑO 2013, CALIDAD DE SERVICIO**

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



**FIG. No. 5.1: METAS PARA LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, FMIK**



**FIG. No. 5.2: METAS PARA EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, TTIK**

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

### 5.2.2 Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP

El PLANREP tiene como propósito reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel de país, considera proyectos estratégicos y de alto impacto. Focaliza acciones a fin de priorizar la reducción de las pérdidas comerciales, sin descuidar las pérdidas técnicas, para mejorar la eficiencia energética en el país.

El índice de pérdidas totales de energía en los sistemas de distribución a nivel nacional, considerando los últimos años, fue del 13,63%.

Para el período de planificación 2013-2022, las metas consideran el comportamiento en la gestión de las empresas, de manera que, al finalizar cada año y en función de las inversiones realizadas, la incorporación de las nuevas cargas, el control en la gestión y los resultados alcanzados, puedan ser evaluadas y reajustadas de ser el caso; sin embargo se plantea como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6% en el 2022, como producto de un ajuste a las metas establecidas en el plan anterior.

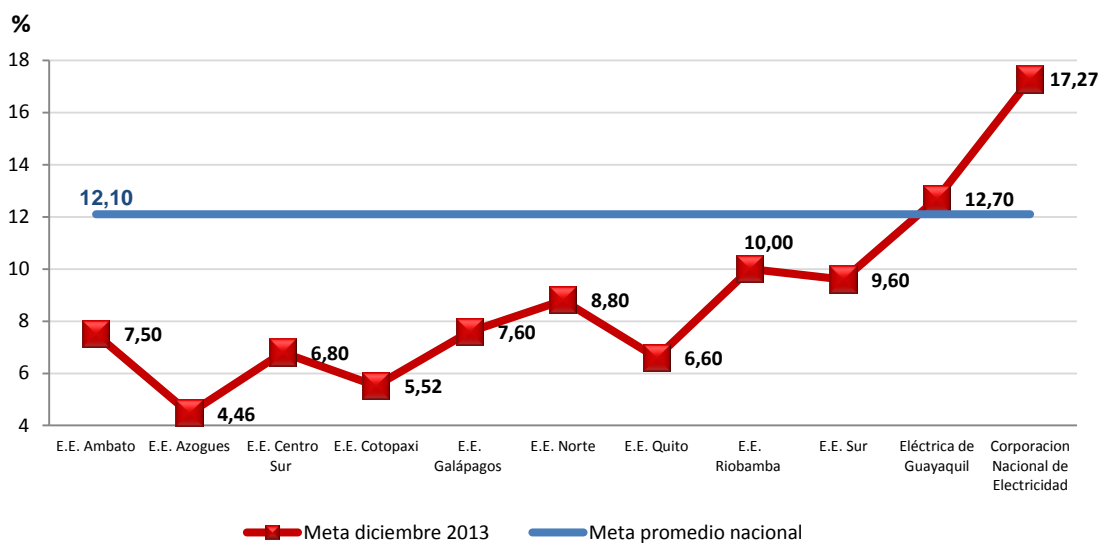


FIG. No. 5.3: METAS PARA PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA A DICIEMBRE DE 2013

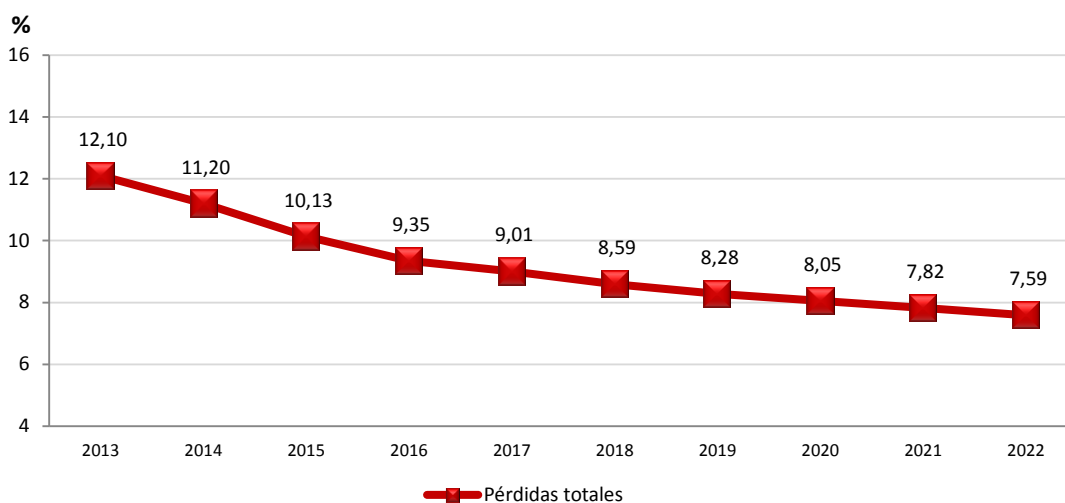
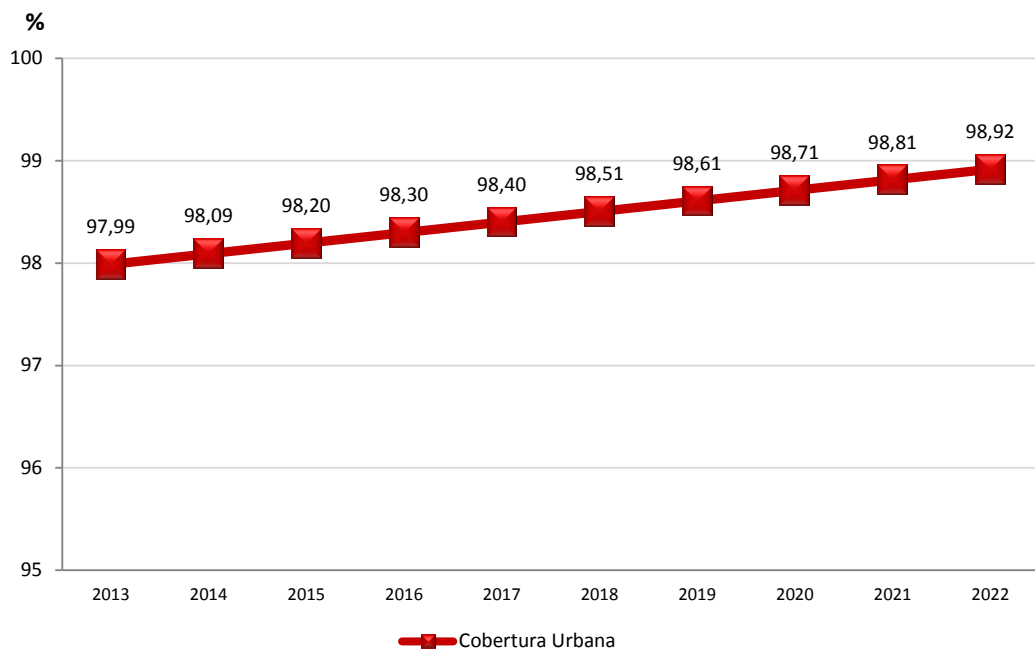


FIG. No. 5.4: METAS DE **PÉRDIDAS** DE ENERGÍA PARA EL PERIODO 2013-2022

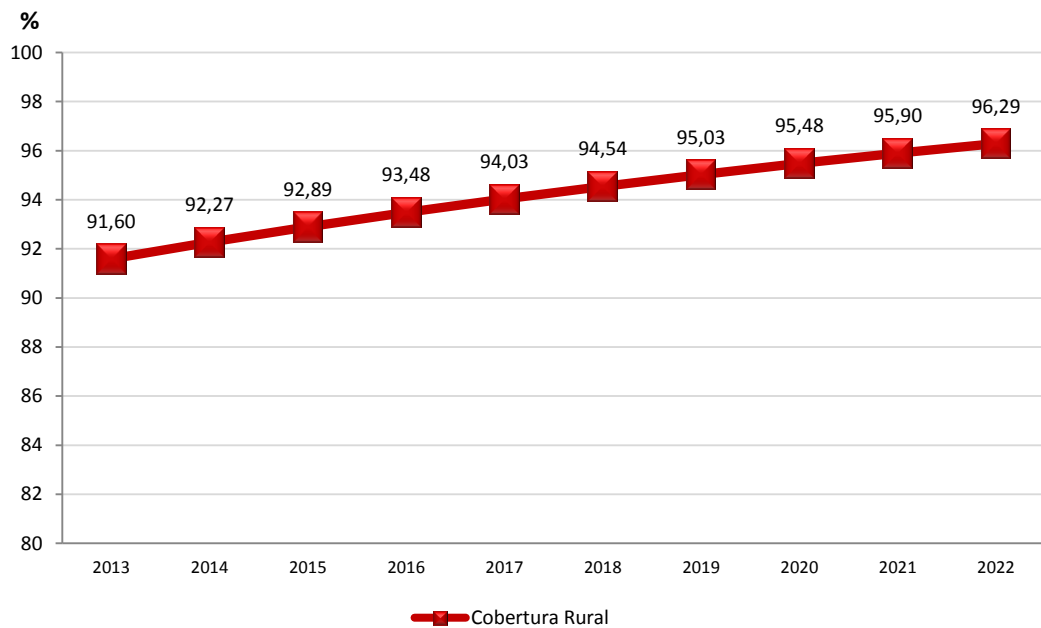
### 5.2.3 Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM

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

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



**FIG. No. 5.5: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA URBANA EN EL PERIODO 2013-2022**



**FIG. No. 5.6: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA RURAL EN EL PERIODO 2013-2022**

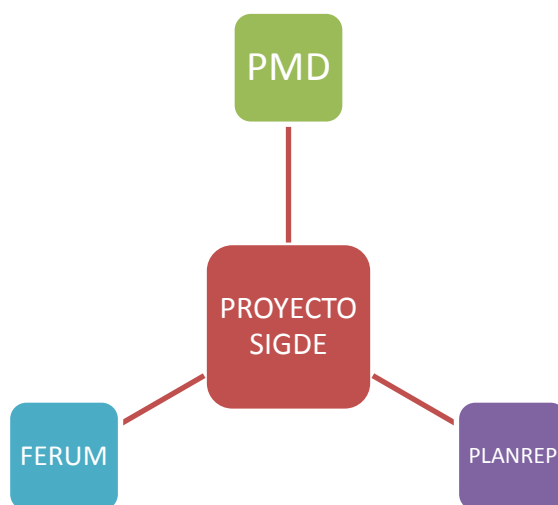
#### **5.2.4 Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE;**

Dada la necesidad de mejorar la gestión de las empresas de distribución en mayo de 2009, el MEER y las empresas eléctricas de distribución suscribieron el “Convenio de Cooperación



Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, mediante el cual se estableció el compromiso de las máximas autoridades del sector, a fin de mejorar integralmente la gestión de las empresas de distribución.

Como resultado de este convenio se creó el proyecto SIGDE, el cual se complementa con los anteriores programas y además se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución, mediante la dotación de herramientas físicas e informáticas, que permitan la evolución de las empresas de distribución hacia una nueva etapa en la cual se evidencie un incremento en la eficiencia y eficacia, basado en un modelo de gestión que privilegie la homologación de procesos, procedimientos, modelos comunes de información, estructuras, sistemas y tecnología, aprovechando siempre las mejores prácticas de cada una de las distribuidoras a nivel nacional e internacional.



**FIG. No. 5.7: RELACIÓN DEL SIGDE CON LOS PLANES DE INVERSIÓN**

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

En la Tabla No. 5.3, se detallan las actividades contempladas en el Plan de Expansión de Distribución 2013 - 2022

**TABLA No. 5.3: ACTIVIDADES CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN 2013-2022**

ETAPA FUNCIONAL	DESCRIPCIÓN
Distribución	Adquisición e implementación de equipos de medición.
	Instalación y reposición de acometidas y medidores para clientes nuevos MT y/o BT.
	Reubicación de equipos de medición y/o acometidas MT y/o BT.
	Cambio de redes desnudas a preensambladas o antihurto.
	Estudios de prefactibilidad para la aplicación de nuevas tecnologías.
	Estudios para la construcción de redes en MT.
	Instalación de transformadores nuevos.
	Reconfiguración y/o incremento de calibre del conductor en MT.
	Red nueva de expansión en MT.

	Redes nuevas en BT.
	Remodelación de redes de BT existentes.
	Reposición de transformadores.
Generación Renovable	Estudios de proyectos con sistemas fotovoltaicos.
	Sistemas fotovoltaicos nuevos.
Subtransmisión	Estudio de preinversión.
	Estudios de prefactibilidad para líneas de subtransmisión.
	Líneas de subtransmisión nuevas.
	Repotenciación de líneas de subtransmisión existentes.
	Repotenciación de subestaciones existentes.
	Subestaciones nuevas.
Gestión Administrativa, Operativa, Comercial, Información, Socio Ambiental y Talento Humano	Adquisición de bienes inmuebles.
	Adquisición de bienes muebles.
	Adquisición de equipos de comunicación.
	Adquisición de grúas, carros canasta y vehículos de trabajo.
	Adquisición de herramientas.
	Adquisición e implementación de equipos para hardware y software.
	Adquisición e implementación de sistemas de información (SIGDE).
	Campañas publicitarias.
	Depuración de catastros.
	Desarrollo del talento humano.
	Implementación de medidas para la gestión socio-ambiental.
	Levantamiento de información georeferenciado.

El financiamiento requerido para la ejecución de los plan de expansión de las distribuidoras, considera principalmente recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15 y la regulación vigente; asignaciones que deberán ser entregadas a las distribuidoras a través del MEER. Los recursos programados por las distribuidoras para el período 2013-2022, ascienden a un total de USD 3.377.703.436, compuesto por 4.479 proyectos de los planes PMD, FERUM, y PLANREP; además, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes.

En las Tablas No. 5.4 y 5.5 se presenta el monto total requerido en cada uno de los planes citados.

**TABLA No. 5.4: INVERSIÓN REQUERIDA POR CADA PROGRAMA DE INVERSIÓN, PERÍODO 2013-2022**

PROGRAMA	INVERSIÓN USD
FERUM	198.047.011
PMD	883.929.405
PLANREP	365.485.180
COCCIÓN	1.134.872.196
PLAN DE SOTERRAMIENTO	795.369.644
<b>TOTAL</b>	<b>3.377.703.436</b>

**TABLA No. 5.5: PLANES DE INVERSIÓN APROBADOS**

PROGRAMA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
FERUM	46.372.616	54.458.761	26.407.833	17.645.277	15.968.593	7.064.564	7.397.634	7.750.188	7.383.474	7.598.071
PMD	73.811.565	102.299.720	119.741.614	89.795.423	81.791.990	81.524.404	79.642.563	77.291.678	84.612.023	93.418.425
PLANREP	40.488.550	45.760.483	33.685.749	46.878.107	43.722.889	30.439.935	30.512.647	31.374.592	31.534.143	31.088.085
COCCIÓN	107.720.819	107.796.241	124.486.232	96.377.401	79.545.489	122.151.845	132.616.548	106.356.962	122.299.505	135.521.154
SOTERRAMIENTO	62.974.356	185.828.510	311.853.980	234.712.798						
<b>TOTAL</b>	<b>331.367.906</b>	<b>496.143.716</b>	<b>616.175.407</b>	<b>485.409.007</b>	<b>221.028.961</b>	<b>241.180.747</b>	<b>250.169.391</b>	<b>222.773.420</b>	<b>245.829.146</b>	<b>267.625.735</b>

### 5.3.1 Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD

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

Las inversiones requeridas para el 2013-2022, llegan a USD 883.929.404 mientras que para el año 2013, se considera una inversión de USD 73.811.565, con un total de 498 proyectos.

**TABLA No. 5.6: INVERSIONES APROBADAS PARA EL 2013, PMD**

EMPRESA	2013 USD
Corporación Nacional de Electricidad	25.267.974
E. de Guayaquil	6.416.386
E.E. Ambato	1.224.300
E.E. Azogues	398.330
E.E. Centro Sur	11.285.219
E.E. Cotopaxi	806.634
E.E. Galápagos	105.106
E.E. Norte	2.309.451
E.E. Quito	19.617.769
E.E. Riobamba	480.390
E.E. Sur	5.900.007
<b>TOTAL</b>	<b>73.811.565</b>

En la TABLA No. 5.7, TABLA No. 5.8, TABLA No. 5.9 y TABLA No. 5.10 se observa, las inversiones aprobadas por cada etapa y año.

**TABLA No. 5.7: INVERSIONES APROBADAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	4.610.994	7.305.338	8.904.428	10.139.979	9.031.958	9.849.208	10.380.804	11.200.445	12.074.320	13.041.266
E.E. Ambato	-	1.631.929	1.961.189	1.917.698	1.858.767	1.941.181	2.027.249	2.117.133	2.211.005	3.476.910
E.E. Azogues	-	200.000	250.000	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	-	1.074.085	1.160.048	1.255.639	2.395.799	1.449.742	1.576.572	1.717.528	1.874.574	2.049.540
E.E. Cotopaxi	-	100.000	100.000	300.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
E.E. Norte	-	603.405	1.211.996	726.290	796.799	874.175	959.021	1.052.150	1.154.331	1.266.393
E.E. Quito	4.905.551	-	234.365	-	6.328.045	-	-	-	-	-
E.E. Riobamba	480.390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	1.050.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>11.046.935</b>	<b>10.914.757</b>	<b>13.822.026</b>	<b>14.339.607</b>	<b>20.511.369</b>	<b>14.214.306</b>	<b>15.043.645</b>	<b>16.187.256</b>	<b>17.414.230</b>	<b>19.934.109</b>

**TABLA No. 5.8: INVERSIONES APROBADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	3.096.537	8.135.901	11.221.554	11.377.105	8.553.727	7.514.763	6.809.078	7.701.562	7.856.656	9.509.122
E. E. de Guayaquil	578.719	-	1.188.225	2.064.985	234.532	1.064.745	-	984.845	96.964	14.363
E.E. Ambato	1.056.560	1.870.447	3.645.179	3.373.515	2.707.209	3.103.667	2.323.537	2.896.334	2.665.928	2.743.427
E.E. Azogues	380.330	-	248.974	1.020.887	268.463	736.410	-	86.316	-	1.000.000
E.E. Centro Sur	3.462.719	20.960.279	23.692.774	17.345.089	18.163.039	24.780.060	24.077.368	22.233.972	25.512.947	22.859.730
E.E. Cotopaxi	616.634	470.512	481.666	505.091	314.367	493.115	50.000	248.769	-	98.422
E.E. Galápagos	105.106	200.000	200.000	200.000	304.689	298.303	200.000	234.632	200.000	259.844

E.E. Norte	2.229.451	-	1.271.941	905.856	363.413	1.046.580	-	416.864	294.507	212.087
E.E. Quito	9.010.481	-	5.052.369	1.002.768	53.930	-	2.818.074	76.424	-	1.253.447
E.E. Sur	987.447	-	823.993	180.000	228.977	203.569	-	294.505	543.369	308.958
<b>TOTAL</b>	<b>21.523.984</b>	<b>31.637.139</b>	<b>47.826.675</b>	<b>37.975.297</b>	<b>31.192.347</b>	<b>39.241.212</b>	<b>36.278.057</b>	<b>35.174.223</b>	<b>37.170.370</b>	<b>38.259.399</b>

**TABLA No. 5.9: INVERSIONES APROBADAS PARA MEJORAR LA GESTIÓN, PMD**

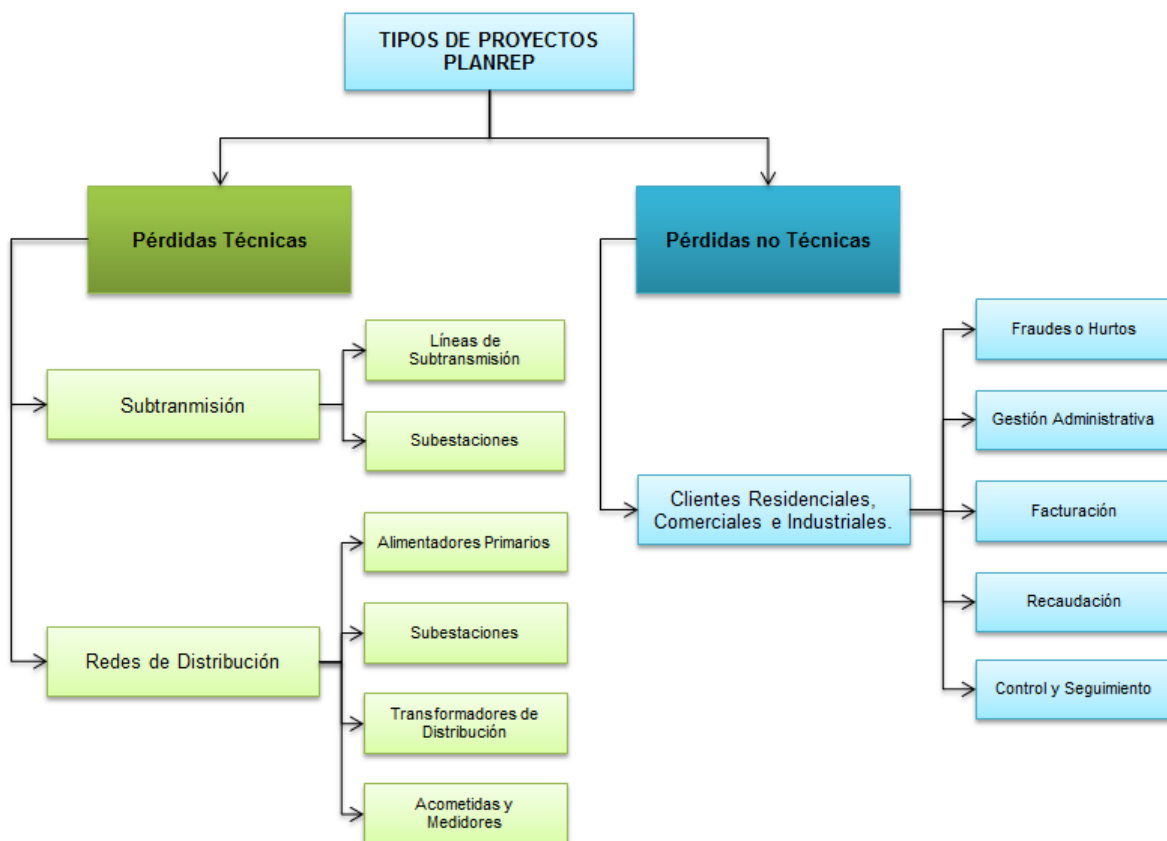
EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	1.905.079	3.908.552	5.984.463	5.252.820	4.014.734	4.469.387	3.757.457	5.541.165	3.996.991	4.823.486
E.E. Ambato	-	3.540.564	3.281.897	4.910.173	3.160.193	3.300.312	4.376.863	3.599.465	3.759.062	3.925.735
E.E. Azogues	8.000	100.000	93.000	-	-	201.880	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	7.667.500	11.855.744	13.796.961	4.370.162	2.930.317	3.494.868	4.161.174	3.338.046	3.750.750	3.980.009
E.E. Cotopaxi	80.000	310.000	250.000	260.000	370.000	360.000	380.000	380.000	290.000	330.000
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	80.000	53.790	59.169	65.085	63.218	115.750	17.325	19.058	17.500	32.200
E.E. Quito	-	-	500.000	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Riobamba	-	-	-	179.200	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	3.862.560	-	1.220.853	145.678	50.000	-	-	43.064	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>13.603.139</b>	<b>19.768.650</b>	<b>25.186.342</b>	<b>15.183.118</b>	<b>10.588.462</b>	<b>11.942.197</b>	<b>12.692.819</b>	<b>12.920.799</b>	<b>11.814.303</b>	<b>13.091.430</b>

**TABLA No. 5.10: INVERSIONES APROBADAS EN SUBTRANSMISIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	15.655.364	12.997.630	12.415.516	10.991.164	8.822.699	10.683.323	10.889.230	5.987.775	10.337.010	16.410.227
E.E. de Guayaquil	5.837.667	-	3.419.603	2.872.053	-	1.233.674	-	3.522.485	2.813.076	758.174
E.E. Ambato	167.740	778.517	1.050.009	539.133	992.317	1.771.134	613.811	721.003	1.103.130	1.119.190
E.E. Azogues	10.000	-	-	-	2.400.670	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	155.000	6.141.386	5.748.990	1.936.197	2.048.219	590.920	-	40.000	20.000	-
E.E. Cotopaxi	110.000	200.000	300.000	400.000	300.000	400.000	300.000	540.000	500.000	500.000
E.E. Norte	-	-	334.121	1.875.512	100.000	-	-	-	-	-
E.E. Quito	5.701.736	19.861.642	8.948.330	3.683.342	4.785.907	1.337.638	3.825.000	2.198.137	2.739.904	1.545.896
E.E. Sur	-	-	690.000	-	50.000	110.000	-	-	700.000	1.800.000
<b>TOTAL</b>	<b>27.637.507</b>	<b>39.979.175</b>	<b>32.906.570</b>	<b>22.297.402</b>	<b>19.499.812</b>	<b>16.126.689</b>	<b>15.628.041</b>	<b>13.009.400</b>	<b>18.213.120</b>	<b>22.133.487</b>

### 5.3.2 Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP

El CONELEC, sobre la base de los planes de obras presentados por las empresas de distribución, para el PLANREP, ha calificado proyectos basados en diagnóstico y estudios técnicos que soportan los mismos, considerando la reducción de pérdidas en las etapas de subtransmisión, redes de distribución, intervenciones clandestinas y pérdidas comerciales; en la FIG. No. 5.8, se observa un detalle del área a intervenir con el PLANREP, considerando la disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas, así como las acciones asociadas a las mismas.



**FIG. No. 5.8: TIPOS DE PROYECTOS QUE FORMA EL PLANREP**

Con las obras planificadas en el PLANREP, se estima obtener una disminución en las pérdidas<sup>1</sup> de energía del orden de 3.788 GWh; sin embargo, además de esta reducción, el plan aporta directamente en la mejora de la infraestructura, gestión técnica y comercial de las distintas etapas de la cadena de suministro de energía de las empresas de distribución.

En las Tablas No. 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14, se puede apreciar claramente que las inversiones se realizan en las distintas etapas de la distribución, lo cual hace notar que además el plan indirectamente cubre también algunos requerimientos de los demás planes, como por ejemplo, mejora a la calidad del servicio; asimismo se aprecia que las inversiones más representativas, se

<sup>1</sup> Según Plan de Reducción de Pérdidas presentados por las empresas en abril de 2012.



realizan principalmente en el corto plazo, debido a que el MEER anualmente establece metas en las cuales se compromete a las distribuidoras a llegar a niveles de **pérdidas** cada vez más bajos, a fin de alcanzar índices comparables tanto a nivel de país como de la región; esto ocasiona que las empresas tomen acciones correctivas de corto plazo, lo cual se traduce en inversiones casi inmediatas.

**TABLA No. 5.11: INVERSIONES APROBADAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	7.160.787	18.207.274	14.262.254	12.340.375	13.259.090	10.020.419	10.053.947	10.224.324	10.470.555	9.194.849
E. de Guayaquil	3.174.006	4.197.413	3.029.269	16.547.802	3.334.760	3.391.291	2.753.297	2.800.041	2.020.643	2.055.000
E. E. Azogues	256.390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. E. Galápagos	81.347	85.178	89.009	92.885	96.716	100.547	104.378	108.209	112.085	115.916
E. E. Norte	96.000	1.452.514	131.634	144.545	158.586	175.299	190.061	208.654	228.609	249.961
E. E. Quito	2.202.289	-	-	-	135.922	-	-	-	-	-
E. E. Riobamba	229.960	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>13.200.779</b>	<b>23.942.379</b>	<b>17.512.166</b>	<b>29.125.607</b>	<b>16.985.074</b>	<b>13.687.556</b>	<b>13.101.683</b>	<b>13.341.228</b>	<b>12.831.892</b>	<b>11.615.726</b>

**TABLA No. 5.12: INVERSIONES APROBADAS EN SUBTRANSMISIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
E.E. Cotopaxi	170.000	130.000	130.000	160.000	130.000	140.000	182.000	145.000	130.000	180.000
E.E. Sur	2.920.000	-	-	-	2.620.000	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3.090.000</b>	<b>130.000</b>	<b>130.000</b>	<b>160.000</b>	<b>2.750.000</b>	<b>140.000</b>	<b>182.000</b>	<b>145.000</b>	<b>130.000</b>	<b>180.000</b>

**TABLA No. 5.13: INVERSIONES APROBADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	17.679.485	20.594.328	15.976.862	16.591.329	21.940.128	16.529.053	17.142.931	17.799.531	18.480.523	19.197.638
E.E. Ambato	1.762.752	-	-	-	136.810	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	1.514.989	-	-	923.000	1.000.000	-	-	-	-	-
E.E. Cotopaxi	1.096.919	-	-	-	830.171	-	-	-	-	-
E.E. Sur	2.080.736	840.000	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>24.134.881</b>	<b>21.434.328</b>	<b>15.976.862</b>	<b>17.514.329</b>	<b>23.907.109</b>	<b>16.529.053</b>	<b>17.142.931</b>	<b>17.799.531</b>	<b>18.480.523</b>	<b>19.197.638</b>

**TABLA No. 5.14: INVERSIONES APROBADAS PARA MEJORAS EN LA GESTIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	62.890	253.777	66.720	78.172	80.706	83.325	86.034	88.833	91.728	94.721
<b>TOTAL</b>	<b>62.890</b>	<b>253.777</b>	<b>66.720</b>	<b>78.172</b>	<b>80.706</b>	<b>83.325</b>	<b>86.034</b>	<b>88.833</b>	<b>91.728</b>	<b>94.721</b>

### 5.3.3 Programa FERUM

Las obras del programa FERUM consideradas en el período 2013-2022 están orientadas a beneficiar un total de 246.461 viviendas a nivel nacional<sup>2</sup>, lo cual permitirá alcanzar una mayor cobertura del servicio eléctrico, principalmente en las zonas más alejadas del país.

En las Tablas No. 5.15, 5.16, 5.17, se puede apreciar que los planes presentados por las empresas, están desarrollados principalmente para su ejecución en el corto plazo, situación que se evidencia con mayor detalle en la Tabla No. 5.15, donde se puede apreciar que los requerimientos para el año 2013, son del orden de USD 46.372.616, lo cual permitirá beneficiar alrededor de 23.243 viviendas nuevas; adicionalmente, con la ejecución de este programa se beneficiaran 433.342 viviendas que actualmente disponen de servicio eléctrico.

**TABLA No. 5.15: INVERSIONES APROBADAS Y BENEFICIARIOS DEL FERUM, AÑO 2013**

EMPRESA	2013 USD	PROYECTOS	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS NUEVAS ELECTRIFICADAS
Corporación Nacional de Electricidad	29.343.024	1.060	18.340	15.876
E.E de Guayaquil	93.119	1	-	177
E.E. Ambato	700.073	23	500	244
E.E. Azogues	332.493	4	694	26
E.E. Centro Sur	3.243.758	87	400	1.077
E.E. Cotopaxi	622.243	21	348	246
E.E. Galápagos	120.259	5	13	44
E.E. Norte	3.650.191	138	4.737	809
E.E. Quito	2.257.089	87	302	1.188
E.E. Riobamba	1.356.449	44	7.491	1.537
E.E. Sur	4.653.916	170	517	2.019
<b>TOTAL</b>	<b>46.372.616</b>	<b>1.640</b>	<b>33.342</b>	<b>23.243</b>

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

---

<sup>2</sup> Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.

**TABLA No. 5.16: INVERSIONES REQUERIDAS CON REDES DE DISTRIBUCIÓN, FERUM**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	29.333.364	26.772.824	15.423.760	10.340.124	9.241.785	3.824.535	3.981.341	4.145.682	3.577.996	3.577.996
E. de Guayaquil	93.119	4.694.277	633.387	46.717	41.619					
E. E. Ambato	700.073	2.346.733	581.333	191.056	270.480					
E. E. Azogues	332.493	659.627	84.200	50.742	84.358					
E. E. Centro Sur	1.589.358	3.978.782	2.882.857	2.896.459	2.945.978	2.600.029	2.776.293	2.964.506	3.165.478	3.380.076
E. E. Cotopaxi	607.243	383.822	443.873	137.371	121.812					
E. E. Galápagos	120.259	400.000	175.177	45.167	75.421					
E. E. Norte	3.650.191	3.110.218	2.174.912	713.521	596.616					
E. E. Quito	2.257.089	3.529.554	1.091.330	483.563	523.829					
E. E. Riobamba	1.356.449	3.439.851	650.774	99.835	156.072					
E. E. Sur	4.653.916	1.706.275	944.629	1.245.522	870.623					
<b>TOTAL</b>	<b>44.693.554</b>	<b>51.021.963</b>	<b>25.086.232</b>	<b>16.250.077</b>	<b>14.928.593</b>	<b>6.424.564</b>	<b>6.757.634</b>	<b>7.110.188</b>	<b>6.743.474</b>	<b>6.958.072</b>

**TABLA No. 5.17: INVERSIONES REQUERIDAS CON GENERACIÓN RENOVABLE, FERUM**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	9.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. E. Centro Sur	1.654.400	1.436.800	1.321.600	1.395.200	1.040.000	640.000	640.000	640.000	640.000	640.000
E. E. Cotopaxi	15.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. E. Quito	-	2.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.679.060</b>	<b>3.436.800</b>	<b>1.321.600</b>	<b>1.395.200</b>	<b>1.040.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>

## 5.4 Migración de la cocción con el uso de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética

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

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

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

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

### 5.4.1 Cambio de nivel de voltaje, remplazo de acometidas, medidores y reforzamiento de redes de distribución secundarias

Para garantizar que la migración de GLP a electricidad tenga trascendencia, además de contar con suficiente energía eléctrica y a bajos costos en los próximos años, se debe incursionar en un programa agresivo de sustitución de acometidas y medidores residenciales monofásicos y convertirlos a suministros bifásicos, para lo cual se estima que las inversiones en los próximos tres años serán de USD 218.655.023, de acuerdo a lo expuesto en la Tabla No. 5.18.

La estimación de estas inversiones considera los componentes necesarios para la dotación del suministro a 220V, con un sistema de medición en el que se incluye: acometida, equipo de medición, protección eléctrica y caja de protección para el contador de energía, permitiendo de esta manera, el cambio de nivel de voltaje en 2.323.398 sistemas de medición monofásicos existentes en el país, según lo reportado por las empresas en el SISDAT; cabe indicar que en las estimaciones no se incluyen los costos que representan las adecuaciones en las instalaciones interiores de los consumidores.

**TABLA No. 5.18: INVERSIONES REQUERIDAS PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD
Corporación Nacional de Electricidad	27.270.189	27.270.189	27.270.189
E.E. Ambato	6.396.657	6.396.657	6.396.657

E.E. Azogues	903.770	903.770	903.770
E.E. Centro Sur	7.088.240	7.088.240	7.088.240
E.E. Cotopaxi	2.691.107	2.691.107	2.691.107
E.E. Norte	3.575.835	3.575.835	3.575.835
E.E. Quito	5.155.283	5.155.283	5.155.283
E.E. Riobamba	4.275.888	4.275.888	4.275.888
E.E. Sur	3.236.066	3.236.066	3.236.066
Eléctrica de Guayaquil	12.125.870	12.125.870	12.125.870
E.E. Galápagos	166.104	166.104	166.104
<b>TOTAL</b>	<b>72.885.008</b>	<b>72.885.008</b>	<b>72.885.008</b>

Conjuntamente con las acciones descritas en los párrafos anteriores se debe incursionar en un programa de reforzamiento y modificación de las redes de distribución monofásicas a fin de, entre otras cosas, garantizar el abastecimiento a los consumidores, debido al cambio en el nivel de voltaje de los suministros; en este sentido, las modificaciones consideran el cambio a 55.344 km de ramales monofásicos y convertirlos a trifásicos, a un costo estimado de USD 138.359.933 con el siguiente detalle:

**TABLA No. 5.19: INVERSIONES REQUERIDAS PARA REFORZAMIENTO Y MODIFICACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD
Corporación Nacional de Electricidad	19.356.750	19.356.750	19.356.750	19.356.750
E.E. Ambato	1.317.387	1.317.387	1.317.387	1.317.387
E.E. Azogues	553.097	553.097	553.097	553.097
E.E. Centro Sur	5.675.380	5.675.380	5.675.380	5.675.380
E.E. Cotopaxi	1.225.563	1.225.563	1.225.563	1.225.563
E.E. Norte	43.188	43.188	43.188	43.188
E.E. Quito	1.992.986	1.992.986	1.992.986	1.992.986
E.E. Riobamba	238.127	238.127	238.127	238.127
E.E. Sur	1.608.735	1.608.735	1.608.735	1.608.735
Eléctrica de Guayaquil	2.397.507	2.397.507	2.397.507	2.397.507
E.E. Galápagos	181.263	181.263	181.263	181.263
<b>TOTAL</b>	<b>34.589.983</b>	<b>34.589.983</b>	<b>34.589.983</b>	<b>34.589.983</b>

#### 5.4.2 Transformadores de distribución

En la actualidad el país cuenta con una potencia total instalada en transformadores de distribución por el orden de 8.113 MVA, frente a una demanda máxima coincidente de 2.937 MVA, lo cual permite evidenciar que en general las capacidades de transformación cuentan con reservas

suficientes; por lo tanto, en primera instancia se tendría las condiciones necesarias para garantizar el incremento de la nueva demanda, manteniendo además niveles de reserva adecuados que permitan, a más de la inclusión de la cocción eléctrica, aprovechar con mayor eficiencia la infraestructura existente; en este sentido, en los años subsiguientes se deberán realizar estudios complementarios que detallen las obras específicas en cada distribuidora.

Es así que, en primera instancia se considera que un aumento de las capacidades de transformación solo será necesario en ciertas empresas a partir del 2017 (TABLA No. 5.20) y en las demás, se debe incursionar en programas de manejo y reubicación de transformadores de distribución para aprovechar la capacidad actual; sin embargo, en los próximos años de manera similar al caso anterior, será necesario realizar estudios complementarios.

**TABLA No. 5.20: INVERSIONES NECESARIAS PARA EL AUMENTO DE CAPACIDAD EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

EMPRESA	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	3.283.818	1.191.934	929.671	3.936.563	3.343.309	4.291.197
E.E. Azogues	262.944	91.974	80.348	83.712	76.005	82.089
E.E. Cotopaxi				485.018	281.125	296.994
<b>TOTAL</b>	<b>3.546.762</b>	<b>1.283.908</b>	<b>1.010.019</b>	<b>4.505.292</b>	<b>3.700.439</b>	<b>4.670.280</b>

#### 5.4.3 Reconfiguración y repotenciación de alimentadores primarios

Bajo las condiciones actuales y con base en las mediciones obtenidas en las cabeceras de los alimentadores se ha determinado que se cuenta con la capacidad necesaria para permitir la incorporación de las nuevas cargas de acuerdo a lo considerado en la proyección de la demanda.

Con los criterios antes indicados, a partir del 2017 será necesario entre otras cosas, tomar acciones para repotenciar los alimentadores, sin perjuicio de que durante los años subsiguientes se realicen estudios con mayor detalle que sustenten las tareas de reconfiguración y modificación de ramales monofásicos para convertirlos a trifásicos; en este caso se estiman inversiones por USD 10.596.120 que en el corto plazo tendrán mayor detalle considerando las obras específicas necesarias en cada empresa.

**TABLA No. 5.21: INVERSIONES PARA REPOTENCIACIÓN Y RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS**

EMPRESA	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	245.828	321.250	328.153	180.878	191.504	6.622.606
E.E. Azogues						2.705.902
<b>TOTAL</b>	<b>245.828</b>	<b>321.250</b>	<b>328.153</b>	<b>180.878</b>	<b>191.504</b>	<b>9.328.508</b>

#### 5.4.4 Líneas de subtransmisión

Los estudios preliminares realizados han puesto en evidencia que en algunas empresas existen líneas de subtransmisión que no están operando a su capacidad nominal, como consecuencia de



aquello en los siguientes años, es necesario iniciar estudios a mayor detalle para definir, por una parte, las obras a corto plazo y, por otra, determinar las acciones necesarias con el afán de permitir la incorporación gradual de las nuevas cargas; principalmente la cocción eléctrica. Las inversiones necesarias a partir del 2016 se estiman en USD 179.693.805; sin embargo, de identificarse algunas obras emergentes, éstas podrán ser realizadas dentro de los planes de los próximos años, lo que permitirá de mayor manera preparar con anticipación la infraestructura.

**TABLA No. 5.22: INVERSIONES NECESARIAS PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN**

EMPRESA	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD
Corporación Nacional de Electricidad	27.668.400	27.668.400	27.668.400	27.668.400
E.E. Cotopaxi	1.225.875	1.225.875	1.225.875	1.225.875
E.E. Riobamba	38.952	38.952	38.952	38.952
Eléctrica de Guayaquil	5.550.263	5.550.263	5.550.263	5.550.263
E.E. Galápagos	10.439.962	10.439.962	10.439.962	10.439.962
<b>TOTAL</b>	<b>44.923.451</b>	<b>44.923.451</b>	<b>44.923.451</b>	<b>44.923.451</b>

#### 5.4.5 Subestaciones

Actualmente, las subestaciones existentes en el país presentan niveles de cargabilidad promedio del 42%;, esta consideración permite determinar que la inclusión de la demanda adicional debido a la migración de la cocción con electricidad permitirá aprovechar de mejor forma la capacidad actual, sin perjuicio que en el corto y mediano plazos se realicen repotenciaciones en algunas subestaciones, a fin de suplir necesidades emergentes y futuras; así mismo, se deberán iniciar los estudios técnicos con mayor detalle que permitan mantener niveles de confiabilidad adecuados, reservas necesarias y cubrir las demandas futuras.

Las inversiones requeridas en esta etapa se estiman en USD 568.850.612; las cuales se podrán ajustar en función de los resultados de los análisis a mayor detalle que se realicen en los próximos años.

**TABLA No. 5.23: INVERSIONES NECESARIAS PARA REPOTENCIACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA			2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación	Nacional	de	3.359.977	3.359.977	5.807.824	22.026.676	29.137.316	34.621.529	40.255.136	44.514.260
Electricidad										
E.E. Ambato					1.219.010	2.497.924	3.241.731	3.772.577	4.325.812	4.755.187
E.E. Azogues			590.562	590.562	865.376	1.045.475	1.108.470	1.163.503	1.220.840	1.272.899
E.E. Centro Sur			2.657.410	2.657.410	4.261.185	7.304.680	8.436.063	9.339.062	10.425.600	11.178.224
E.E. Cotopaxi						104.810	444.432	767.339	1.099.543	1.292.094
E.E. Norte						1.342.135	1.876.522	2.358.589	2.852.292	3.415.628
E.E. Quito					3.513.727	9.828.954	14.492.668	18.962.003	23.642.354	26.511.955
E.E. Riobamba						1.023.500	1.449.804	1.745.673	2.049.954	2.234.062
E.E. Sur					306.932	1.425.209	1.879.566	2.197.968	2.515.935	2.693.856
Eléctrica de Guayaquil			10.075.139	10.075.139	14.909.719	20.016.616	24.616.505	26.923.426	30.211.599	32.982.709
<b>TOTAL</b>			<b>16.683.088</b>	<b>16.683.088</b>	<b>30.883.772</b>	<b>66.615.977</b>	<b>86.683.077</b>	<b>101.851.670</b>	<b>118.599.066</b>	<b>130.850.874</b>

## 5.5 Plan Nacional de Soterramiento de Redes

Mediante Disposición Presidencial 20370 y debido a la gran contaminación visual existente, se solicitó al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, desarrollar un plan de acción para la ejecución de proyectos de soterramiento de cables a nivel nacional, mismo que involucra realizar acciones conjuntas con distintos actores de manera que se puedan identificar las zonas o sectores que requieran intervención, así como establecer niveles de prioridad de tal forma que se pueda determinar el costo y capacidad técnica necesaria para su intervención.

En este sentido, a partir de septiembre de 2012, bajo los lineamientos del Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos MICSE, el MEER en coordinación con el Ministerio de Telecomunicaciones MINTEL y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT, realizaron un diagnóstico de la situación actual de las redes eléctricas aéreas existentes en zonas consolidadas y la capacidad operativa, tanto de las empresas eléctricas como de telecomunicaciones, para la implementación de proyectos de soterramiento. Como resultado de este trabajo conjunto se logró además identificar los actores que se muestran en la FIG. No. 5.9.

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



**FIG. No. 5.9: ACTORES INVOLUCRADOS EN EL SOTERRAMIENTO DE REDES**

### 5.5.1 Presupuesto

Con las consideraciones indicadas anteriormente, los costos unitarios asociados de obra civil e infraestructura eléctrica, se han estimado para el área de un kilómetro cuadrado (1 km<sup>2</sup>), tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Densidad de carga (kW/km<sup>2</sup>), clasificada en baja (4-100), media (100-500) y alta (500-2000).
- Ubicación urbana o rural.
- Confiabilidad y tipo de circuito a ser implementado.
- Sistema de protecciones (seguridad).
- Región donde se requiere la implementación (sierra, costa, oriente, insular).

Los resultados se presentan en las Tablas No. 5.24 y 5.25.

**TABLA No. 5.24: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE OBRAS CIVILES Y REDES ELÉCTRICAS<sup>3</sup>, POLÍGONO DE 1km<sup>2</sup>**

OBRA CIVIL MM USD	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA MMUSD
4,2	7,15
<b>TOTAL INVERSIÓN POR km<sup>2</sup></b>	<b>11,39</b>

<sup>3</sup> Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL “PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES”, julio de 2013.

**TABLA No. 5.25: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA<sup>4</sup> PARA UN ÁREA DE 1 km<sup>2</sup>**

RUBRO	USD/km <sup>2</sup>
Cables	644.600
Transformadores	247.500
Protección	860.250
Alumbrado Público	643.498
Medición	2.576.050
Diseños	250.000
Subtotal	5.221.898
Administración EP	783.285
Imprevistos	522.190
IVA	626.628
<b>TOTAL</b>	<b>7.154.000</b>

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

**TABLA No. 5.26: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE TELECOMUNICACIONES PARA UN ÁREA DE 1 km<sup>2</sup>**

ITEM	COSTO MMUSD
Obra civil	5,06
Infraestructura	1,07
<b>TOTAL</b>	<b>6,13</b>

Del análisis anterior se obtiene que el costo total para soterramiento de un área de 1 km<sup>2</sup>, es de USD 17,51 millones, considerando redes eléctricas por USD 11,39 millones, y de telecomunicaciones por USD 6,13 millones.

### 5.5.2 Fases de implementación del Plan de Soterramiento

El Plan tiene como objetivo soterrar alrededor de 53,22 km<sup>2</sup> de los 1.013 km<sup>2</sup> urbanos a nivel nacional, para lo cual se plantea ejecutar durante el período 2013-2016, las siguientes fases:

---

<sup>4</sup> Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL “PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES”, julio de 2013.

**Fase 1**, a desarrollar durante los meses subsiguientes del año 2013, se espera soterrar alrededor de 4,16 km<sup>2</sup> con una inversión de USD 62,97 millones. Durante esta etapa se plantean realizar las siguientes acciones:

- Para llevar a efecto el Plan de Soterramiento, se iniciará con la conformación de una Unidad de Negocio en la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP);
- Ejecución de los estudios definitivos para el soterramiento de redes eléctricas y de telecomunicaciones para las ciudades de: Guaranda, Babahoyo y Francisco de Orellana;
- Dirigir el soterramiento hacia los proyectos gubernamentales del Programa de Intervención Territorial Integral (PITI), el cual fue creado con el afán de realizar la dotación de obras de servicios básicos, en territorios que estuvieron marginados de la atención estatal y con un énfasis en zonas fronterizas y turísticas; la intervención en estas ciudades se realizará de forma integral, tal que involucre servicios básicos y mejora urbanística. Estos proyectos se encuentran ubicados en las ciudades de Huaquillas, San Lorenzo, Puerto López y Río Verde;
- Iniciar con la intervención de la Avenida Interoceánica (Acceso al Aeropuerto de Tababela) y Avenida Córdova Galarza (Vía Mitad del Mundo); y
- Consolidar los mecanismos de financiamiento.

**Fase 2**, se extenderá durante los años 2014-2016, cuyo objetivo será soterrar un total de 49,1 km<sup>2</sup> a nivel nacional con una inversión de USD 732,4 millones. En esta fase se han planificado las siguientes acciones:

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

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

De acuerdo al presupuesto referencial obtenido para el soterramiento eléctrico y de telecomunicaciones, se requiere una inversión de USD 795,37 millones como se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA No. 5.27: INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN DE SOTERRAMIENTO**

PROVINCIA	ÁREA km <sup>2</sup>	2013 INVERSIÓN MMUSD	ÁREA km <sup>2</sup>	2014 INVERSIÓN MMUSD	ÁREA km <sup>2</sup>	2015 INVERSIÓN MMUSD	ÁREA km <sup>2</sup>	2016 INVERSIÓN MMUSD
Azuay			0,02	0,31	0,97	14,39	2,07	30,81
Bolívar			0,09	1,37			0,5	7,44
Cañar	0,2	2,96			0,7	10,42	0,9	13,40
Carchi			0,5	7,44	0,5	7,44		
Cotopaxi			0,33	4,85	0,5	7,44	0,3	4,47
Esmeraldas	0,42	6,25	0,5	7,44	0,5	7,44		
Guayas			1,77	26,36	3,9	58,05	3,4	50,60
Loja			1,45	21,58	1	14,88	1,2	17,86
Los Ríos			1,55	23,07	1	14,88	0,2	2,98
Manabí	0,49	7,29	1,3	19,35	2,5	37,21	1,2	17,86
Napo			0,34	5,13	0,2	2,98		
Orellana			0,38	5,66				
Pastaza			0,34	5,13			0,4	5,95
Pichincha	1,91	28,48	2,35	34,9	2,84	42,21	2,7	40,19
Santa Elena			0,8	11,91				
Tungurahua	0,14	2,08	0,61	9,08	0,9	13,4		
El Oro	1	14,88			2	29,77		
Galápagos					0,3	4,47		
Imbabura					1,3	19,35	0,6	8,93
Chimborazo					0,75	11,16	0,5	7,44
Morona Santiago							0,5	7,44
Sucumbíos					0,3	4,47	0,4	5,95
Zamora Chinchipe							0,2	2,98
Santo Domingo					0,8	11,91	0,7	10,42
Creación de la Unidad Nacional de Soterramiento		0,4						
Estudios de soterramiento		0,62						
<b>TOTAL</b>	<b>4,16</b>	<b>62,96</b>	<b>12,33</b>	<b>183,58</b>	<b>20,96</b>	<b>311,87</b>	<b>15,77</b>	<b>234,72</b>

## 6.- ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DEL PME 2013-2022

### 6.1 Introducción

En el presente capítulo se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, la tarifa aplicada al consumidor y el déficit tarifario dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electrificación del período 2013 – 2022, adicionalmente, se estima la incidencia en varios parámetros característicos de la economía nacional.

Para el presente estudio se han definido dos escenarios de simulación, mismos que han sido seleccionados, por su representatividad y gran impacto dentro del sector eléctrico con las siguientes características particulares:

#### **CASO BASE**

- En cuanto al escenario de demanda, se ha considerado el Caso B y su hipótesis No. 4, que se caracteriza por incluir la carga eléctrica de: la Refinería del Pacífico, Petro-Ecuador EP.
- En cuanto a las inversiones, se realizan con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica, considerando los parámetros de calidad del servicio, confiabilidad, establecidos en la normativa vigente.

#### **CASO PLUS**

- El escenario de demanda, considera el Caso B y la hipótesis No. 5, que se caracteriza por incluir la carga eléctrica de la Refinería del Pacífico, Petro Ecuador y el ingreso de aproximadamente 3.5 millones de cocinas eléctricas, entre el año 2015 y el 2017.
- En lo referente a las inversiones, se realizan con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la demanda de ese escenario, fortaleciendo de sobremanera el equipamiento en transmisión y distribución, ya que en estas etapas se intensificará el efecto de la transmisión y distribución de la energía adicional, por los sistemas de cocción eléctrica.

### 6.2 Análisis de Resultados

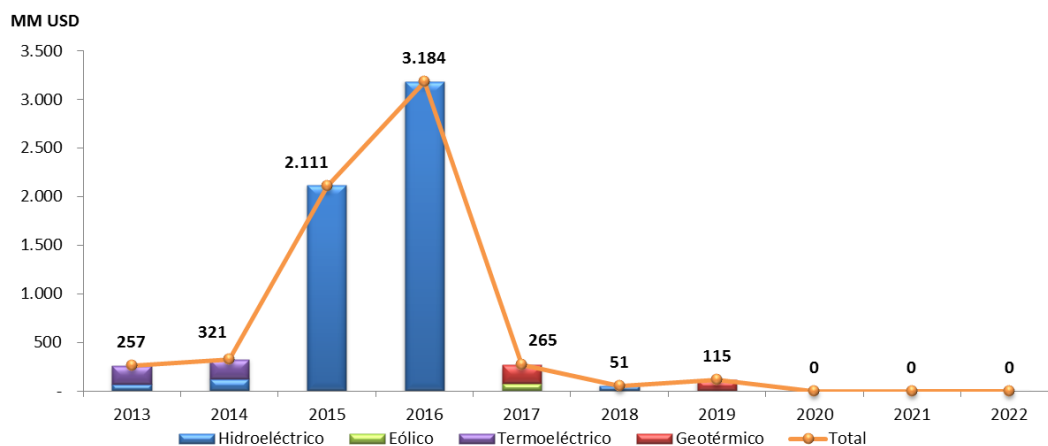
#### 6.2.1 Caso Base

##### 6.2.1.1 Generación

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electrificación, se propone en el capítulo de expansión de la generación una asignación de recursos por el orden de USD 6.304 millones, como se muestra en la Tabla No. 6.1, enfocando el 87,87% de las inversiones en proyectos hidroeléctricos que permita la autonomía energética del país.

**TABLA No. 6.1: DETALLE DE INVERSIÓN**

<i>Proyectos</i>	<i>Número</i>	<i>Monto MMUSD</i>	<i>% Participación</i>
Hidroeléctricas	17	5 539,37	87,87%
Termoeléctricas	5	385,31	6,11%
Eólicas	2	75,00	1,19%
Geotérmicas	2	304,60	4,83%
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>6 304,28</b>	<b>100,00%</b>

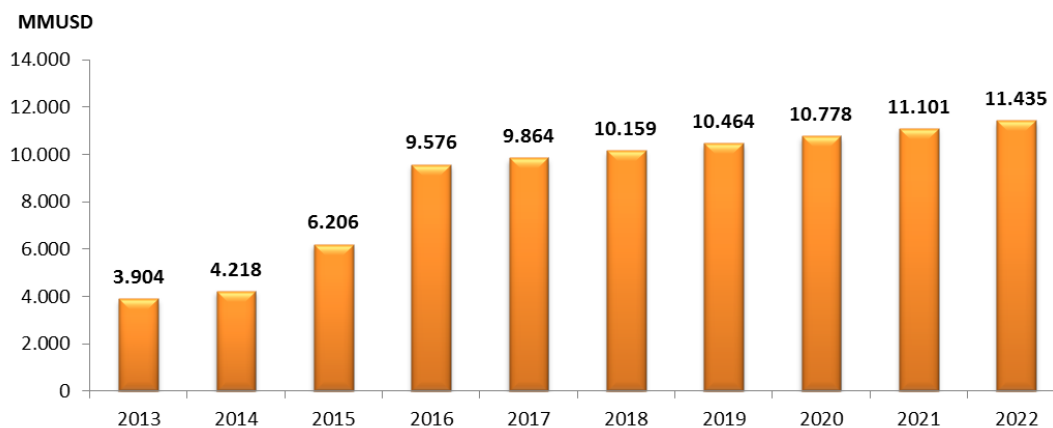


**FIG. No. 6.1: INVERSIONES DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento.

## ACTIVOS

Definidos los montos de inversión, se incluyen estos valores en los activos en servicio de cada unidad de generación, año a año, durante el período de análisis, como se muestra en la FIG. No. 6.2.



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



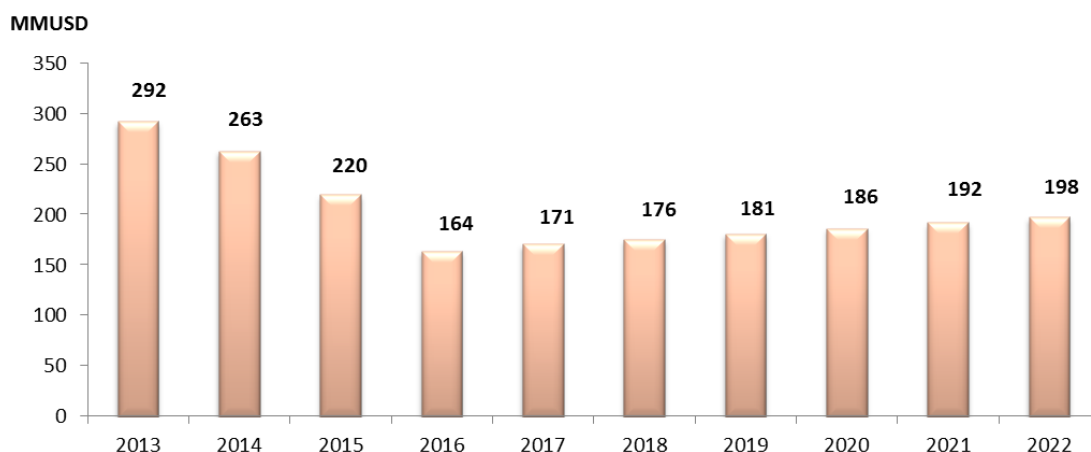
En la FIG. No. 6.2 se puede identificar dos variaciones importantes, entre el año 2014 y 2015 con la entrada en operación de las centrales: Toachi-Pilatón, Paute-Sopladora, Manduriacu, Santa Cruz, Delsi Tanisagua y Quijos, con un monto de USD 2.111,13 millones; en tanto que, entre el año 2015 y 2016, con la entrada en operación de centrales: Minas-San Francisco y Coca Codo Sinclair por el valor de USD 3.184,12 millones, todas estas centrales hidroeléctricas. Esto quiere decir que la inversión reflejada en la operación de las centrales antes descritas representa un 96% hidroeléctrica y 84% del total de la inversión de todo el período de análisis.

Finalmente, la entrada en operación de las nuevas centrales de generación incide en un incremento sustancial de los activos en servicio, evolucionando de USD 4.404 millones en el año 2013 a USD 12.454 millones al final del período, año 2022.

## **COSTOS**

### **COSTOS FIJOS**

Una vez aplicada la metodología para la determinación de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se obtuvieron los costos fijos para la etapa de generación, los cuales se observan en la figura a continuación.



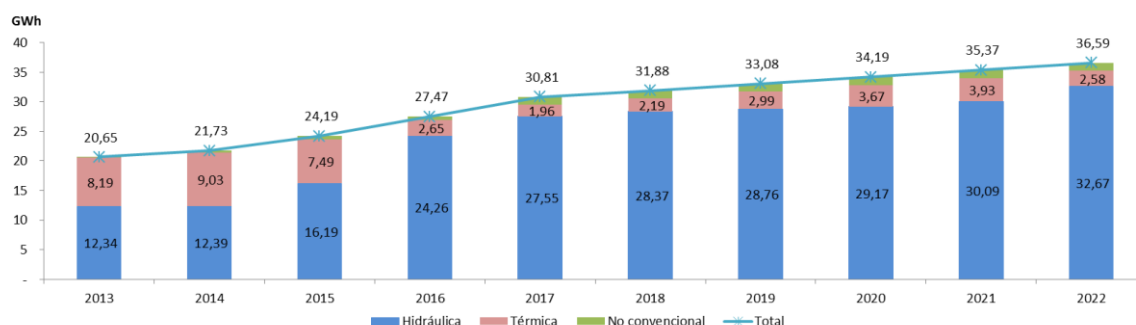
**FIG. No. 6.3: COSTO FIJOS EN GENERACIÓN**

En la FIG. No. 6.3 se presentan los resultados, año a año, del costo fijo para las centrales existente y nuevas, la variación del periodo 2013 – 2016 responden al proceso de ajuste de los costos de las centrales en operación, mientras que a partir del año 2017 la variación de los costos fijos es consecuencia de la entrada en operación de las nuevas centrales de generación. Los costos fijos para el año 2013 se ubicaron en USD 292 millones y al final del periodo de análisis en USD 198 millones.

Si se hace una comparación de los costos fijos frente al activo en servicio la relación se encuentra dentro de límites de referencias internacionales, confirmando la característica propia de un monopolio natural con relación a los requerimientos de inversión inicial.

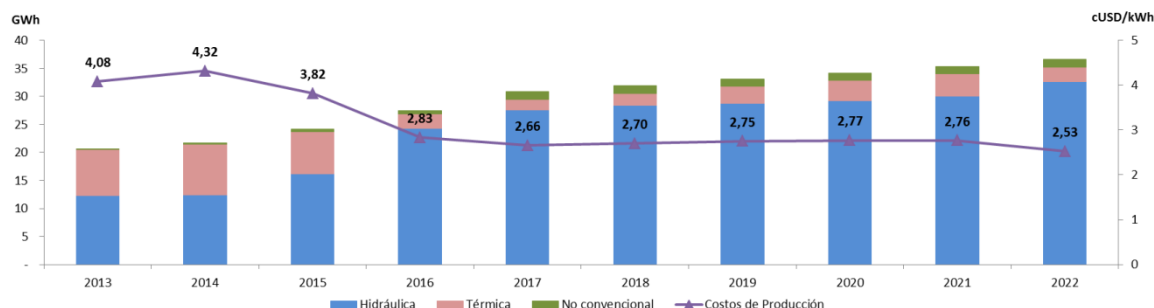
## COSTOS VARIABLES

Por el dinamismo de la estructura: fuente de abastecimiento vs. carga a ser abastecida; en los resultados de las simulaciones de despacho del parque generador se obtienen comportamientos diferentes en cada año, según la FIG. No. 6.4, y consecuentemente, una variación del costo medio de generación, provocado principalmente por los costos propios de producción y composición del bloque de generación que participa para cubrir la demanda.



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

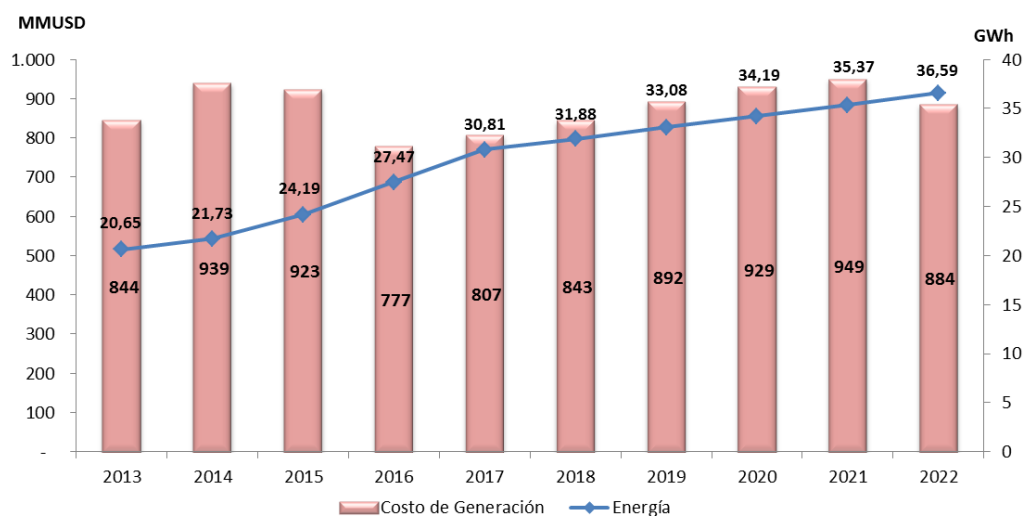
Con el fin de abastecer la demanda, se utilizarán los recursos de generación, para simular un despacho económico que optimice los costos totales de producción, dentro del período de análisis. Producto de este despacho se obtiene la FIG. No. 6.5, en la que se aprecia la composición de la generación por tipo de tecnología, observándose un comportamiento del costo, directamente relacionado con la participación porcentual de la generación hidroeléctrica. Así, mientras más energía hidroeléctrica se utiliza para el abastecimiento de la demanda, menos recursos térmicos se requieren, lo que implica un costo unitario menor de la actividad de generación.



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

## 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.



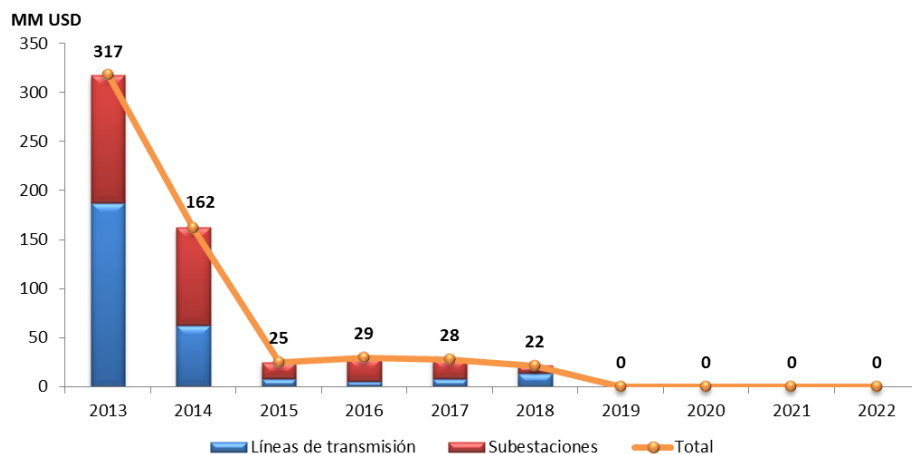
**FIG. No. 6.6: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN Y ENERGÍA PRODUCIDA**

#### 6.2.1.2 Transmisión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de USD 583 millones, de los cuales el 49,08% será destinado para líneas de transmisión y el restante 50,92% para subestaciones, como se indica en la Tabla No. 6.2.

**TABLA No. 6.2: DETALLE DE INVERSIÓN**

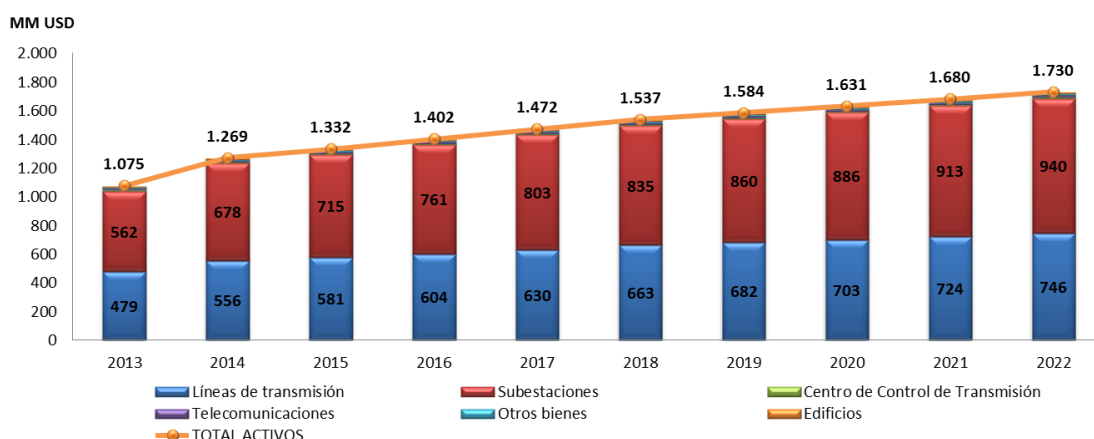
	Presupuesto MM USD	Participación Individual	Participación Total
<b>LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	<b>286,14</b>	<b>100%</b>	<b>49,08%</b>
Nivel I (138)	7,98	2,79%	
Nivel II (230)	124,47	43,50%	
Nivel III (500)	153,68	53,71%	
<b>SUBESTACIONES</b>	<b>296,90</b>	<b>100%</b>	<b>50,92%</b>
Reducción	147,41	49,65%	
Elevación	37,93	12,78%	
Seccionamiento	111,55	37,57%	
<b>TOTAL</b>	<b>583,04</b>		<b>100%</b>



**FIG. No. 6.7: INVERSIONES DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ACTIVIDAD**

### ACTIVOS

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 FIG. No. 6.8.



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

Se puede identificar variaciones importantes, en el año 2013 y 2014 con la entrada en operación de subestaciones y líneas de transmisión, con un monto de USD 479 millones; esto quiere decir que la inversión representa un 52% en subestaciones y 48% en líneas, y al compararlo con las inversiones de todo el período de análisis, representa el 82%. La variación de activos es del 60,94% comparado con el año inicial del período, alcanzando los USD 1.730,3 millones al año 2022.

### COSTOS

Así mismo, aplicando la metodología para determinación de costos, se presentan los resultados de costos de Administración, Operación y Mantenimiento, en la FIG. No. 6.9.

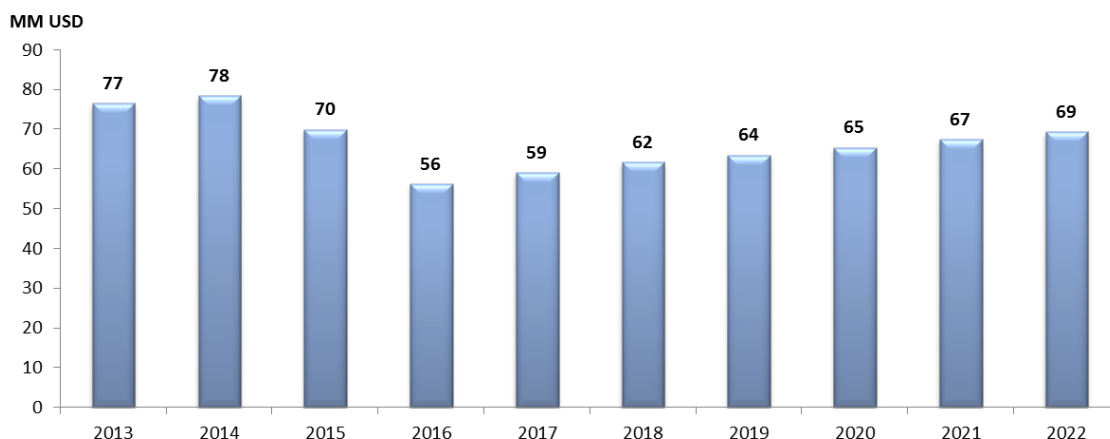


FIG. No. 6.9: COSTOS DE TRANSMISIÓN

### COSTO DE TRANSMISIÓN

La tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de calidad del servicio y gestión socio ambiental, con lo cual se mantiene el supuesto que el Ministerio de Finanzas garantizará los recursos necesarios en el tiempo requerido para las inversiones del Sistema Nacional 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 (USD), con el total de energía que fluirá por el sistema (MWh).

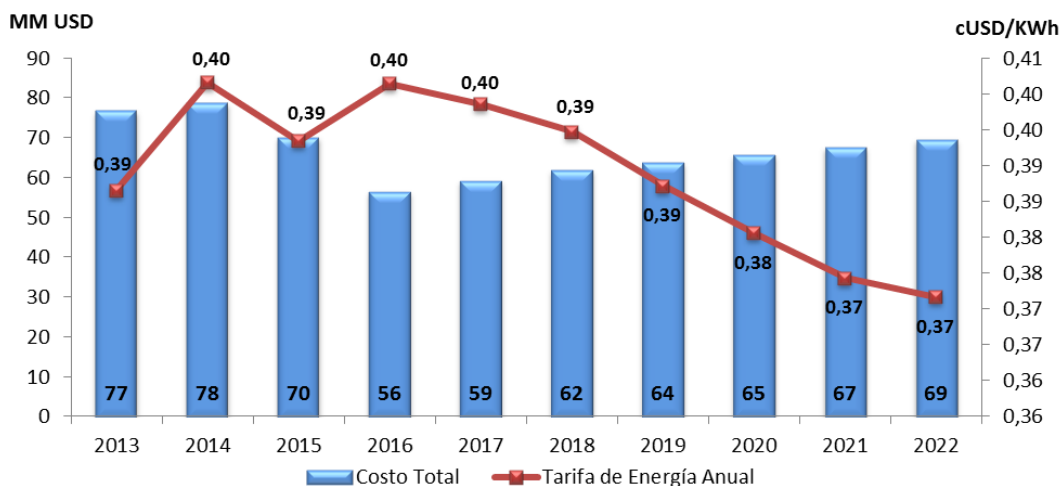
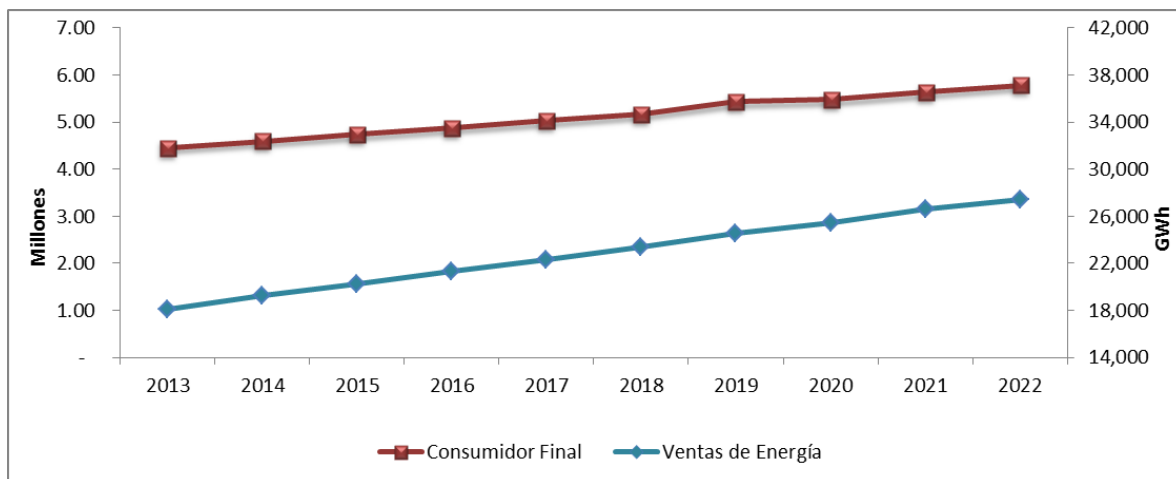


FIG. No. 6.10: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN

#### 6.2.1.3 Distribución

El plan de expansión de distribución, busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,00 millones de clientes regulados, que variará, a lo largo del horizonte de tiempo analizado, en 29,75%, respecto del año 2013, y de esta manera también se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 51,63%, respecto al año 2013, como se evidencia en la FIG. No. 6.11.



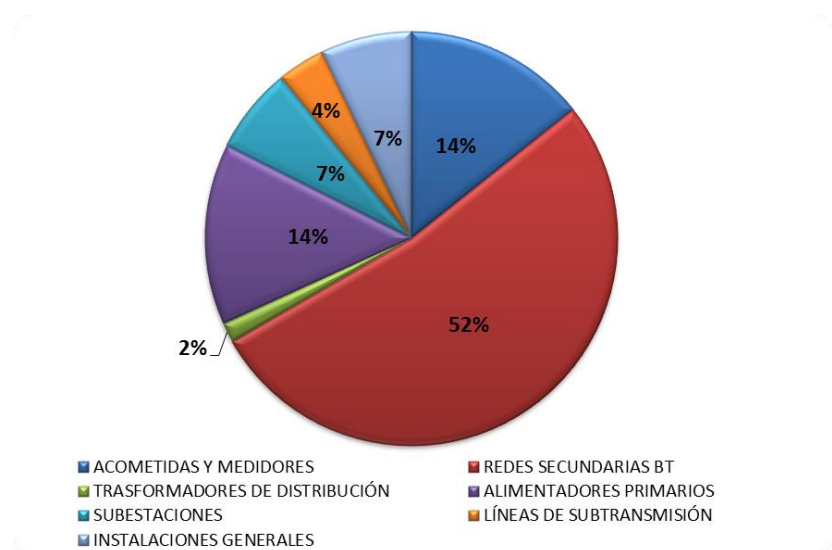
**FIG. No. 6.11: CONSUMIDOR FINAL VS VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

El presupuesto previsto para el sistema de distribución es de USD 2.242 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 No. 6.3.

**TABLA No. 6.3: DETALLE DE INVERSIÓN**

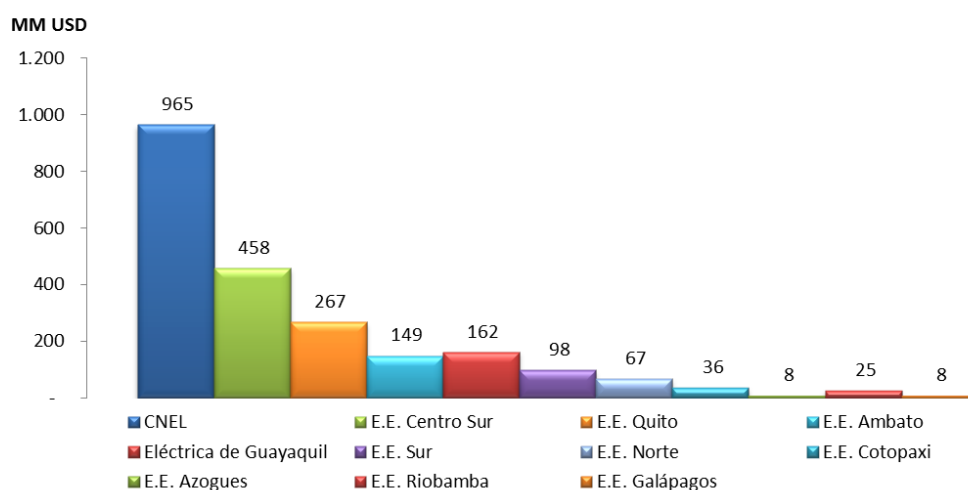
CONCEPTO	PRESUPUESTO MM USD	PARTICIPACIÓN %	PARTICIPACIÓN SECCIÓN %
Acometidas y Medidores	320,83	14,30	66,72
Redes Secundarias	1.175,59	52,42	
Trasformadores de Distribución	33,72	1,50	15,70
Alimentadores primarios	318,38	14,20	
Subestaciones	151,25	6,74	10,45
Líneas de Subtransmisión	83,22	3,71	
Instalaciones Generales	159,85	7,13	7,13
<b>TOTAL</b>	<b>2.243</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Se puede observar que la mayor concentración de la inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de USD 1.495 millones y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de USD 351 millones y para Subestaciones y Líneas de Subtransmisión USD 324 millones, que representa el 66,72%, 15,70% y 10,45% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.



**FIG. No. 6.12: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR TIPO DE ETAPA FUNCIONAL**

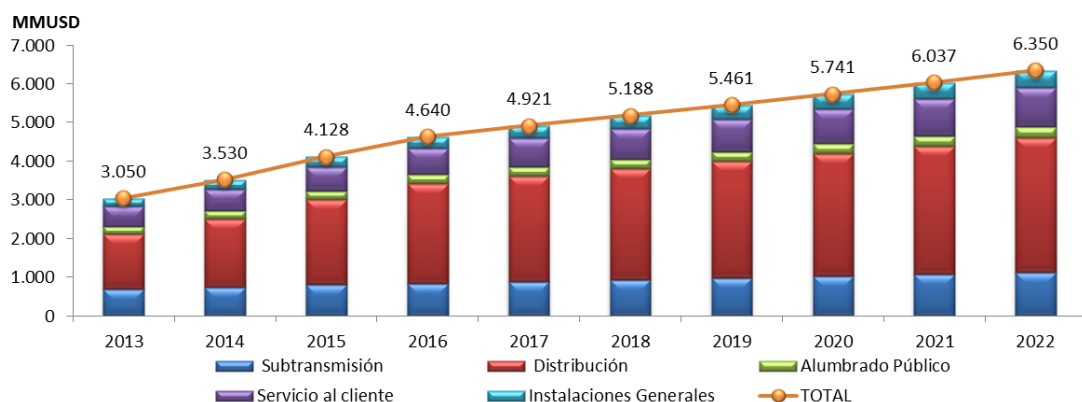
En lo que respecta a los requerimientos de inversión por empresa distribuidora, se presenta en la siguiente tabla en la que se evidencia que el 43,02% de capital serán dirigidos para la Corporación Nacional de Electricidad CNEL.



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

## ACTIVOS

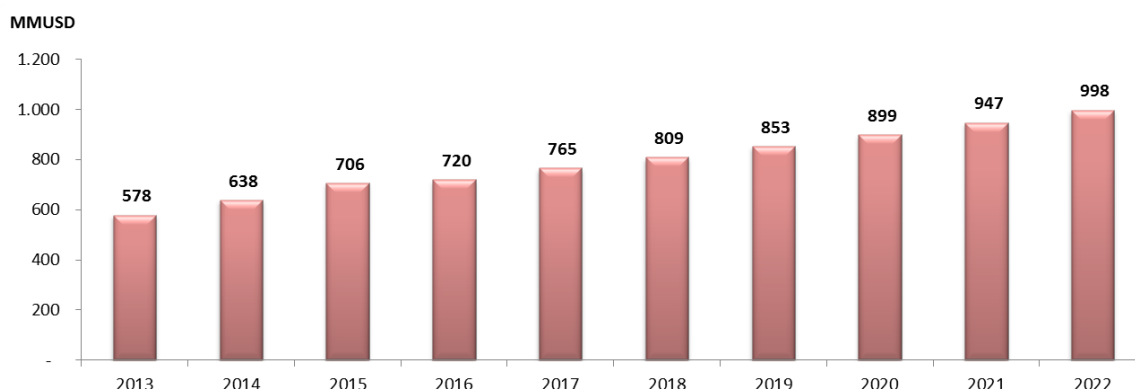
Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país. El cual parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la FIG. No. 6.14.



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

## COSTOS

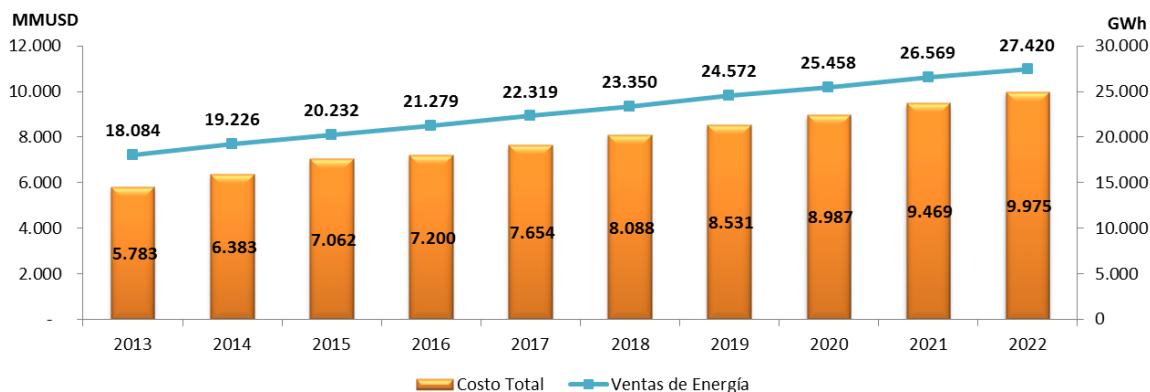
Considerando que para el caso particular del sistema de distribución el análisis se realiza por cada empresa distribuidora, los resultados de costos serían los presentados en la FIG. No. 6.15.



**FIG. No. 6.15: COSTOS DE DISTRIBUCIÓN**

## COSTO DE DISTRIBUCIÓN

La evolución de los costos de distribución y las ventas de energía a realizarse en el periodo de estudio se presentan en la siguiente figura.

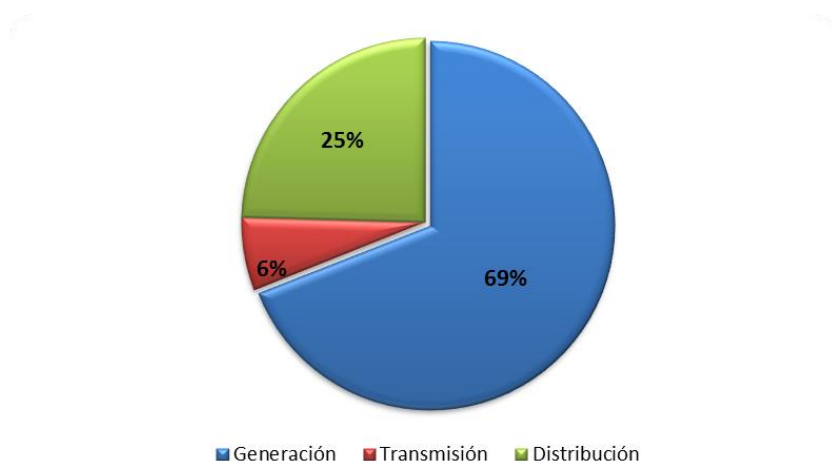


**FIG. No. 6.16: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN**



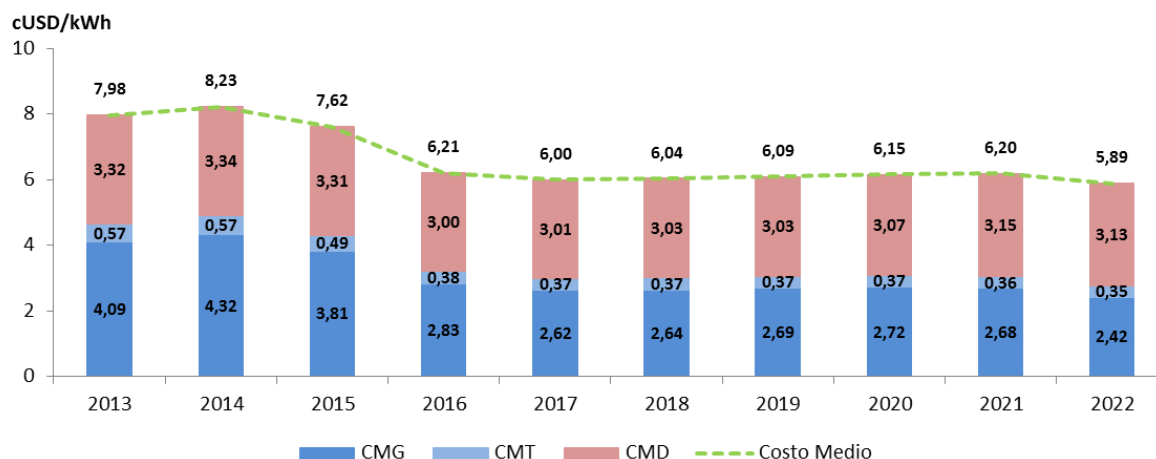
#### 6.2.1.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario

En este escenario base analizado del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, se considera un monto global de inversiones de USD 8 332,7 millones, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la FIG. No. 6.17.



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

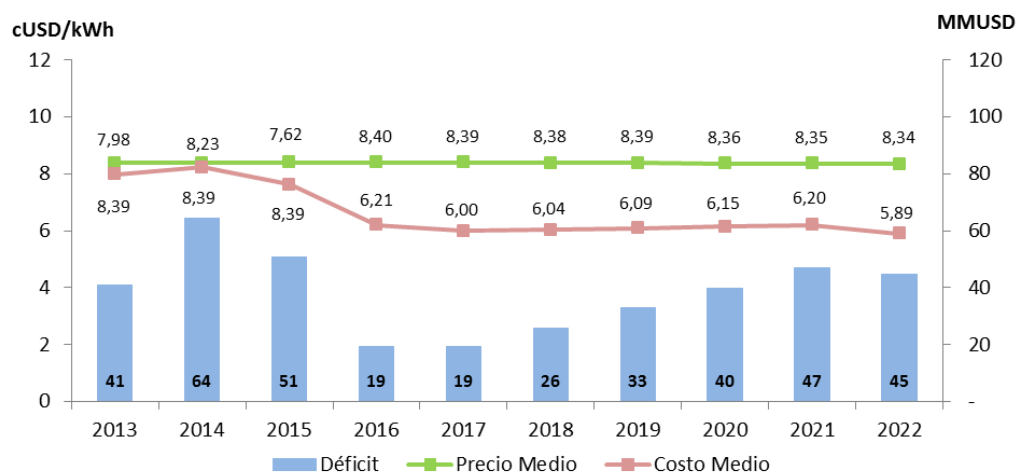
Los resultados de costos obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en la FIG. No. 6.18.



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

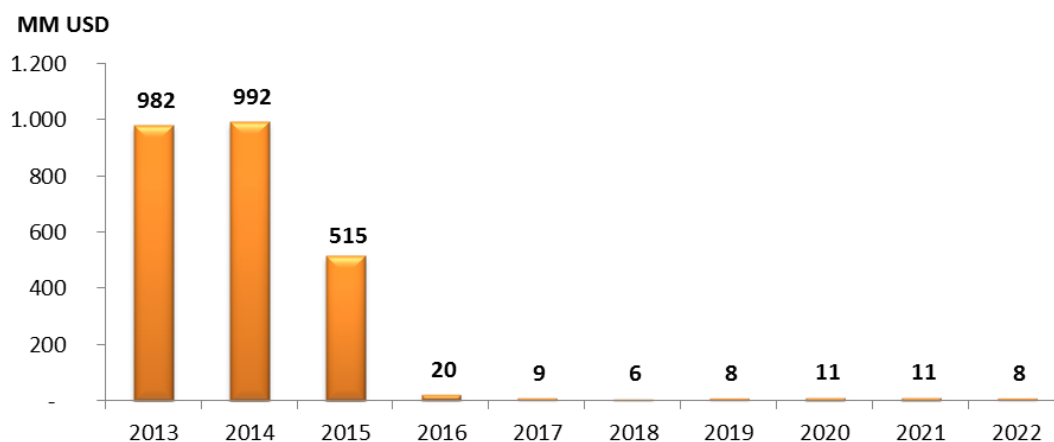
Para el período 2013 - 2015 se verifica que el costo del servicio es alto en relación a todo el período de análisis, principalmente por el componente de generación. Una vez que las nuevas centrales hidroeléctricas entran en operación, a partir del año 2015, se desplaza la generación térmica de tal forma que el costo de generación disminuye.

Por otra parte, para la estimación del Déficit Tarifario se considera que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores que fueron aprobados para el año 2012, consecuentemente, se obtienen los resultados que se muestran en la FIG. 6.19.



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

Finalmente, se estima un déficit tarifario por US\$ 384 millones para los 10 años, de los cuales el 40,55% se acumula en los tres primeros años, la justificación radica en el elevado consumo de combustibles para la generación que es básicamente térmica, sin embargo, esta situación cambia a partir del año 2016, con la entrada en operación de las nuevas centrales de generación hidroeléctrica. Como consecuencia, en el gráfico a continuación se puede observar la reducción del subsidio de combustible en el periodo de análisis.



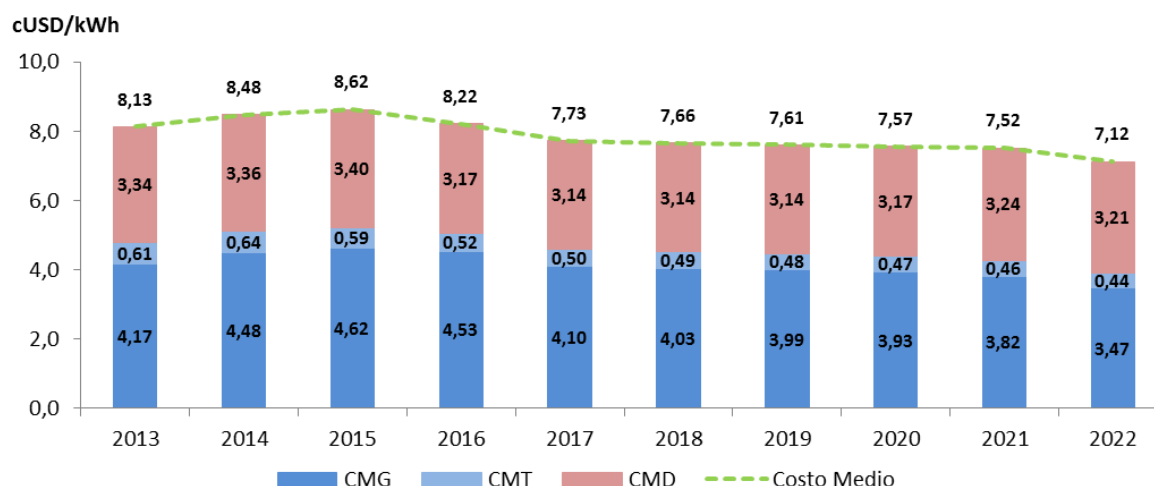
**FIG. No. 6.20: EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN**

#### 6.2.1.5 *Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio*

Conforme la normativa vigente, el caso anterior de este capítulo, no toma en cuenta los costos de inversión para la determinación de los costos totales y por ende no influyen en el déficit tarifario.

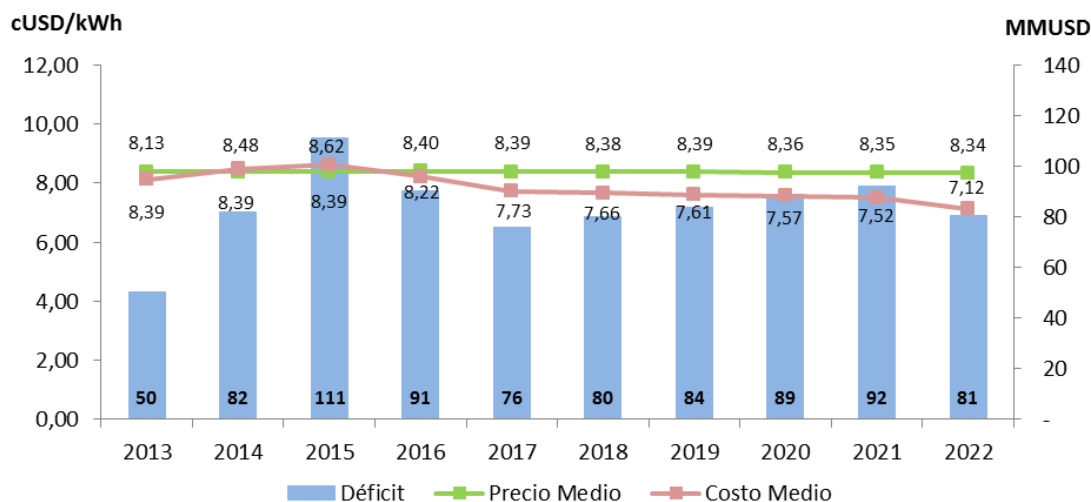
Sin embargo, es necesario revisar la posibilidad de que, estos montos no puedan ser cubiertos por el Estado Ecuatoriano y deban ser incluidos como parte del costo del servicio.

Los resultados obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en el siguiente gráfico:



**FIG. No. 6.21: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

Por otra parte, para la estimación del Déficit Tarifario, se considera que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores fueron aprobados para el año 2012, obteniéndose los resultados que se muestran en el siguiente gráfico:



**FIG. No. 6.22: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

En este caso se estima un déficit tarifario de US\$ 835 millones, casi tres veces mayor comparado con el caso anterior.

## 6.2.2 Caso Plus:

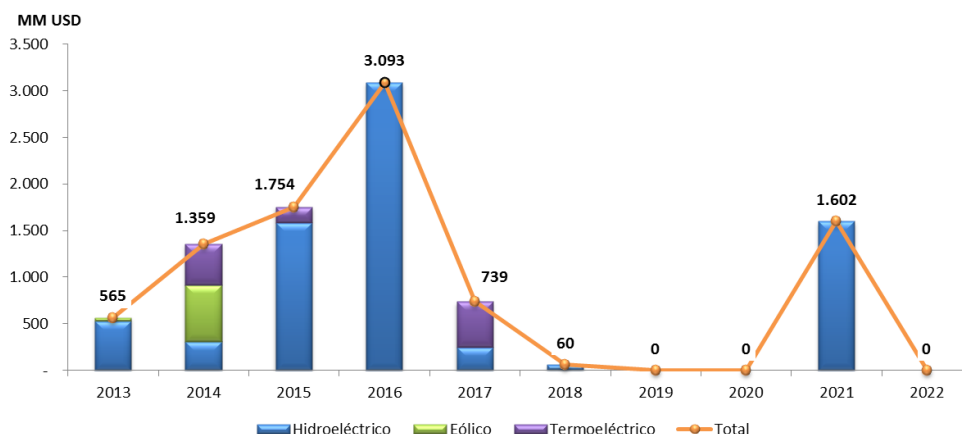
Conforme a lo expuesto anteriormente, el caso plus incluye nuevas simulación para las etapas de generación, transmisión y distribución en vista de que se toma en cuenta la entrada de 3.5 millones de cocinas eléctricas a partir del año 2016. Razón por la cual se incrementan las inversiones a realizarse en las etapas de generación, transmisión y distribución.

### 6.2.2.1 Generación

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

**Tabla 6.4 Detalle de Inversión**

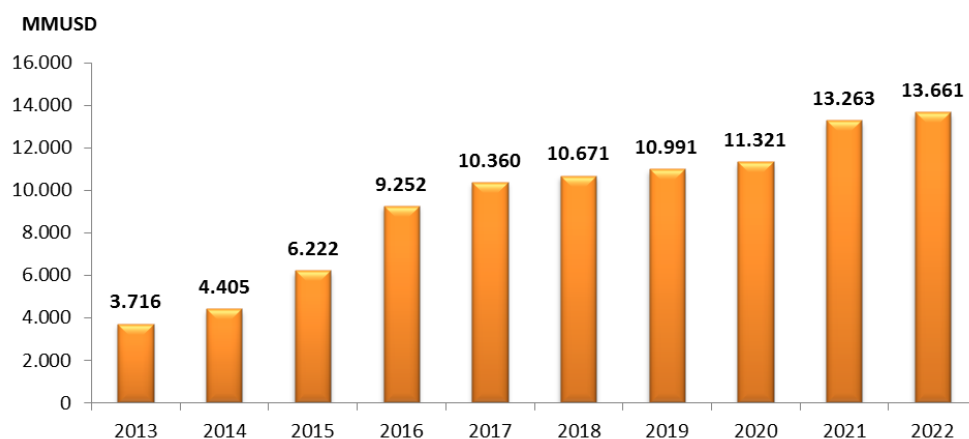
Proyectos	Número	Montos MMUSD	Participación %
Hidroeléctricas	25	7.427	80,97
Termoeléctricas	7	1.099	11,98
Eólicas	1	37	0,40
Fotovoltaicos	1	610	6,65
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>9.173</b>	<b>100,00</b>



**FIG. No. 6.23: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**

## ACTIVOS

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

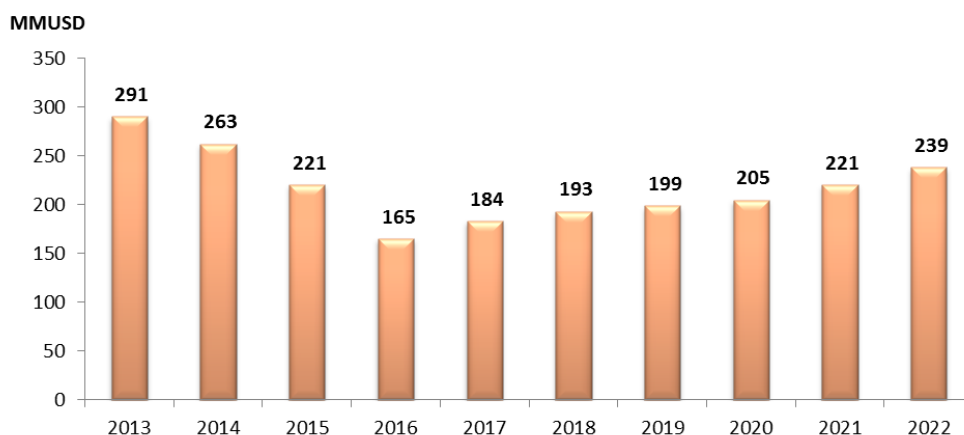


**FIG. No. 6.24: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN**

## Costos

### Costos Fijos

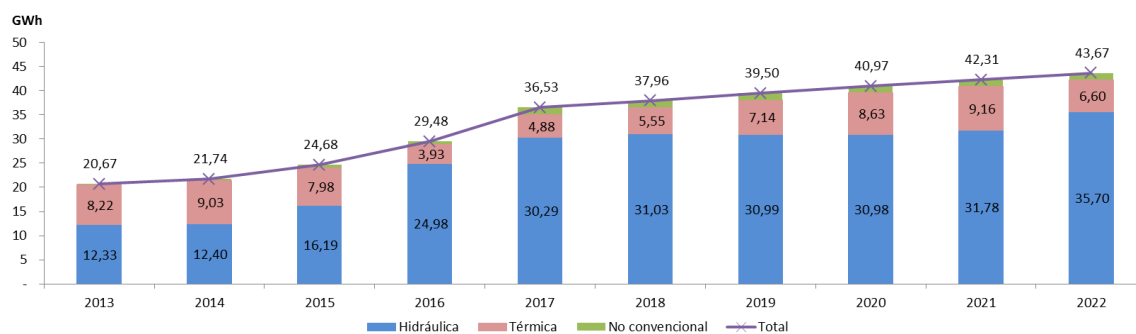
Una vez definidos las centrales en operación y de acuerdo a la metodología para la asignación de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se obtuvieron los siguientes resultados.



**FIG. No. 6.25: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE AO&M EN GENERACIÓN**

### Costos Variables

En la FIG. No. 6.26, se aprecia los resultados de la producción de energía del parque generador, por tipo de tecnología. En este escenario, se observa que la incorporación de cargas eléctricas grandes, como el ingreso de sistemas de cocción a gran escala, se mantendrá la dependencia de la energía producida con recursos térmicos.

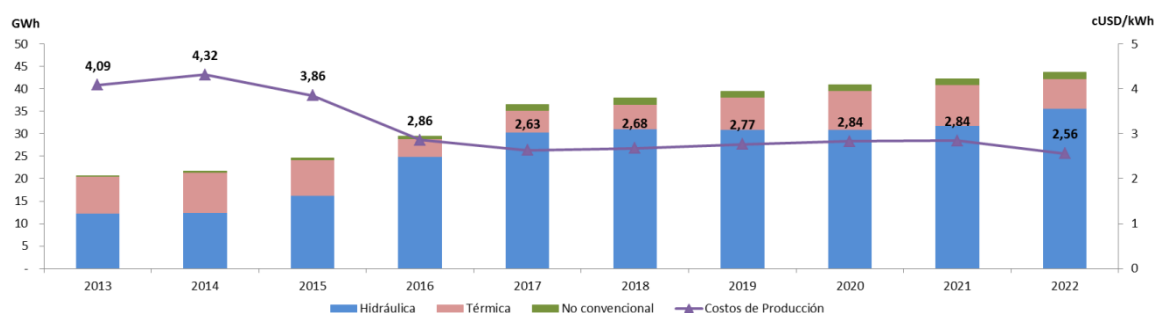


**FIG. No. 6.26: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGIA**

La FIG. No. 6.26, sirve como piedra angular para el análisis del comportamiento técnico que se tiene en el parque generador y permite, a la vez, establecer las variaciones de los costos que se tendrán en el mercado de generación debido a la necesidad de incrementar ciertas tecnologías de generación, principalmente, en un escenario en el que se consideren incrementos importantes en la demanda.

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

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



**FIG. No. 6.27: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN vs COSTO DE PRODUCCIÓN**

Los costos de la FIG. No. 6.27, son mayores a los obtenidos en el Caso Base y observados en la FIG. No. 6.5, debido a que se requieren mayores recursos de energía, utilizando centrales de generación con costos de producción más elevados.

### COSTO MEDIO DE GENERACIÓN

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

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

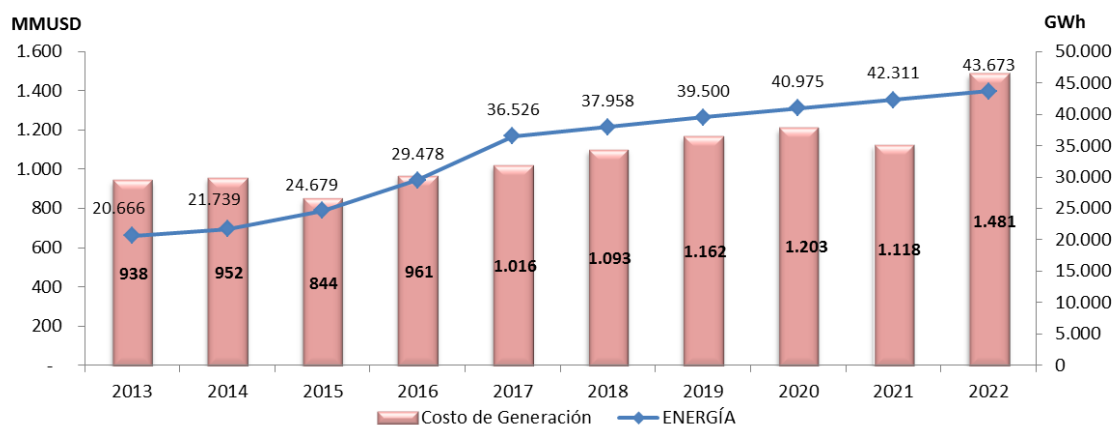


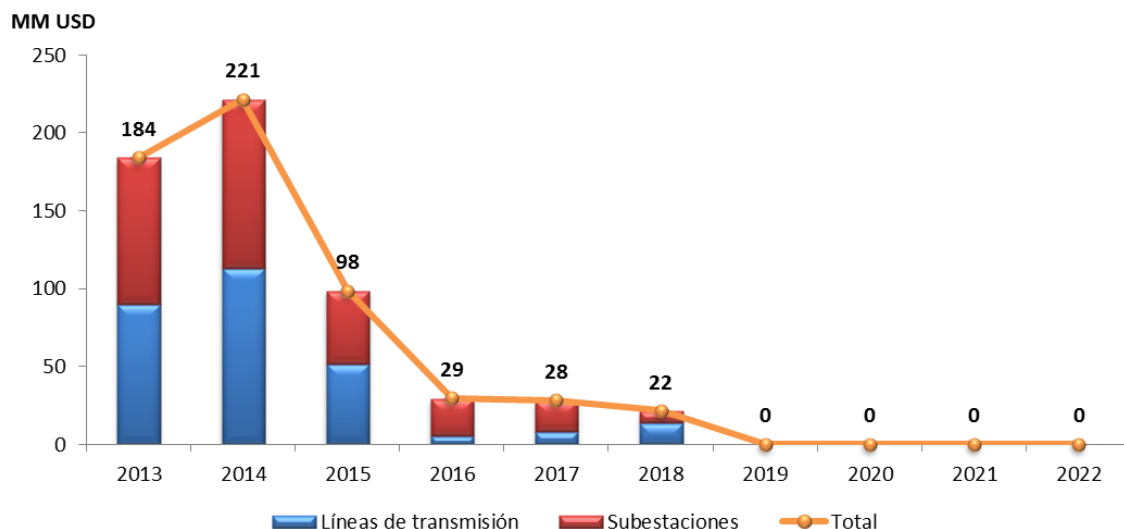
FIG. No. 6.28: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN

### 6.2.2.2 Transmisión

Para la actividad de transmisión, el monto total que se requiere para cubrir el crecimiento de demanda eléctrica alcanza los US\$ 583,0 millones. Como se puede observar en el cuadro siguiente las inversiones se concentran en Líneas de Transmisión y Subestaciones.

TABLA No. 6.5: DETALLE DE INVERSIÓN

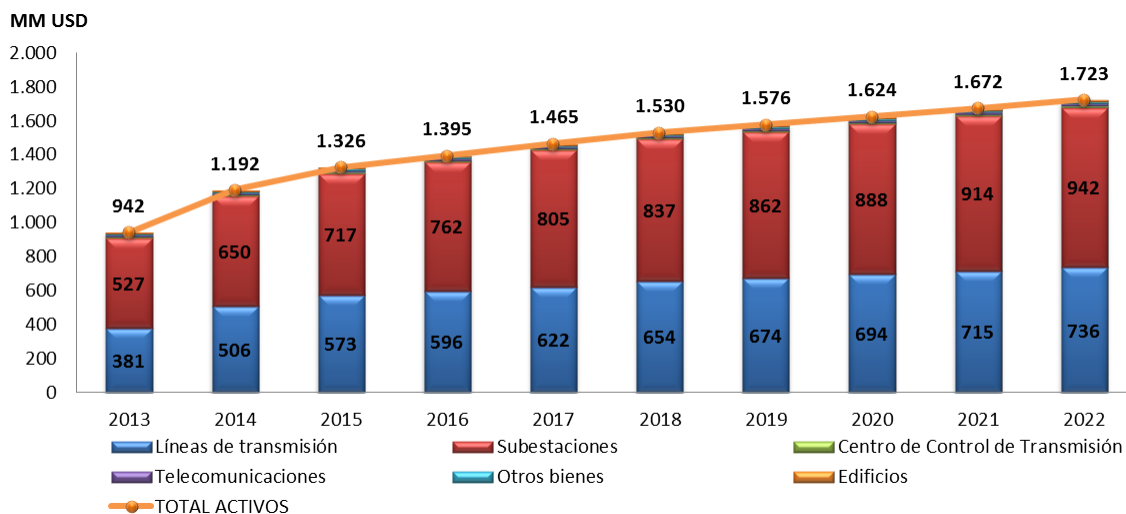
	Presupuesto M USD	Participación Individual %	Participación Total %
<b>Líneas de Transmisión</b>	<b>282.860</b>	<b>48,52</b>	<b>48,52</b>
Nivel I (138)	7.989	2,82	
Nivel II (230)	127.184	44,96	
Nivel III (500)	147.687	52,21	
<b>Subestaciones</b>	<b>300.176</b>	<b>51,48</b>	<b>51,48</b>
Reducción	30.875	10,29	
Elevación	167.357	55,75	
Seccionamiento	101.944	33,96	
<b>TOTAL</b>	<b>583.036</b>		<b>100,00</b>



**FIG. No. 6.29: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ETAPA FUNCIONAL**

## ACTIVOS

Los nuevos requerimientos de inversión para la actividad de transmisión, dadas las particularidades del segundo escenario, generan un crecimiento del 82,87% de los activos en operación, cifra que para el año 2013 suma US\$ 941,9 millones y hasta el año 2022 alcanzaría los US\$ 1.722,5 millones.



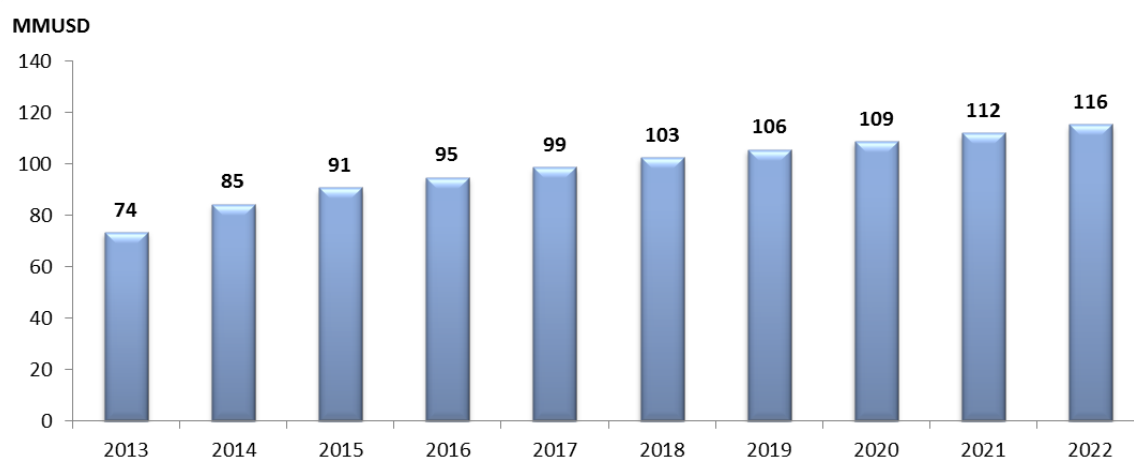
**FIG. No. 6.30: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN**

Se evidencia que alrededor del 80% se concentra en Líneas de Transmisión y Subestaciones.

## COSTOS

Una vez definidos los activos en operación para cada año, se procedió a definir los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento necesario para un manejo adecuado y eficiente del sistema de transmisión. Los resultados se muestran a continuación.

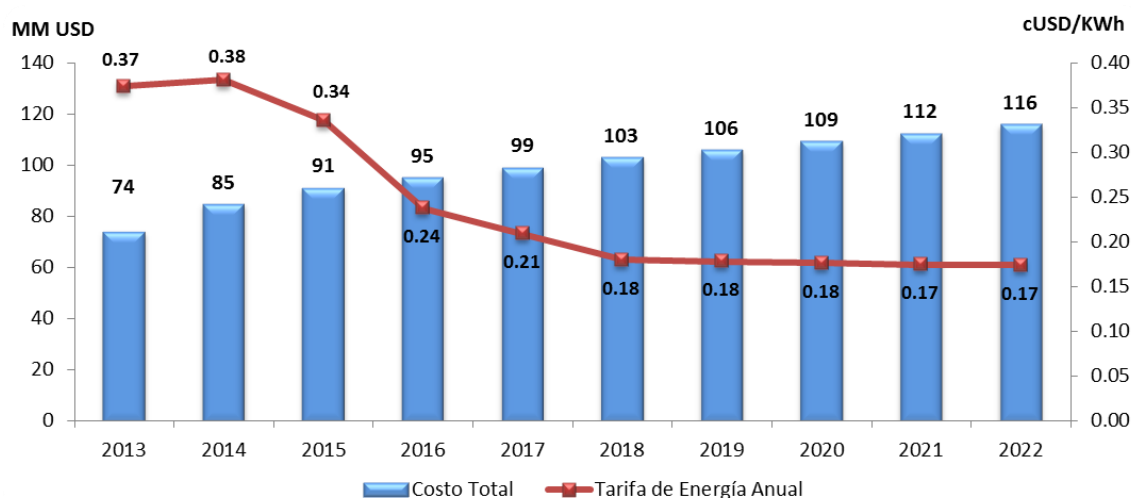




**FIG. No. 6.31: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN**

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

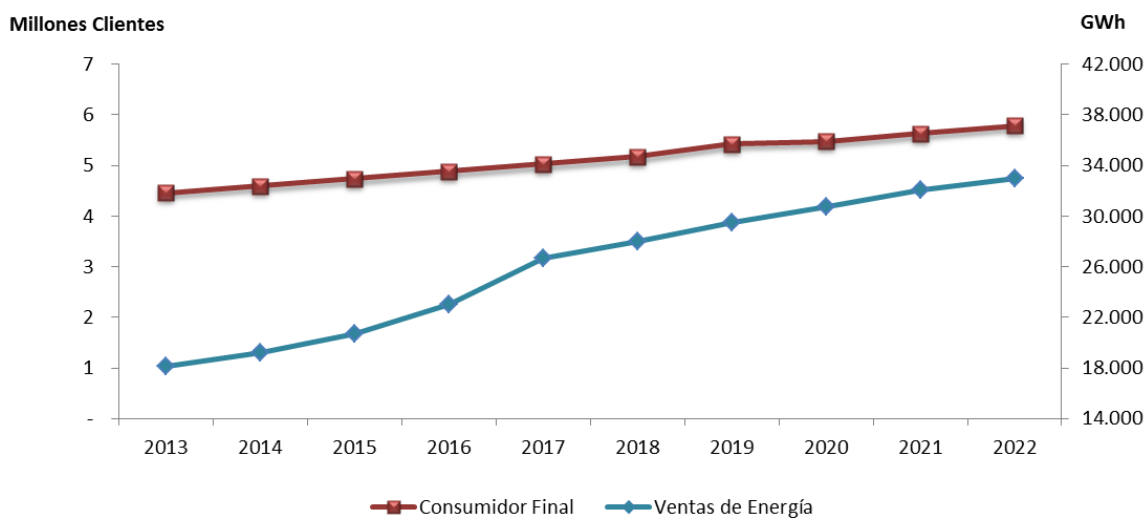
Por otro lado, a pesar del incremento de activos y costos, al relacionar los costos (US\$) con la energía a ser transmitida (kWh), se mantiene una tendencia decreciente.



**FIG. No. 6.32: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN**

### 6.2.2.3 Distribución

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

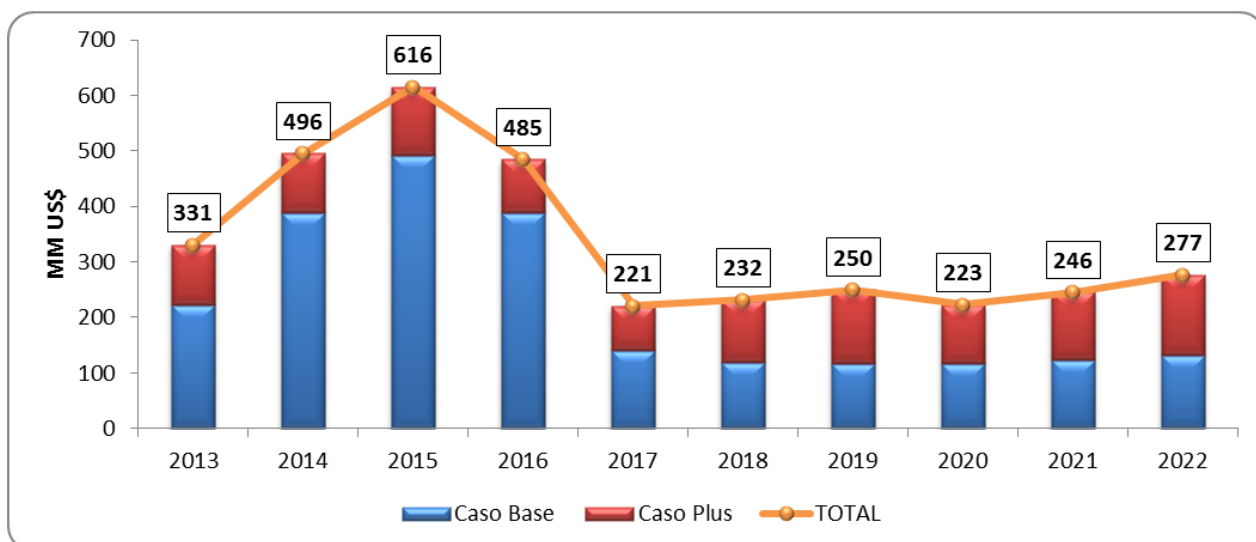


**FIG. No. 6.33: CONSUMIDOR FINAL VS VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En lo que respecta a distribución, el monto total de inversión requerido suma US\$ 1.134,9 millones, los cuales sumados a los **US\$ 2.242.8 millones de la primera etapa alcanza un monto total del inversión de 3.377,7 millones.**

**TABLA No. 6.6 DETALLE DE INVERSIÓN**

CONCEPTO	PRESUPUESTO MM USD	PARTICIPACIÓN %	PARTICIPACIÓN SECCIÓN %
Acometidas y Medidores	218,66	19,27	31,46
Redes Secundarias	138,36	12,19	
Trasformadores de Distribución	18,72	1,65	2,58
Alimentadores primarios	10,60	0,93	
Subestaciones	568,85	50,12	65,96
Líneas de Subtransmisión	179,69	15,83	
Instalaciones Generales	-	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.135</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>



**FIG. No. 6.34: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN**

En el gráfico anterior se evidencia la inversión total que se realizará en la etapa de distribución para los 10 años de análisis. Diferenciando la requerida para el caso base y el caso plus.

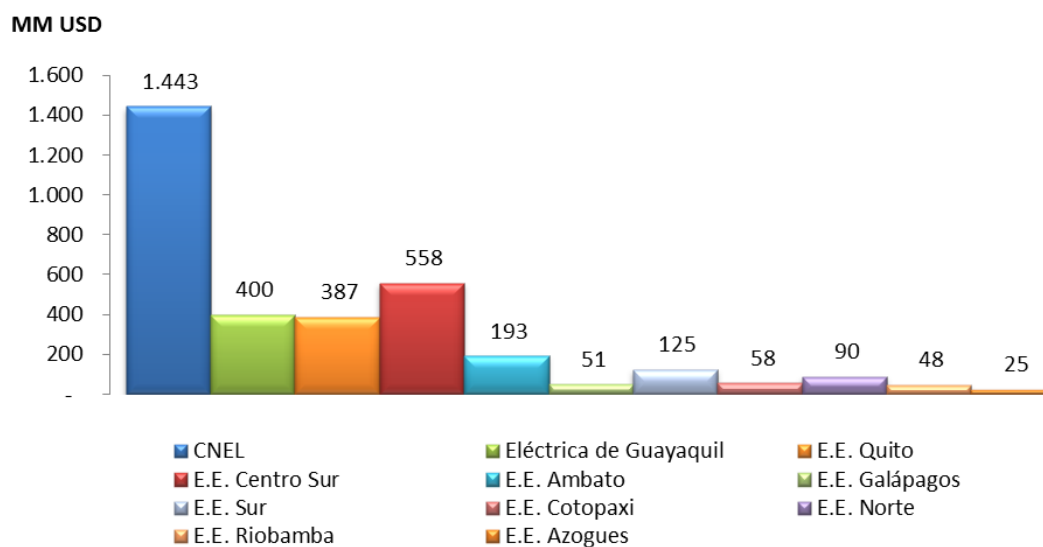
En la tabla que se muestra a continuación, se puede notar la participación en la inversión por cada una de las empresas de distribución que operan en el país.

**TABLA NO. 6.7: DETALLE DE INVERSIÓN**

Empresa	Presupuesto MM USD	Participación %
CNEL-Bolívar	41,91	1,24
CNEL-EI Oro	172,28	5,10
CNEL-Esmeraldas	44,92	1,33
CNEL-Guayas Los Ríos	211,27	6,25
CNEL-Los Ríos	87,43	2,59
CNEL-Manabí	327,46	9,69
CNEL-Milagro	57,16	1,69
CNEL-Sta. Elena	196,68	5,82
CNEL-Sto. Domingo	189,31	5,60
CNEL-Sucumbíos	114,39	3,39
<b>CNEL</b>	<b>1.442,80</b>	<b>42,72</b>
E.E. Ambato	192,86	5,71
E.E. Azogues	24,64	0,73
E.E. Centro Sur	558,08	16,52
E.E. Cotopaxi	58,32	1,73
E.E. Galápagos	51,45	1,52
E.E. Norte	89,96	2,66
E.E. Quito	387,31	11,47
E.E. Riobamba	47,63	1,41
E.E. Sur	124,87	3,70

Eléctrica de Guayaquil	399,78	11,84
<b>TOTAL</b>	<b>3.377,70</b>	<b>100,00</b>

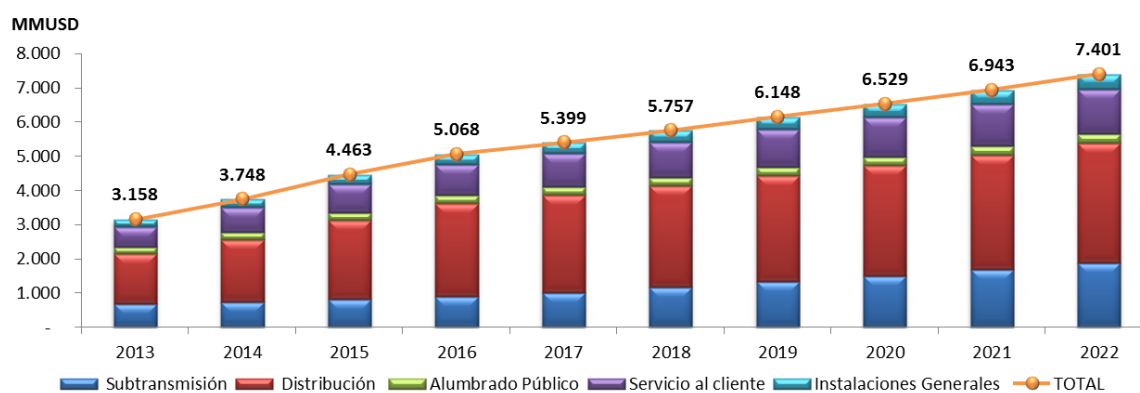
Del análisis efectuado a los montos para expansión del sistema por la incorporación de cocinas, el 42,72% se concentra en CNEL, el 16,52% en la Empresa Eléctrica Centro Sur y el 11,84% en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.



**FIG. No. 6.35: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA**

## ACTIVOS

Para distribución, los requerimientos de inversión entre el primer y segundo escenario llegan a duplicarse, razón por la cual los activos en servicio de cada una de las empresas, presenta un importante crecimiento; si se los observa como un conjunto, los activos totales del sistema de distribución para el año 2013 alcanzan los US\$ 3.282,4 millones, mientras que para el año 2022 suman US\$ 5.392,0 millones, mostrando una variación del 64.27%.



**FIG. No. 6.36: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN**

## COSTOS

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

Los Costos de operación y mantenimiento de distribución muestran una tendencia creciente, por lo que durante los diez años de análisis los costos varían en un 64,73%. Este comportamiento comparte la tendencia de las inversiones a realizarse en esta etapa.

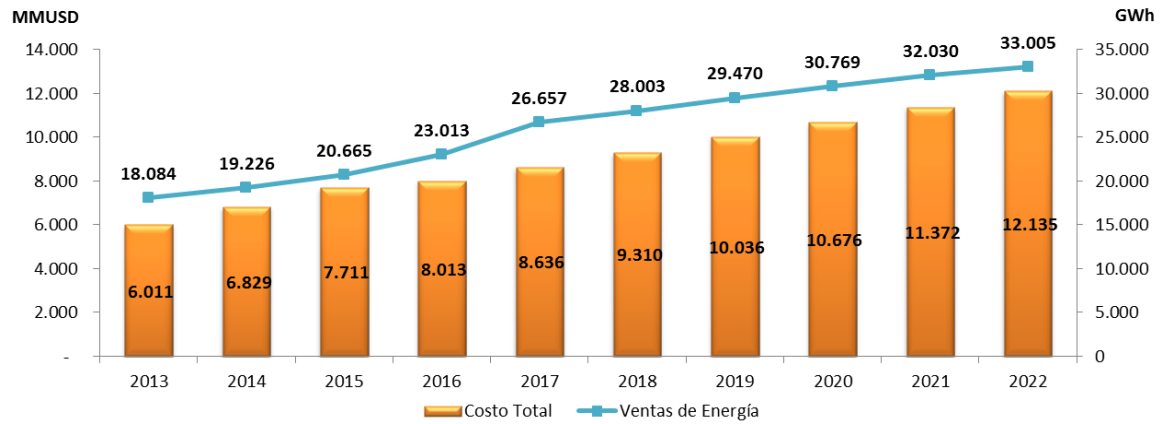


FIG. No. 6.37: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN

#### 6.2.2.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario

Para atender estas nuevas cargas eléctricas, las actividades de transmisión y distribución consideran nuevos proyectos a ser incluidos en el período de análisis, situación que no se replica para la actividad de generación, pues en este caso se presenta un plan de expansión distinto. En resumen el monto total a invertirse, entre el año 2013 hasta el año 2022 asciende a US\$ 13.532,5 millones.

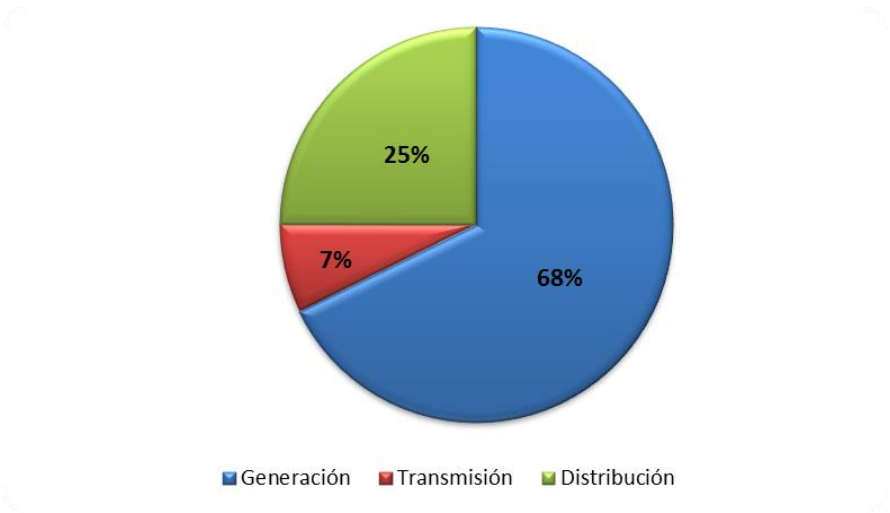
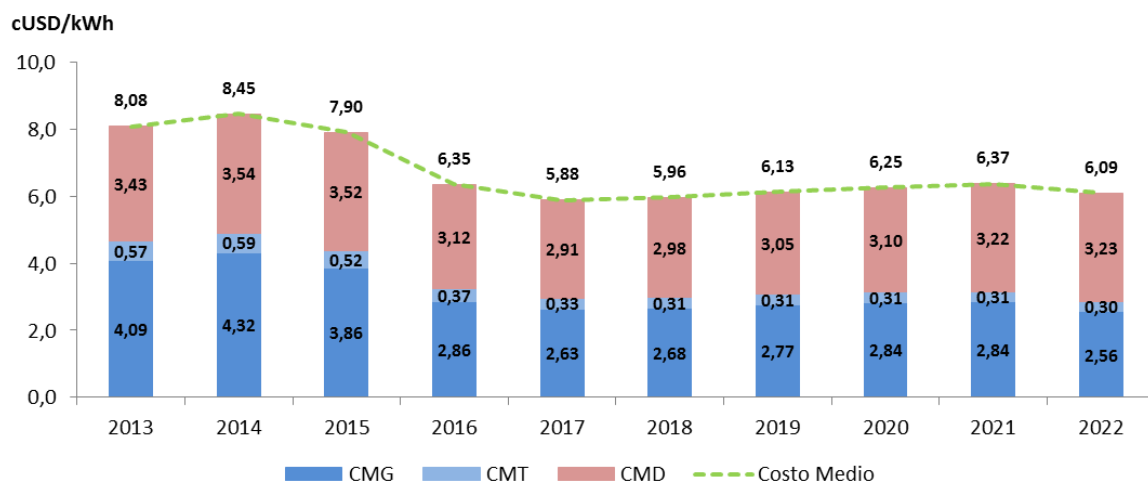


FIG. No. 6.38: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR ACTIVIDAD

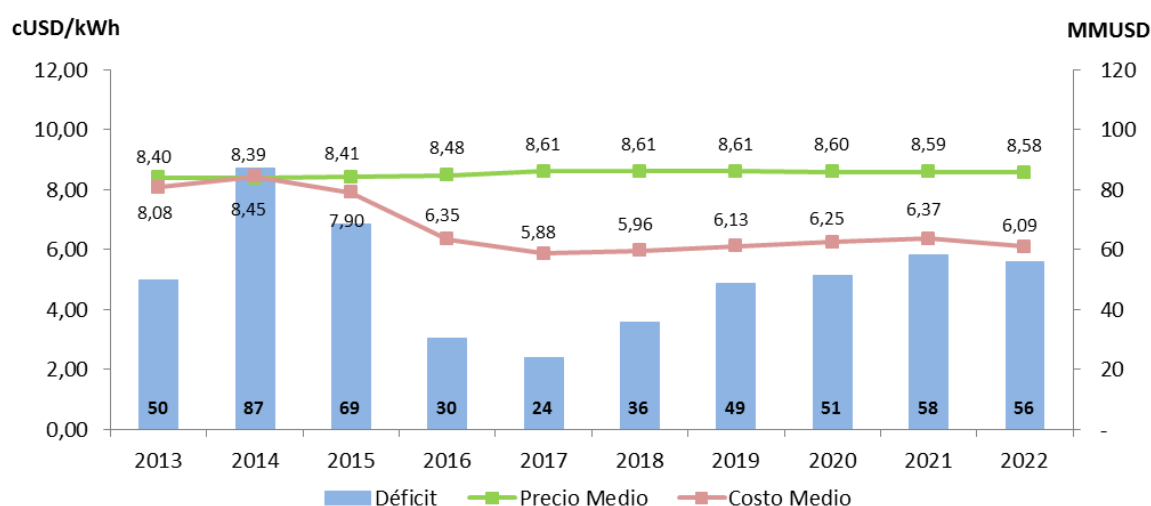
Los resultados obtenidos para el costo unitario del servicio de energía eléctrica, sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en el siguiente gráfico:



**FIG. No. 6.39: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

Del gráfico, se aprecia que en el período 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor al resto de años de análisis, principalmente por el costo de generación. Situación que cambia a partir del año 2016, año en el cual entran en operación las principales centrales de generación hidráulica, la cual desplaza la demanda de generación térmica.

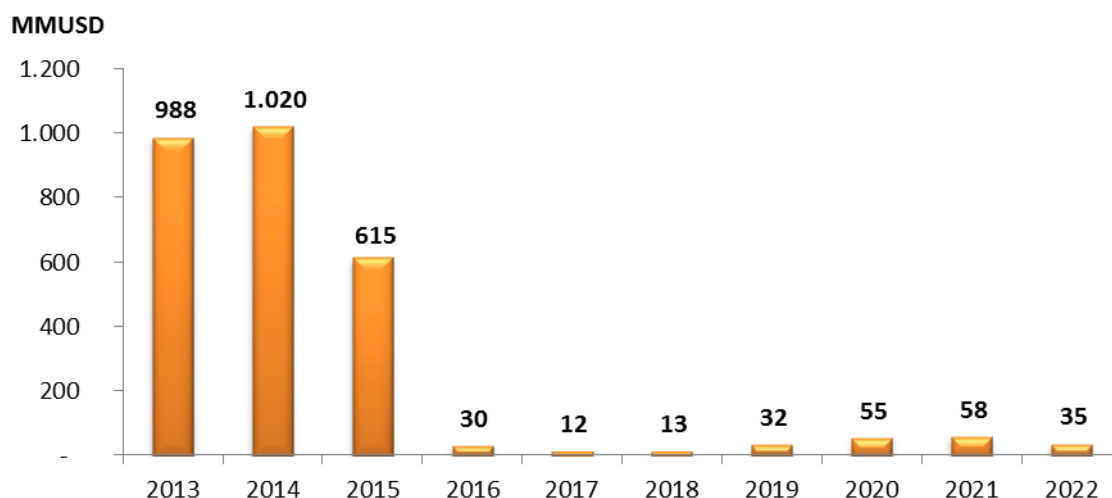
Se reitera la premisa general de este PME, señalando que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores aprobados para el año 2012, lo que provoca un comportamiento del déficit tarifario, según lo siguiente:



**FIG. No. 6.40: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

Finalmente, se estima un déficit tarifario que alcanzaría los US\$ 509 millones, del cual el 40.44% se concentra en los tres primeros años, debido a los altos costos del servicio presentados, principalmente por el costo de generación. Como se expuso anteriormente, con la entrada de las nuevas centrales de generación hidráulica en operación a partir del año 2015, se desplaza la

generación térmica y con ello el consumo de combustibles. En el gráfico a continuación se observa la reducción del monto del subsidio al combustible que requerirá el sector eléctrico.

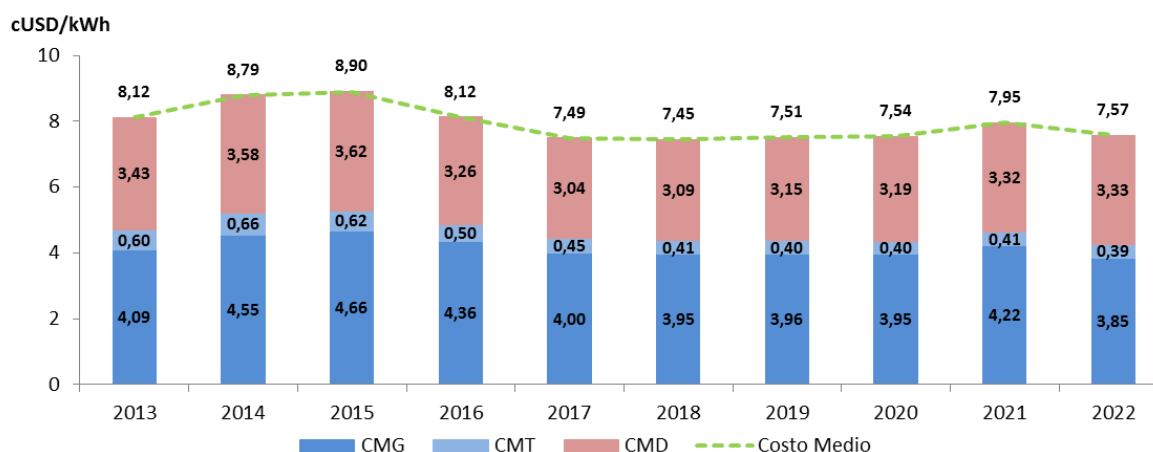


**FIG. No. 6.41: EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE COMBUSTIBLE**

#### 6.2.2.5 *Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio.*

Conforme la normativa vigente, el caso anterior no toma en cuenta los costos de inversión para la determinación de los costos totales del servicio, razón por la cual estos no tienen efecto al momento de determinar el déficit tarifario. Sin embargo, es necesario revisar la posibilidad de que, estos montos no puedan ser cubiertos por el Estado ecuatoriano y deban ser incluidos como parte del costo del servicio eléctrico.

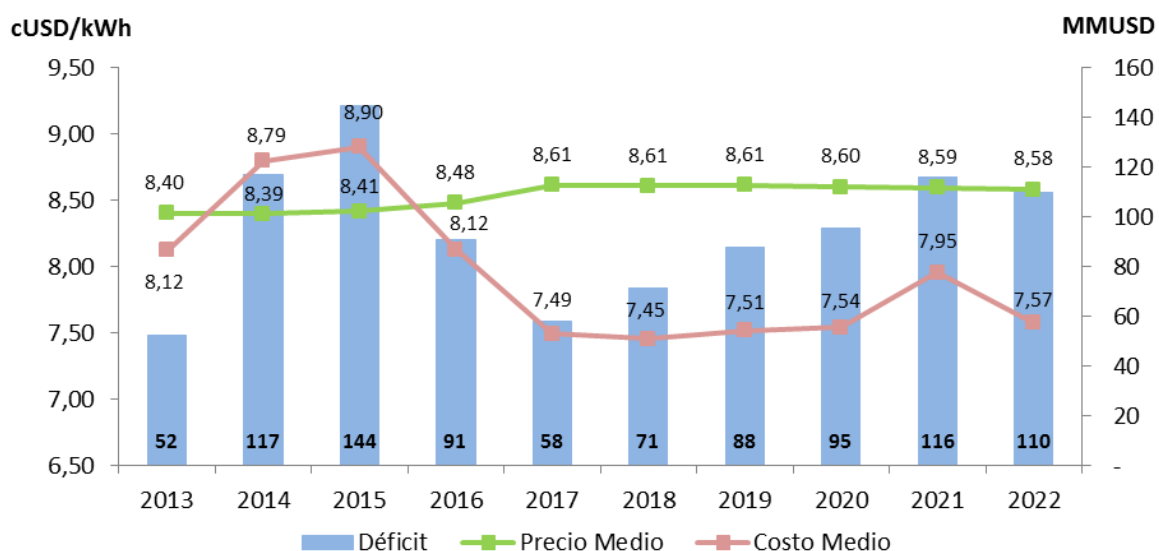
Los resultados obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en el siguiente gráfico:



**FIG. No. 6.42: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

En el período 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor en relación a todo el período de análisis, principalmente por el costo de generación.

Y al contrastar el costo del servicio con la tarifa aplicada, es posible obtener el déficit tarifario, que sigue el siguiente comportamiento:



**FIG. No. 6.43: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

En este caso, se estima que el déficit tarifario durante el período de análisis alcanzará los US\$ 942 millones, alrededor de US\$ 400 millones mayor comparado con el obtenido en el caso plus.



## 7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1.- Conclusiones

- La elaboración del presente Plan Maestro de Electrificación se ha sustentado en las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y en la Agenda Sectorial, considerando como principal lineamiento político el impulso al desarrollo eficiente, sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética establecidos en la Constitución y en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013 -PNBV.
- La proyección de la demanda, elemento integrador sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema eléctrico, ha sido realizada con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y la prestación del servicio al sector hidrocarburífero, todo en el marco de una visión estratégica para el desarrollo nacional en las próximas décadas.
- Considerando el complejo condicionante establecido por la proyección de la demanda, el Plan Maestro de Electrificación plantea el desarrollo de fuentes de generación de tal forma de permitir la disponibilidad de suficientes reservas energéticas para garantizar el normal abastecimiento de la demanda nacional, así como la posibilidad futura de incrementar los volúmenes de generación eficiente que permitan convertir al Ecuador en un país exportador de energía.
- En septiembre de 2012, atendiendo los nuevos lineamientos, objetivos y políticas para el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022, presentados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en julio de 2012, se establecieron los nuevos valores de proyección de demanda que debieron ser considerados tanto en la expansión de la generación como del sistema de transmisión. Prueba uno. Estos incrementos de demanda correspondieron principalmente a: (i) Introducción masiva a nivel de consumidores residenciales en el uso de cocinas de inducción, (ii) abastecimiento desde el SNI de la carga de la Refinería del Pacífico y del sector petrolero tanto estatal como privado. Los cambios suscitados implicaron la configuración de un sistema de transmisión debidamente reforzado mediante la implementación de diversas obras adicionales a las previstas en los análisis del Plan de Expansión de Transmisión realizados hasta marzo de 2012. Sin embargo de los antecedentes establecidos, se ha podido configurar un plan de expansión de transmisión, que manteniendo adecuados niveles de seguridad y confiabilidad operativa, ha logrado mantener acotado los niveles de inversión necesarios para su implementación.
- El contenido, alcance y profundidad del PME 2013 – 2022, permite verificar que el país cuenta con bases sólidas para el desarrollo del sector eléctrico. Se cuenta con instancias de rectoría, planificación y regulación, plenamente capacitadas para el diseño de políticas y estrategias que buscan garantizar el abastecimiento energético con adecuados niveles de calidad, confiabilidad y economía.
- Mediante indicadores y evaluación de los proyectos emblemáticos se pudo verificar que el sector eléctrico ya está en gran medida en una dirección hacia un sistema sustentable, demostrado por el incremento actual y futuro de la participación de generación hidroeléctrica reemplazando principalmente generación térmica.

- En general se observa que el plan de expansión de generación es ambicioso en la búsqueda de incrementar el parque de generación en base de fuentes de energía renovable, lo cual, además de potencializar la capacidad de generación, disminuirá su costo medio, y por ende, el costo del servicio eléctrico y el déficit tarifario, esto último sin considerar la inversión en los nuevos proyectos. No obstante lo anterior, es importante que se mantenga una adecuada capacidad de respaldo de generación térmica con el fin de no tener problemas de abastecimiento en situaciones de baja hidrología o ante contingencias.
- Se puede apreciar que para el caso de transmisión y distribución, la mayor componente de inversión se ejecuta en los primeros años del horizonte de estudio. Este hecho se puede explicar en que los tiempos de maduración, planeación y construcción de los proyectos de transmisión y distribución son más cortos que los de generación. Y que la principal planificación es la de corto y mediano plazo; pero con la característica de ser constante.
- El cambio de la matriz energética enfocado, entre otros planes, a pasar la cocción con GLP a la cocción con electricidad, afecta directamente a la proyección de demanda. Al ser los usuarios residenciales los principales actores involucrados en esta migración, influye en forma determinante los hábitos y tiempos de cocción, sobre todo al considerar la afectación en los horarios donde se produce la punta del sistema. Para esto, se trabajó en función de la curva de carga diaria residencial y la curva de carga diaria del consumo de una cocina eléctrica con un consumo promedio al mes de 100 kWh.
- El escenario base (hipótesis 5), considera: la línea base de proyección, las demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, transporte, petróleo, proyectos de eficiencia energética, ciudad del cocimiento (Yachay), Refinería del Pacífico y cocinas eléctricas. El crecimiento anual promedio para el período 2012-2022 es de 8,0% en energía y en potencia. En el 2022 se proyecta que el país tenga una demanda eléctrica en bornes de generación de 42.701 GWh y 6.864 MW, esto significa que el país tendrá aproximadamente 2,5 veces la demanda de energía del año 2011.
- El Sistema Nacional de Transmisión atraviesa una delicada situación, presentando restricciones operativas, especialmente para condiciones de demanda máxima en el sistema, tales como bajos perfiles de voltaje en barras de 138 y 69 kV en algunas subestaciones (Loja, Orellana) y cargabilidad superior a la admisible de varios transformadores (subestaciones: Babahoyo, Chone, Trinitaria, Ambato, Vicentina, Mulaló, Portoviejo, Pomasqui, entre otras), tanto para condiciones normales de operación como en escenarios de contingencia. En casos de indisponibilidad de generación térmica local, se producen bajos perfiles de voltajes en barras, como sucede en las subestaciones Machala, Francisco de Orellana, Pascuales y Trinitaria y cargabilidad de transformadores superior a la admisible en Santo Domingo y Totoras. Todo esto hace que el SNT, en determinadas zonas, se encuentre operando al límite de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad exigidos, por lo que es imprescindible la ejecución sin demoras del Plan de Expansión propuesto.
- La no ejecución de los proyectos en los términos contenidos en el Plan de Transmisión propuesto generaría situaciones de riesgo para el Sistema Nacional de Transmisión, que podrían afectar a mediano plazo la calidad y la seguridad en el suministro de energía en el

SNI. Cabe indicar que, si bien los planes de expansión de transmisión cubren un período de 10 años de análisis, su elaboración se inicia dos años antes de que empiece el período, razón por la cual los análisis de las condiciones de operación del Sistema, considerando las obras de transmisión y generación en ejecución de los dos años previos, es una proyección realizada por el Transmisor y el Operador del Sistema.

## **7.2.- Recomendaciones**

- Se recomienda la ejecución de los proyectos conforme los términos contenidos en el presente Plan Maestro de Electrificación, de manera de evitar posibles afectaciones para la seguridad en el suministro de energía en el SNI a mediano plazo.
- Para la ejecución de los principales proyectos contenidos en el presente Plan, CELEC EP deberá establecer una priorización para el desarrollo de obras, de manera que, ante la falta de financiamiento para la expansión de la transmisión y generación, se ejecuten aquellas que son apremiantes para la operación y seguridad del sistema.
- Los estudios de interconexión a 500 kV con los países vecinos de la región, deben afinarse en los planes de expansión de transmisión futuros, considerando los fuertes impactos que tendrán sobre decisiones de expansión del sistema de transmisión.
- Los análisis de la expansión del sistema de transmisión realizados por CELEC EP, consideran el incremento de demanda en el sistema debido a: remplazo intensivo de cocinas que utilizan GLP por cocinas eléctricas de inducción, la alimentación desde el SNI a las instalaciones de la Refinería del Pacífico e interconexión del sistema petrolero en la zona nor-oriental del país, establecen necesidades de equipamiento adicional en el sistema de transmisión. Dado que este incremento de demanda se iniciará a partir del 2015 en adelante, se tiene que asignar los recursos económicos necesarios y oportunos al Transmisor para iniciar la implementación de la infraestructura necesaria conforme lo analizado en este Plan.



Estudio y gestión  
de la demanda eléctrica

# PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

*Documento para Audiencia Pública  
(Posterior diagramación e impresión)*

# ÍNDICE

<b>Capítulo 1</b>	2
Generalidades	2
1.1. Introducción	2
1.2. Objetivos	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Específicos	5
1.3. Políticas	6
1.4. Estrategias	7
1.5. Contenido	7
 <b>Capítulo 2</b>	 10
La Economía y la Demanda Eléctrica	10
Objetivo General	10
Objetivos Específicos	10
2.1. Introducción	11
2.2. Eficiencia Energética	11
2.2.1 Intensidad Energética	12
2.3. Eficiencia Económica	12
2.4. Comportamiento de la economía y el consumo de energía mundial	12
2.4.1 La Unión Europea	13
2.4.2 América Latina y El Caribe	14
2.5. Intensidad Energética	14
2.6. Comportamiento de la economía y la demanda eléctrica del Ecuador	15
 <b>Capítulo 3</b>	 19
La Demanda y el Sector Eléctrico Ecuatoriano	19
Objetivo General	19
Objetivos Específicos	19
3.1. Introducción	20
3.2. Estructura y Evolución del Sector Eléctrico	21
3.3. Comparación de proyección del PME 2003-2012	22
3.4. Situación actual de la demanda eléctrica	23

<b>Capítulo 4</b>	27
Perspectivas del Mercado de Energía Regional	27
Objetivo General	27
Objetivos Específicos	27
4.1. Desarrollo macroeconómico de la Comunidad Andina	28
4.2. Iniciativas en la Comunidad Andina	30
<b>Capítulo 5</b>	35
Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica	35
Objetivo General	35
Objetivos Específicos	35
5.1. Introducción	36
5.2. Proyección global de la demanda	36
5.2.1 Análisis de la situación actual de la demanda	36
5.2.2 Elección del método de estimación y proyección	39
5.2.3 Proyección de Demanda	41
5.2.4 Proyección global de la demanda por categorías	41
5.2.5 Resultados de la proyección de la demanda nacional	45
5.3. Proyección espacial	48
5.3.1 Resultados de la proyección espacial	48
5.4. Balance Energético	49
5.4.1 Estructura de Ventas	49
5.4.2 Campaña de caracterización de cargas	50
5.4.3 Proyección de la demanda por distribuidora	53
5.4.4 Pérdidas de energía	54
5.4.5 Balance de Energía	58
5.4.6 Balance de Potencia	60
<b>Capítulo 6</b>	64
Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda	64
Objetivo General	64
Objetivos Específicos	64
6.1. Introducción	65
6.2. Hipótesis 1: Escenario Base	65
6.3. Hipótesis 2: Escenario Base + Incorporación de Cargas Singulares + Programas de Eficiencia Energética	66

6.3.1	Incorporación de Cargas Singulares Vinculadas con la Actividad Industrial.....	66
6.3.2	Transporte.....	67
6.3.3	Programas de Eficiencia Energética.....	68
6.3.4	Ciudad del Conocimiento.....	72
6.4.	Hipótesis 3: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente. ....	72
6.4.1	Antecedentes del Programa .....	72
6.4.2	Distribución de Cocinas .....	73
6.4.3	Demanda promedio mensual de energía (kWh).....	74
6.4.4	Modelación de la Demanda de Cocción Eléctrica .....	76
6.4.5	Calentamiento de Agua .....	78
6.5.	Hipótesis 4: Hipótesis 2 + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el SNI. ....	78
6.6.	Hipótesis 5: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el SNI.....	80
<b>Capítulo 7</b>	.....	88
	Sensibilidad de la Proyección .....	88
	Objetivo General.....	88
	Objetivos Específicos .....	88
7.1.	Sensibilidades a la proyección nacional .....	89
	Bibliografía .....	96
<b>ANEXO A</b>		
	Metodología.....	97
<b>ANEXO B</b>		
	Proyección Demográfica.....	137
<b>ANEXO C</b>		
	Mapa de Demanda de Energía y Potencia.....	139
<b>ANEXO D</b>		
	Balance de Energía.....	146

# GLOSARIO DE TÉRMINOS

AT: Alta tensión

BCE: Banco Central del Ecuador

BP: British Petroleum

BT: Baja tensión

CAF: Corporación Andina de Fomento

CAN: Comunidad Andina

CAN: Comunidad Andina de Naciones

CANREL: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador

CENACE: Corporación Centro Nacional de Control de Energía

CIER: Comisión de Integración Eléctrica Regional

CNEL EP: Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad

CONADE: Consejo Nacional de Desarrollo

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad

EEQSA: Empresa Eléctrica Quito S.A.

FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal

FMI: Fondo Monetario Internacional

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GOPLAN: Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los países de la Comunidad Andina de Naciones

GTOR: Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad

IE: Intensidad Energética

INEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos

INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electricidad

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía renovable

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MT: Media tensión

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

PAC: Programas de Acciones de Convergencia

PIB: Producto Interno Bruto



PME: Plan Maestro de Electrificación  
PNBV: Plan Nacional del Buen Vivir  
PNT: Pérdidas No Técnicas  
PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo  
PRDS: Pronóstico Regional de las Demandas Eléctricas  
PT: Pérdidas Técnicas  
RELM: Regresión Lineal Múltiple  
SIC: Sistema Interconectado Central (Chile)  
SIN: Sistema Nacional de Información (Chile)  
SING: Sistema Interconectado del Norte Grande  
SISDAT: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico  
SNI: Sistema Nacional Interconectado  
Tep: Toneladas de Petróleo Equivalente  
TR: Transmisión  
TTik: Tiempo Total de Interrupciones  
UPME: Unidad de Planificación Minero Energética (Colombia)  
USDA: United States Department of Agriculture  
USNO: United States Naval Observatory  
VA: Valor Agregado



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 1: INTRODUCCIÓN**

# Capítulo 1

## Generalidades

### 1.1. Introducción

El Plan Maestro de Electrificación constituye el documento directriz del sector eléctrico, el cual toma como pilares fundamentales la Constitución de la República, el Plan Nacional de Desarrollo PNBV, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la Agenda Sectorial y las Políticas y Lineamientos establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER.

La Constitución de la República del Ecuador, aprobada mediante Referéndum de 28 de septiembre de 2008, considera a la energía en todas sus formas como un sector estratégico, y establece la responsabilidad del Estado en la provisión del servicio público de energía eléctrica.

El desarrollo del sector es estratégico; por lo tanto, debe garantizar el abastecimiento energético, principalmente mediante el incremento de la participación de la generación hidroeléctrica que permitirá reducir progresivamente la generación termoeléctrica; así también, debe fortalecer la red de transmisión y sub-transmisión, adaptándolas a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Esto se complementa con la inserción paulatina del país en el manejo de otras fuentes de energía renovable como: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz; estableciéndose como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo para la generación de energía eléctrica<sup>1</sup>.

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

Como parte de los lineamientos establecidos por el MEER, respecto a la demanda eléctrica, se señala que: "... la proyección de la demanda, que constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y, fundamentalmente, la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación que hoy se ejecutan. También se deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo."<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Agenda Sectorial, emitida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Octubre 2011

<sup>2</sup> Políticas y Lineamientos emitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 04 de julio de 2012

Cabe señalar, respecto al tema de migración del consumo de GLP y derivados de petróleo a electricidad, que se requiere iniciar una serie de estudios de usos finales de la energía a nivel nacional, los cuales permitan contar con información para determinar los hábitos de la cocción desagregados por estratos, zonas geográficas y/o regiones.

### **Antecedentes**

La expansión de la generación, transmisión y distribución dependen principalmente de la previsión del consumo de energía eléctrica; sin embargo, en nuestro país el sector eléctrico no contó con una planificación sino hasta la creación del INECEL el cual publicó el primer plan de electrificación en 1966. En 1979 se empieza el uso de modelos matemáticos computacionales que permitían resolver los problemas de planificación. Con los resultados de estos modelos se elaboró el Plan Maestro de Electrificación de 1983.

Para la previsión de la demanda se utilizó el programa RELM, “Regresión Lineal Múltiple” que es un modelo que permite analizar diferentes tipos de funciones con el objeto de determinar la que mejor se adapte y explique la evolución del consumo de energía eléctrica.

El resultado del análisis en ese entonces determinó que la función a ser utilizada era de tipo exponencial, desfasada en el tiempo y autorregresiva, y que las variables predictoras que explicaban de mejor manera la evolución eran el PIB y el consumo de energía estadístico.

El modelo computacional utilizado permitía realizar proyecciones en tres niveles:

Proyección Nacional.- se basa fundamentalmente en parámetros macro-económicos como el Producto Interno Bruto, exportaciones de petróleo, valor agregado industrial; y en datos estadísticos del mercado eléctrico como son número de abonados, consumos, demanda de energía y potencia máxima, factores de pérdida y carga.

Proyección Regional.- los datos son a nivel de subestaciones de entrega de energía del SNI a los sistemas regionales. Esta proyección se basa en la desagregación del consumo global nacional. Para dicha desagregación se utilizó el modelo PRDS, “Pronóstico Regional de las Demandas Eléctricas”. Este modelo utilizaba un procedimiento estadístico para determinar la participación regional futura considerando la evolución histórica y las perspectivas de la participación del consumo de cada sistema regional frente al total nacional.

Proyección Sectorial.- esta previsión permitía desagregar las demandas de cada región en los sectores típicos de consumo los cuales eran: residencial, comercial e industrial.

De las referencias revisadas se desprende que en la metodología se cambia los niveles de proyección, es así que en el Plan de 1989 se cambia la proyección sectorial por un análisis de subestación principal la cual no se trata en detalle.

En el Plan Maestro de Electrificación para el período 1993 – 2002, se plantearon dos escenarios de crecimiento de la demanda: menor y mayor; definidos según las expectativas de desarrollo económico del país cuantificadas a través del Producto Interno Bruto, PIB.

La predicción de demanda eléctrica se realizó con una metodología sectorial nacional que consistía en la proyección para los sectores de consumo residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

En el sector residencial, las variables explicativas utilizadas fueron: la población, las viviendas existentes, viviendas con servicio eléctrico, abonados residenciales, consumo final de hogares y elasticidades (al número de abonados residenciales y al crecimiento real del consumo final de hogares).

Para el sector comercial se utilizó como variables explicativas el crecimiento de los abonados comerciales, el crecimiento real del consumo final de hogares, y las elasticidades: al número de

abonados comerciales, al consumo final de hogares y al crecimiento de los abonados comerciales en relación al de los abonados residenciales.

En el análisis del sector industrial se aplicó una metodología que relacionaba el producto interno bruto industrial con las intensidades eléctricas pronosticadas para cada rama del sector manufacturero.

Para la proyección del suministro de alumbrado público fue utilizado el consumo específico de energía por abonado residencial más comercial multiplicado por la suma pronosticada del número de abonados de los sectores residencial y comercial.

Para el sector “otros” se utilizó la elasticidad determinada por la relación del crecimiento de este consumo respecto al crecimiento del consumo proveniente de los sectores residencial, comercial e industrial.

La demanda de cargas especiales fue considerada por separado debido a sus requerimientos de energía y potencia. Las cargas especiales están formadas por grandes industrias como son las fábricas de cemento, estaciones de bombeo de agua e industrias metalúrgicas.

A continuación se muestra información sobre las variables explicativas que fueron utilizadas:

Población.- se basaron en las estimaciones realizadas por el INEC.

Producto Interno Bruto.- las hipótesis de crecimiento del PIB en los escenarios menor y mayor fueron desarrolladas por el CONADE.

Elasticidad al precio del kWh.- el precio de la electricidad no fue tomado en cuenta, debido a la poca repercusión de este factor sobre la demanda.

Elasticidad PIB – PIB industrial.- en el sector industrial se aplica esta elasticidad con un valor de 1,14.

Intensidad energética.- esta variable afecta a la demanda del sector industrial y está definida como el consumo final de energía dividido para el PIB.

Estructura de la demanda eléctrica.- se prevé que no existirá una variación en la estructura de la demanda para el período de estudio.

A partir de la publicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el Registro Oficial en el año 1996 se establece que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, sería el encargado de la elaboración del Plan de Electrificación. Es así que en 1998 se aprobó y publicó el primer Plan de Electrificación elaborado en base a dicha ley.

Para la proyección de demanda fue utilizado un modelo econométrico con variables explicativas macro económicas y sectoriales, incorporándose además la proyección de demanda de las empresas distribuidoras en su respectiva área de concesión.

Cada empresa distribuidora estableció y presentó la proyección de demanda para cada subestación de su sistema y el total de la empresa.

En el Plan de Electrificación para el período 2000 – 2009 se consideró la sensibilidad al precio de la energía como una variable que afectaba a la demanda; sin embargo, debido a la evolución de los precios de la electricidad, la demanda ha tenido un comportamiento diferente al del PIB produciéndose una distorsión en la correlación entre la evolución de la demanda con la economía del país.

En el Plan se incorporó además la Regulación 003/99 de Reducción Anual de Pérdidas no Técnicas en las Empresas de Distribución, en la que se establece que las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijadas por el CONELEC para cada distribuidor hasta llegar al 2% como

máximo aceptable en el año 2002. Se previó que el total de pérdidas en distribución se iría reduciendo en forma progresiva hasta un 10% en el año 2009.

A diferencia de otros planes realizados anteriormente los sistemas no incorporados al Sistema Nacional interconectado, SNI, fueron integrados en la proyección de la demanda a fin de obtener los requerimientos energéticos a nivel nacional.

Con todas estas consideraciones, se plantearon tres escenarios de proyección: menor, medio y mayor; en función del crecimiento del PIB y las metas propuestas para los precios de la electricidad y la expansión en la cobertura del servicio eléctrico.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Elaborar el estudio de proyección de demanda eléctrica para el corto, mediano y largo plazo, considerando la incidencia de las variables políticas, económicas, sociales, demográficas, ambientales, técnicas y tecnológicas sobre el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica nacional; de tal forma que sus resultados permitan realizar una adecuada planificación de la expansión del sector con el fin de garantizar el abastecimiento del suministro de energía con los niveles de confiabilidad y calidad que señala la normativa.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Analizar y emplear una metodología y modelo de proyección de demanda eléctrica en energía y potencia, con una dimensión espacial y sectorial, que permita evaluar la evolución de la demanda eléctrica a nivel nacional y que integre los impactos de modificaciones en variables económicas, sociales, ambientales, tecnológicas o políticas aplicadas.
- Analizar la información disponible de datos históricos y proyectados de demanda de potencia y energía de las distribuidoras; así como de las variables macroeconómicas y demográficas utilizadas a nivel nacional y regional (PIB, población, cantidad de viviendas, entre otros), para tres escenarios de crecimiento del PIB: más probable (medio); pesimista (bajo); y, optimista (alto).
- Elaborar la proyección de clientes, potencia y energía a nivel nacional y por distribuidora para el horizonte 2013-2022, desagregada por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) y nivel de tensión.
- Realizar un estudio econométrico para determinar la correlación entre las variables de crecimiento de clientes y consumo con las variables macroeconómicas (PIB) y demográficas (población y viviendas).
- Analizar los perfiles de carga y los parámetros que definen los patrones de consumo de energía de los usuarios pertenecientes a las distintas categorías tarifarias o grupos de consumo.
- Incorporar a la proyección de demanda de crecimiento tendencial las cargas especiales que corresponden a proyectos mineros, petroquímica, transporte, sistema petrolero aislado, metalurgia, Refinería del Pacífico; así también, los programas de eficiencia energética y la migración de consumos de GLP a electricidad

- Analizar e incorporar en el estudio las metas tanto de cobertura de servicio eléctrico, como las metas de reducción de pérdidas en potencia y energía.
- Analizar y determinar de la estructura de ventas y su respectiva proyección.
- Realizar sensibilidades en cada uno de los escenarios planteados, de manera que permita establecer las posibles variaciones que podría sufrir la demanda.

### 1.3. Políticas

Proyectar el comportamiento de la demanda eléctrica en el Ecuador, ha sido una de las principales responsabilidades asumidas año tras año por el Consejo Nacional de Electricidad, al ser el insumo de partida para la planificación sectorial.

Alineado con esta responsabilidad, el CONELEC ha ido perfeccionando las metodologías utilizadas para establecer con mayor certeza la demanda requerida en el mediano y largo plazo; y con la consiguiente planificación de la generación, transmisión y distribución, garantizar y optimizar el abastecimiento de potencia y energía en los próximos años.

En este contexto, el Consejo Nacional de Electricidad, ha venido trabajando en forma conjunta con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la Corporación Eléctrica del Ecuador, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía y las distribuidoras, para establecer los escenarios factibles en función de la información disponible de cada uno de los agentes del sector.

En concordancia con los objetivos del PNBV, el Gobierno Nacional, a través del MEER, ha definido las siguientes políticas relacionadas con la demanda eléctrica:

1. El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto debe sustentarse en las políticas y objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir y la Agenda Sectorial de los Sectores Estratégicos. Deberá ser elaborado con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y los proyectos del sector hidrocarburífero, para lo cual se requiere la interacción con los actores y responsables de dichos sectores.
2. En este sentido la proyección de demanda, que constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar, a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración del consumo de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de energía de los proyectos que hoy se ejecutan. También se debe considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética de los sectores residencial y productivo.
3. El desarrollo de megaproyectos, como es el caso de la Refinería del Pacífico, tiene un alto impacto en la economía de la zona, con la presencia de una población que se desplaza para el desarrollo del proyectos, lo cual acarrea el surgimiento de nuevas actividades productivas y comerciales, y de empresas de bienes y servicios, infraestructura, provisión de equipos, materiales, etc., aspectos que necesariamente deben ser considerados en la proyección de la demanda.
4. El desarrollo del proyecto emblemático de la Ciudad del Conocimiento “Yachay”, tiene también un impacto importante en la matriz productiva al constituirse como la primera

ciudad planificada del Ecuador, con un área de aproximadamente 4.000 hectáreas, que albergará a 15 centros públicos de investigación. En este sentido dentro de la proyección de demanda de energía y potencia se tomará en cuenta este nuevo proyecto ubicado en el cantón Urcuquí de la provincia de Imbabura

5. Además de los proyectos antes señalados, se tomará en cuenta dentro de la proyección de demanda eléctrica la carga perteneciente al transporte eléctrico.

## 1.4. Estrategias

Entre las principales estrategias relacionadas con la gestión de la demanda eléctrica se encuentran las siguientes:

1. En lo referente a la migración del GLP a electricidad, se requiere emprender estudios enfocados a determinar el hábito de cocción por ubicación geográfica o regional.
2. En lo referente a proyectos de inversiones de la etapa de distribución, las empresas distribuidoras deberán diseñar sus redes y subestaciones de tal manera que se pueda abastecer la nueva demanda requerida por los clientes residenciales.
3. Se requiere la implementación de tarifas horarias, las cuales permitan tener el control de la demanda coincidente con la demanda máxima del sistema, de tal forma que se pueda mejorar el factor de carga provocado por la cocción con electricidad.
4. De igual forma los programas de eficiencia energética deberán estar enfocados a optimizar el consumo eléctrico y a mejorar el factor de carga del sistema.

## 1.5. Contenido

El Volumen II, “Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica del Ecuador”, constituye el principal insumo para la elaboración de la Planificación del Sector Eléctrico 2013-2022 y está compuesto por siete capítulos, en los cuales se analizan las siguientes temáticas:

- En el **Capítulo I**, se presenta la introducción del Volumen II.
- En el **Capítulo II**, se realiza un análisis explicativo de la relación del PIB con el consumo de energía, tanto a nivel mundial como a nivel nacional. Se muestra cuál ha sido el comportamiento de la economía nacional basado en el consumo eléctrico.
- En el **Capítulo III**, se hace un análisis de la evolución de la demanda eléctrica en los últimos 10 años por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros).
- En el **Capítulo VI**, se analiza el comportamiento histórico macroeconómico y energético de la Comunidad Andina, se presentan además las prospectivas de crecimiento de demanda eléctrica informadas por los organismos planificadores de cada país.
- En el **Capítulo V**, se presenta el estudio de proyección de demanda eléctrica del Ecuador para el período 2013-2022, en el que se construye el escenario base para la proyección de potencia y energía.
- En el **Capítulo VI**, está conformado por el análisis y descripción de las hipótesis debidamente sustentadas, que nos permiten ver las posibles variaciones que pueden presentarse en los próximos años, según las políticas establecidas.
- En el **Capítulo VII**, se realiza la sensibilidad de la proyección de demanda en escenario de crecimiento: medio, alto y bajo con respecto a la variable macroeconómica.



- Adicionalmente se presentan 4 **Anexos**:
  1. Anexo A.- Metodología
  2. Anexo B.- Proyección Demográfica
  3. Anexo C.- Mapas de Energía Disponible
  4. Anexo D.- Balance de Energía

La información sobre la cual se establece la proyección de la demanda para el período 2013-2022, en lo referente a los datos históricos de consumos, facturación y clientes fue extraída del SISDAT; la información de futuras cargas especiales fue entregada por las distribuidoras y por los mismos clientes.

La información demográfica fue la publicada oficialmente por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, INEC.

La información de carácter económico fue consultada del Banco Central del Ecuador y del Fondo Monetario Internacional.



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 2: LA ECONOMÍA Y LA DEMANDA ELÉCTRICA**

## Capítulo 2

# La Economía y la Demanda Eléctrica

### Objetivo General

Realizar un análisis de la relación existente entre el crecimiento del Producto Interno Bruto y el crecimiento de la energía.

### Objetivos Específicos

- Analizar el crecimiento del producto interno bruto real y el consumo de energía a nivel mundial.
- Analizar el crecimiento del producto interno bruto real y el consumo de energía del Ecuador.
- Establecer el comportamiento de la intensidad energética del Ecuador.

## 2.1. Introducción

Históricamente se ha venido vinculando al crecimiento económico con el crecimiento del consumo energético. Un componente esencial del crecimiento económico en países considerados como desarrollados, desde la misma revolución industrial (siglos XVIII y XIX), ha sido el uso intensivo de la energía.

Este uso intensivo crea una relación directa entre acumulación de capital y la disponibilidad de fuentes suficientes y confiables de energía, lo cual tiene repercusiones sobre la función de producción.

El suministro de energía debe crecer a la misma tasa que la demanda, lo cual es determinado por cambios estructurales en la oferta tecnológica, produciendo mucho más con tal vez los mismos o menos recursos; es decir, la eficiencia total en el uso de recursos y el desplazamiento de la frontera de posibilidades de producción<sup>3</sup>.

Las cuatro posibles relaciones causales entre ambas variables, y sus correspondientes hipótesis contrastables son las siguientes: primera, **la hipótesis denominada de crecimiento**, supone una dirección de causalidad unidireccional, el consumo eléctrico causa el crecimiento. Una disminución del consumo eléctrico supondría un detrimento del crecimiento. Por tanto, políticas dirigidas a conservar o disminuir el consumo de energía implicarían una disminución del crecimiento económico. La segunda hipótesis contrastable se ha denominado **hipótesis conservacionista**, presupone causalidad unidireccional del crecimiento económico hacia el consumo en energía. Disminuciones en el consumo de energía eléctrica no afectan al crecimiento económico. La tercera hipótesis se denomina **hipótesis de neutralidad**, ausencia de relación alguna entre ambas variables. Por último, la cuarta hipótesis, **denominada de retroalimentación**, enfatiza la bidireccionalidad causal entre ambas variables<sup>4</sup>.

Varios estudios realizados para estimar la relación a largo plazo entre el consumo de energía y el PIB para países de América Latina, los cuales incorporan la dependencia entre los países y los cambios estructurales, con lo cual encuentran una correlación bilateral entre el consumo de energía eléctrica y el PIB en toda la región. Sin embargo, existe diversidad de resultados entre los países: por un lado, naciones con dependencia energética, y por el otro, naciones con baja dependencia energética capaces de establecer un programa de conservación de energía con bajo impacto sobre el PIB<sup>3</sup>.

Los indicadores utilizados para el análisis de la relación entre el crecimiento económico y el consumo de energía son la Eficiencia Energética y la Eficiencia Económica

## 2.2. Eficiencia Energética

La eficiencia energética tiene en cuenta todos los cambios que resultan en una disminución de la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de actividad económica o para satisfacer los requerimientos energéticos de los servicios que requieren las personas, asegurando igual o superior nivel de confort.

---

<sup>3</sup> “Relación de largo plazo entre Consumo de Energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel”, Carlos Barreto, Jacobo campo, 22 de noviembre 2012.

<sup>4</sup> Estudio de Economía Aplicada, “Consumo de Electricidad y producto interior bruto: relación dinámica y estabilidad”, Hoyo, Llorente, Rivero Volumen 29-2, 2011, págs. 473-492.

Los indicadores de eficiencia energética se construyen con el objeto de dar seguimiento a los cambios en la eficiencia con que los países o áreas de la economía usan la energía.

### **2.2.1 Intensidad Energética**

La intensidad energética, IE, es conocida internacionalmente como uno de estos índices económicos y se define como la relación entre el consumo de energía en unidades tales como: Tcal, TJ o toneladas de petróleo equivalente, Tpe, e indicadores de la actividad económica, normalmente el producto interno bruto, PIB, o el valor agregado, VA, de la rama de actividad.

Al realizar un análisis de las tendencias de la eficiencia energética a través del indicador de intensidad energética, debe que tomarse en cuenta que la evolución del monto de energía consumida por una sociedad depende de cambios ocurridos en:

- La actividad económica (valor agregado, población, área construida, toneladas-km transportadas);
- La estructura de la economía (estructura industrial, estructura modal del transporte, grado de saturación de los artefactos domésticos); y,
- La intensidad energética.

La intensidad de energía se puede utilizar como una medida comparativa entre países, mientras que el cambio en el consumo de energía necesaria para elevar el PIB en un país específico en el tiempo se describe como su elasticidad energía.

### **2.3. Eficiencia Económica**

La eficiencia económica es la tasa de rendimiento económico en su consumo de energía: cuántas unidades económicas del PIB se producen por el consumo de unidades de energía.

En el modelo económico clásico el indicador macroeconómico del nivel de actividad, el PIB, es el índice por excelencia que define el estado de la economía; de esta forma, mientras más crezca el PIB mayor sería el beneficio global para la sociedad. Sin embargo, este modelo no tiene en cuenta el costo para la colectividad, en términos ecológicos y sociales, del crecimiento de un punto del PIB, ni tampoco que la capacidad de crecimiento económico es finita<sup>5</sup>.

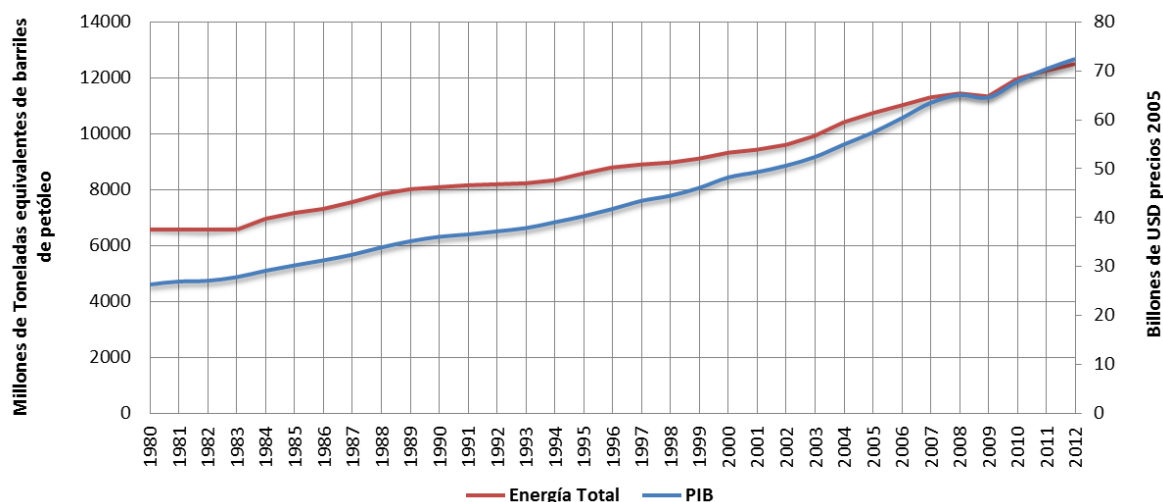
### **2.4. Comportamiento de la economía y el consumo de energía mundial**

Antes del año 2000, el PIB real mundial (según el USDA Economic Research Institute Data) estaba ciertamente creciendo más rápidamente que el consumo de energía, según las estimaciones del BP Statistical Data. Entre 1980 y 2000, el PIB real mundial creció a una media ligeramente inferior al 3% anual, y el crecimiento mundial de energía creció a una media ligeramente inferior al 2% anual, por lo que el crecimiento del PIB superó en más de un 1% anual al consumo de energía. Desde el año 2000, el consumo de energía ha crecido tan rápido como el PIB real mundial; ambas variables han experimentado un crecimiento medio del 2,5% anual.

---

<sup>5</sup> “Estudio de las Relaciones entre la Eficiencia Energética y el Desarrollo Económico”, Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, GTZ, Santiago, julio 2003

Para poder realizar una comparación a nivel mundial del crecimiento del producto interno bruto, se ha utilizado datos del PIB a precios 2005.

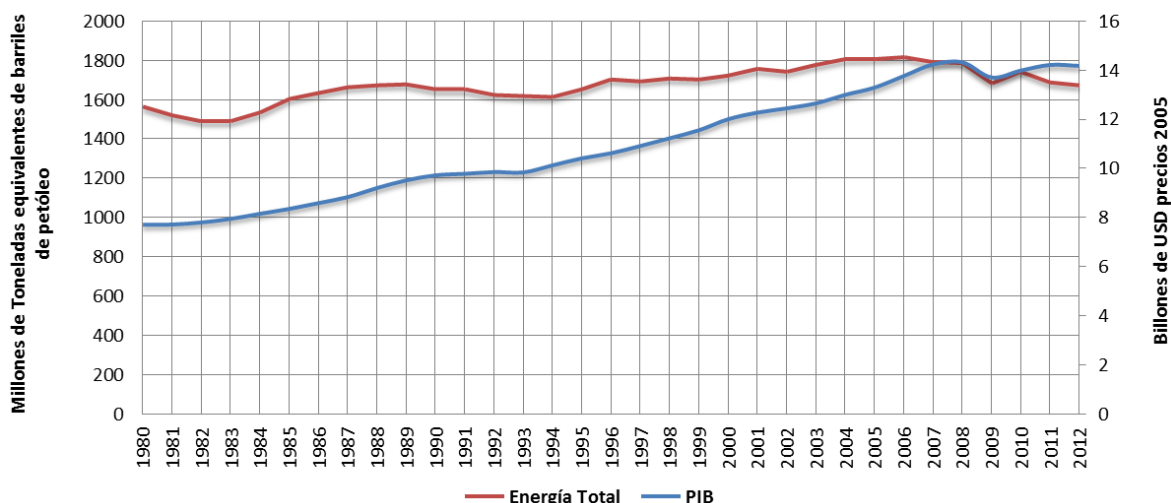


Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

**FIG. NO. 2.4.1: CONSUMO DE ENERGÍA Y PIB MUNDIAL**

## 2.4.1 La Unión Europea

El crecimiento del PIB de la Unión Europea es muy superior al crecimiento del consumo de energía durante el período de 1980 al 2007, se estableció en un promedio de 2,3% anual; mientras que el consumo de energía fue muy plano. A partir del año 2007 hasta el presente, se ha mantenido constante el PIB debido a la crisis económica acompañado de una reducción del consumo de energía.

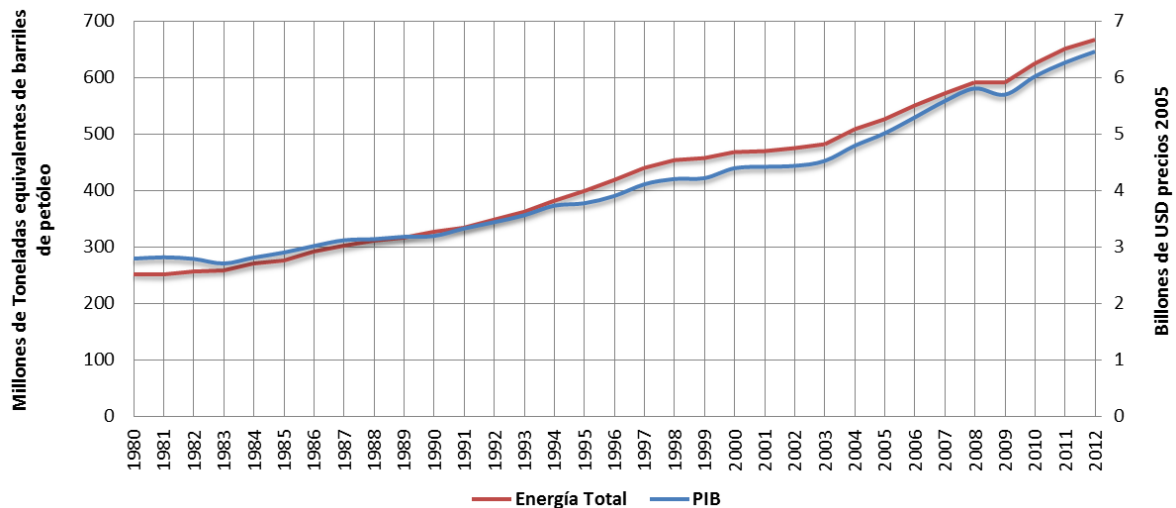


Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

**FIG. NO. 2.4.2: CONSUMO DE ENERGÍA Y PIB EN LA UNIÓN EUROPEA**

## 2.4.2 América Latina y El Caribe

América Latina y El Caribe ha mostrado un vínculo muy estrecho entre el crecimiento del consumo de energía y el crecimiento del PIB real, con ambos creciendo a una tasa cercana al 3% anual entre 1980 y 2012.

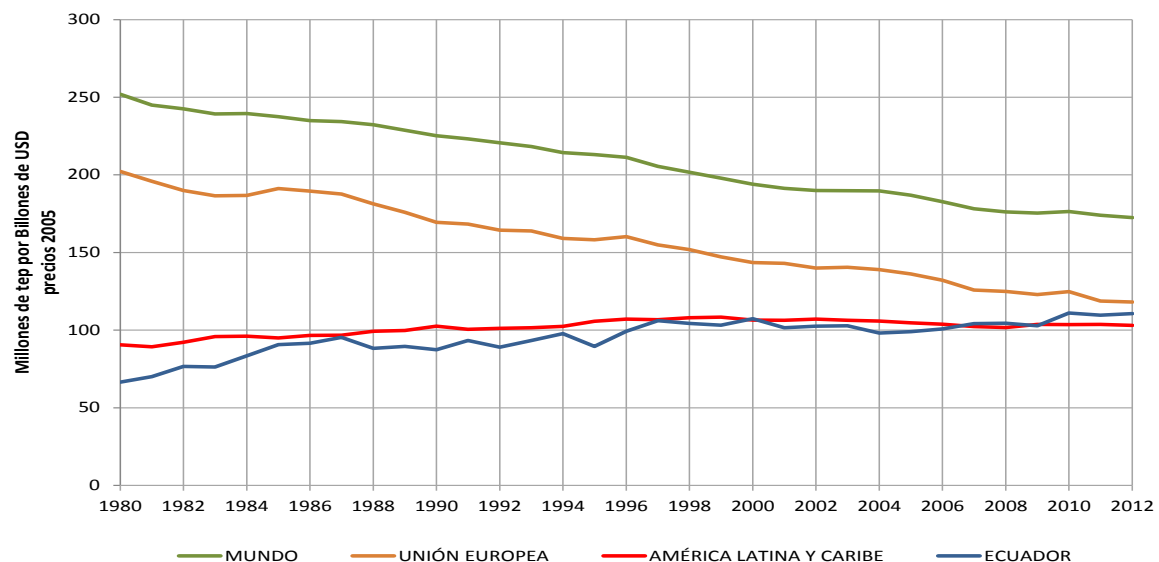


Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

FIG. NO. 2.4.3: CONSUMO DE ENERGÍA Y PIB EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

## 2.5. Intensidad Energética

La intensidad energética a nivel mundial, debido al crecimiento de la industria y el comercio, la globalización y emprendimientos de programas de eficiencia energética; hacen que este indicador tienda a la baja, es decir, se está produciendo mayor riqueza con menos cantidad de energía.



Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

FIG. NO. 2.5.1: COMPARACIÓN DE INTENSIDAD ENERGÉTICA

Como puede verse en la figura 2.5.1, la tendencia mundial y de países industrializados como es el caso de los países que conforman la Unión Europea es reducir la intensidad energética; mientras que los países en vía de desarrollo como es el caso de América Latina y El Caribe (incluyendo Ecuador), se puede ver que en la década de los 80 venía en un crecimiento lento hasta estabilizarse en la década de los 90. A partir del año 2000 se empieza a tener una reducción de la intensidad energética fruto del desarrollo experimentado en la región y a múltiples políticas de desarrollo productivo y emprendimiento de programas de eficiencia energética.

## **2.6. Comportamiento de la economía y la demanda eléctrica del Ecuador**

A partir del año 2000, luego de la peor crisis financiera, económica y social de la historia nacional, que trajo entre sus consecuencias la pérdida de la moneda de curso legal, el SUCRE, el Ecuador adoptó al dólar de los Estados Unidos de América como su moneda de libre circulación y poder liberatorio (Artículo No. 303 de la Constitución Política), y dolarizó, oficialmente, su economía.

Luego de transcurrida más de una década de aquella situación y al comparar las etapas económicas nacionales de pre-dolarización y post-dolarización, se establece que entre las décadas de los 80's y 90's la variación promedio del Producto Interno Bruto, PIB, fue de 2,4%; mientras, durante los doce años de dolarización, esta misma tasa promedio fue de 4,4%, si bien se registró un pico superior al 8% en el año 2004 y una caída hasta alrededor del 5,8% por la crisis mundial en el 2009.

Por otra parte, a partir de la vigencia de la denominada "Constitución de Montecristi", el modelo económico imperante en el Ecuador, según artículo No. 283, "...es social y solidario y reconoce al ser humano como sujeto y fin; propende a una relación dinámica y equilibrada entre sociedad, Estado y mercado, en armonía con la naturaleza; y tiene por objetivo garantizar la producción y reproducción de las condiciones materiales e inmateriales que posibiliten el buen vivir".

En este sentido, la política económica generada exclusivamente desde el Poder Ejecutivo, Artículo No. 303 de la Constitución, está dirigida a "mantener la estabilidad económica, entendida como el máximo nivel de producción y empleo sostenibles en el tiempo" e "impulsar un consumo social y ambientalmente responsable", entre otros.

En la búsqueda de estos objetivos, y utilizando los instrumentos y herramientas que proporciona la teoría económica, los resultados del comportamiento económico nacional, medido a través de la tasa de variación del PIB, en el período comprendido entre 2001 y 2012, es en promedio de 4,4%; sobresaliendo el desempeño de la economía ecuatoriana durante los años 2004, 2008 y 2011, años en que, de acuerdo a cifras del Banco Central de Ecuador, de carácter provisional, habría alcanzado un crecimiento del 8,21%, 6,36% y 7,79% respectivamente.



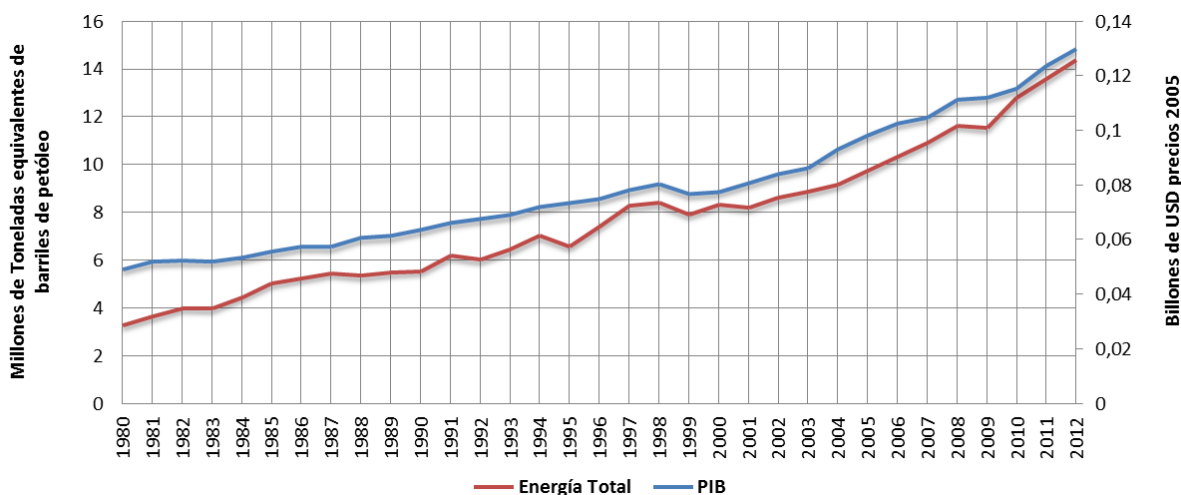


Fuente: Banco Central del Ecuador, Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

**FIG. NO. 2.6.1: VARIACIÓN ANUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA Y PIB DEL ECUADOR**

Por otra parte, en relación a los denominados sectores estratégicos nacionales, entre los que se encuentra el consumo de energía, que son de exclusiva decisión y control del Estado ecuatoriano, su tasa de crecimiento anual en el período 2001-2012, alcanza un máximo de 11%, mientras que el valor máximo de PIB registrado en ese período fue de 8,2%.

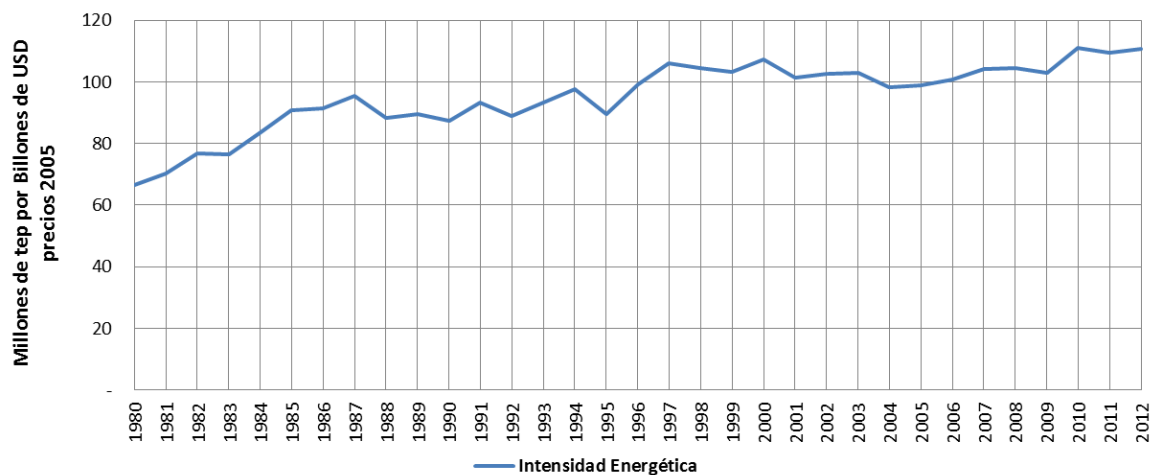
El PIB del Ecuador creció un promedio anual de 4,4% para el período 2001-2012, mientras que el consumo de energía creció un promedio anual de 4,7%, lo que indica que se ha reducido la brecha de eficiencia económica que se mantenía en períodos anteriores.



Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

**FIG. NO. 2.6.2: CONSUMO DE ENERGÍA Y PIB EN EL ECUADOR**

La evolución del PIB en Ecuador, para el período analizado, ha tenido un comportamiento poco regular; mientras en los años 2008 y 2011 creció a una tasa anual superior al 6%, impulsado en gran medida por el gasto y las inversiones del sector público, que tuvo en el año 2009, su peor comportamiento, cuando afectado especialmente por la crisis financiera internacional, que determinó la disminución de la inversión pública, creció en el 0,36%.



Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013

**FIG. NO. 2.6.3: INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL ECUADOR**

La importante inversión pública en proyectos de generación eléctrica, especialmente hidroeléctricos, enmarcados en la política sectorial de cambio en la matriz energética y producción de energía a partir de procesos limpios, es decir, minimizando la afectación al medio ambiente, además de la implementación de programas de uso eficiente de la energía, originó la recuperación de las tasas de crecimiento anual de las industrias. Esto ha permitido que la intensidad energética del Ecuador se mantenga estable.

En la figura No. 2.5.3., se puede observar en el período 1980-2000, una elevada intensidad energética, lo cual indica un alto costo en la conversión de energía en PIB, es decir se consumía demasiada energía para obtener un bajo PIB.

Durante el período 2000-2012, la intensidad energética se estabiliza indicando una eficiencia en la transformación de la energía en PIB, debido al cambio de moneda, implementación de programas de eficiencia energética y políticas enfocadas al desarrollo de la industria y el comercio.



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 3: LA DEMANDA Y EL SECTOR ELÉCTRICO**

## **Capítulo 3**

# **La Demanda y el Sector Eléctrico Ecuatoriano**

### **Objetivo General**

Explicar el comportamiento histórico de la demanda Eléctrica, como un insumo para la planificación del sector eléctrico

### **Objetivos Específicos**

- Establecer el comportamiento histórico de la demanda global
- Establecer el comportamiento de la demanda por grupo de consumo

### 3.1. Introducción

El Mercado Eléctrico Mayorista, al igual que todos los mercados funcionan equilibrando la oferta y la demanda, con el fin de garantizar el abastecimiento de la demanda con óptimas inversiones por el lado de la oferta.

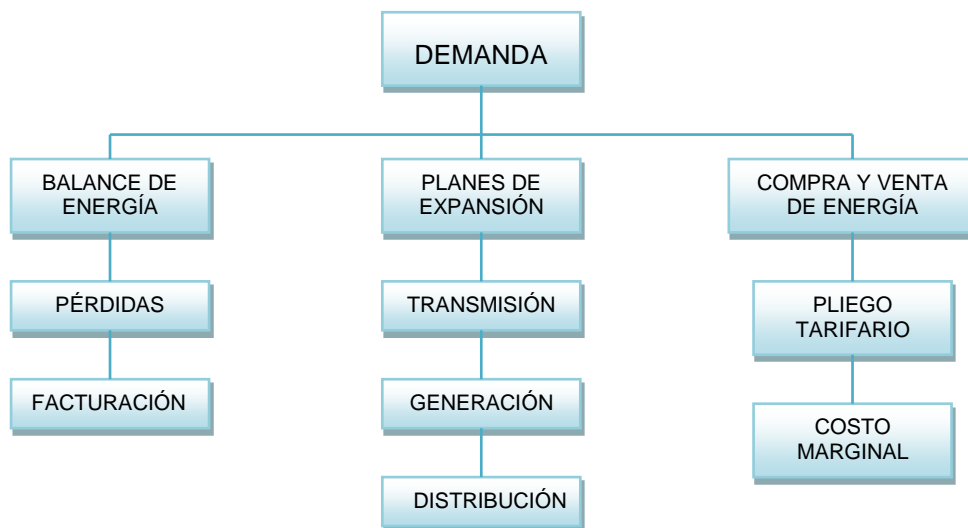
Con esta primicia, dentro de la planificación del sector eléctrico es necesario realizar un estudio de demanda eléctrica, que permita al planificador del sector situarse en los posibles escenarios a desencadenarse en el futuro, con el fin de poder asegurar el abastecimiento de energía mediante inversiones en generación, transmisión y distribución.

La planificación de la expansión de un sistema eléctrico debe basarse en una prospectiva de la evolución futura del mercado que permita inferir un plan indicativo de inversiones. El “driver” de la expansión resulta la evolución a futuro de la demanda, toda vez que si ésta no se incrementa no resulta necesario realizar ampliaciones en el sistema, pues se supone que en la situación de partida del proceso de planificación se abastece toda la demanda.

Si existe un error en la proyección de demanda, esto puede producir un déficit de generación, problemas en evacuar la energía o un sobre equipamiento en el caso que no se tenga forma de comercializar los excedentes producidos, lo cual ocasiona severos problemas financieros debido a la excesiva inversión en generación que no está completamente utilizada.

La determinación de la proyección de demanda está marcada por el potencial industrial y manufacturero, la distribución de riqueza, la disponibilidad de crédito para establecer empresas y de los clientes al final de la cadena de consumo, así como los diferentes usos de la energía.

La proyección de la demanda futura de energía constituye una acción primaria, básica y esencial en el proceso de decisión de las posibles alternativas de inversión sectorial y de desarrollo a nivel país. Así mismo, la proyección de la demanda constituye un insumo para la elaboración de presupuestos, estudios de pérdidas e inversiones y la realización de cálculos tarifarios.

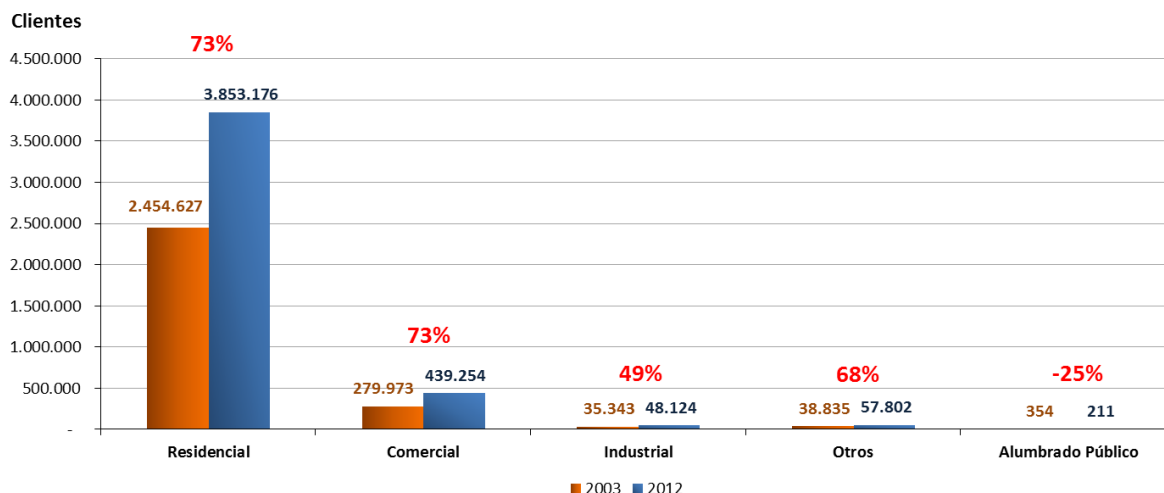


**FIG. NO. 3.1.1: USO DE LA DEMANDA DENTRO DE LA PLANIFICACIÓN**

En los apartados a continuación se describen los métodos, criterios y procedimientos utilizados para llevar a cabo la estimación, y posterior proyección, de la demanda eléctrica a nivel nacional y por distribuidora, así como también los supuestos y procedimientos aplicados para construir los balances de energía y potencia por distribuidora y para el SNI.

## 3.2. Estructura y Evolución del Sector Eléctrico

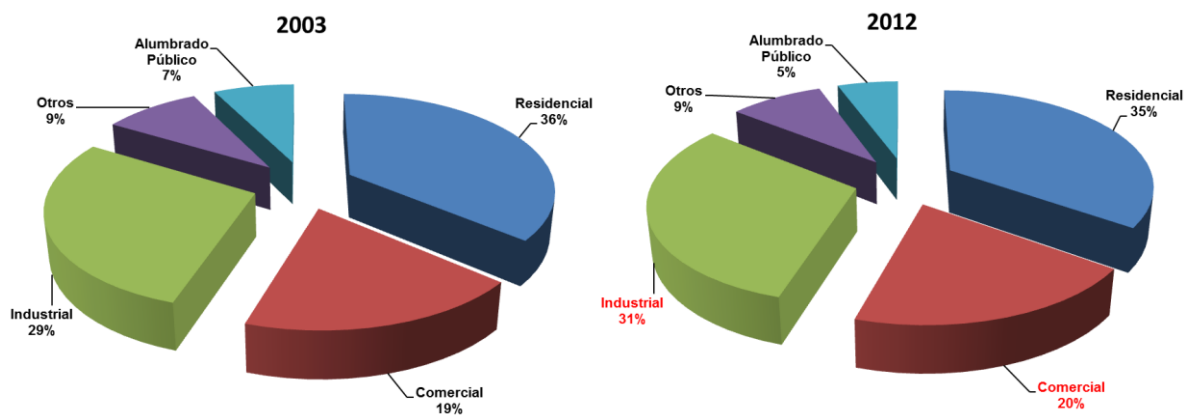
El comportamiento de la demanda eléctrica está marcado por la cantidad de potencia y el horario de consumo, es decir, el grupo de consumo al que pertenece (residencial, comercial, industrial y alumbrado público). Cada uno de estos grupos de consumo tiene un número de clientes, el cual ha venido evolucionando, tal como lo muestra la figura No. 3.2.1.



**FIG. NO. 3.2.1: EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR GRUPO DE CONSUMO 2003-2012**

En la figura anterior se puede observar la evolución del número de clientes en los últimos 10 años por grupo de consumo y la variación decenal, resaltando el crecimiento de alrededor del 73% de los clientes residenciales y comerciales, el número de clientes industriales que creció en un 49%, el número de clientes otros creció en un 68%, mientras que el número de clientes de alumbrado público se redujo en un 25%, este último experimentará modificaciones por la aplicación de la regulación CONELEC 008/11, en la cual se fija como usuarios del Servicio de Alumbrado Público General a todos los clientes del sector eléctrico.

La estructura del consumo de energía en el período 2003-2012, ha presentado una mayor participación de los sectores industrial y comercial.



**FIG. No. 3.2.2: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO 2003-2012**

En lo referente a la evolución del consumo de energía a nivel nacional en la última década, la categoría que ha experimentado el mayor crecimiento es la categoría industrial con un 94%, mientras que la categoría comercial experimentó un crecimiento del 89%, seguida de la categoría residencial con un 72%, la categoría de otros con un 74% y la categoría con menor crecimiento ha sido la categoría de alumbrado público con un 35%, como lo muestra la figura No. 3.2.3:

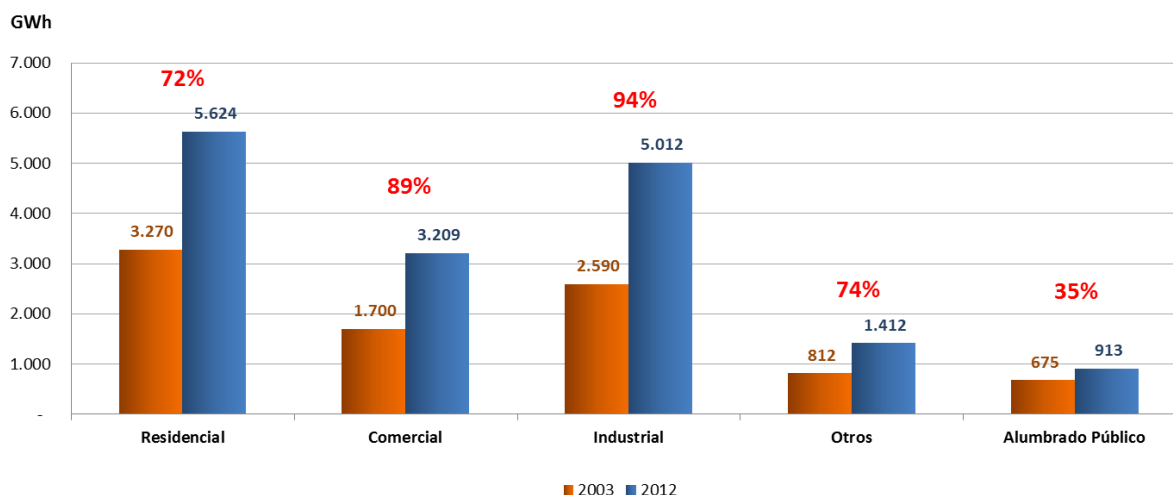


FIG. No. 3.2.3: EVOLUCIÓN DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO 2003-2012

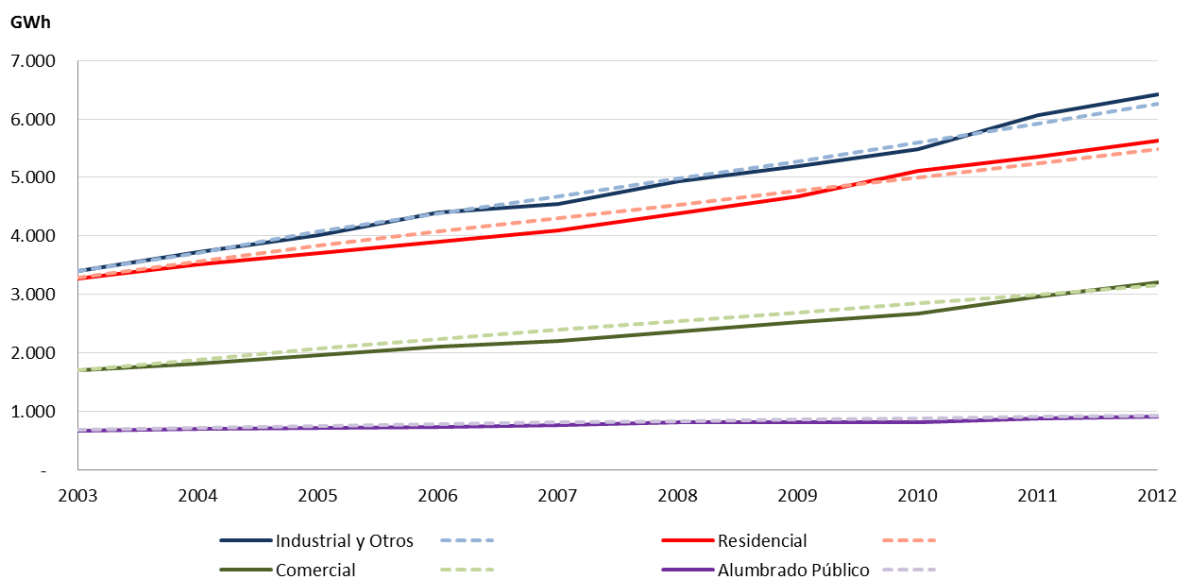
### 3.3. Comparación de proyección del PME 2003-2012

Las metodologías utilizadas en la planificación global del sector eléctrico ecuatoriano en el período 2003-2012, en lo que a proyección de la demanda se refiere, se incorporaron al análisis el uso de modelos econométricos definiendo las variables explicativas macro económicas y sectoriales.

En lo referente al PIB, se utilizó como porcentaje de crecimiento para el período 2003-2012 en el escenario medio el valor de 4,3%, con una variación de 2% para el escenario mayor y de -2% para el escenario menor.

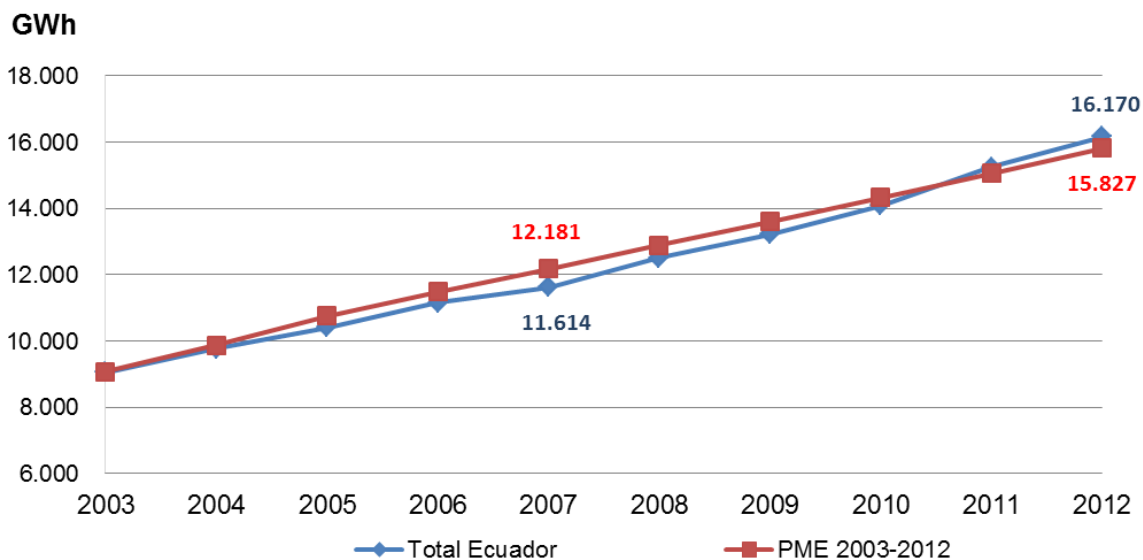
Además, se tomó en cuenta la reducción de pérdidas en forma progresiva, planteando que las pérdidas totales de energía en distribución, se encontrarían en el 12,1%, para el año 2012.

En la figura No. 3.3.1 se puede observar la comparación entre la proyección de demanda del PME 2003-2012 (línea punteada), en la que se puede observar el consumo real en color fuerte y la proyección en un color más bajo. Las máximas variaciones registradas entre los valores proyectados y los valores reales se presentan en el año 2007 con un valor promedio entre los valores de 5%, mientras que en el fin del período de la proyección, es decir para el año 2012, se tiene una desviación alrededor del 2%.



**FIG. No. 3.3.1: DEMANDA PROYECTADA VS. DEMANDA REAL POR GRUPO DE CONSUMO**

En lo referente a la proyección del consumo de energía total del PME 2003-2012 (línea punteada) y los consumos reales del período, presenta una desviación máxima en el año 2007 del 5%, mientras que al final del período la desviación del consumo real con respecto al proyectado fue de 2%, la desviación promedio entre el consumo real y el consumo proyectado para el período citado fue de 2% anual.



**FIG. No. 3.3.2: DEMANDA PROYECTADA PME 2003-2012 VS. DEMANDA REAL SNI**

### 3.4. Situación actual de la demanda eléctrica

Los índices de crecimiento de la demanda de potencia y energía del S.N.I., registrados para el período enero 2012 – diciembre 2012, respecto al período anterior (enero 2011 - diciembre 2011), en bornes de generador, presentan un crecimiento promedio de 5,94% para potencia y 4,91% para energía.



DEMANDA	VALORES ANUALES 2012		% CRECIMIENTO
	S/E ENTREGA	BORNES DE GENERACIÓN	BORNES DE GENERACIÓN
Demanda Máxima (MW)	3.066	3.207	5,94
Demanda de Energía (GWh)	18.721	19.534	4,91

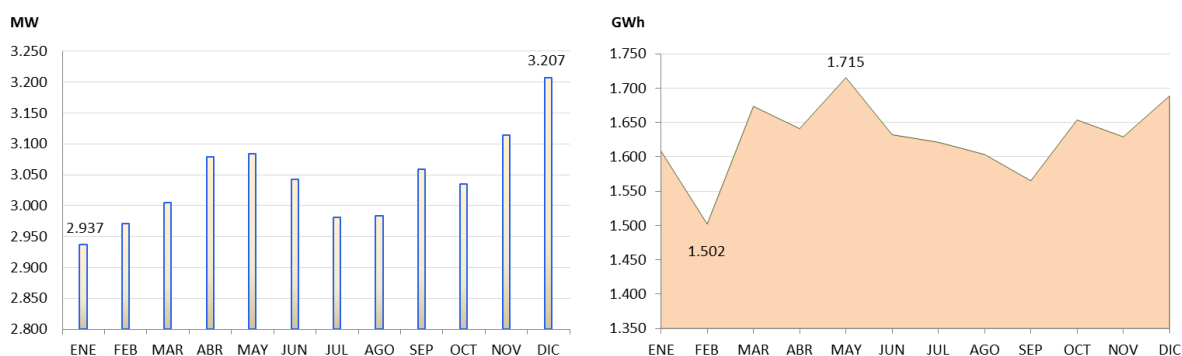
Fuente: SISDAT, CENACE

**Tabla No.3.4.1 TASA DE VARIACIÓN ANUAL DE DEMANDA 2012**

Para el período 2010–2012, los crecimientos medios anuales fueron: 5,09% en potencia y 5,43% en energía.

El crecimiento medio anual durante el quinquenio enero 2008 – diciembre 2012 presenta los siguientes crecimientos medios anuales: 3,73% en potencia y 4,23% en energía.

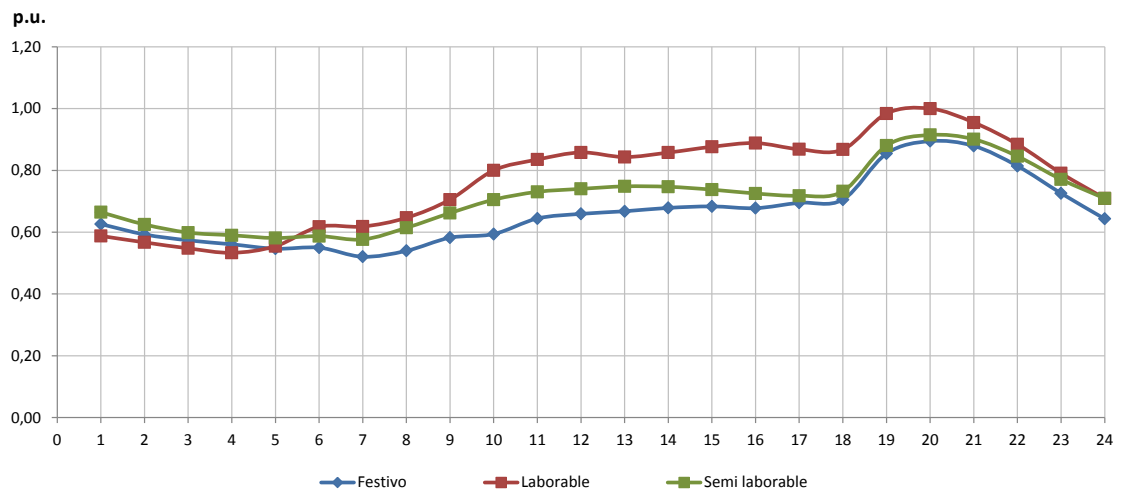
La demanda máxima de potencia registrada en el año 2012 a nivel de bornes de generación, se produjo en el mes de diciembre con 3.207 MW, mientras que la potencia mínima se registró en el mes de enero con 2.937 MW. En lo referente a energía, la demanda máxima de energía se produjo en el mes de mayo con 1.715 GWh, mientras que la demanda mínima de energía se registró en el mes de febrero con 1.502 GWh.



**FIG. No. 3.4.1: DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA Y ENERGÍA MENSUAL 2012**

En lo referente al comportamiento diario de la demanda, la categoría que marca el comportamiento de la curva de demanda diaria es la categoría residencial seguida de la categoría industrial, lo que establece que la demanda punta se produzca en el horario entre las 19h00 y 22h00, la demanda media comprende de 06h00 a 17h00 y de 23h00 a 24h00, y la demanda mínima entre las 01h00 y 05h00.

A continuación se indican las curvas de carga del SNI para un día laborable (lunes) para uno semi laborable (sábado) y para un día festivo (domingo). La potencia se expresa en por unidad (p.u.) de la máxima del día laborable.



**FIG. No. 3.4.2: CURVA DE DEMANDA DIARIA NACIONAL (FUENTE)**

En la figura No. 3.4.2 se puede ver que la demanda de los días laborable y festivo mantiene similar comportamiento, mientras que la curva del día semi laborable se encuentra en medio de las dos curvas. Además, la demanda en el día semi laborable y del día festivo coincide con la demanda máxima a las 20 horas, mientras que la demanda del día laborable se encuentra un 10% por arriba de las demandas antes mencionadas a esa misma hora.



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 4: PERSPECTIVAS DEL MERCADO DE ENERGÍA REGIONAL**

# Capítulo 4

## Perspectivas del Mercado de Energía Regional

### Objetivo General

Obtener una visión de las perspectivas del crecimiento de demanda a nivel regional, así como su impacto en el mercado energético.

### Objetivos Específicos

- Obtener una visión del crecimiento de la economía a nivel regional.
- Obtener una visión del crecimiento de la demanda eléctrica a nivel regional.
- Analizar los posibles mercados basados en las proyecciones de demanda eléctrica regional.

## 4.1. Desarrollo macroeconómico de la Comunidad Andina<sup>6</sup>

Después de la significativa recuperación mostrada por las economías de América Latina en el 2010, luego de la crisis financiera de los años 2008-2009, el crecimiento se desaceleró en el 2011, especialmente en Brasil, la economía más grande de la región, en un contexto de lenta recuperación de la economía mundial. Esta desaceleración se apreció con mayor claridad en la segunda mitad del año, con menores exportaciones y una demanda interna más débil en un entorno de incertidumbre y volatilidad en los mercados financieros internacionales a raíz de la crisis de deuda en varios países de la Eurozona.

No obstante, entre los países de la Comunidad Andina tal desaceleración en la tasa de crecimiento del año 2011 se observó únicamente en Perú, país en que la tasa de crecimiento disminuyó de 8.8% en el 2010 a 6.9% en el 2011. En el resto de países se registraron más bien mayores tasas de crecimiento que en el año previo (Bolivia, 5.2%; Colombia, 5.9%; y Ecuador, 7.8%).

PAÍS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Bolivia	2,49	2,71	4,17	4,42	4,80	4,56	6,15	3,36	4,13	5,18
Colombia	2,50	3,92	5,33	4,71	6,70	6,90	3,55	1,65	4,00	5,91
Ecuador	3,43	3,27	8,83	5,74	4,75	2,04	7,24	0,36	3,58	7,79
Perú	5,02	4,04	4,98	6,83	7,74	8,91	9,80	0,86	8,79	6,91
CAN	3,45	3,83	5,54	5,50	6,48	6,72	5,92	1,52	5,49	6,41

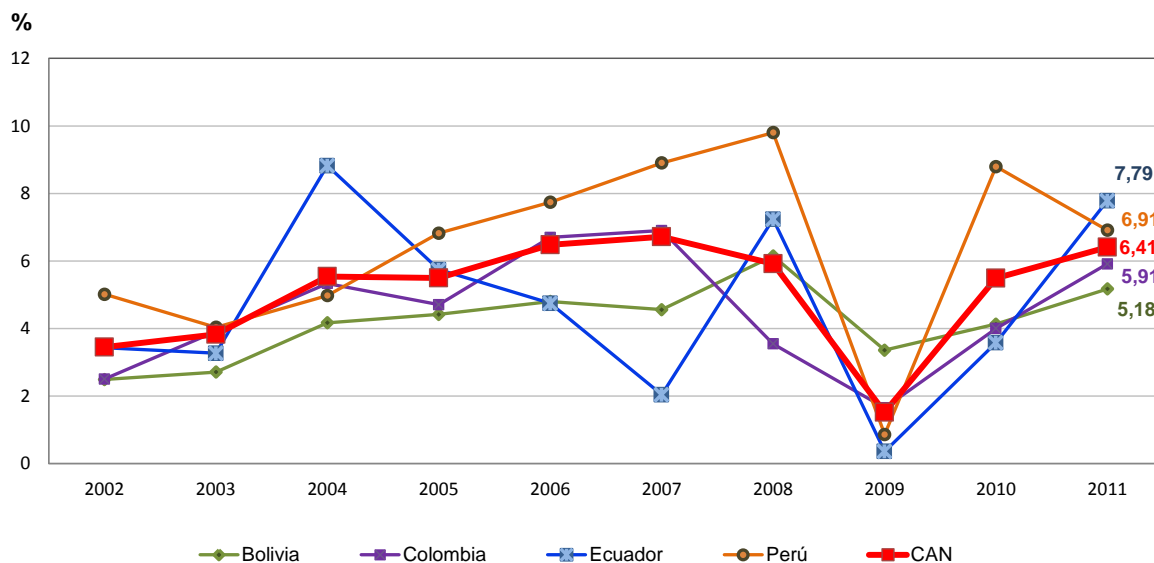
Fuente: Secretaría General de la Comunidad Andina (SGCAN), INE, BRC, BCE, BCRP

**Tabla No.4.1.1 EVOLUCIÓN DEL PIB EN %, PERIODO 2002-2011**

En general, este comportamiento reflejaría los sólidos fundamentos macroeconómicos que poseen los países de la subregión, debido a las políticas económicas aplicadas y a la coyuntura internacional favorable observada durante el año 2010 y 2011. Esta evolución ha sido monitoreada a través de los Programas de Acciones de Convergencia, PAC, que los países miembros presentan anualmente desde el año 2003, y mediante los cuales realizan un seguimiento a las metas comunitarias de convergencia macroeconómica, en materia de política monetaria, fiscal y endeudamiento.

---

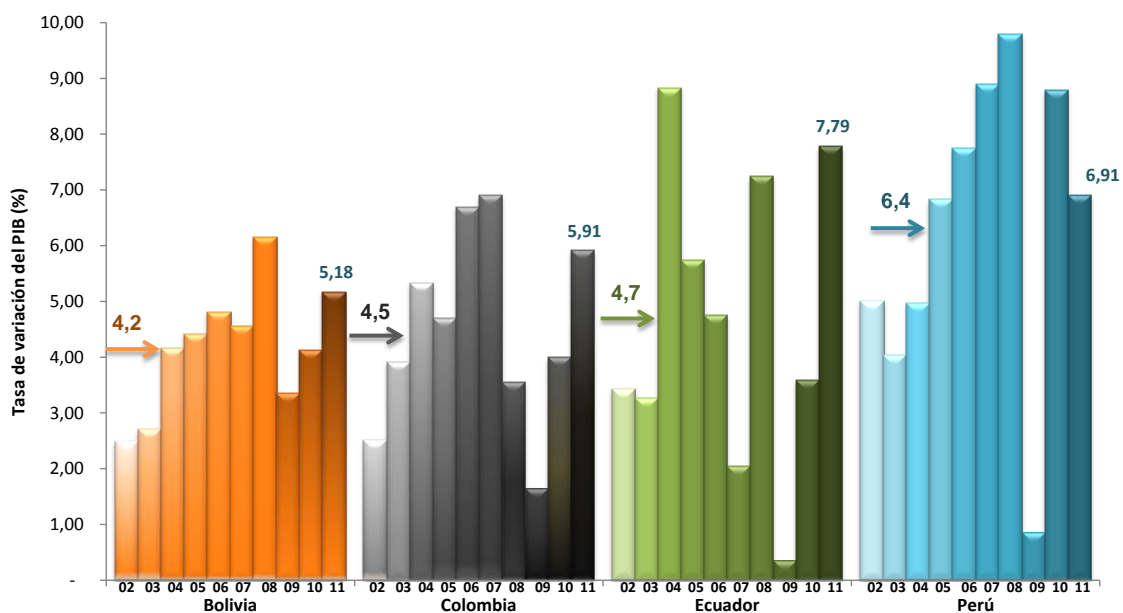
<sup>6</sup> Convergencia Macroeconómica Andina 2011, Comunidad Andina, Secretaría General de la Comunidad Andina, San Isidro – Perú, Agosto 2012.



Fuente: Secretaría General de la Comunidad Andina (SGCAN), INE, BRC, BCE, BCRP

**FIG. No. 4.1.1: EVOLUCIÓN DEL PIB EN %, PERIODO 2002-2011**

Haciendo referencia a las estadísticas correspondientes a los últimos 10 años, se puede establecer el crecimiento promedio anual del PIB de cada uno de los países miembros de la CAN, el cual arroja como resultado que el país con mayor crecimiento en los últimos 10 años es Perú con un promedio anual del 6,4%, seguido por el Ecuador que registra un crecimiento promedio anual de 4,7%, en tercera posición se encuentra Colombia con un crecimiento promedio anual de 4,5%, y por último se encuentra Bolivia con un crecimiento promedio anual de 4,2%.



Fuente: Secretaría General de la Comunidad Andina (SGCAN), INE, BRC, BCE, BCRP

**FIG. No. 4.1.2: COMUNIDAD ANDINA: CRECIMIENTO ECONÓMICO**

## 4.2. Iniciativas en la Comunidad Andina<sup>7</sup>

El Acuerdo de Cartagena establece que sus miembros deben desarrollar acciones conjuntas para lograr un mejor aprovechamiento del espacio físico y fortalecer la infraestructura, así como los servicios necesarios para el avance del proceso de integración económica de la subregión. Estas acciones deben ejercerse principalmente en los campos de la energía, el transporte y las telecomunicaciones.

En ese marco, los gobiernos andinos vienen desarrollando desde el 2002 una serie de acciones para promover la integración energética. En ese año, el Consejo Presidencial Andino en su declaración de Santa Cruz de la Sierra (Bolivia), resaltó la creciente importancia estratégica de esta temática. La Secretaría de la CAN considera que los países andinos tienen razones culturales, políticas y estratégicas para plantear y beneficiarse de la integración energética como una nueva forma de desarrollo autónomo de la región. La CAN ha promovido un enfoque multilateral de los proyectos de interconexión eléctrica binacional con el propósito de crear las condiciones para permitir el desarrollo del mercado energético regional.

Con ese enfoque, el impulso más significativo a la interconexión eléctrica tuvo lugar en diciembre de 2002, cuando los países andinos aprobaron un marco general (Decisión 536) que establece las reglas para la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre estos países que fue suscrito inicialmente por Colombia, Ecuador y Perú; y ratificado después por Bolivia y Venezuela.

El diseño y aprobación de la Decisión 536, asume que, la interconexión de los sistemas eléctricos conduce a la utilización óptima de sus recursos energéticos, así como la seguridad y confiabilidad en el suministro. Asimismo, que existen aspectos legales y de regulación con respecto a la autonomía de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos, que deben armonizarse.

La CAN considera que la integración energética de los mercados energéticos subregionales, especialmente de la energía eléctrica y del gas natural, podría ampliar la escala y mejorar la eficiencia del negocio energético andino, y abrir nuevas oportunidades de integración y de desarrollo para todo el espacio sudamericano, e inclusive hemisférico.

En efecto, la Decisión 536 contempla la existencia de mercados nacionales y externos de libre acceso, con precios sin subsidios ni discriminación, independientes del transporte y de los contratos de compraventa, la promoción de la inversión privada y un mercado de transacciones de corto plazo.

Los once capítulos y los veinticuatro artículos que contiene, hacen referencia a los siguientes aspectos: reglas fundamentales del mercado, agentes participantes, tratamiento de restricciones e inflexibilidades, cargos adicionales en las transacciones, desarrollo de los enlaces internacionales de electricidad a corto plazo, armonización de normativas nacionales, mecanismos de seguimiento y disposiciones finales y transitorias, donde se menciona la futura incorporación de Bolivia, que en julio de 2005 anunció que adoptaría tal Decisión y se incorporaría al mercado propuesto.

Como mecanismo de seguimiento, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, CANREL, encargado de promover las normas necesarias y hacer el seguimiento a los compromisos en materia de armonización de

---

<sup>7</sup> Cooperación e integración energética en América Latina y el Caribe, CEPAL-División de Recursos Naturales e Infraestructura, Ariela Ruiz, Santiago de Chile, abril del 2006

normativas nacionales. El Comité está conformado por los titulares de los organismos normativos y de los organismos reguladores nacionales de los servicios de electricidad de cada uno de los países miembros.

En el marco del CANREL, se crearon a su vez, dos grupos de trabajo que funcionan con independencia de la Secretaría de la Comunidad Andina: el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad -GTOR-, creado en el 2003, el cual realiza un trabajo permanente de seguimiento, identificando problemas de armonización de normas técnicas y jurídicas entre los países, plantea propuestas para la solución y presenta cronogramas para la armonización de los procedimientos para la coordinación de la operación y administración de los mercados de la CAN, propone requisitos para la participación de los agentes en los mercados internos

El Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los países de la Comunidad Andina de Naciones, GOPLAN, fue constituido oficialmente por el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, CANREL, en la reunión ordinaria que se cumplió en Quito, el 29 de enero de 2004.

El Plan de Acción del GOPLAN tiene por objetivo cumplir con los artículos 8, 9 y 10 de la Decisión 536 de la CAN, que se refieren a:

- Acceso libre a la información para planificación
- Planificación coordinada de la expansión de los sistemas nacionales de transmisión.
- Planificación con visión de integración regional
- Coordinación con los organismos competentes de cada país, para la planificación de enlaces internacionales, incluyendo datos sobre recursos energéticos, oferta y demanda..

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD, realizó en octubre de 2009, un estudio con el apoyo de las autoridades en materias energéticas de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, junto con representantes de los organismos CAF, CIER y OLADE. El objetivo de este estudio fue de identificar alternativas sostenibles y técnicamente factibles de intercambios eléctricos a través de interconexiones que consideran los sistemas eléctricos de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, permitiendo así optimizar la utilización de los recursos energéticos de la forma más eficiente posible.<sup>8</sup>

Los crecimientos promedios proyectados de demanda de energía eléctrica para el horizonte 2010-2022 son: Bolivia: 6.3%; Chile: Sistema Interconectado Central, SIC: 5,5%; Sistema Interconectado del Norte Grande, SING: 5,1%; Colombia: 3,5%; Ecuador: 5,5%; y Perú: 6,7%.

PAÍS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Bolivia	5.883	6.356	6.717	7.131	7.571	8.041	8.543	9.078	9.649	10.253	10.895	11.578	12.303
Chile - SIC	42.102	44.345	46.735	49.488	52.406	55.448	58.617	61.909	65.276	68.757	72.397	76.230	80.268
Chile - SING	14.320	15.034	15.784	16.573	17.401	18.302	19.249	20.246	21.294	22.396	23.556	24.778	26.067
Colombia	55.913	57.849	59.885	62.160	64.547	66.906	69.321	71.821	74.476	77.245	79.734	81.818	84.443
Ecuador	18.278	21.355	22.417	23.716	25.059	26.504	28.332	30.146	31.712	33.181	34.604	36.294	38.096
Perú	29.956	31.637	34.095	37.665	43.477	47.661	49.478	51.427	53.811	56.320	58.963	61.748	64.684
<b>Total GWh</b>	<b>166.452</b>	<b>176.576</b>	<b>185.633</b>	<b>196.733</b>	<b>210.461</b>	<b>222.862</b>	<b>233.540</b>	<b>244.627</b>	<b>256.218</b>	<b>268.152</b>	<b>280.149</b>	<b>292.446</b>	<b>305.861</b>

Fuente PNUD; elaborado CONELEC

**Tabla No.4.2.1 DEMANDA DE ENERGÍA DE PAÍSES 2010-2022, GWh**

<sup>8</sup> Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Tercer informe.



La tabla No. 4.2.1, presenta las proyecciones de demanda de energía eléctrica para cada uno de los países. Éstas incluyen, cuando corresponde, las proyecciones adicionales realizadas por el PNUD para efectos de la simulación de largo plazo de los sistemas eléctricos, producto que no todos los países disponían de predicciones que abarcaran el horizonte completo de evaluación.

Actualizando la tabla anterior con la información publicada por los organismos responsables de esta información, con respecto a la demanda real de los años 2010, 2011 y 2012, y las proyecciones publicadas por la UPME de Colombia 2010-2031, Ministerio de Energía y Minas de Perú 2012-2016. Para el caso de Bolivia y Chile SING, al ser los valores de los años 2010, 2011 y 2012 similares a los publicados por PNUD, se mantuvo los valores de la tabla No. 4.2.1. Los valores de demanda real de Chile SIC, difiere de los de la tabla No. 4.2.1, al igual que la proyección de Perú en el año 2016, por lo que, en base a los porcentajes de crecimiento establecidos por el estudio del PNUD, se los aplicó en estos dos casos.

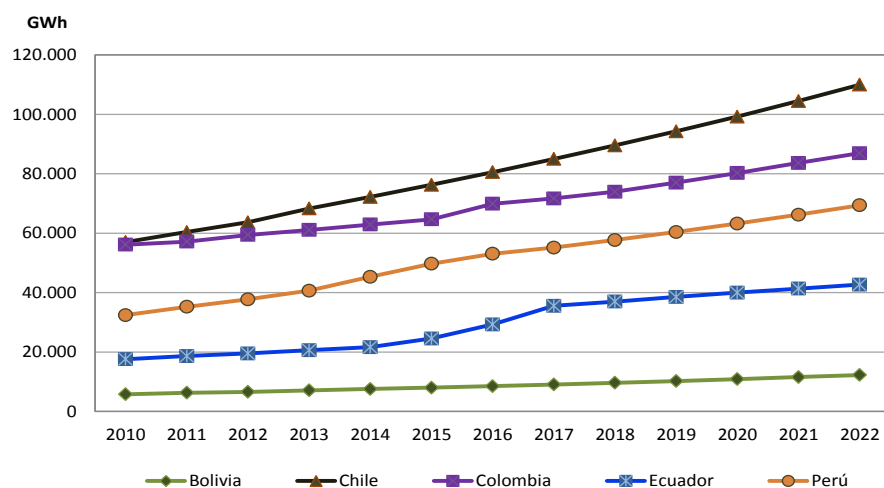
PAÍS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Bolivia	5.814	6.302	6.604	7.131	7.571	8.041	8.543	9.078	9.649	10.253	10.895	11.578	12.303
Chile - SIC	43.233	46.140	48.868	51.747	54.798	57.979	61.292	64.735	68.255	71.895	75.701	79.709	83.931
Chile - SING	13.792	14.263	14.831	16.573	17.401	18.302	19.249	20.246	21.294	22.396	23.556	24.778	26.067
Colombia	56.146	57.150	59.409	61.112	62.910	64.666	69.931	71.686	73.977	77.009	80.265	83.634	86.931
Ecuador	17.594	18.645	19.547	20.634	21.639	24.574	29.313	35.571	36.982	38.534	40.009	41.339	42.701
Perú	32.427	35.222	37.738	40.665	45.325	49.739	53.077	55.168	57.725	60.417	63.252	66.240	69.389
Total GWh	169.006	177.722	186.997	197.862	209.644	223.301	241.405	256.483	267.882	280.504	293.678	307.278	321.323

FUENTE: PNUD, UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM Y CONELEC  
ELABORADO: CONELEC

**Tabla No.4.2.2 DEMANDA ACTUALIZADA DE ENERGÍA DE PAÍSES 2010-2022, GWh**

Los crecimientos promedios proyectados para el horizonte 2010-2022 son los siguientes:

- Bolivia: 6,4 %
- Chile: SIC 5,7 %, SING 5,5 %
- Colombia: 3,7 %
- Ecuador: 7,8 %
- Perú: 6,6 %

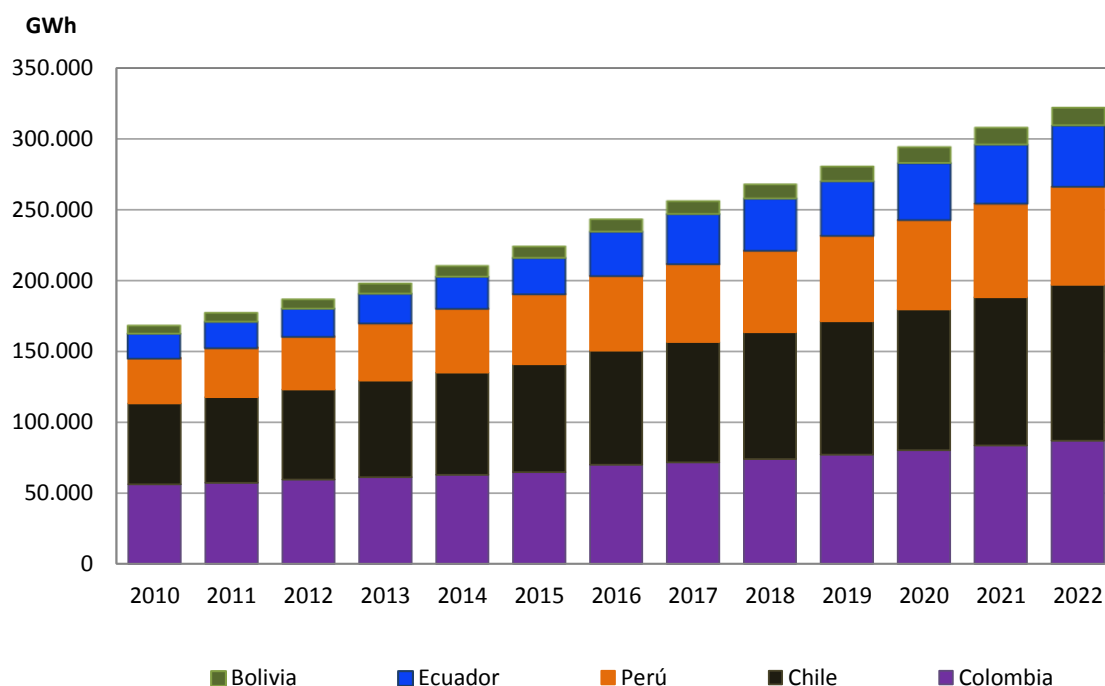


FUENTE: PNUD, UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM Y CONELEC  
ELABORADO: CONELEC

**FIG. No. 4.2.1: DEMANDA DE ENERGÍA DE PAÍSES A NIVEL REGIONAL**

Se puede observar en la figura No. 4.2.1, que en el año 2016 se tiene un alto crecimiento, fuera del comportamiento tendencial, de la demanda de Colombia y Ecuador, esto se debe principalmente a que en los supuestos considerados hay un incremento en el consumo de energía, en el caso de Colombia las cargas Rubiales, Ecopetrol y Drummond; en el caso de Ecuador la migración de la matriz energética de GLP a electricidad, el suministro a la Refinería del Pacífico, proyectos mineros y a las petroleras.

Entre Colombia y Chile, superan el 50% de la demanda de energía subregional, sin embargo, para análisis de interconexiones con Chile, solo se está analizado la interconexión con el Sistema Interconectado del Norte Grande.



FUENTE: PNUD, UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM Y CONELEC  
ELABORADO: CONELEC

**FIG. No. 4.2.2: DEMANDA AGREGADA DE ENERGÍA DE PAÍSES A NIVEL REGIONAL**



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 5: ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA**

## Capítulo 5

# Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica.

### Objetivo General

Determinar la proyección de demanda en potencia y energía para el horizonte 2013-2022, con una dimensión espacial y sectorial, desagregada por categoría de uso, que contemple las metas de cobertura de servicio eléctrico y reducción de pérdidas de energía.

### Objetivos Específicos

- Determinar la proyección de demanda global, tomando como información base la información macroeconómica y demográfica disponible de fuentes oficiales.
- Mediante la utilización de métodos econométricos determinar la correlación existente entre las variables endógenas (número de clientes y consumos de energía) y las variables exógenas (información macroeconómica y demográfica), para utilizar en la proyección 2013-2022.
- Elaborar el balance energético incorporando la estructura de ventas de energía, las pérdidas y la caracterización de la carga para desagregar la demanda por nivel de tensión.

## 5.1. Introducción

La proyección de demanda futura de energía constituye una acción primaria, básica y esencial en el proceso de decisión de las posibles alternativas de inversión sectorial y de desarrollo a nivel país. Asimismo, constituye un insumo para la elaboración de presupuestos, estudios de pérdidas e inversiones y la realización de cálculos tarifarios.

El presente capítulo muestra la proyección global de la demanda de energía eléctrica (cantidad de clientes y energía) de Ecuador a nivel nacional, por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) para el período mencionado. La proyección global de la demanda se completa con una apertura de la demanda por distribuidora y los balances de energía y potencia por distribuidora y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, SNI.

En el Anexo A se detalla específicamente la metodología, el estudio econométrico y criterios aplicados en la estimación y posterior proyección de la demanda de cada grupo de consumo.

En el presente capítulo se hace referencia al escenario base, es decir se realiza la proyección de demanda basado en el comportamiento histórico y tomando en cuenta las variables demográficas y macroeconómicas.

## 5.2. Proyección global de la demanda

### 5.2.1 Análisis de la situación actual de la demanda

Los determinantes o variables exógenas analizadas en este caso fueron de tipo macroeconómico (PIB nacional) y demográfico (población, cantidad de viviendas totales y con servicio eléctrico a nivel país) y las fuentes consultadas fueron organismos oficiales nacionales (CONELEC, INEC, BCE).

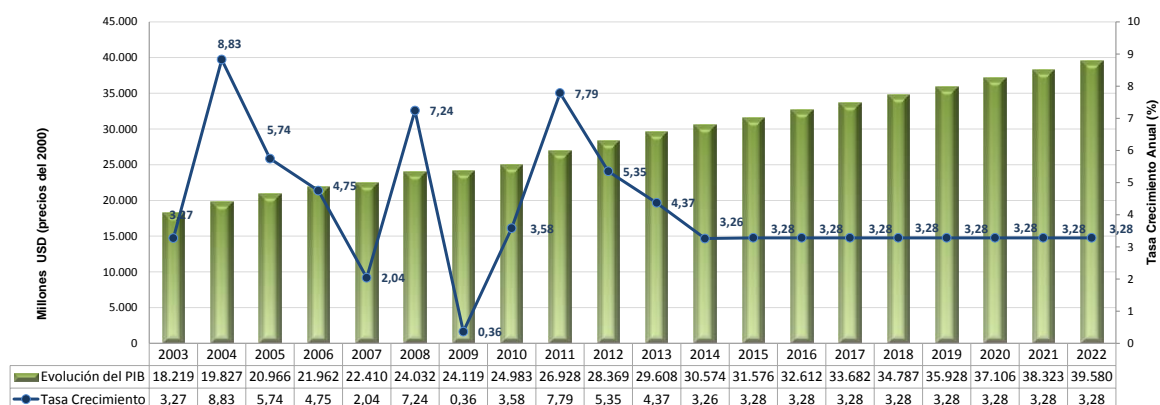
#### 5.2.1.1 *Datos macroeconómicos*

##### **I. PIB Ecuador**

2000-2011: Consultado de las estadísticas macroeconómicas, de la Dirección de Estadísticas Económicas del Banco Central del Ecuador.

2012-2015: Consultado de los Supuestos Macroeconómicos 2012-2015, elaborado por el Banco Central del Ecuador. Esta proyección fue considerada como escenario base o medio.

2015-2022: no fue posible conseguir proyección del PIB realizada por organismos oficiales nacionales o internacionales. En consecuencia, se mantuvo la tasa de crecimiento prevista por el BCE para el año 2015 (3.28%) en el resto de períodos.



**FIG. NO. 5.2.1: EVOLUCIÓN PIB ECUADOR 2000-2032**

Los valores de PIB están expresados en millones de USD americanos a valores constantes del año 2000, de modo de aislar las perturbaciones nominales causadas por los precios.

### 5.2.1.2 Datos demográficos: INEC

Se contó con información de población, viviendas y viviendas con servicio eléctrico de los censos nacionales de población y vivienda de los años 1990, 2001 y 2010 a nivel de la mínima unidad geográfica disponible: parroquia. Los años 1990 y 2001 fueron relevados del Sistema Nacional de Información ([www.sni.gob.ec](http://www.sni.gob.ec)) y el año 2010 fue tomado de información entregada oficialmente por el INEC.

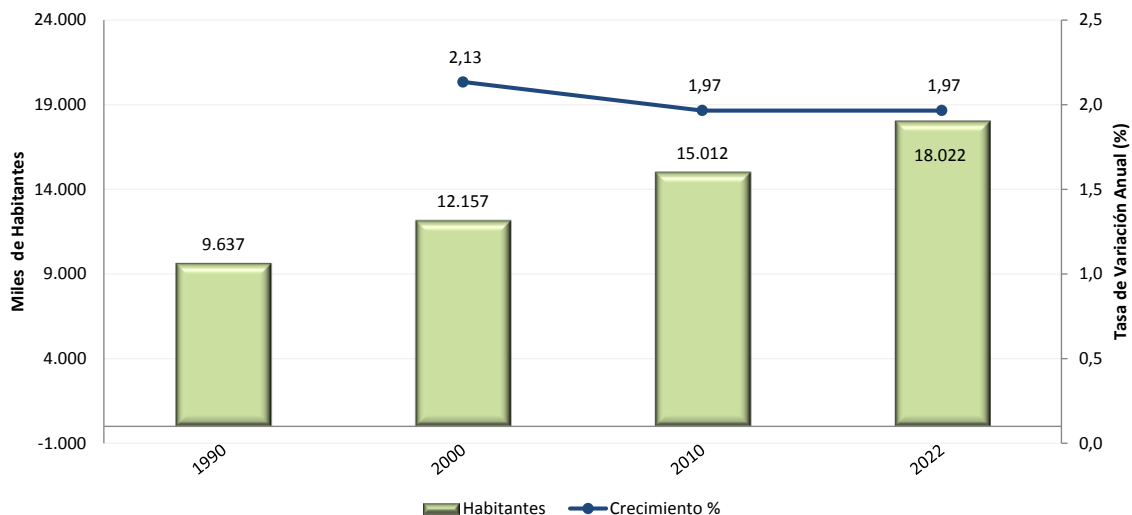
A partir del año 2011 y hasta el año 2020, la serie de población fue proyectada por el INEC, para los años 2021 y 2022 se mantuvieron constante la tasa de crecimiento intercensal 2010-2020.

El procedimiento de proyección de las variables viviendas y viviendas con energía eléctrica forma parte del desarrollo del esquema analítico aplicado en la proyección de los clientes residenciales que se muestra en el Anexo A.

Dada la gran cantidad de parroquias existentes (1024 al año 2010), a continuación se resume la información a nivel país:

Variable	Año			Crecimiento		
	1990	2001	2010	1990-2010	1990-2001	2001-2010
Población	9.636.951	12.156.608	15.012.228	<b>2,06%</b>	<b>2,13%</b>	<b>1,97%</b>
Viviendas	1.997.851	2.848.088	3.889.914	<b>3,20%</b>	<b>3,28%</b>	<b>3,10%</b>
Viviendas con servicio eléctrico	1.552.145	2.553.861	3.686.629	<b>4,23%</b>	<b>4,63%</b>	<b>3,74%</b>
Cobertura	77,69%	89,67%	94,77%			

**Tabla No.5.2.1 VARIABLES DEMOGRÁFICAS- CENSOS 1990, 2001 Y 2010**



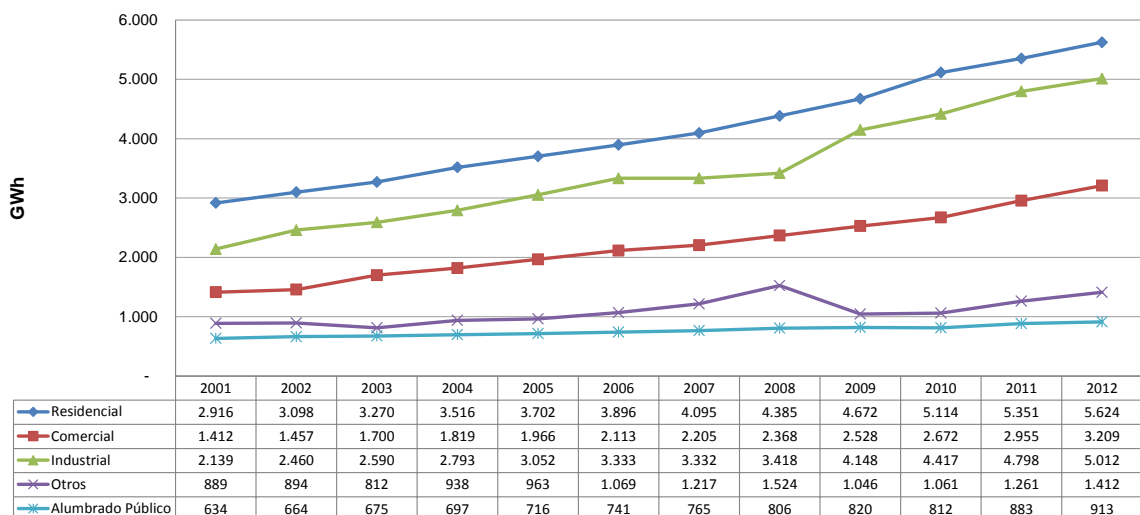
**FIG. NO. 5.2.2: EVOLUCIÓN POBLACIÓN DE ECUADOR 1990-2032**

### 5.2.1.3 Datos físicos de cantidad de clientes y energía vendida:

Se contó con información histórica anual de clientes y energía vendida desagregada por empresa, por grupo de consumo (categoría estadística) distinguiendo entre clientes regulados y no regulados para los últimos catorce años (1999– 2012).

Asimismo se tomó en cuenta la cantidad de clientes correspondientes al programa FERUM, su consumo promedio esperado para el primer año de conexión y el consumo promedio a considerar en los años subsiguientes.

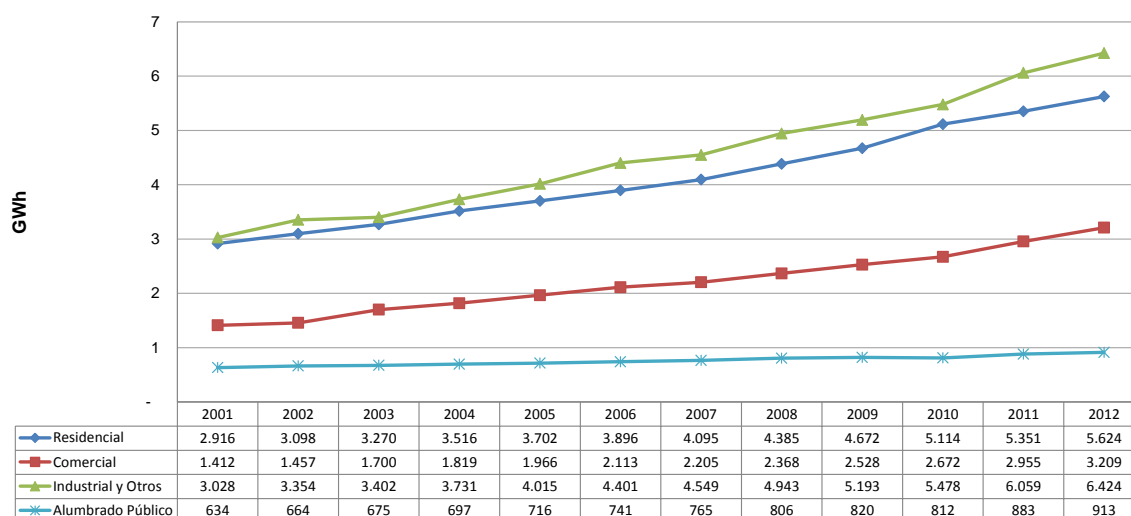
Profundizando el análisis, se examinó el comportamiento de la energía facturada por grupo de consumo a lo largo del periodo histórico 2001-2012. La energía facturada incluye clientes regulados y no regulados.



**FIG. NO. 5.2.3: ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO 2001-2012**

En el gráfico anterior, puede observarse el comportamiento particular de los grupos industrial y otros, en los años 2007, 2008 y 2009. La categoría otros refleja un comportamiento inverso a la serie industrial y de magnitud similar. Esto indujo a llevar a cabo un ajuste de las series de

consumo industrial y otros de modo de tratarlas en forma conjunta, es decir se unificaron. De este modo la proyección de la demanda se llevó a cabo considerando cuatro grupos (residencial, comercial, industrial y alumbrado público).



**FIG. NO. 5.2.4: ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO 2001-2012 (CATEGORÍAS RESUMIDAS)**

## 5.2.2 Elección del método de estimación y proyección

En todos los casos analizados se le dio prioridad al uso de modelos econométricos que permiten, mediante la estimación de una relación, expresar la variable a explicar (ej.: energía comercial) en función de determinantes o variables que afectan el comportamiento de la variable a explicar (ej.: PIB). Esta técnica tiene la ventaja de permitir llevar a cabo pruebas o test para evaluar estadísticamente la bondad del ajuste del modelo a los datos reales, establecer la capacidad de predicción del modelo y cuantificar el error de la predicción.

En todos los casos se presenta aquel modelo elegido por ser el que mejor representa el comportamiento de las variables bajo análisis de cada tipo de cliente. Dada la complejidad de la técnica de estimación de modelos econométricos, en el Anexo A se dedica un apartado donde se resumen las nociones fundamentales para la estimación del modelo analizado y su posterior evaluación de la capacidad de ajuste y predicción.

En el caso de la estimación de la cantidad de clientes residenciales, se aplicó un esquema analítico donde se ven involucrados impulsores o variables de tipo demográficas.

A continuación se resume para cada categoría la variable endógena, el método o criterio empleado y las variables exógenas utilizadas en caso que corresponda:



		2012-2022	
Grupo de consumo	Variable endógena	Método	Variables exógenas/Criterio
Residencial	Clientes Residenciales sin FERUM	Esquema Analítico	Población, viviendas y viviendas con energía eléctrica.
	Clientes Residenciales FERUM	Análisis de períodos anteriores	Valor promedio 2000-2011 constante.
	Consumo unitario Residenciales sin FERUM	Modelo econométrico	Ingreso per cápita de Ecuador
	Consumo unitario Residenciales FERUM existente	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)
	Consumo unitario Residenciales FERUM nuevo	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)
Comercial	Clientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Industrial	Clientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
AP	Clientes	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)
	Consumo total	Modelo econométrico	Clientes residenciales totales (con FERUM)

**Tabla No.5.2.2 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN APLICADOS EN CADA GRUPO DE CONSUMO**

### 5.2.3 Proyección de Demanda

En aquellos casos donde fue posible la estimación de la demanda mediante modelos econométricos, se emplearon dichos modelos para la posterior proyección en el período 2012-2021, adicionando un intervalo de confianza que se define como  $\pm 2$  veces el error estándar de la estimación. Esto implica que el intervalo tiene una probabilidad del 90% de contener las observaciones futuras para la variable analizada.

En el caso particular de la estimación y proyección de la cantidad de clientes residenciales el esquema analítico, donde se ven implicados impulsores o variables de tipo demográfico, fue aplicado para proyectar los clientes hasta el horizonte del estudio, es decir para el período 2012-2022.

Finalmente, la proyección de demanda global a nivel país para el período 2012-2022, se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda de las distintas categorías analizadas.

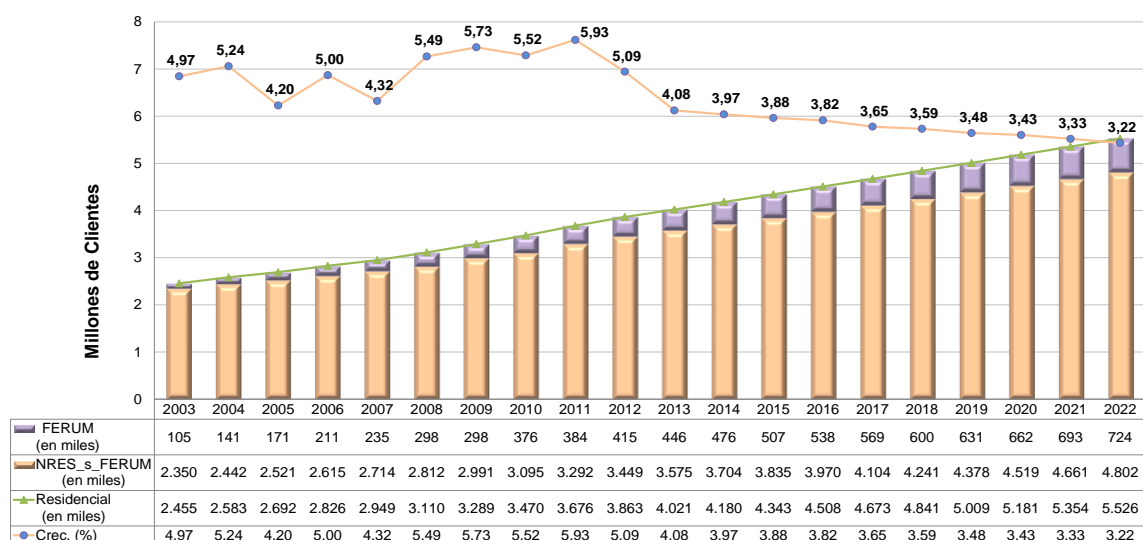
### 5.2.4 Proyección global de la demanda por categorías

En el anexo A se describe la metodología empleada para llevar a cabo la proyección de la demanda eléctrica (clientes y energía) de Ecuador. Luego, la proyección global de demanda nacional se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda de las distintas categorías analizadas.

#### 5.2.4.1 Sector residencial

##### *Clientes residenciales totales*

Como resultado de la proyección se espera que la cantidad de clientes residenciales total mantenga en el futuro su tendencia creciente pero a un menor ritmo de crecimiento (3,9% promedio 2012-2022 alcanzando los 5,5 millones de clientes en el año 2022. Esta desaceleración se debe principalmente al alto grado de cobertura ya alcanzado (en 2010: 94,77%) y la escasa variación prevista en la tasa de crecimiento promedio anual de la población.



**Fig. No. 5.2.5: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR RESIDENCIAL**

### Consumo residenciales totales

El consumo residencial total se obtuvo sumando las proyecciones de consumo residencial de clientes del FERUM y los clientes residenciales que no pertenecen al FERUM.

Como resultado se espera que el consumo residencial de los clientes totales crezca a una tasa promedio anual del 4,8% en el período 2013-2022, alcanzando 9.003 GWh en el horizonte del estudio.

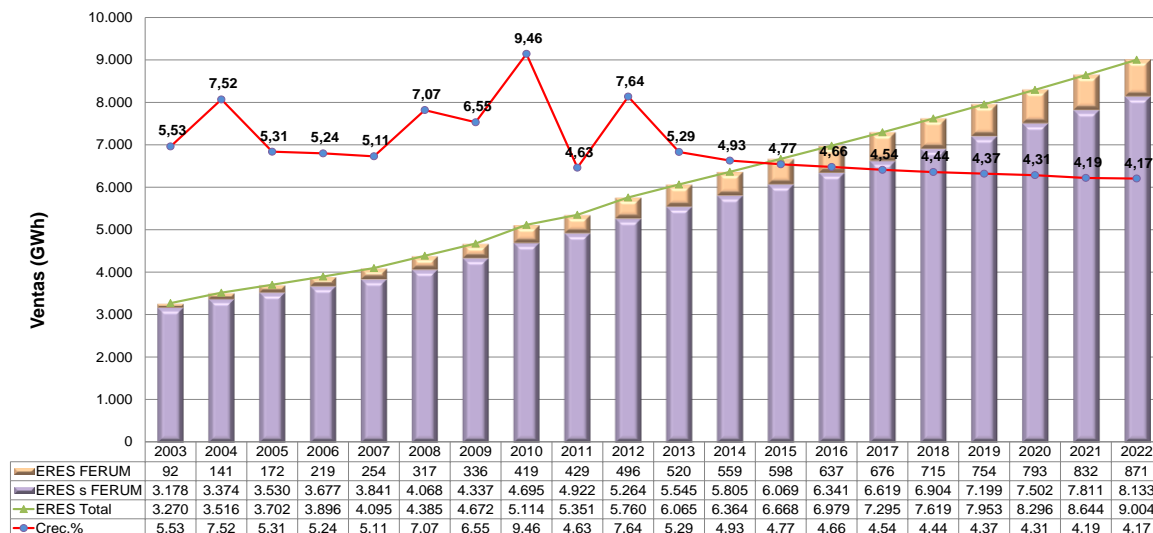


FIG. NO. 5.2.6: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA DEL SECTOR RESIDENCIAL

### 5.2.4.2 Sector comercial

#### Clientes comerciales

La cantidad de clientes del sector comercial presenta en general una tendencia creciente a lo largo del período histórico con tasas de crecimiento próximas al 5% a excepción del año 2011 que creció fuertemente al 7,1%. El crecimiento promedio histórico 2000-2012 fue del 4,8% y del 5% en el período 2006-2012. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2013-2022 del 3,5% alcanzando 613.000 clientes comerciales en el horizonte del estudio.

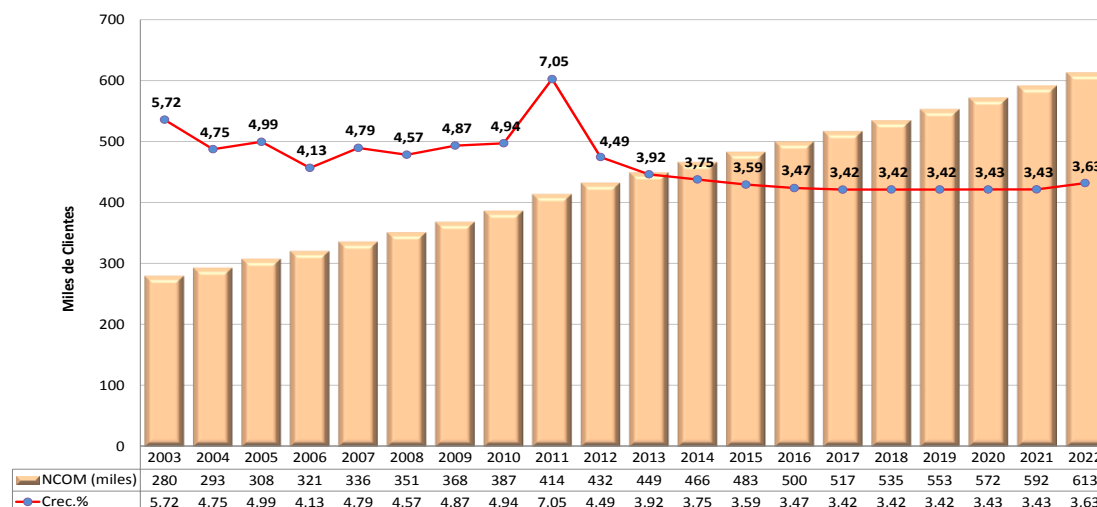


FIG. NO. 5.2.7: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR COMERCIAL

### Consumo comerciales

La energía facturada del sector comercial presenta en general una tendencia creciente a lo largo del período histórico con tasas de crecimiento desde el año 2004 de alrededor del 7,5% a excepción del año 2007 (4,3%) que refleja la desaceleración registrada en la economía nacional. El crecimiento promedio histórico 2001-2012 fue del 7,3% y del 7,5% en el período 2008-2012. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 5,7% alcanzando 5.415 GWh en el horizonte del estudio.

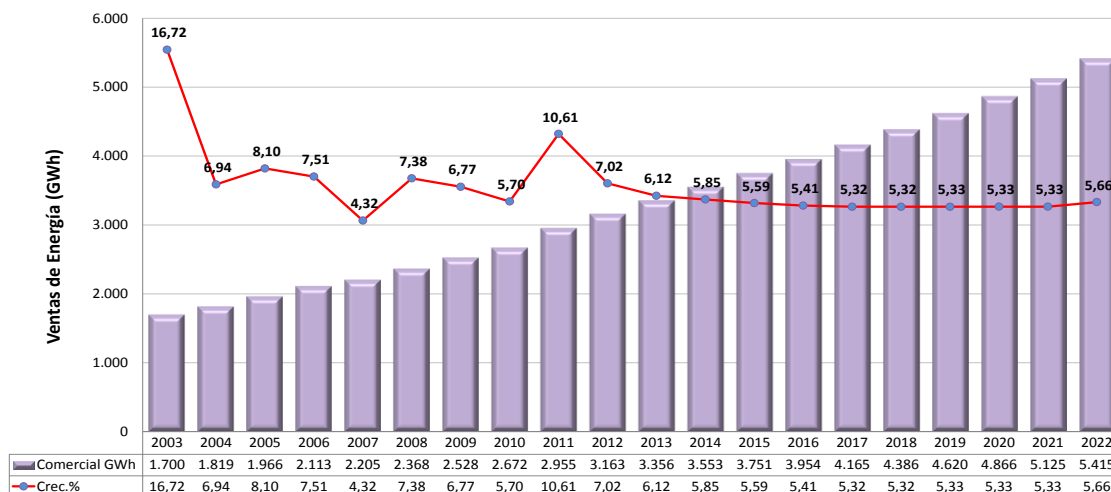


FIG. NO. 5.2.8: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA DEL SECTOR COMERCIAL

### 5.2.4.3 Sector industrial

#### Cientes industriales

La cantidad de clientes del sector industrial presenta en general una tendencia creciente a lo largo del período histórico pero con algunas desaceleraciones e incluso una caída en el año 2009 en que la economía nacional sufrió un estancamiento. El crecimiento promedio histórico 2001-2012 fue del 4% y del 3,8% en el período 2008-2012. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 2,9% alcanzando 135.384 clientes industriales en el horizonte del estudio.

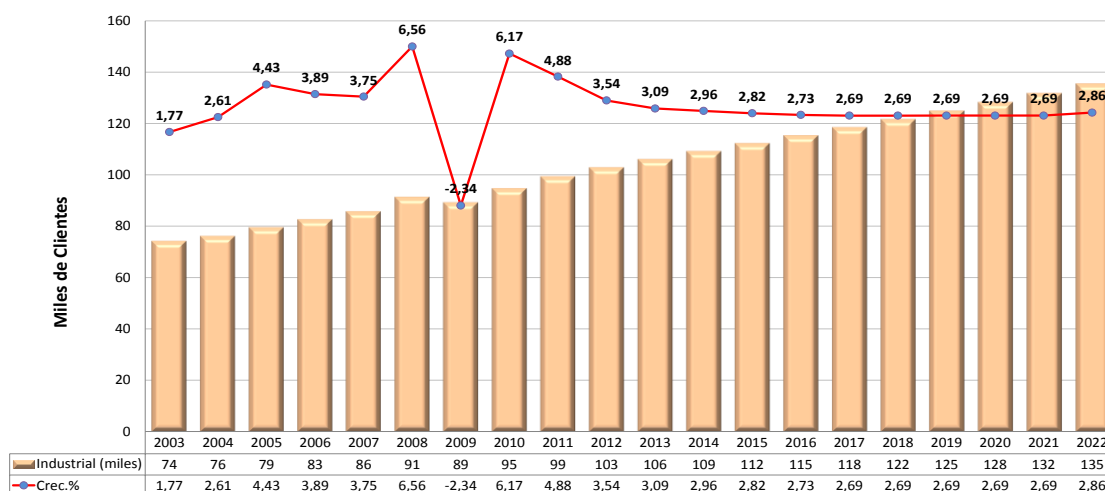


FIG. NO. 5.2.9: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR INDUSTRIAL

### Consumo industrial

La energía facturada del sector industrial presenta en general una tendencia creciente a lo largo del período histórico con tasas de crecimiento variables que van desde una caída en el año 2001 (-2,9%) al 6,2% en el año 2012. El crecimiento promedio histórico 2001-2012 fue del 6,8% y del 8,4% en el período 2008-2012. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 5,1% alcanzando 10.989 GWh en el horizonte del estudio.

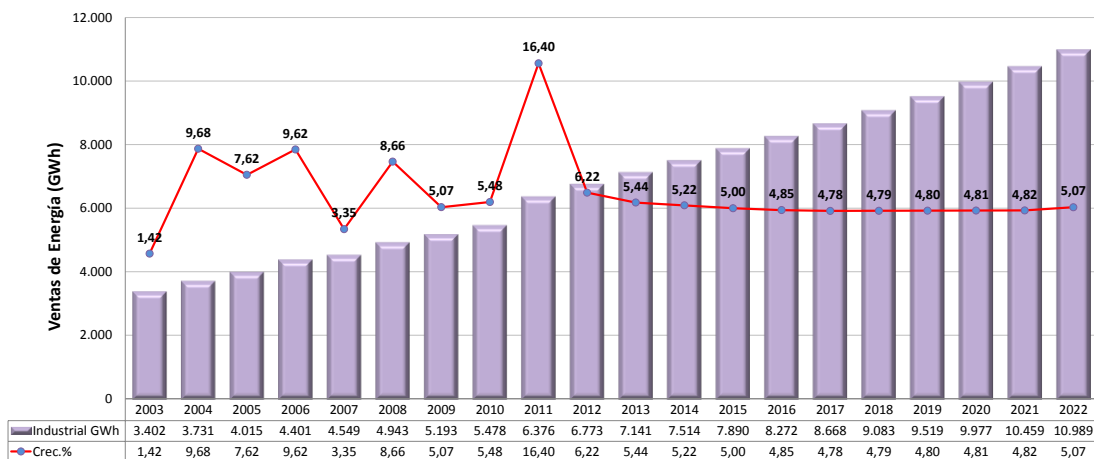


FIG. NO. 5.2.10: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA DEL SECTOR INDUSTRIAL

### 5.2.4.4 Sector Alumbrado Público

#### Cientes de Alumbrado Público

Dada la evolución histórica de los clientes de alumbrado público no fue posible aplicar un modelo de regresión para proyectarlos. En consecuencia, y en particular debido al cambio observado en la serie en los últimos tres años, se decidió mantener constante la cantidad registrada en el último año histórico (211 clientes) hasta el horizonte del estudio.

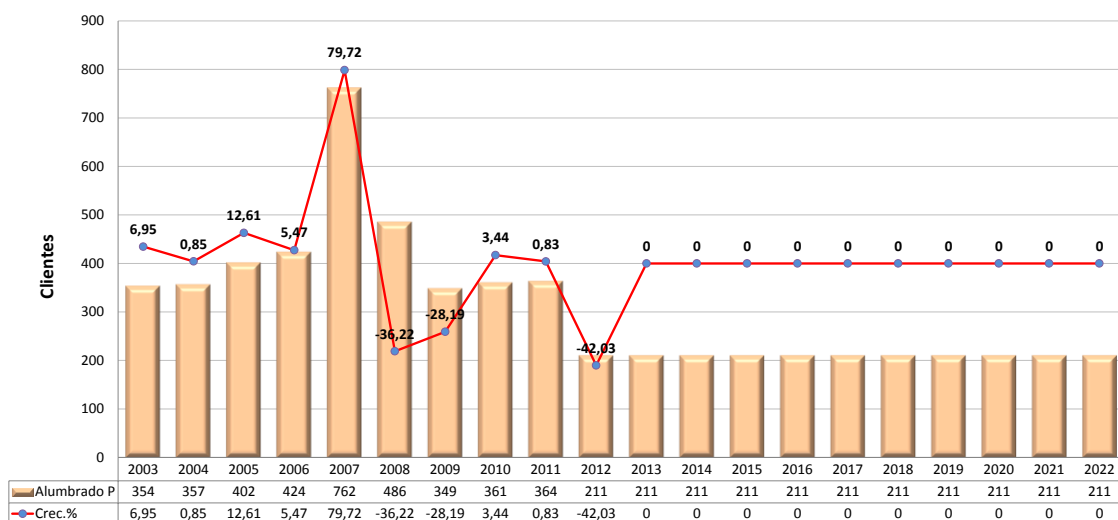
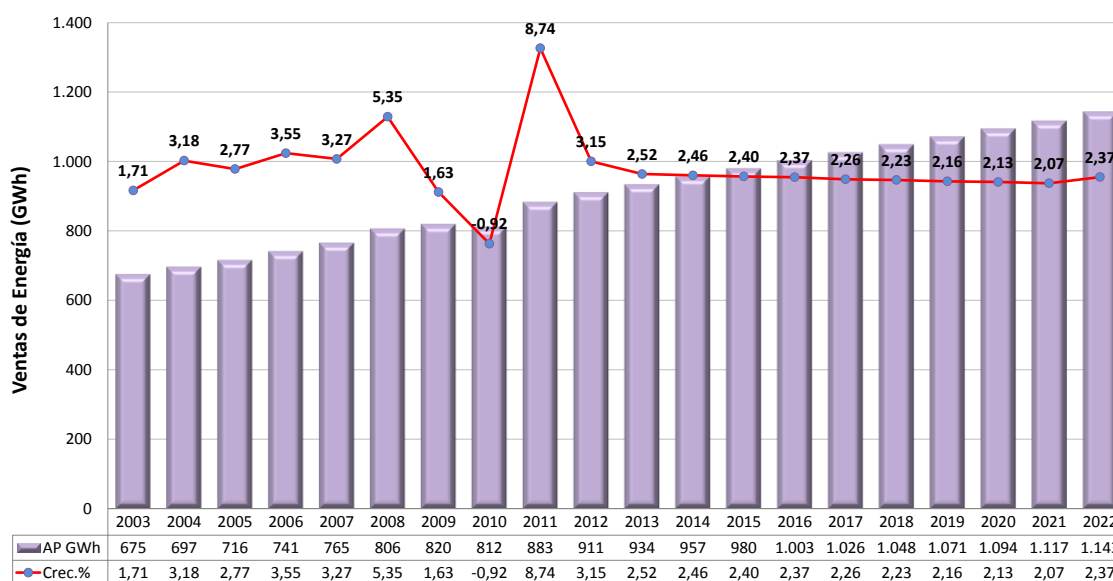


FIG. NO. 5.2.11: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO

### Consumo de alumbrado público

La proyección del consumo de energía de alumbrado público para el período 2012-2022 se realizó en base al crecimiento previsto para los clientes residenciales totales. Como es de esperar se encontró una relación positiva entre el consumo de energía de alumbrado público y la cantidad de clientes domiciliarios. El supuesto que hay detrás de este comportamiento, es que al incrementarse la cantidad de usuarios, la red crece y paralelamente se incrementa la cantidad de lámparas del alumbrado público.

El crecimiento promedio histórico 2001-2012 de la energía facturada del sector alumbrado público fue del 3,3% y del 3,6% en el período 2008-2012. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 2,4% alcanzando 1.077 GWh en el año 2022 y en 1.143 GWh en el horizonte del estudio. La disminución en la velocidad de crecimiento de la energía de alumbrado público se debe a la implementación de tecnologías eficientes.

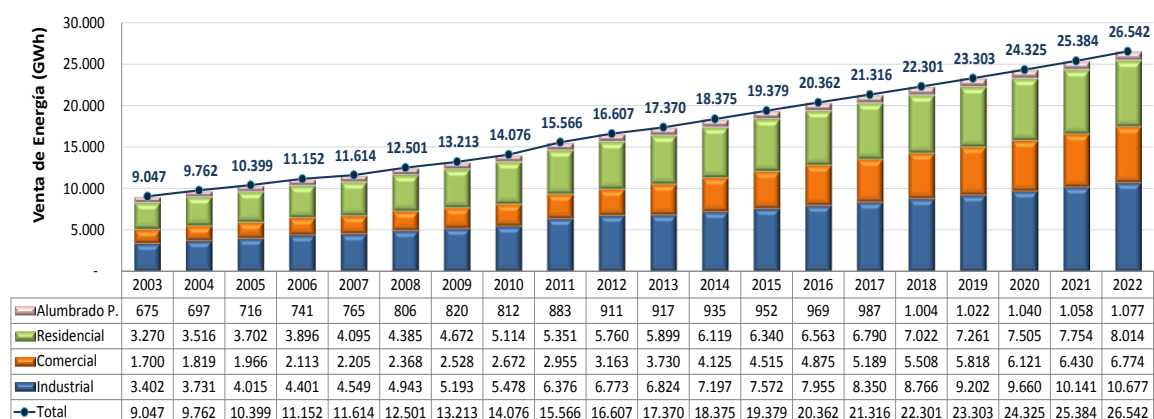


**FIG. NO. 5.2.12: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA DEL SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO**

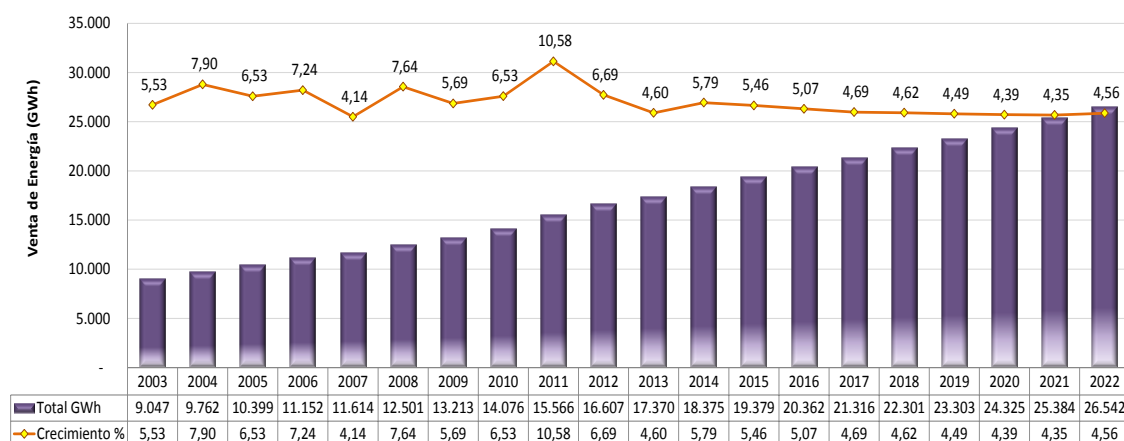
### 5.2.5 Resultados de la proyección de la demanda nacional

La proyección de demanda global a nivel país se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda, clientes y energía, de las distintas categorías analizadas.

El gráfico a continuación resume la evolución de la venta total en el mercado de distribución de electricidad del Ecuador, y desagregada por grupo de consumo, como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 5% alcanzando 26.542 GWh en el año 2022.



**FIG. NO. 5.2.13: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA TOTAL DE ENERGÍA Y POR GRUPO DE CONSUMO**

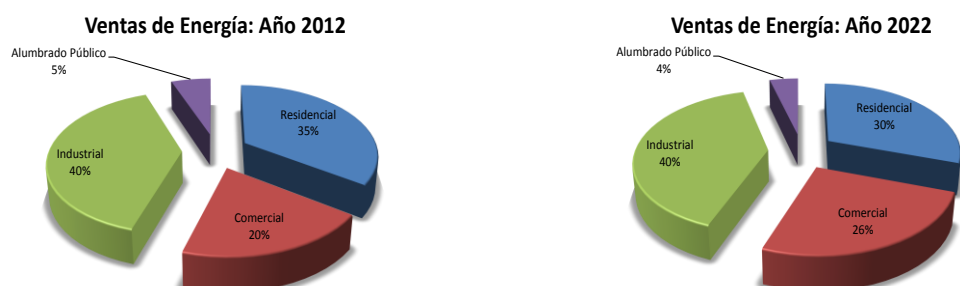


**FIG. NO. 5.2.14: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA VENTA TOTAL DE ENERGÍA EN EL ECUADOR**

Como puede observarse la energía facturada total de Ecuador muestra una tendencia creciente en todo el período de análisis histórico (2001-2012), presentando fuertes crecimientos en los últimos cinco años (2008-2012).

Para los próximos años se estima una disminución en la velocidad de crecimiento de la economía nacional lo cual impacta directamente sobre las proyecciones de las categorías industrial, residencial y comercial donde se empleó al PIB como variable explicativa. Como resultado se estima un crecimiento promedio del 3,7% para el período 2012-2022, inferior a la tasa de crecimiento promedio registrada históricamente del 4,7% 2000-2012.

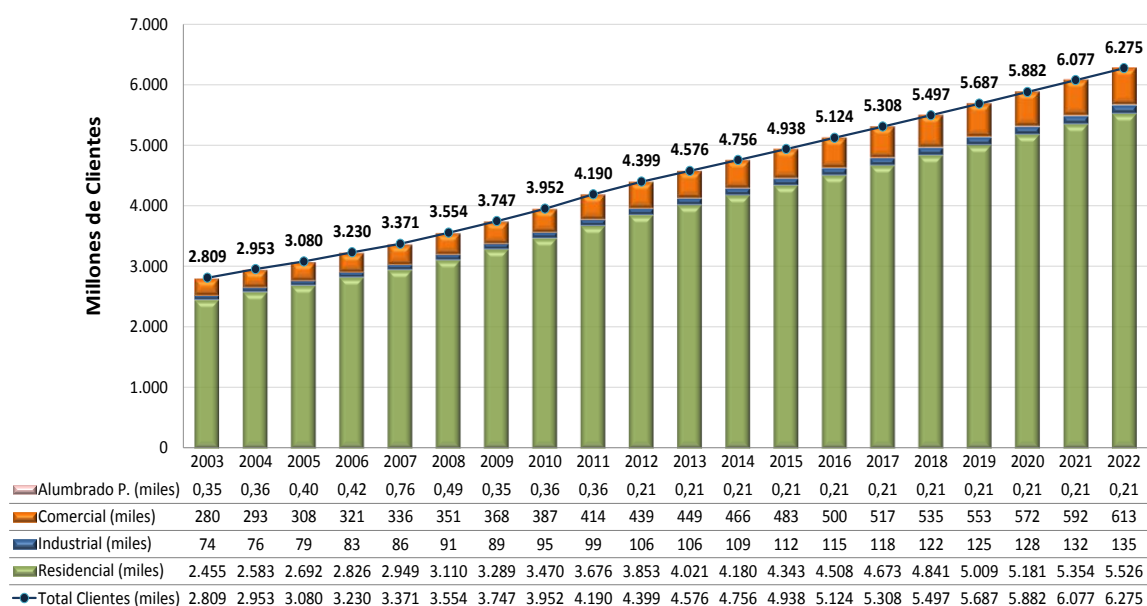
El gráfico siguiente muestra la composición del mercado de distribución eléctrica del Ecuador en los años 2012y 2022 reflejando que si bien el sector residencial va dejando lugar al desarrollo de otros sectores, representa en conjunto con el sector industrial más del 60% de la energía facturada del Ecuador en todo el periodo del estudio.



**FIG. NO. 5.2.15: COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR EN LOS AÑOS 2012 Y 2022**

En cuanto a los clientes, se espera que la tendencia histórica ascendente se mantenga en el futuro con una evolución más moderada, consecuencia de la disminución en la velocidad de crecimiento prevista en los clientes residenciales, que representan más del 88% de los clientes totales del país.

El gráfico a continuación resume la evolución de la cantidad total de clientes del mercado distribución de electricidad del Ecuador, y desagregada por grupo de consumo, para el período 2001-2022. Como resultado de la proyección se estima un crecimiento promedio anual 2012-2022 del 3,7% alcanzando 5,8 millones de clientes en el año 2022.



**FIG. NO. 5.2.16: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES TOTALES Y POR GRUPO DE CONSUMO DEL ECUADOR**



### 5.3. Proyección espacial

En general la desagregación espacial se lleva a cabo analizando y procesando la información de demanda e información demográfica para aquella mínima unidad geográfica y/o política para la cual se encuentra disponible información confiable y consistente. A partir de esta premisa, se identificó originalmente a la “parroquia” como el área de interés. El tratamiento de la demanda a nivel de parroquia requería disponer de información de:

- Población,
- Viviendas,
- Viviendas con energía eléctrica,
- Viviendas con energía eléctrica con servicio por red.

#### 5.3.1 Resultados de la proyección espacial

La información debía al menos estar disponible para los 2 últimos censos (2001 y 2010). A pesar de ser información censal, problemas diversos surgieron, tales como:

- Modificación en el número de parroquias entre censos (995 en 2001 y 1024 en 2010)
- Datos incorrectos (ej.: Capiro decía 1,875 habitantes en vez de 1.875 en 2001)
- Cantidades invertidas entre censos que fueron identificadas para algunas parroquias (ej: Samborondon y Tarifa)
- Se detectaron más de 200 parroquias con tasas de crecimiento negativas entre 2001 y 2010 (se estima que esto principalmente debe estar obedeciendo a criterios de imputación y registro de los datos relevados entre un censo y otro, más que a una cuestión efectiva de caída de la población en dichas áreas)
- Presencia de parroquias que no lo son (ej.: La Independencia, dentro de la provincia Esmeraldas)

Con el fin de dar solución a la mayoría de los inconvenientes presentados a nivel de parroquia, se consideró apropiado efectuar una integración y evaluación de la información censal a nivel de “cantón”. El resultado fue positivo, por lo que toda la información finalmente quedó organizada a nivel de cantón – empresa. La razón de tener en cuenta en esta instancia a las empresas radica en la existencia de cantones cuya área servida es compartida por más de una empresa, siendo Guayaquil el cantón con mayor cantidad de empresas (4 distribuidoras). Para llegar a la integración de la información a nivel de cantón-empresa, fue utilizada la información aportada por cada parroquia, gracias a que cada parroquia fue asignada a una empresa distribuidora.

La cantidad de combinaciones cantón-empresa quedó en 221. Cabe destacar que la cantidad original de combinaciones cantón-empresa fue de 251; sin embargo, cuando se procedió a integrar la información censal con la información catastral de los usuarios informados por las empresas, quedaron 30 combinaciones cantón-empresa que no cuentan con usuarios cuando el censo indica que hay viviendas con servicio eléctrico por red. Con el fin de no perder los datos de estas 30 combinaciones mencionadas, las mismas fueron agregadas a combinaciones colindantes (ej.: la combinación “Quinindé/CNEL-Esmeraldas” absorbe a “Las Golondrinas/CNEL-Esmeraldas”, ya que esta última presenta viviendas con energía eléctrica por red, aunque en el catastro dicha combinación no existe).

Identificadas las divisiones para las cuales se dispuso de información completa y consistente, se procedió a la desagregación de la demanda de clientes y de energía.

## 5.4. Balance Energético

A partir de la proyección de la demanda global a nivel país, realizada organizando los clientes y sus consumos por sector de consumo, es preciso dar tratamiento a la misma para permitir la construcción del balance de energía y potencia.

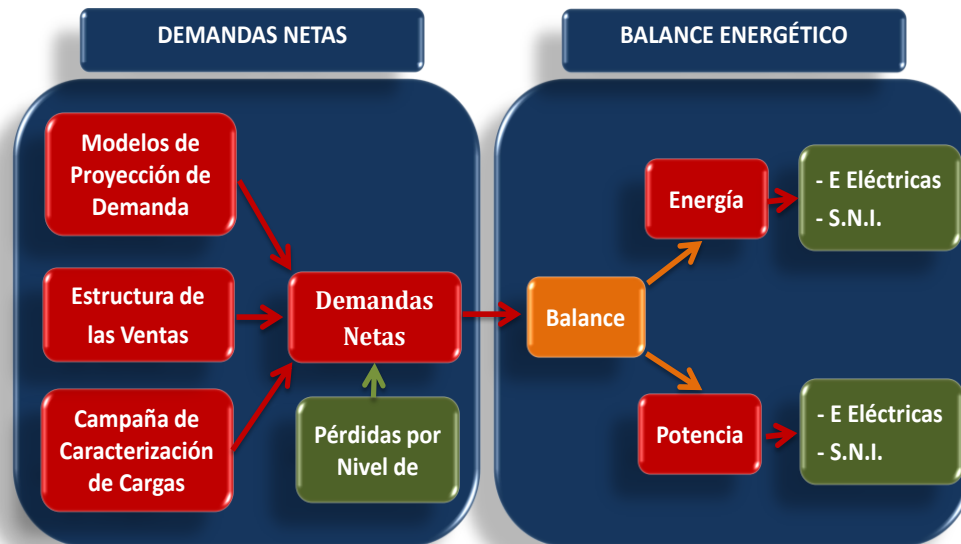


FIG. NO. 5.4.1: ESQUEMA ANALÍTICO DE BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

### 5.4.1 Estructura de Ventas

La estructura de ventas es dinámica en el tiempo, presentándose a continuación la estructura correspondiente a la variable “ventas de energía” correspondiente al año 2012.

Sector de consumo	Nivel de tensión Sector	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- Sucumbios
Residencial	BT_RES	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Total Residencial</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
AP	BT_AP	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Total AP</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Comercial	BT_COM	100	63	59	43	65	33	51	75	57	77
Comercial	MT_COM	0	37	41	57	35	67	49	25	43	23
<b>Total Comercial</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Industrial	BT_IND	100	6	2	3	11	3	5	26	7	22
Industrial	MT_IND	0	88	51	47	89	66	40	45	62	78
Industrial	AT_IND	0	6	46	50	0	30	55	29	31	0
<b>Total Industrial</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla No.5.4.1 ESTRUCTURA DE VENTAS DE ENERGÍA DE CNEL

Sector de consumo	Nivel de tensión Sector	E.E. Ambato	E.E. Azogues	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur	Eléctrica de Guayaquil	E.E. Galápagos
Residencial	BT_RES	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Total Residencial</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
AP	BT_AP	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>Total AP</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Comercial	BT_COM	79	76	53	80	73	69	73	100	48	92
Comercial	MT_COM	21	24	47	20	27	31	27	0	52	8
<b>Total Comercial</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Industrial	BT_IND	20	4	8	8	9	9	9	87	5	73
Industrial	MT_IND	75	4	80	37	54	74	49	13	46	27
Industrial	AT_IND	5	91	12	54	37	16	42	0	49	0
<b>Total Industrial</b>		<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabla No.5.4.2 ESTRUCTURA DE VENTAS DE ENERGÍA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS

### 5.4.2 Campaña de caracterización de cargas

A continuación, se incluyen los perfiles característicos de los principales sectores de consumo, correspondientes a cinco empresas distribuidoras:

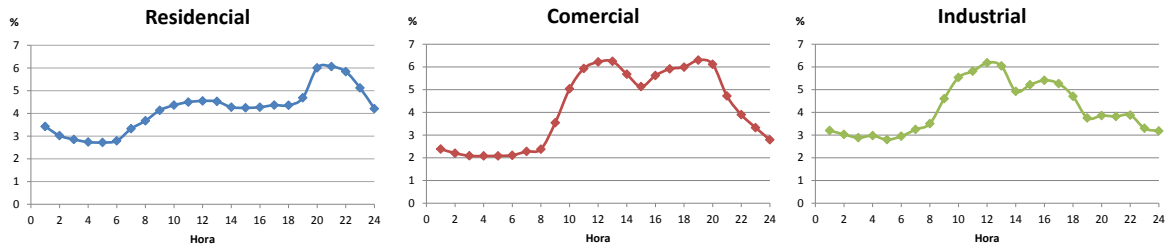


Fig. No. 5.4.2: CURVAS DE CARGA - E.E. AMBATO

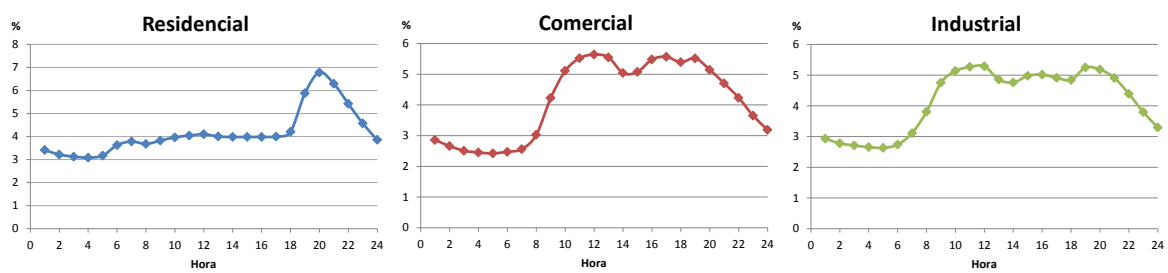


Fig. No. 5.4.3: CURVAS DE CARGA - E.E. CENTRO SUR

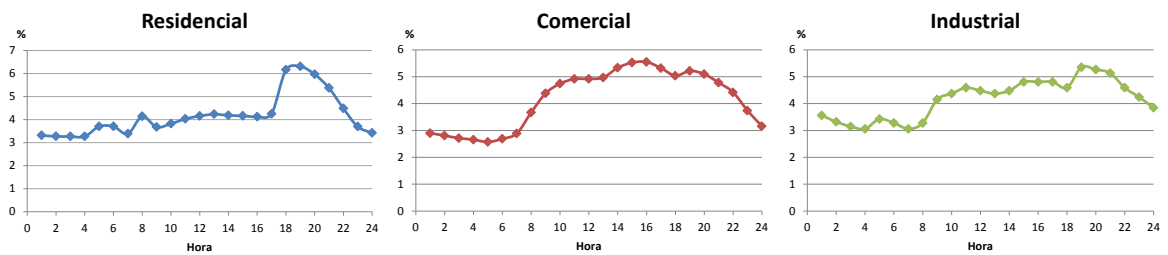


Fig. No. 5.4.4: CURVAS DE CARGA - CNEL-SUCUMBÍOS

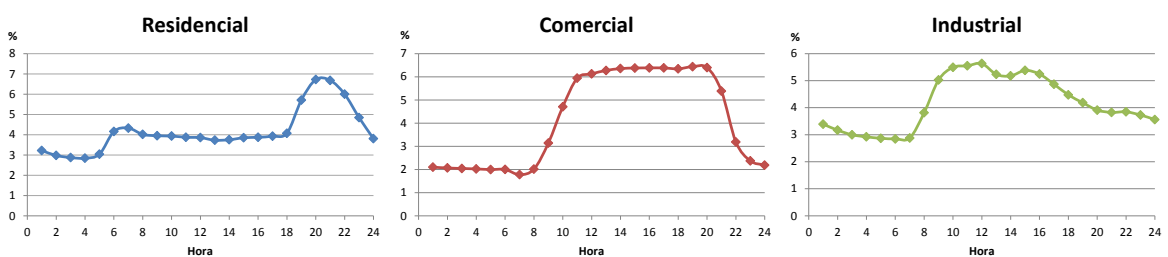


Fig. No. 5.4.5: CURVAS DE CARGA - E.E. QUITO

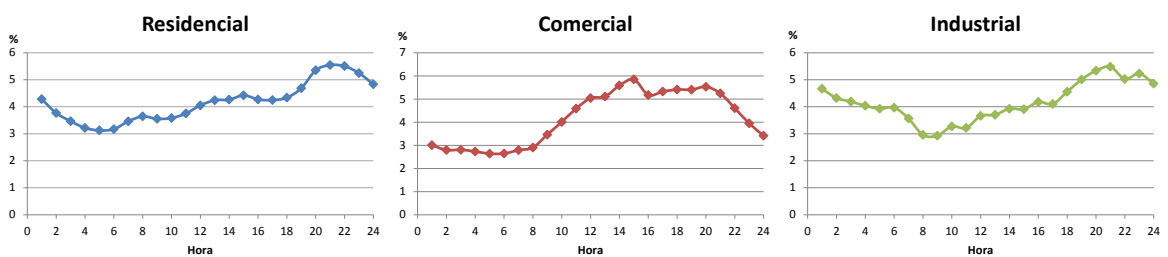
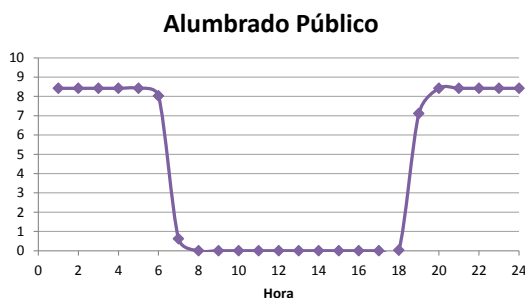


Fig. No. 5.4.6: CURVAS DE CARGA – ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL

La categoría alumbrado público tiene un comportamiento muy particular. Las curvas de esta categoría tienen un perfil de meseta o plano el cual presenta una demanda prácticamente instantánea al momento de la puesta del sol y una caída a 0 (cero) en la salida. Su perfil fue determinado en función de los horarios de salida y puesta del sol, habiéndose evaluado los 365 días del año. El procedimiento requirió identificar una posición central dentro del país (longitud oeste 78° 03' y latitud sur 0° 14') para la cual se descargó el horario de salida y puesta del sol para un periodo anual (fuente consultada: USNO Astronomical Application Department).

Para la totalidad de empresas, se incorporó el siguiente perfil de carga:



**Fig. No. 5.4.7: CURVA DE CARGA – ALUMBRADO PÚBLICO**

Los parámetros resultantes por empresa se exponen a continuación:

Región	Empresa \ Parámetro	Residencial						
		KP	KV	KR	FU	FCTBT	FCTMT	FCTAT
Sierra Norte	E.E. Cotopaxi	29,18	14,94	55,88	44,89	72,39	72,39	72,39
	E.E. Norte	29,18	14,94	55,88	44,89	72,39	72,39	72,39
	E.E. Quito	29,18	14,94	55,88	44,89	72,39	72,39	72,39
Litoral	CNEL-EI Oro	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Esmeraldas	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Guayas Los Ríos	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Los Ríos	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Manabí	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Milagro	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Sta. Elena	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Sto. Domingo	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	Eléctrica de Guayaquil	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
Sierra Centro	E.E. Galápagos	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
	CNEL-Bolívar	26,94	14,74	58,32	49,75	71,64	71,64	71,64
	E.E. Ambato	26,94	14,74	58,32	49,75	71,64	71,64	71,64
	E.E. Riobamba	26,94	14,74	58,32	49,75	71,64	71,64	71,64
Sur	E.E. Azogues	28,59	16,01	55,40	44,47	72,39	72,39	72,39
	E.E. Centro Sur	28,59	16,01	55,40	44,47	72,39	72,39	72,39
	E.E. Sur	28,59	16,01	55,40	44,47	72,39	72,39	72,39
Oriente	CNEL-Sucumbios	28,28	16,80	54,92	47,83	72,39	72,39	72,39

**Tabla No.5.4.3 PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR RESIDENCIAL**

		Comercial						
Región	Empresa \ Parámetro	KP	KV	KR	FU	FCTBT	FCTMT	FCTAT
Sierra Norte	E.E. Cotopaxi	27,75	10,22	62,03	40,27	61,83	61,83	61,83
	E.E. Norte	27,75	10,22	62,03	40,27	61,83	61,83	61,83
	E.E. Quito	27,75	10,22	62,03	40,27	61,83	61,83	61,83
Litoral	CNEL-El Oro	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Esmeraldas	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Guayas Los Ríos	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Los Ríos	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Manabí	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Milagro	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Sta. Elena	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Sto. Domingo	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	Eléctrica de Guayaquil	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
Sierra Centro	E.E. Galápagos	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77
	CNEL-Bolívar	27,01	10,82	62,17	41,18	60,40	60,40	60,40
	E.E. Ambato	27,01	10,82	62,17	41,18	60,40	60,40	60,40
Sur	E.E. Riobamba	27,01	10,82	62,17	41,18	60,40	60,40	60,40
	E.E. Azogues	24,99	12,90	62,11	45,95	56,72	56,72	56,72
	E.E. Centro Sur	24,99	12,90	62,11	45,95	56,72	56,72	56,72
Oriente	E.E. Sur	24,99	12,90	62,11	45,95	56,72	56,72	56,72
	CNEL-Sucumbíos	24,55	13,65	61,80	46,71	58,49	58,49	58,49

**Tabla No.5.4.4 PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR COMERCIAL**

		Industrial						
Región	Empresa \ Parámetro	KP	KV	KR	FU	FCTBT	FCTMT	FCTAT
Sierra Norte	E.E. Cotopaxi	20,24	15,34	64,42	46,03	43,18	43,18	43,18
	E.E. Norte	20,24	15,34	64,42	46,03	43,18	43,18	43,18
	E.E. Quito	20,24	15,34	64,42	46,03	43,18	43,18	43,18
Litoral	CNEL-El Oro	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Esmeraldas	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Guayas Los Ríos	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Los Ríos	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Manabí	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Milagro	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Sta. Elena	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Sto. Domingo	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	Eléctrica de Guayaquil	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
Sierra Centro	E.E. Galápagos	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22
	CNEL-Bolívar	20,01	14,87	65,12	41,97	38,83	38,83	38,83
	E.E. Ambato	20,01	14,87	65,12	41,97	38,83	38,83	38,83
Sur	E.E. Riobamba	20,01	14,87	65,12	41,97	38,83	38,83	38,83
	E.E. Azogues	24,58	13,71	61,72	49,01	60,99	60,99	60,99
	E.E. Centro Sur	24,58	13,71	61,72	49,01	60,99	60,99	60,99
Oriente	E.E. Sur	24,58	13,71	61,72	49,01	60,99	60,99	60,99
	CNEL-Sucumbíos	24,93	16,51	58,56	48,43	62,22	62,22	62,22

**Tabla No.5.4.5 PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR INDUSTRIAL**

Región	Empresa \ Parámetro	Alumbrado Público						
		KP	KV	KR	FU	FCTBT	FCTMT	FCTAT
Sierra Norte	E.E. Cotopaxi	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	E.E. Norte	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	E.E. Quito	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
Litoral	CNEL-EI Oro	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Esmeraldas	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Guayas Los Ríos	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Los Ríos	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Manabí	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Milagro	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Sta. Elena	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Sto. Domingo	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	Eléctrica de Guayaquil	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
Sierra Centro	E.E. Galápagos	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Bolívar	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	E.E. Ambato	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
Sur	E.E. Riobamba	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	E.E. Azogues	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	E.E. Centro Sur	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
Oriente	E.E. Sur	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
	CNEL-Sucumbíos	32,41	42,11	25,48	49,48	84,52	84,52	84,52

**Tabla No.5.4.6 PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO**

### 5.4.3 Proyección de la demanda por distribuidora

La proyección de la demanda por distribuidora (clientes y ventas de energía) es el resultado de sumar los datos obtenidos para cada conjunto cantón-empresa que pertenecen a dicha empresa.

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	55.666	57.015	58.382	59.762	61.309	63.013	64.755	66.485	68.117	69.755	71.364
CNEL-EI Oro	210.608	216.749	222.982	229.295	235.697	242.233	248.973	256.054	263.277	270.636	278.007
CNEL-Esmeraldas	120.226	125.481	130.945	136.618	141.800	146.528	151.520	156.728	162.032	167.455	172.919
CNEL-Guayas Los Rios	289.689	302.340	315.272	328.545	342.159	355.607	369.207	383.309	397.703	412.475	427.232
CNEL-Los Ríos	100.517	103.997	107.563	111.209	115.163	119.373	123.776	128.327	132.820	137.397	141.927
CNEL-Manabí	302.714	314.186	325.766	337.317	349.276	361.144	372.759	384.486	396.494	408.798	421.146
CNEL-Milagro	138.693	143.144	147.671	152.271	156.973	161.804	166.793	171.918	177.248	182.667	188.102
CNEL-Sta. Elena	108.766	113.713	118.838	124.147	129.642	135.337	141.242	147.368	153.777	160.435	167.244
CNEL-Sto. Domingo	158.523	164.806	171.264	177.894	184.858	192.637	200.679	209.027	217.202	225.410	233.693
CNEL-Sucumbíos	73.238	78.940	84.807	90.938	96.622	102.229	107.661	113.243	119.085	125.225	131.611
Total CNEL	1.558.640	1.620.370	1.683.489	1.747.996	1.813.499	1.879.905	1.947.365	2.016.945	2.087.755	2.160.253	2.233.247
Crec. %	4,05	3,96	3,90	3,83	3,75	3,66	3,59	3,57	3,51	3,47	3,38
E.E. Ambato	225.802	232.656	239.552	246.357	253.034	259.872	266.977	274.307	281.847	289.502	297.127
Crec. %	3,14	3,04	2,96	2,84	2,71	2,70	2,73	2,75	2,75	2,72	2,63
E.E. Azogues	32.603	33.052	33.495	33.931	34.361	34.791	35.225	35.711	36.198	36.673	37.122
Crec. %	1,44	1,38	1,34	1,30	1,27	1,25	1,25	1,38	1,37	1,31	1,22
E.E. Centro Sur	321.682	330.762	339.739	348.815	358.103	367.816	377.898	388.300	399.253	410.314	421.464
Crec. %	2,90	2,82	2,71	2,67	2,66	2,71	2,74	2,75	2,82	2,77	2,72
E.E. Cotopaxi	109.098	112.201	115.355	118.552	121.664	124.683	127.829	131.156	134.336	137.256	140.126
Crec. %	2,95	2,84	2,81	2,77	2,62	2,48	2,52	2,60	2,42	2,17	2,09
E.E. Norte	212.669	217.672	222.641	227.627	232.780	238.083	243.540	249.106	254.588	260.085	265.483
Crec. %	2,56	2,35	2,28	2,24	2,26	2,28	2,29	2,29	2,20	2,16	2,08
E.E. Quito	916.525	943.996	971.799	999.896	1.028.168	1.056.839	1.086.082	1.115.897	1.146.625	1.178.410	1.210.107
Crec. %	3,12	3,00	2,95	2,89	2,83	2,79	2,77	2,75	2,75	2,77	2,69
E.E. Riobamba	155.692	159.306	162.938	166.585	170.259	173.891	177.649	181.480	185.351	189.300	193.200
Crec. %	2,41	2,32	2,28	2,24	2,21	2,13	2,16	2,16	2,13	2,13	2,06
E.E. Sur	169.431	174.100	178.759	183.339	188.505	194.031	199.475	203.902	208.355	212.797	217.122
Crec. %	2,97	2,76	2,68	2,56	2,82	2,93	2,81	2,22	2,18	2,13	2,03
Eléctrica de Guayaquil	615.223	629.673	644.162	658.680	673.225	687.856	702.605	717.496	732.511	747.672	762.639
Crec. %	2,44	2,35	2,30	2,25	2,21	2,17	2,14	2,12	2,09	2,07	2,00
E.E. Galápagos	9.121	9.500	9.890	10.290	10.701	11.128	11.572	12.031	12.499	12.987	13.487
Crec. %	4,30	4,16	4,10	4,05	4,00	3,99	3,99	3,97	3,89	3,91	3,84

**Tabla No.5.4.7 CLIENTES TOTALES**

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	62	64	66	68	70	73	75	78	80	83	86
CNEL-El Oro	647	676	706	736	766	798	831	865	901	939	980
CNEL-Esmeraldas	361	380	400	420	440	460	480	502	524	547	573
CNEL-Guayas Los Ríos	1.256	1.325	1.397	1.469	1.544	1.620	1.700	1.783	1.870	1.961	2.061
CNEL-Los Ríos	254	265	277	290	302	316	330	345	360	376	393
CNEL-Manabí	1.062	1.114	1.167	1.221	1.275	1.331	1.388	1.447	1.508	1.572	1.641
CNEL-Milagro	493	517	542	567	592	619	646	675	705	737	772
CNEL-Sta. Elena	395	417	439	461	485	509	534	560	588	617	649
CNEL-Sto. Domingo	417	438	460	483	506	530	556	584	612	640	672
CNEL-Sucumbios	179	192	205	219	233	248	262	276	292	308	325
Total CNEL	5.127	5.389	5.660	5.934	6.214	6.502	6.802	7.114	7.440	7.780	8.150
Crec. %	6,64	5,11	5,03	4,85	4,72	4,64	4,61	4,59	4,58	4,57	4,76
E.E. Ambato	492	514	538	561	584	608	633	660	687	715	747
Crec. %	6,07	4,61	4,53	4,34	4,16	4,09	4,11	4,14	4,15	4,15	4,35
E.E. Azogues	97	102	106	110	115	119	124	129	134	139	145
Crec. %	5,62	4,30	4,21	4,05	3,94	3,90	3,93	3,98	4,02	4,03	4,29
E.E. Centro Sur	830	867	906	945	984	1.025	1.068	1.112	1.159	1.209	1.262
Crec. %	6,06	4,52	4,45	4,28	4,17	4,15	4,18	4,19	4,23	4,24	4,45
E.E. Cotopaxi	442	464	487	510	534	557	583	609	636	665	697
Crec. %	6,53	5,06	4,91	4,71	4,56	4,49	4,50	4,53	4,52	4,49	4,74
E.E. Norte	500	521	544	566	588	612	636	662	688	716	746
Crec. %	6,18	4,34	4,25	4,09	3,99	3,97	4,00	4,02	4,01	4,00	4,21
E.E. Quito	3.769	3.947	4.131	4.315	4.503	4.695	4.896	5.106	5.325	5.555	5.806
Crec. %	5,97	4,73	4,65	4,47	4,34	4,28	4,28	4,28	4,29	4,31	4,53
E.E. Riobamba	263	274	285	296	307	318	330	343	355	369	384
Crec. %	4,61	4,04	4,00	3,86	3,76	3,72	3,75	3,77	3,78	3,80	4,01
E.E. Sur	256	267	277	288	299	311	323	335	347	359	372
Crec. %	6,23	4,06	4,02	3,85	3,85	3,95	3,95	3,68	3,50	3,48	3,64
Eléctrica de Guayaquil	4.403	4.615	4.832	5.050	5.271	5.499	5.737	5.986	6.246	6.518	6.818
Crec. %	6,46	4,82	4,70	4,51	4,38	4,32	4,33	4,34	4,34	4,35	4,60
E.E. Galápagos	35	37	39	41	43	45	47	49	52	54	57
Crec. %	6,91	5,36	5,29	5,10	4,97	4,91	4,92	4,91	4,88	4,87	5,07

Tabla No.5.4.8 ENERGÍA VENDIDA SIN RECUPERACIÓN POR PÉRDIDAS (GWh)

## 5.4.4 Pérdidas de energía

La siguiente gráfica resume el nivel de pérdidas registrado por las distintas empresas distribuidoras en el año 2012.

Concepto	Pérdida referida a:	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-Sucumbios
Pérdida AT	E ingresada en AT	3,21	2,29	2,76	4,05	1,38	1,58	2,50	4,19	2,16	1,88
Pérdida MT	E ingresada en MT	2,56	1,29	4,01	2,21	3,44	2,93	1,04	0,86	1,16	4,16
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	2,35	1,60	1,50	2,20	2,18	2,64	1,78	2,25	2,47	2,41
Pérdida Técnica BT	E ingresada en BT	4,67	4,27	4,21	3,55	3,58	5,48	2,27	2,95	3,28	3,49
Pérdida No Técnica BT	E vendida en BT sin AP	-2,49	7,52	10,59	8,04	16,19	13,19	12,87	6,97	1,23	9,62
Total Empresa	E ingresada en AT	10,28	16,96	23,06	20,05	26,77	25,83	20,46	17,22	10,30	21,56

Concepto	Pérdida referida a:	E.E. Ambato	E.E. Azogues	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur	Eléctrica de Guayaquil	E.E. Galápagos
Pérdida AT	E ingresada en AT	0,51	0,82	1,05	0,61	1,37	1,19	2,01	1,47	0,87	0,01
Pérdida MT	E ingresada en MT	1,32	0,36	0,91	0,55	0,80	1,24	1,83	1,58	1,24	0,85
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	1,97	1,10	1,86	0,60	1,20	2,66	1,84	2,84	2,72	1,27
Pérdida Técnica BT	E ingresada en BT	3,50	1,07	2,00	1,18	1,96	0,90	3,03	3,13	4,06	2,96
Pérdida No Técnica BT	E vendida en BT sin AP	0,17	0,95	0,99	3,00	4,73	0,41	3,38	1,23	4,79	2,40
Total Empresa	E ingresada en AT	7,48	4,30	6,81	5,94	10,06	6,40	12,09	10,25	13,67	7,49

Tabla No.5.4.9 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA – AÑO 2012

Los porcentuales de pérdidas resultan útiles para identificar la o las etapas de la red donde cada empresa está registrando mayores inconvenientes para tender hacia el objetivo nacional. En general resulta conveniente visualizar el nivel de pérdidas de cada etapa de la red referido a la energía ingresada en dicho nivel ya que referir todos los valores a la energía ingresada en el sistema de distribución puede dar lugar a una comparación menos homogénea entre distribuidoras debido a la diferente distribución de las cargas en los distintos niveles de tensión.

En el caso de las pérdidas no técnicas negativas corresponden a la energía facturada de períodos anteriores.

Para poder cumplir con el plan nacional, cada distribuidora tiene definido un objetivo anual, el cual se expone a continuación, separado en lo que refiere a nivel de pérdidas técnicas y nivel de pérdidas no técnicas.

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	10,00	9,87	9,45	9,03	8,61	8,19	7,77	7,34	6,92	6,50
CNEL-El Oro	8,89	8,62	8,36	8,09	7,83	7,56	7,30	7,03	6,77	6,50
CNEL-Esmeraldas	11,39	10,85	10,30	9,76	9,22	8,67	8,13	7,59	7,04	6,50
CNEL-Guayas Los Ríos	11,01	10,51	10,01	9,51	9,01	8,51	8,00	7,50	7,00	6,50
CNEL-Los Ríos	11,27	10,74	10,21	9,68	9,15	8,62	8,09	7,56	7,03	6,50
CNEL-Manabí	11,41	10,87	10,32	9,78	9,23	8,68	8,14	7,59	7,05	6,50
CNEL-Milagro	7,82	7,68	7,53	7,38	7,24	7,09	6,94	6,79	6,65	6,50
CNEL-Sta. Elena	9,34	9,03	8,71	8,39	8,08	7,76	7,45	7,13	6,82	6,50
CNEL-Sto. Domingo	8,73	8,48	8,23	7,98	7,74	7,49	7,24	6,99	6,75	6,50
CNEL-Sucumbíos	12,15	11,53	10,90	10,27	9,64	9,01	8,38	7,76	7,13	6,50
E.E. Ambato	6,58	6,57	6,57	6,56	6,55	6,54	6,53	6,52	6,51	6,50
E.E. Azogues	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
E.E. Centro Sur	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70	5,70
E.E. Cotopaxi	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74	3,74
E.E. Norte	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08
E.E. Quito	6,20	6,66	6,64	6,62	6,60	6,58	6,56	6,54	6,52	6,50
E.E. Riobamba	8,16	7,97	7,79	7,60	7,42	7,24	7,05	6,87	6,68	6,50
E.E. Sur	8,31	8,10	7,90	7,70	7,50	7,30	7,10	6,90	6,70	6,50
Eléctrica de Guayaquil	8,43	8,22	8,00	7,79	7,57	7,36	7,14	6,93	6,71	6,50
E.E. Galápagos	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21	5,21

**Tabla No.5.4.10 EVOLUCIÓN NIVEL DE PÉRDIDAS TÉCNICAS**

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	0,50	1,36	1,32	1,27	1,23	1,18	1,14	1,09	1,05	1,00
CNEL-El Oro	6,11	2,87	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Esmeraldas	8,61	7,01	5,01	3,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Guayas Los Ríos	5,99	3,76	1,76	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Los Ríos	7,73	12,87	10,87	8,87	6,87	4,87	2,87	1,00	1,00	1,00
CNEL-Manabí	10,09	10,77	8,77	6,77	4,77	2,77	1,50	1,50	1,50	1,50
CNEL-Milagro	9,18	8,83	6,83	4,83	2,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Sta. Elena	4,16	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Sto. Domingo	0,77	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
CNEL-Sucumbíos	4,85	2,89	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Ambato	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Azogues	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Centro Sur	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Cotopaxi	1,78	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Norte	3,72	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Quito	0,40	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
E.E. Riobamba	1,84	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Sur	1,29	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Eléctrica de Guayaquil	4,27	2,88	1,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
E.E. Galápagos	2,39	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

**Tabla No.5.4.11 EVOLUCIÓN NIVEL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS**

Con el fin de poder dar tratamiento a la pérdida técnica, y considerando la disponibilidad de información provista por las distribuidoras en lo que respecta a pérdidas por nivel de tensión, se procuró distribuir la mejora anual requerida, en los distintos niveles de tensión.



Las siguientes tablas presentan el estado de situación de las pérdidas al año **2022**, en el cual a nivel nacional se estaría manteniendo un sistema de distribución con **7,5%** de pérdidas de energía, valor ya alcanzado en 2021.

Concepto	Pérdida referida a:	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
Pérdida AT	E ingresada en AT	1,40	1,05	1,02	1,88	0,97	1,00	1,92	1,85	1,12	1,00
Pérdida MT	E ingresada en MT	2,00	2,00	2,94	2,00	2,47	2,00	1,82	1,94	1,87	2,51
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	1,50	2,00	2,00	2,16	2,00	2,12	2,48	2,32	3,03	2,00
Pérdida Técnica BT	E ingresada en BT	1,76	3,90	2,99	3,54	2,16	4,01	3,50	2,33	2,77	2,04
Pérdida No Técnica BT	E vendida en BT sin AP	1,32	1,99	1,92	2,14	1,50	3,04	2,21	1,81	1,83	1,49
<b>Total Empresa</b>	<b>E ingresada en AT</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>8,00</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>
<b>Total Empresa 2012</b>		<b>10,28</b>	<b>16,96</b>	<b>23,06</b>	<b>20,05</b>	<b>26,77</b>	<b>25,83</b>	<b>20,46</b>	<b>17,22</b>	<b>10,30</b>	<b>21,56</b>
<b>Mejora (% respecto de 2012)</b>		<b>27,06</b>	<b>55,78</b>	<b>67,48</b>	<b>62,58</b>	<b>71,98</b>	<b>69,02</b>	<b>63,34</b>	<b>56,45</b>	<b>27,16</b>	<b>65,21</b>

Concepto	Pérdida referida a:	E.E. Ambato	E.E. Azogues	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur	Eléctrica de Guayaquil	E.E. Galápagos
Pérdida AT	E ingresada en AT	0,25	0,72	0,60	0,55	0,79	0,72	0,82	0,55	0,64	0,00
Pérdida MT	E ingresada en MT	1,43	0,90	1,43	1,42	1,51	1,91	2,47	2,00	1,80	0,88
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	2,54	2,55	2,98	1,90	1,90	5,07	2,11	2,16	3,97	1,43
Pérdida Técnica BT	E ingresada en BT	4,89	5,16	3,99	5,11	3,57	1,94	3,76	2,02	6,26	3,35
Pérdida No Técnica BT	E vendida en BT sin AP	1,83	3,39	2,25	3,72	2,11	1,93	2,00	1,20	2,66	1,21
<b>Total Empresa</b>	<b>E ingresada en AT</b>	<b>7,50</b>	<b>4,96</b>	<b>6,70</b>	<b>4,74</b>	<b>6,08</b>	<b>7,45</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>7,50</b>	<b>6,21</b>
<b>Total Empresa 2012</b>		<b>7,48</b>	<b>4,30</b>	<b>6,81</b>	<b>5,94</b>	<b>10,06</b>	<b>6,40</b>	<b>12,09</b>	<b>10,25</b>	<b>13,67</b>	<b>7,49</b>
<b>Mejora (% respecto de 2012)</b>		<b>-0,33</b>	<b>-15,23</b>	<b>1,67</b>	<b>20,22</b>	<b>39,55</b>	<b>-16,46</b>	<b>37,98</b>	<b>26,85</b>	<b>45,14</b>	<b>17,11</b>

**Tabla No.5.4.12 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA – AÑO 2022**

La proyección de las pérdidas considerando todo el periodo hasta el año 2022 con apertura por distribuidora puede consultarse en **Anexo D “Balance de Energía y Potencia”**.

La siguiente tabla presenta la venta acumulada a cada año producto del recupero de pérdidas no técnicas.

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
CNEL-El Oro	30	46	63	65	68	70	73	76	79	82
CNEL-Esmeraldas	20	31	42	55	68	71	74	77	80	83
CNEL-Guayas Los Ríos	61	97	135	156	164	172	180	189	199	209
CNEL-Los Ríos	15	23	32	41	51	62	73	85	88	92
CNEL-Manabí	64	97	132	170	210	252	284	295	306	319
CNEL-Milagro	25	38	53	69	85	102	106	111	115	120
CNEL-Sta. Elena	18	29	30	32	33	35	37	39	41	43
CNEL-Sto. Domingo	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
CNEL-Sucumbíos	9	15	21	22	24	25	27	29	30	32
<b>Total CNEL</b>	<b>246</b>	<b>380</b>	<b>513</b>	<b>614</b>	<b>708</b>	<b>795</b>	<b>860</b>	<b>905</b>	<b>944</b>	<b>986</b>
E.E. Ambato	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Centro Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Cotopaxi	9	11	11	12	12	13	13	14	14	14
E.E. Norte	10	19	20	20	21	22	22	23	24	25
E.E. Quito	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1
E.E. Riobamba	6	7	7	7	7	8	8	8	8	9
E.E. Sur	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4
Eléctrica de Guayaquil	96	149	206	261	270	279	288	298	308	318
E.E. Galápagos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Total Empresas sin CNEL</b>	<b>127</b>	<b>192</b>	<b>251</b>	<b>307</b>	<b>317</b>	<b>328</b>	<b>338</b>	<b>349</b>	<b>361</b>	<b>373</b>
<b>Total Empresas</b>	<b>373</b>	<b>572</b>	<b>764</b>	<b>921</b>	<b>1.025</b>	<b>1.122</b>	<b>1.198</b>	<b>1.255</b>	<b>1.305</b>	<b>1.358</b>

**Tabla No.5.4.13 VENTAS POR RECUPERO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (GWh)**

La venta obtenida por recupero de PNT se suma a la proyección de ventas basada en el uso de modelos econométricos y en la aplicación de métodos analíticos.

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	66	68	70	73	75	78	81	83	86	89
CNEL-El Oro	706	752	799	832	866	901	938	977	1.017	1.061
CNEL-Esmeraldas	400	431	462	495	527	551	575	601	627	656
CNEL-Guayas Los Ríos	1.387	1.494	1.605	1.699	1.784	1.871	1.963	2.060	2.160	2.269
CNEL-Los Ríos	280	301	322	344	367	392	418	445	464	485
CNEL-Manabí	1.178	1.264	1.353	1.445	1.541	1.640	1.731	1.803	1.878	1.960
CNEL-Milagro	542	580	620	661	704	749	782	816	852	892
CNEL-Sta. Elena	435	467	492	516	542	569	597	627	658	692
CNEL-Sto. Domingo	440	462	485	508	533	559	586	614	643	675
CNEL-Sucumbíos	201	220	240	256	272	287	303	320	338	357
Total CNEL	5.634	6.040	6.447	6.828	7.210	7.596	7.974	8.346	8.724	9.136
Crec. %	7,33	7,19	6,75	5,91	5,59	5,36	4,97	4,66	4,54	4,72
E.E. Ambato	516	539	562	586	610	635	661	688	717	748
Crec. %	4,61	4,53	4,34	4,16	4,09	4,11	4,14	4,15	4,15	4,35
E.E. Azogues	102	106	110	115	119	124	129	134	139	145
Crec. %	4,28	4,19	4,03	3,92	3,89	3,91	3,97	4,01	4,02	4,27
E.E. Centro Sur	867	906	945	984	1.025	1.068	1.112	1.159	1.209	1.262
Crec. %	4,52	4,44	4,27	4,17	4,14	4,17	4,19	4,22	4,24	4,44
E.E. Cotopaxi	473	498	522	545	570	595	622	650	679	711
Crec. %	6,04	5,23	4,69	4,54	4,46	4,48	4,51	4,50	4,47	4,71
E.E. Norte	532	563	585	609	633	658	684	711	740	771
Crec. %	5,34	5,79	4,06	3,97	3,95	3,98	4,00	3,99	3,98	4,19
E.E. Quito	3.949	4.133	4.317	4.504	4.697	4.898	5.108	5.327	5.556	5.808
Crec. %	4,57	4,64	4,47	4,34	4,28	4,28	4,28	4,29	4,30	4,53
E.E. Riobamba	279	291	303	314	326	338	350	364	377	393
Crec. %	5,08	4,36	3,85	3,75	3,71	3,74	3,76	3,77	3,78	4,00
E.E. Sur	269	280	291	302	314	326	338	350	362	376
Crec. %	4,07	4,03	3,85	3,86	3,96	3,96	3,69	3,50	3,49	3,65
Eléctrica de Guayaquil	4.711	4.981	5.256	5.532	5.769	6.016	6.274	6.544	6.826	7.136
Crec. %	5,86	5,73	5,53	5,25	4,28	4,29	4,29	4,30	4,30	4,55
E.E. Galápagos	37	39	41	43	45	48	50	52	55	58
Crec. %	5,83	5,29	5,11	4,97	4,91	4,92	4,91	4,88	4,87	5,07
Total Empresas sin CNEL	11.736	12.336	12.932	13.534	14.106	14.705	15.329	15.980	16.659	17.406
Total Empresas	17370	18375	19379	20362	21316	22301	23303	24325	25384	26542

Tabla No.5.4.14 VENTAS TOTALES (GWh)

Gráficamente, y considerando todo el periodo bajo análisis se tiene el siguiente comportamiento de la serie de ventas de energía:

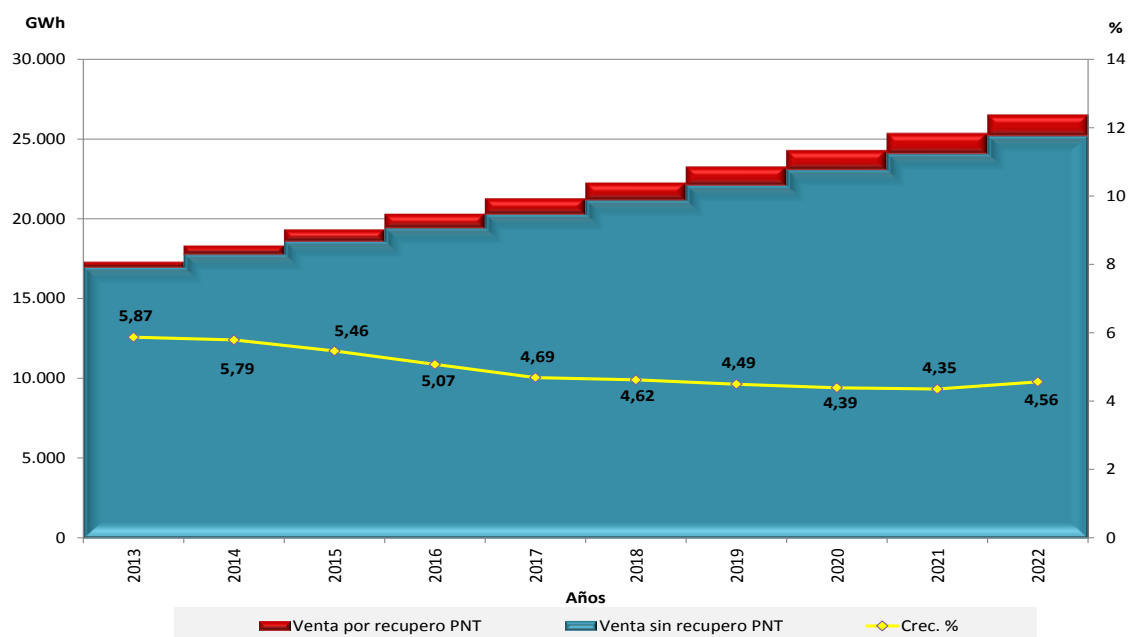


Fig. No. 5.4.8: VENTA DE ENERGÍA POR RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

## 5.4.5 Balance de Energía

### 5.4.5.1 Balance de energía por distribuidora

El balance de energía por distribuidora se construyó considerando la siguiente información:

- Ventas de energía desagregadas por nivel de tensión (incluye ventas por recupero de PNT).
- Nivel de pérdidas por nivel de tensión.

El balance de energía para cada empresa distribuidora es construido desde el nivel de BT hacia el nivel de AT. En cada nivel, a la carga que se trae del nivel inferior, se le agregan las ventas de dicho nivel y luego la nueva carga es multiplicada por el correspondiente factor de expansión de pérdidas.

En **Anexo D Balance de Energía** puede consultarse el balance de energía obtenido por distribuidora, el cual, se encuentra construido para:

- La empresa total
- El bloque horario de punta
- El bloque horario de resto
- El bloque horario de valle

El balance de cada empresa, sin discriminar por bloque horario, se presenta el **Anexo D Balance de Energía**, donde se tiene que la energía obtenida en el nivel superior de distribución se identifica como Energía Disponible, es decir, es aquella energía requerida por el sistema de distribución para atender la demanda conectada en BT, MT y AT y las correspondientes pérdidas.

Desde el punto de vista del abastecimiento, el origen de esta energía disponible o requerida por cada sistema de distribución está determinado por:

- Compras al MEM
- Compras a autogeneradores
- Generación de energía no incorporada al MEM
- Transacciones de energía entre distribuidoras

### 5.4.5.2 Balance de energía del SNI

A partir de los balances de energía calculados para cada una de las 20 distribuidoras que prestan servicio en Ecuador, se procedió a la construcción del balance correspondiente al Sistema Nacional Interconectado, SNI.

La incorporación de las pérdidas por etapa, hasta llegar a bornes de generación, se realizó en forma secuencial, siguiendo el mismo procedimiento explicado para los sistemas de distribución.

La tabla siguiente presenta los resultados para el periodo 2012 – 2022.

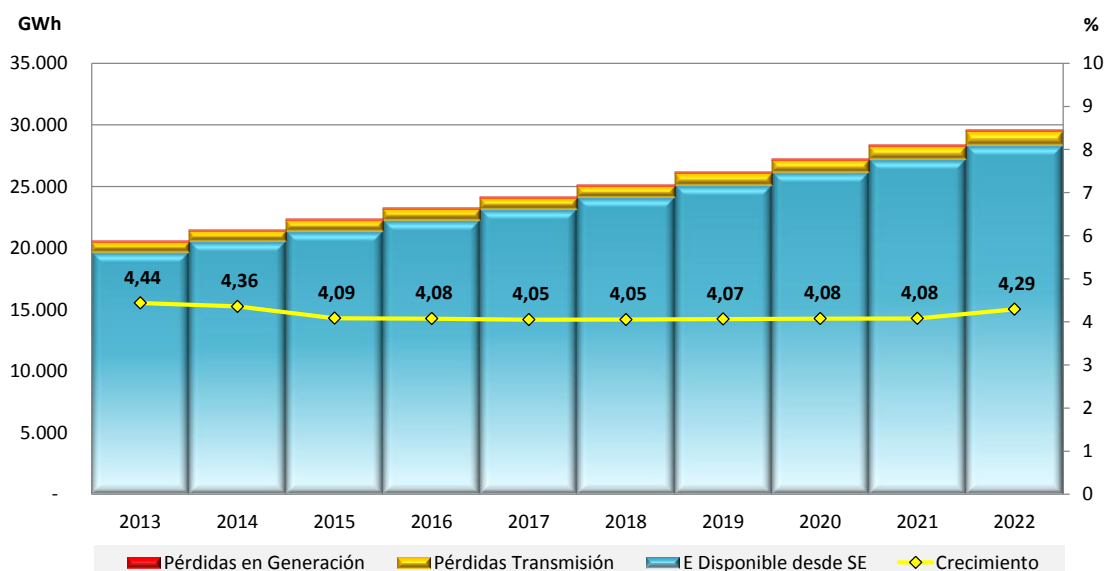
Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
E Disponible desde SE	GWh	19.692	20.550	21.413	22.290	23.199	24.144	25.132	26.162	27.236	28.411
% Pe SE	%	0,59	0,59	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,57	0,57	0,57
Pérdidas SE	GWh	116	121	126	130	135	140	145	151	156	163
Energía en SE	GWh	19.808	20.671	21.538	22.421	23.334	24.285	25.277	26.313	27.392	28.574
Venta TR	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Exportada	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% Pe Transmisión	%	3,85	3,85	3,75	3,73	3,71	3,69	3,67	3,65	3,63	3,61
Pérdidas Transmisión	GWh	793	828	839	869	899	930	963	997	1.032	1.070
Energía en Transmisión	GWh	20.601	21.499	22.377	23.289	24.233	25.215	26.240	27.310	28.424	29.644
% Pe SE de elevación	%	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Pérdidas en Generación	GWh	66	69	72	75	78	81	84	88	91	95
Energía Generada	GWh	20.667	21.568	22.449	23.364	24.311	25.296	26.324	27.397	28.515	29.739
Crecimiento	%	4,44	4,36	4,09	4,08	4,05	4,05	4,07	4,08	4,08	4,29

**Tabla No.5.4.15 BALANCE DE ENERGÍA – SNI**

Cabe destacar que el **escenario base**, no prevé la incorporación de cargas en el nivel de transmisión, ni se han considerado exportaciones de energía.

La línea “Energía en SE” indica la energía requerida a nivel de barras de subestación.

La línea “Energía Generada” indica la energía en bornes de generación.



**Fig. No. 5.4.9: COMPOSICIÓN ENERGÍA REQUERIDA EN GENERACIÓN**

Aunque desde el punto de vista de la venta, la tasa de crecimiento esperada para el año 2012 estará en el orden del **6,1%**, desde el punto de vista de la energía requerida en bornes de generación, puede visualizarse que la tasa esperada está en el orden del **4,4%**. El comportamiento diferencial obedece principalmente a:

- Fuerte reducción del nivel de pérdidas, que se requiere para recuperar el incumplimiento del objetivo en 2012 más la reducción exigida propia del año 2013.
- Retracción esperada en el consumo relacionado con los usuarios regularizados por combate de pérdidas no técnicas.
- Transformación de pérdidas no técnicas en venta regular (esto hace que la venta aumente, pero la energía requerida por el sistema solo cambie por aquella porción que se retrae el consumo ante la señal de precio dada por la tarifa).

El desglose mensual de la energía requerida en bornes de generación, considerando hasta el año 2022, es el siguiente:

Mes	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	GWh	1.720	1.795	1.869	1.945	2.024	2.106	2.191	2.281	2.374	2.476
Febrero	GWh	1.597	1.666	1.734	1.805	1.878	1.954	2.034	2.116	2.203	2.297
Marzo	GWh	1.798	1.877	1.953	2.033	2.115	2.201	2.291	2.384	2.481	2.588
Abril	GWh	1.734	1.810	1.884	1.961	2.040	2.123	2.209	2.299	2.393	2.496
Mayo	GWh	1.793	1.871	1.948	2.027	2.109	2.194	2.284	2.377	2.474	2.580
Junio	GWh	1.705	1.780	1.852	1.928	2.006	2.087	2.172	2.260	2.353	2.454
Julio	GWh	1.718	1.792	1.866	1.942	2.020	2.102	2.188	2.277	2.370	2.472
Agosto	GWh	1.705	1.779	1.852	1.927	2.005	2.086	2.171	2.260	2.352	2.453
Septiembre	GWh	1.679	1.752	1.824	1.898	1.975	2.055	2.139	2.226	2.317	2.416
Octubre	GWh	1.715	1.790	1.863	1.939	2.018	2.099	2.185	2.274	2.366	2.468
Noviembre	GWh	1.686	1.759	1.831	1.906	1.983	2.063	2.147	2.235	2.326	2.426
Diciembre	GWh	1.817	1.896	1.974	2.054	2.137	2.224	2.314	2.409	2.507	2.615
<b>Total</b>	<b>GWh</b>	<b>20.667</b>	<b>21.568</b>	<b>22.449</b>	<b>23.364</b>	<b>24.311</b>	<b>25.296</b>	<b>26.324</b>	<b>27.397</b>	<b>28.515</b>	<b>29.739</b>

**Tabla No.5.4.16 APERTURA MENSUAL DE LA ENERGÍA REQUERIDA EN GENERACIÓN**

## 5.4.6 Balance de Potencia

### 5.4.6.1 Balance de potencia por distribuidora

El balance de potencia, de cada distribuidora, en cada nivel de tensión se construyó a partir de las potencias máximas determinadas para cada sector de consumo calculadas en función de la energía vendida proyectada y los sus correspondientes factores de carga determinados a partir del módulo de caracterización de cargas. Luego, a los fines de calcular las potencias coincidentes de cada categoría de usuarios (los usuarios y sus energías quedaron clasificados según su sector de consumo y nivel de tensión de conexión) con la punta de cada nivel de tensión se efectuó el producto de las sumatorias de potencias máximas de cada categoría por sus correspondientes factores de responsabilidad en cada nivel de tensión.

El balance de potencia en el nivel superior de tensión (AT) permite visualizar la potencia disponible de cada sistema de distribución.

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	16	16	17	17	17	18	18	19	19	20	20
CNEL-El Oro	131	136	140	145	150	155	161	167	173	179	186
CNEL-Esmeraldas	86	89	92	95	98	101	105	109	113	116	121
CNEL-Guayas Los Ríos	260	271	282	293	305	317	330	344	358	373	389
CNEL-Los Ríos	69	71	73	75	77	80	82	85	87	90	94
CNEL-Manabí	246	254	262	269	277	285	293	301	311	321	332
CNEL-Milagro	142	147	153	159	164	170	176	184	191	199	207
CNEL-Sta. Elena	93	97	101	105	110	115	120	125	131	136	142
CNEL-Sto. Domingo	80	84	88	92	96	100	104	109	114	119	124
CNEL-Sucumbios	41	44	46	49	51	54	57	59	62	65	68
<b>Total CNEL</b>	<b>1.165</b>	<b>1.208</b>	<b>1.253</b>	<b>1.299</b>	<b>1.346</b>	<b>1.395</b>	<b>1.447</b>	<b>1.501</b>	<b>1.559</b>	<b>1.618</b>	<b>1.683</b>
<b>Crec. %</b>	<b>5,26</b>	<b>3,73</b>	<b>3,72</b>	<b>3,65</b>	<b>3,67</b>	<b>3,65</b>	<b>3,68</b>	<b>3,76</b>	<b>3,82</b>	<b>3,83</b>	<b>4,01</b>
E.E. Ambato	100	104	108	113	117	122	126	131	137	142	148
<b>Crec. %</b>	<b>5,82</b>	<b>4,35</b>	<b>4,29</b>	<b>4,12</b>	<b>3,93</b>	<b>3,87</b>	<b>3,89</b>	<b>3,93</b>	<b>3,94</b>	<b>3,94</b>	<b>4,12</b>
E.E. Azogues	18	19	20	20	21	22	23	23	24	25	26
<b>Crec. %</b>	<b>5,13</b>	<b>3,78</b>	<b>3,73</b>	<b>3,61</b>	<b>3,50</b>	<b>3,48</b>	<b>3,51</b>	<b>3,58</b>	<b>3,63</b>	<b>3,64</b>	<b>3,87</b>
E.E. Centro Sur	162	169	176	183	190	198	206	214	222	231	241
<b>Crec. %</b>	<b>5,80</b>	<b>4,25</b>	<b>4,18</b>	<b>4,06</b>	<b>3,95</b>	<b>3,94</b>	<b>3,98</b>	<b>4,00</b>	<b>4,03</b>	<b>4,05</b>	<b>4,24</b>
E.E. Cotopaxi	74	77	81	84	88	92	95	100	104	108	113
<b>Crec. %</b>	<b>6,36</b>	<b>4,54</b>	<b>4,53</b>	<b>4,42</b>	<b>4,27</b>	<b>4,20</b>	<b>4,22</b>	<b>4,26</b>	<b>4,25</b>	<b>4,19</b>	<b>4,41</b>
E.E. Norte	98	102	106	110	114	118	122	127	131	136	142
<b>Crec. %</b>	<b>5,74</b>	<b>3,76</b>	<b>3,62</b>	<b>3,74</b>	<b>3,66</b>	<b>3,67</b>	<b>3,71</b>	<b>3,73</b>	<b>3,72</b>	<b>3,70</b>	<b>3,88</b>
E.E. Quito	710	742	774	807	840	874	910	947	985	1.026	1.070
<b>Crec. %</b>	<b>6,99</b>	<b>4,47</b>	<b>4,40</b>	<b>4,24</b>	<b>4,12</b>	<b>4,06</b>	<b>4,06</b>	<b>4,06</b>	<b>4,07</b>	<b>4,09</b>	<b>4,29</b>
E.E. Riobamba	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	78
<b>Crec. %</b>	<b>3,67</b>	<b>3,16</b>	<b>3,26</b>	<b>3,22</b>	<b>3,11</b>	<b>3,08</b>	<b>3,12</b>	<b>3,14</b>	<b>3,15</b>	<b>3,18</b>	<b>3,38</b>
E.E. Sur	54	56	58	60	62	64	67	69	71	73	75
<b>Crec. %</b>	<b>5,39</b>	<b>3,47</b>	<b>3,45</b>	<b>3,31</b>	<b>3,31</b>	<b>3,45</b>	<b>3,45</b>	<b>3,13</b>	<b>2,93</b>	<b>2,92</b>	<b>3,05</b>
Eléctrica de Guayaquil	860	895	931	967	1.003	1.042	1.082	1.124	1.168	1.214	1.264
<b>Crec. %</b>	<b>5,75</b>	<b>4,09</b>	<b>4,00</b>	<b>3,85</b>	<b>3,75</b>	<b>3,87</b>	<b>3,88</b>	<b>3,89</b>	<b>3,90</b>	<b>3,91</b>	<b>4,16</b>
E.E. Galápagos	8	8	8	9	9	10	10	11	11	12	12
<b>Crec. %</b>	<b>6,60</b>	<b>5,21</b>	<b>5,22</b>	<b>5,05</b>	<b>4,92</b>	<b>4,86</b>	<b>4,87</b>	<b>4,87</b>	<b>4,83</b>	<b>4,82</b>	<b>5,01</b>

**Tabla No.5.4.17 POTENCIA MÁXIMA DISPONIBLE (MW)**

Utilizando la misma plataforma de cálculo, para cada distribuidora fue reproducida la potencia coincidente con la máxima demanda del SNI, para los años 2010, 2011 y 2012. Esta potencia, además de ser coincidente, solo considera las compras al MEM. Para el periodo 2013-2022, la potencia coincidente con la máxima demanda del SNI fue calculada manteniendo los factores de coincidencia cuyo ajuste en el 2012 permitió calcular la contribución de cada distribuidora a la demanda máxima del SNI de dicho año.

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	15	15	16	16	16	17	17	17	18	18	19
CNEL-El Oro	127	131	136	140	145	150	156	161	167	173	180
CNEL-Esmeraldas	74	77	80	82	85	88	91	94	97	101	104
CNEL-Guayas Los Ríos	244	254	264	275	286	298	310	323	336	350	365
CNEL-Los Ríos	62	64	66	68	70	72	74	77	79	82	85
CNEL-Manabí	234	242	249	256	263	271	279	287	296	306	316
CNEL-Milagro	102	106	110	114	119	123	127	132	138	144	150
CNEL-Sta. Elena	73	76	80	83	87	91	95	99	103	108	113
CNEL-Sto. Domingo	75	79	82	86	89	93	97	102	106	111	116
CNEL-Sucumbios	37	39	41	43	46	48	50	53	55	58	60
Total CNEL	1.044	1.083	1.123	1.164	1.206	1.250	1.296	1.345	1.396	1.449	1.507
Crec. %	5,2	3,7	3,7	3,6	3,7	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	4,0
E.E. Ambato	93	97	101	105	110	114	118	123	128	133	138
Crec. %	5,8	4,3	4,3	4,1	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,1
E.E. Azogues	15	15	16	17	17	18	18	19	20	20	21
Crec. %	5,1	3,8	3,7	3,6	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,6	3,9
E.E. Centro Sur	162	169	176	183	190	198	206	214	222	231	241
Crec. %	5,8	4,2	4,2	4,1	4,0	3,9	4,0	4,0	4,0	4,1	4,2
E.E. Cotopaxi	71	74	78	81	84	88	92	96	100	104	108
Crec. %	6,4	4,5	4,5	4,4	4,3	4,2	4,2	4,3	4,3	4,2	4,4
E.E. Norte	93	96	100	103	107	111	115	119	124	128	133
Crec. %	5,7	3,8	3,6	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,9
E.E. Quito	686	717	748	780	812	845	880	915	953	991	1.034
Crec. %	7,0	4,5	4,4	4,2	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,3
E.E. Riobamba	55	56	58	60	62	64	66	68	70	72	75
Crec. %	3,7	3,2	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,4
E.E. Sur	53	55	57	58	60	62	65	67	69	71	73
Crec. %	5,4	3,5	3,5	3,3	3,3	3,4	3,4	3,1	2,9	2,9	3,1
Eléctrica de Guayaquil	789	821	854	887	920	955	993	1.031	1.071	1.113	1.159
Crec. %	5,8	4,1	4,0	3,9	3,7	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,2
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crec. %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Empresas sin CNEL	2.015	2.100	2.187	2.274	2.363	2.455	2.551	2.651	2.756	2.864	2.983
Crec. %	6,1	4,2	4,1	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	4,2
Total SNI	3.060	3.183	3.310	3.438	3.569	3.705	3.847	3.996	4.151	4.313	4.490
Crec. %	5,8	4,0	4,0	3,9	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	4,1

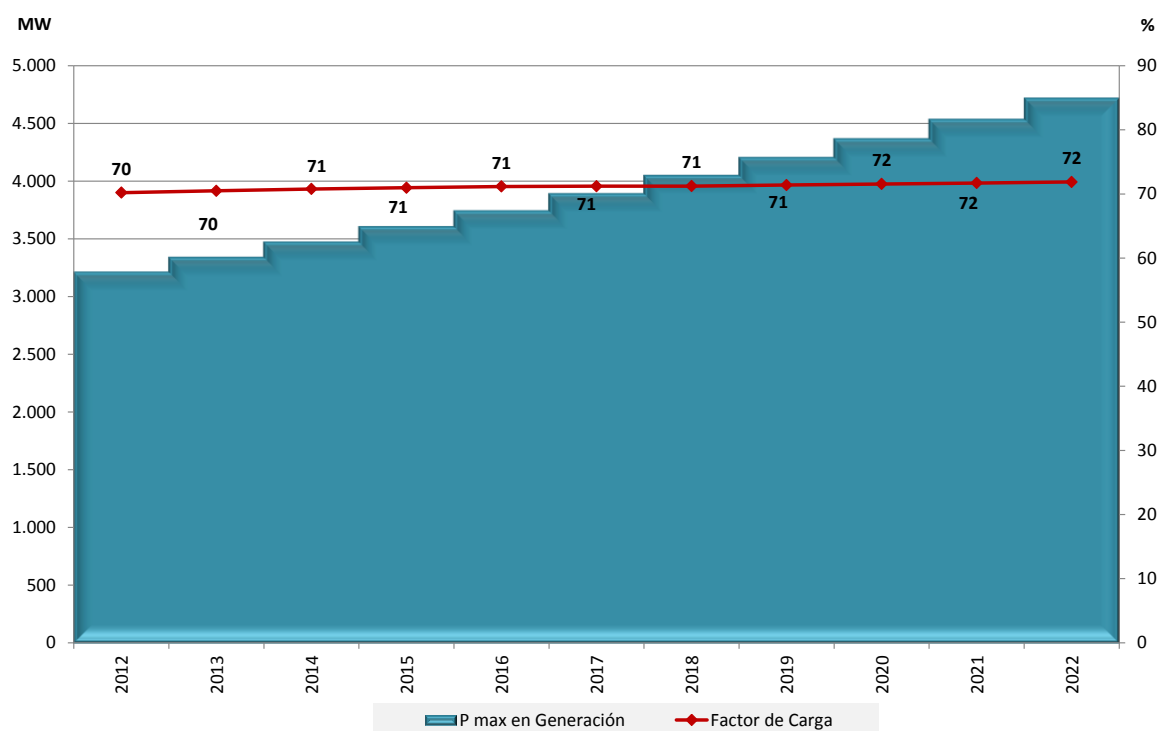
**Tabla No.5.4.18 POTENCIA COINCIDENTE CON LA MÁXIMA DEMANDA DEL SNI (MW)**

#### 5.4.6.2 Balance de potencia del SNI

Con el fin de consolidar los bloques de potencia de las distribuidoras y calcular la potencia máxima en el SNI, se procedió de la siguiente forma:

1. Se sumaron las potencias de las distribuidoras coincidentes con la máxima demanda del SNI. Estas demandas solo consideran las compras al MEM.
2. Se agregaron las pérdidas correspondientes a las etapas de red:
  - a. Subestaciones que vinculan el sistema de transmisión con los sistemas de distribución
  - b. Transmisión
  - c. Subestaciones de elevación (generación – transmisión)

La siguiente gráfica presenta la potencia máxima proyectada en bornes de generación junto a la evolución del factor de carga del SNI.



**FIG. NO. 5.4.10: POTENCIA MÁXIMA DEL SNI**

La distribución mensual de la potencia máxima en bornes de generación prevista hasta el año 2022 es la siguiente:

Mes	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	MW	3.192	3.318	3.444	3.575	3.717	3.866	4.014	4.169	4.329	4.505
Febrero	MW	3.215	3.342	3.469	3.600	3.744	3.894	4.043	4.199	4.361	4.537
Marzo	MW	3.141	3.264	3.389	3.517	3.657	3.804	3.950	4.102	4.259	4.432
Abril	MW	3.237	3.364	3.493	3.625	3.769	3.921	4.071	4.228	4.390	4.568
Mayo	MW	3.268	3.396	3.526	3.659	3.805	3.958	4.110	4.268	4.432	4.611
Junio	MW	3.156	3.280	3.405	3.534	3.675	3.823	3.969	4.122	4.280	4.454
Julio	MW	3.117	3.239	3.363	3.490	3.629	3.775	3.919	4.070	4.227	4.398
Agosto	MW	3.104	3.227	3.350	3.476	3.615	3.760	3.904	4.054	4.210	4.381
Septiembre	MW	3.177	3.302	3.428	3.557	3.699	3.848	3.995	4.149	4.308	4.483
Octubre	MW	3.170	3.295	3.421	3.550	3.691	3.840	3.987	4.140	4.300	4.474
Noviembre	MW	3.290	3.419	3.550	3.684	3.831	3.985	4.137	4.296	4.462	4.642
Diciembre	MW	3.347	3.479	3.611	3.748	3.897	4.054	4.209	4.371	4.539	4.723
Pmáx	MW	3.347	3.479	3.611	3.748	3.897	4.054	4.209	4.371	4.539	4.723

**Tabla No.5.4.19 DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA POTENCIA MÁXIMA EN BORNES DE GENERACIÓN**



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 6: HIPÓTESIS PLANTEADAS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**



## Capítulo 6

# Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

### Objetivo General

Establecer las hipótesis que permitan la construcción de escenarios debidamente justificados para medir su impacto en la proyección de demanda en potencia y energía.

### Objetivos Específicos

- Identificar las cargas cuyo crecimiento o incorporación al SNI producirán crecimientos fuera del comportamiento tendencial de la demanda en potencia y energía.
- Determinar los índices de crecimiento de la demanda en potencia y energía atribuibles a la implementación de planes y programas relacionados con gestión de la demanda eléctrica.
- Comparar entre varias hipótesis que permita una correcta toma de decisiones.

## 6.1. Introducción

Los resultados presentados hasta el capítulo anterior, corresponden a un escenario base, el cual se encuentra sustentado en premisas macroeconómicas y demográficas probables (escenario medio). A partir de la correlación existente entre las variables macroeconómicas y demográficas, y las variables de interés (energía y clientes), junto con la aplicación de los métodos analíticos ya descritos, fue posible la determinación de la evolución esperada de las variables bajo análisis hasta el año 2022.

Los balances de energía y potencia, fueron el resultado de integrar las proyecciones de ventas junto con las premisas fijados en cuanto a niveles esperados tanto de pérdidas técnicas como no técnicas que las distintas empresas distribuidoras deben lograr con el paso del tiempo, alineadas con los objetivos planteados a nivel nacional.

En el presente capítulo, se introducen en el análisis, factores singulares que se prevé presentan a futuro una probabilidad de ocurrencia que justifican su inclusión en las proyecciones de demanda, a fin de tomar conocimiento del impacto que estarían produciendo en el sistema eléctrico en sus tres etapas (generación, transmisión y distribución).

De acuerdo a las políticas mencionadas en el capítulo 1, se ha considerado cinco hipótesis a ser consideradas dentro del estudio de proyección de demanda que son de análisis en el presente capítulo.

A continuación se enumeran las hipótesis planteadas y el contenido de las mismas:

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

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

Hipótesis 3: A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente.

Hipótesis 4: A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda de la Refinería del Pacífico, RDP, tanto la de la industria como la del asentamiento.

Hipótesis 5: A la hipótesis 2 se le incorporan las demandas de la RDP y la demanda del Programa Nacional de Cocción Eficiente.

## 6.2. Hipótesis 1: Escenario Base

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

La demanda correspondiente a este escenario se analizó en el capítulo 5 y toma en cuenta el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica.

## 6.3. Hipótesis 2: Escenario Base + Incorporación de Cargas Singulares + Programas de Eficiencia Energética.

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

### 6.3.1 Incorporación de Cargas Singulares Vinculadas con la Actividad Industrial

Dentro de las áreas de concesión, en el horizonte de análisis del presente estudio, se prevé la incorporación de nuevas cargas industriales de gran magnitud y el incremento de la carga en clientes que en el 2012 ya se encontraban en operación.

La siguiente tabla resume los aspectos relevantes que definen el perfil de estos clientes:

Cliente	Actividad	Nivel de tensión de conexión	Empresa distribuidora	Año de ingreso	Demanda				
					2012		En régimen		
					Potencia (MW)	Energía (MWh)	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Factor de Carga
Senagua	Bombeo De Agua	TR	CNEL-Guayas Los Ríos	Existente	11	20.107	11	20.107	21%
Bombas Severino	Bombeo De Agua	TR	CNEL-Manabí	Existente	10	14.374	10	14.380	16%
Novacero	Acero	TR	E.E. Cotopaxi	Existente	23	103.581	47	213.140	51%
Andec S.A.	Acero	TR	Eléctrica de Guayaquil	Existente	23	133.185	55	335.555	70%
Holcim	Cemento	TR	Eléctrica de Guayaquil	Existente	33	268.120	35	270.349	88%
Adelca (Acería)	Acero	TR	E.E. Quito	Existente	30	183.811	38	186.413	56%
Adelca (Laminación)	Acero	TR	E.E. Quito	Existente	7	30.509	10	49.056	56%
Adelca (Nueva Acería)	Acero	TR	CNEL-Milagro	2015			45	220.752	56%
Río Blanco	Minera	AT	E.E. Centro Sur	2014			11	82.782	90%
Quimsacocha	Minera	TR	E.E. Centro Sur	2015			20	157.680	90%
Fruta Del Norte	Minera	TR	E.E. Sur	2014			36	225.000	71%
Mirador	Minera	TR	E.E. Sur	2014			92	598.000	74%
Ep-Petroecuador	Petroquímica	TR	CNEL-Sucumbíos	2015			255	898.843	92%
Yachay	Acentamiento	MT	E.E. Norte	2014			15	103.545	48%

**Tabla No.6.3.1 CARGAS SINGULARES INDUSTRIALES**

Se ha identificado como TR al nivel de conexión para aquellos casos donde el cliente estará conectado al sistema de transmisión en 138 kV y 230 kV.

Se indica como “En régimen” a aquella instancia en la cual los clientes alcanzan la carga máxima, año a partir del cual se supone constante.

En la tabla siguiente se resume el impacto que en el sistema tendrán las cargas singulares presentadas anteriormente, no se considera aquella porción de las mismas que ya se encuentra contenida en la proyección global de la demanda (hecho tenido en cuenta para aquellas cargas ya existentes en el 2012).

Empresas	CatTar	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
E.E. Centro Sur	AT_IND	MWh		82.782	82.782	82.782	82.782	82.782	82.782	82.782	82.782	82.782
E.E. Centro Sur	TR_IND	MWh			35.478	157.680	157.680	157.680	157.680	157.680	157.680	157.680
CNEL-Sucumbíos	TR_IND	MWh			1.065.500	2.234.000	2.269.000	2.345.000	2.389.000	2.411.000	2.449.000	2.449.000
E.E. Cotopaxi	AT_IND	MWh	61.640	87.170	83.451	77.155	70.392	63.289	55.831	47.998	39.772	30.608
CNEL-Milagro	TR_IND	MWh			220.752	220.752	220.752	220.752	220.752	220.752	220.752	220.752
E.E. Norte	MT_IND	MWh		8.478	12.718	16.957	31.794	38.153	44.512	50.870	57.229	63.588
E.E. Sur	TR_IND	MWh		60.324	265.866	450.434	740.420	714.140	823.000	823.000	823.000	823.000
<b>Total</b>		<b>MWh</b>	<b>61.640</b>	<b>238.754</b>	<b>1.766.546</b>	<b>3.239.760</b>	<b>3.572.820</b>	<b>3.621.796</b>	<b>3.773.556</b>	<b>3.794.082</b>	<b>3.830.215</b>	<b>3.827.410</b>

**TABLA NO.6.3.2 CONSUMO ELÉCTRICO DADO POR LAS CARGAS SINGULARES INDUSTRIALES**

La segunda columna permite identificar el nivel de tensión de conexión y el sector de consumo.

### 6.3.2 Transporte

En lo referente a transporte, se toma en cuenta la demanda requerida por la incorporación de vehículos eléctricos para transporte liviano y para transporte público.

#### 6.3.2.1 Introducción de transporte eléctrico liviano

Se prevé la incorporación de 1.000 vehículos eléctricos por año entre el 2015 y 2016, generando un incremento en el consumo eléctrico con el siguiente impacto por distribuidora.

Empresa	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh	42	42	42	42	42	42	42	42
CNEL-El Oro	MWh	144	144	144	144	144	144	144	144
CNEL-Esmeraldas	MWh	81	81	81	81	81	81	81	81
CNEL-Guayas Los Ríos	MWh	210	210	210	210	210	210	210	210
CNEL-Los Ríos	MWh	63	63	63	63	63	63	63	63
CNEL-Manabí	MWh	213	213	213	213	213	213	213	213
CNEL-Milagro	MWh	102	102	102	102	102	102	102	102
CNEL-Sta. Elena	MWh	75	75	75	75	75	75	75	75
CNEL-Sto. Domingo	MWh	111	111	111	111	111	111	111	111
CNEL-Sucumbíos	MWh	45	45	45	45	45	45	45	45
E.E. Ambato	MWh	159	159	159	159	159	159	159	159
E.E. Azogues	MWh	24	24	24	24	24	24	24	24
E.E. Centro Sur	MWh	225	225	225	225	225	225	225	225
E.E. Cotopaxi	MWh	72	72	72	72	72	72	72	72
E.E. Norte	MWh	144	144	144	144	144	144	144	144
E.E. Quito	MWh	645	645	645	645	645	645	645	645
E.E. Riobamba	MWh	108	108	108	108	108	108	108	108
E.E. Sur	MWh	111	111	111	111	111	111	111	111
Eléctrica de Guayaquil	MWh	426	426	426	426	426	426	426	426
E.E. Galápagos	MWh								
<b>Total</b>	<b>MWh</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>

**Tabla No.6.3.3 CONSUMO ELÉCTRICO POR INTRODUCCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

Para el caso de la Empresa Eléctrica Galápagos, se debe hacer un análisis de oferta versus demanda, para optimizar costos operativos y ambientales, debido a que la demanda actual se abastece por generación térmica con combustibles fósiles. Actualmente se está trabajando por el cambio de la matriz energética de las islas a tecnologías renovables no convencionales.

Una vez que se tenga definido los cronogramas para el cambio de tecnología se podría utilizar a los vehículos eléctricos como actores dentro de la gestión de demanda (despacho y consumo de energía).

#### 6.3.2.2 Transporte Público

En lo referente al transporte público, se tiene dos proyectos con avance significativo que son el Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca, los cuales cuentan con estudios que justifican su incorporación en la proyección de demanda en el corto plazo.

Cliente	Actividad	Nivel de tensión de conexión	Empresa distribuidora	Año de ingreso	Demanda		
					En régimen		
					Potencia (MW)	Energía (MWh)	Factor de Carga
Metro-Quito	Transporte	AT	E.E. Quito	2014	71	105.000	16%
Tranvía	Transporte	AT	E.E. Centro Sur	2014	9	53.079	42%
Transporte Público	Transporte	MT	CNEL-El Oro	2019	5	23.230	53%
Transporte Público	Transporte	MT	CNEL-Esmeraldas	2015	15	51.690	39%
Transporte Público	Transporte	MT	CNEL-Manabí	2017	10	34.460	39%
Transporte Público	Transporte	MT	CNEL-Sucumbíos	2016	5	17.230	39%
Transporte Público	Transporte	MT	Eléctrica de Guayaquil	2018	10	34.460	39%
Transporte Público	Transporte	MT	E.E. Norte	2015	5	17.230	39%
Transporte Público	Transporte	MT	E.E. Quito	2015	10	34.460	39%

**Tabla No.6.3.4 CARGA DE TRANSPORTE PÚBLICO**

Empresas	CatTar	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-El Oro	MT_IND	MWh						17.230	17.230	17.230	18.230
CNEL-Esmeraldas	MT_IND	MWh		34.460	34.460	34.460	34.460	34.460	34.460	51.690	51.690
E.E. Centro Sur	AT_IND	MWh	35.411	35.627	35.849	35.849	35.849	35.849	53.079	53.079	53.079
CNEL-Manabí	MT_IND	MWh				34.460	34.460	34.460	34.460	34.460	34.460
CNEL-Sucumbíos	MT_IND	MWh			17.230	17.230	17.230	17.230	17.230	17.230	17.230
Eléctrica de Guayaquil	MT_IND	MWh					34.460	34.460	34.460	34.460	34.460
E.E. Norte	MT_IND	MWh		17.230	17.230	17.230	17.230	17.230	17.230	17.230	17.230
E.E. Quito	AT_IND	MWh	19.710	19.710	105.000	105.000	105.000	105.000	105.000	105.000	105.000
E.E. Quito	MT_IND	MWh		34.460	34.460	34.460	34.460	34.460	34.460	34.460	34.460
<b>Total</b>		<b>MWh</b>	<b>55.121</b>	<b>141.487</b>	<b>244.229</b>	<b>278.689</b>	<b>313.149</b>	<b>330.379</b>	<b>347.609</b>	<b>364.839</b>	<b>365.839</b>

**Tabla No.6.3.5 DEMANDA DE TRANSPORTE PÚBLICO**

### 6.3.3 Programas de Eficiencia Energética

El gobierno nacional, cumpliendo lo establecido en la Constitución de la República del Ecuador, en los artículos 15 y 413, ha asumido el compromiso de impulsar e implementar una serie de medidas tendientes a mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos. En lo que respecta al consumo de energía eléctrica, los programas que se han analizado y procesado con el fin de determinar su impacto en el consumo eléctrico son:

1. Sustitución de refrigeradores
2. Sustitución de luminarias de alumbrado público
3. Eficiencia energética en la actividad industrial
4. Eficiencia energética en edificios públicos

#### 6.3.3.1 Sustitución de refrigeradores

El proyecto está a cargo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en cooperación con el Ministerio de Industrias y Productividad. El monto total previsto es de USD 177.474.000 y tiene un plazo de ejecución de 5 años, contados desde el año 2012, en el que se inició el proyecto.

Se prevé la sustitución de 330.000 refrigeradores dentro de las áreas servidas por las 20 distribuidoras, siendo beneficiarios de este programa, usuarios del servicio eléctrico por red que pertenecen al sector residencial y consumen hasta 200 kWh/mes. El mayor porcentaje de los usuarios alcanzados por el programa, actualmente se encuentran comprendido dentro de la tarifa de la dignidad.

La tabla siguiente presenta la distribución de refrigeradores a realizar tanto por empresa como por tipo de tarifa residencial.

Empresa	Región	Quinquenio		
		TarDig	TarNormal	Total
CNEL-Bolívar	Sierra	1.800	1.200	3.000
CNEL-El Oro	Costa	12.600	8.400	21.000
CNEL-Esmeraldas	Costa	6.600	4.400	11.000
CNEL-Guayas Los Ríos	Costa	15.600	10.400	26.000
CNEL-Los Ríos	Costa	6.000	4.000	10.000
CNEL-Manabí	Costa	14.400	9.600	24.000
CNEL-Milagro	Costa	7.800	5.200	13.000
CNEL-Sta. Elena	Costa	6.000	4.000	10.000
CNEL-Sto. Domingo	Costa	9.000	6.000	15.000
CNEL-Sucumbíos	Costa	3.000	2.000	5.000
E.E. Ambato	Sierra	8.400	5.600	14.000
E.E. Azogues	Sierra	1.200	800	2.000
E.E. Centro Sur	Sierra	12.600	8.400	21.000
E.E. Cotopaxi	Sierra	4.200	2.800	7.000
E.E. Norte	Sierra	8.400	5.600	14.000
E.E. Quito	Sierra	35.400	23.600	59.000
E.E. Riobamba	Sierra	8.400	5.600	14.000
E.E. Sur	Sierra	6.000	4.000	10.000
Eléctrica de Guayaquil	Costa	28.800	19.200	48.000
E.E. Galápagos	Costa	1.800	1.200	3.000
<b>Total</b>		<b>198.000</b>	<b>132.000</b>	<b>330.000</b>

**Tabla No.6.3.6 CANTIDAD DE REFRIGERADORES POR DISTRIBUIDORA**

En la tabla siguiente se resume el ahorro esperado en el consumo de energía por usuario por mes.

		Unidades	Ahorro (kWh/mes)
<b>Sierra</b>	TarDignidad	86.400	35,5
	TarNormal	57.600	48,9
	<b>Total Sierra</b>	<b>144.000</b>	<b>40,9</b>
<b>Costa</b>	TarDignidad	111.600	64,1
	TarNormal	74.400	66,5
	<b>Total Costa</b>	<b>186.000</b>	<b>65,1</b>
<b>Total país</b>		<b>330.000</b>	<b>54,5</b>

**Tabla No.6.3.7 AHORRO PROMEDIO POR SUSTITUCIÓN DE REFRIGERADORES**

Considerando el ahorro esperado por refrigerador sustituido, teniendo en cuenta el consumo del cliente según región y tarifa actual, y cumpliéndose con el plan de sustitución previsto en el quinquenio de ejecución del plan, se tendrá el siguiente ahorro energético:

Empresa	Unidad	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh	-98	-294	-588	-932	-1.471	-1.471	-1.471	-1.471	-1.471	-1.471	-1.471
CNEL-El Oro	MWh	-1.327	-3.045	-6.792	-12.023	-16.395	-16.395	-16.395	-16.395	-16.395	-16.395	-16.395
CNEL-Esmeraldas	MWh	-703	-1.796	-3.513	-6.090	-8.588	-8.588	-8.588	-8.588	-8.588	-8.588	-8.588
CNEL-Guayas Los	MWh	-1.640	-4.372	-9.447	-14.990	-20.299	-20.299	-20.299	-20.299	-20.299	-20.299	-20.299
CNEL-Los Ríos	MWh	-625	-1.718	-3.279	-5.543	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807
CNEL-Manabí	MWh	-1.561	-3.904	-8.588	-13.663	-18.737	-18.737	-18.737	-18.737	-18.737	-18.737	-18.737
CNEL-Milagro	MWh	-859	-2.264	-4.216	-7.183	-10.149	-10.149	-10.149	-10.149	-10.149	-10.149	-10.149
CNEL-Sta. Elena	MWh	-625	-1.718	-3.279	-5.543	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807	-7.807
CNEL-Sto. Domin	MWh	-937	-2.654	-4.997	-8.510	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711
CNEL-Sucumbíos	MWh	-312	-859	-1.640	-2.576	-3.904	-3.904	-3.904	-3.904	-3.904	-3.904	-3.904
E.E. Ambato	MWh	-588	-1.569	-2.942	-4.854	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864
E.E. Azogues	MWh	-98	-245	-441	-686	-981	-981	-981	-981	-981	-981	-981
E.E. Centro Sur	MWh	-834	-1.912	-4.266	-7.551	-10.297	-10.297	-10.297	-10.297	-10.297	-10.297	-10.297
E.E. Cotopaxi	MWh	-294	-785	-1.471	-2.305	-3.432	-3.432	-3.432	-3.432	-3.432	-3.432	-3.432
E.E. Norte	MWh	-588	-1.569	-2.942	-4.854	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864
E.E. Quito	MWh	-2.403	-5.884	-12.454	-21.476	-28.929	-28.929	-28.929	-28.929	-28.929	-28.929	-28.929
E.E. Riobamba	MWh	-588	-1.569	-2.942	-4.854	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864	-6.864
E.E. Sur	MWh	-392	-1.079	-2.059	-3.481	-4.903	-4.903	-4.903	-4.903	-4.903	-4.903	-4.903
Eléctrica de Guay	MWh	-3.123	-7.807	-16.395	-27.716	-37.475	-37.475	-37.475	-37.475	-37.475	-37.475	-37.475
E.E. Galápagos	MWh	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342	-2.342
<b>Total</b>	<b>MWh</b>	<b>-19.937</b>	<b>-47.384</b>	<b>-94.593</b>	<b>-157.171</b>	<b>-215.820</b>	<b>-215.820</b>	<b>-215.820</b>	<b>-215.820</b>	<b>-215.820</b>	<b>-215.820</b>	<b>-215.820</b>

**Tabla No.6.3.8 AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO POR SUSTITUCIÓN DE REFRIGERADORES**

### 6.3.3.2 Sustitución de luminarias de alumbrado público

El proyecto está a cargo del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable a través de las empresas distribuidoras. Para el primer año la CNEL programó el remplazo de 65.000 luminarias por equipos de alto rendimiento (lámparas de sodio de alta presión e inducción magnética), el monto previsto es de USD 10.044.120.

El detalle del presente programa prevé la sustitución de 305.000 luminarias dentro de las áreas servidas por las 20 distribuidoras en un plazo de ejecución de 5 años, comenzando en el año 2012. Basado en la existencia de luminarias de 175 W de potencia, el programa prevé la sustitución de las mismas por lámparas eficientes cumpliendo las mismas prestaciones con un consumo de 100 W de potencia.

La tabla siguiente presenta la distribución de lámparas a ser sustituidas por empresa.

Empresa	Lámparas
CNEL-Bolívar	5.500
CNEL-El Oro	17.300
CNEL-Esmeraldas	15.900
CNEL-Guayas Los Ríos	20.500
CNEL-Los Ríos	8.900
CNEL-Manabí	40.600
CNEL-Milagro	10.000
CNEL-Sta. Elena	14.000
CNEL-Sto. Domingo	13.500
CNEL-Sucumbíos	7.600
E.E. Ambato	12.400
E.E. Azogues	2.400
E.E. Centro Sur	18.800
E.E. Cotopaxi	6.800
E.E. Norte	400
E.E. Quito	14.400
E.E. Riobamba	48.000
E.E. Sur	6.000
Eléctrica de Guayaquil	9.600
E.E. Galápagos	32.400
<b>Total</b>	<b>305.000</b>

**Tabla No.6.3.9 CANTIDAD DE LÁMPARAS A SUSTITUIR POR EMPRESA**

Considerando el ahorro esperado por lámpara sustituida, y cumpliéndose con el plan de sustitución previsto en el quinquenio de ejecución del plan, se tendrá el siguiente ahorro energético:

Empresa	Unidad	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh	-950	-1.134	-1.318	-1.502	-1.686	-1.686	-1.686	-1.686	-1.686	-1.686	-1.686
CNEL-El Oro	MWh	-644	-1.809	-2.974	-4.139	-5.304	-5.304	-5.304	-5.304	-5.304	-5.304	-5.304
CNEL-Esmeraldas	MWh	-2.913	-3.403	-3.894	-4.384	-4.875	-4.875	-4.875	-4.875	-4.875	-4.875	-4.875
CNEL-Guayas Los Ríos	MWh	-2.606	-3.526	-4.446	-5.366	-6.285	-6.285	-6.285	-6.285	-6.285	-6.285	-6.285
CNEL-Los Ríos	MWh	-1.625	-1.901	-2.177	-2.453	-2.729	-2.729	-2.729	-2.729	-2.729	-2.729	-2.729
CNEL-Manabí	MWh	-5.580	-7.297	-9.014	-10.731	-12.448	-12.448	-12.448	-12.448	-12.448	-12.448	-12.448
CNEL-Milagro	MWh	-736	-1.318	-1.901	-2.483	-3.066	-3.066	-3.066	-3.066	-3.066	-3.066	-3.066
CNEL-Sta. Elena	MWh	-2.208	-2.729	-3.250	-3.771	-4.292	-4.292	-4.292	-4.292	-4.292	-4.292	-4.292
CNEL-Sto. Domingo	MWh	-1.686	-2.300	-2.913	-3.526	-4.139	-4.139	-4.139	-4.139	-4.139	-4.139	-4.139
CNEL-Sucumbíos	MWh	-981	-1.318	-1.656	-1.993	-2.330	-2.330	-2.330	-2.330	-2.330	-2.330	-2.330
E.E. Ambato	MWh		-950	-1.901	-2.851	-3.802	-3.802	-3.802	-3.802	-3.802	-3.802	-3.802
E.E. Azogues	MWh		-184	-368	-552	-736	-736	-736	-736	-736	-736	-736
E.E. Centro Sur	MWh		-1.441	-2.882	-4.323	-5.764	-5.764	-5.764	-5.764	-5.764	-5.764	-5.764
E.E. Cotopaxi	MWh		-521	-1.042	-1.564	-2.085	-2.085	-2.085	-2.085	-2.085	-2.085	-2.085
E.E. Norte	MWh		-1.104	-2.208	-3.311	-4.415	-4.415	-4.415	-4.415	-4.415	-4.415	-4.415
E.E. Quito	MWh		-3.679	-7.358	-11.038	-14.717	-14.717	-14.717	-14.717	-14.717	-14.717	-14.717
E.E. Riobamba	MWh		-460	-920	-1.380	-1.840	-1.840	-1.840	-1.840	-1.840	-1.840	-1.840
E.E. Sur	MWh		-736	-1.472	-2.208	-2.943	-2.943	-2.943	-2.943	-2.943	-2.943	-2.943
Eléctrica de Guayaquil	MWh		-2.483	-4.967	-7.450	-9.934	-9.934	-9.934	-9.934	-9.934	-9.934	-9.934
E.E. Galápagos	MWh		-31	-61	-92	-123	-123	-123	-123	-123	-123	-123
<b>Total</b>	<b>MWh</b>	<b>-19.929</b>	<b>-38.325</b>	<b>-56.721</b>	<b>-75.117</b>	<b>-93.513</b>	<b>-93.513</b>	<b>-93.513</b>	<b>-93.513</b>	<b>-93.513</b>	<b>-93.513</b>	<b>-93.513</b>

**Tabla No.6.3.10 AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO POR SUSTITUCIÓN DE LAMPARAS**

### 6.3.3.3 Eficiencia energética en la actividad industrial

Se prevé que este proyecto sea implementando en las empresas distribuidoras que poseen carga industrial representativa, comenzando en el año 2014.

La reducción del consumo de energía eléctrica tanto en industrias medianas como grandes a partir de la introducción de mejoras y optimización de sus sistemas de gestión.

El total de empresas industriales involucradas es de 400, presentándose la reducción en el consumo de la siguiente forma por empresa distribuidora:

Empresa	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh									
CNEL-El Oro	MWh									
CNEL-Esmeraldas	MWh									
CNEL-Guayas Los Ríos	MWh	-9.181	-18.363	-36.725	-36.725	-36.725	-36.987	-36.998	-37.006	-37.006
CNEL-Los Ríos	MWh									
CNEL-Manabí	MWh	-4.238	-8.475	-16.950	-16.950	-16.950	-17.071	-17.076	-17.080	-17.080
CNEL-Milagro	MWh									
CNEL-Sta. Elena	MWh									
CNEL-Sto. Domingo	MWh									
CNEL-Sucumbíos	MWh									
E.E. Ambato	MWh									
E.E. Azogues	MWh									
E.E. Centro Sur	MWh	-4.944	-9.888	-19.775	-19.775	-19.775	-19.916	-19.922	-19.926	-19.926
E.E. Cotopaxi	MWh									
E.E. Norte	MWh									
E.E. Quito	MWh	-21.188	-42.375	-84.750	-84.750	-84.750	-85.355	-85.381	-85.399	-85.399
E.E. Riobamba	MWh									
E.E. Sur	MWh									
Eléctrica de Guayaquil	MWh	-31.075	-62.150	-124.300	-124.300	-124.300	-125.187	-125.225	-125.252	-125.252
E.E. Galápagos	MWh									
<b>Total</b>	<b>MWh</b>	<b>-70.625</b>	<b>-141.250</b>	<b>-282.500</b>	<b>-282.500</b>	<b>-282.500</b>	<b>-284.515</b>	<b>-284.603</b>	<b>-284.663</b>	<b>-284.663</b>

**Tabla No.6.3.11 AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO INDUSTRIAL**



#### 6.3.3.4 Eficiencia energética en edificios públicos

Se prevé la reducción del consumo de energía eléctrica en 58 reparticiones públicas dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

Empresa	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh									
CNEL-El Oro	MWh									
CNEL-Esmeraldas	MWh									
CNEL-Guayas Los Ríos	MWh									
CNEL-Los Ríos	MWh									
CNEL-Manabí	MWh									
CNEL-Milagro	MWh									
CNEL-Sta. Elena	MWh									
CNEL-Sto. Domingo	MWh									
CNEL-Sucumbios	MWh									
E.E. Ambato	MWh									
E.E. Azogues	MWh									
E.E. Centro Sur	MWh									
E.E. Cotopaxi	MWh									
E.E. Norte	MWh									
E.E. Quito	MWh	-2.863	-2.863	-2.863	-2.863	-2.863	-2.863	-2.863	-2.863	-2.863
E.E. Riobamba	MWh									
E.E. Sur	MWh									
Eléctrica de Guayaquil	MWh									
E.E. Galápagos	MWh									
<b>Total</b>	<b>MWh</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>	<b>-2.863</b>

Tabla No.6.3.12 AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO EDIFICIOS PÚBLICOS

#### 6.3.4 Ciudad del Conocimiento

Actualmente se encuentra en etapa de estudio, por lo que se ha modelado dentro de la proyección de demanda con una potencia de 15 MW y un consumo de 103 GWh. Esta información es preliminar, por lo que una vez que se disponga de los estudios y cronogramas, se los podrá incluir con mayor detalle en el estudio de proyección.

Cliente	Actividad	Nivel de tensión de conexión	Empresa distribuidora	Año de ingreso	Demanda		
					En régimen		
					Potencia (MW)	Energía (MWh)	Factor de Carga
Yachay	Asentamiento	MT	E.E. Norte	2014	15	103.545	48%

Tabla No.6.3.13 CONSUMO ELÉCTRICO DE LA CIUDAD DEL CONOCIMIENTO

### 6.4. Hipótesis 3: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente.

#### 6.4.1 Antecedentes del Programa

Durante el 2009, 2010 y 2011, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable firmó varios convenios de cooperación con la Empresa Eléctrica Norte, para realizar la evaluación del comportamiento de la red de distribución eléctrica antes y después de la incorporación de cocinas de inducción y definir los presupuestos de inversiones para la implementación.

En ese período se ejecutó un proyecto piloto de introducción de cocinas de inducción en seis parroquias rurales del cantón Tulcán de la provincia del Carchi.

De acuerdo con los resultados del piloto, con una cocina de 1,2 kW de potencia, el consumo de energía fue en promedio de 80 kWh/mes en el centro poblado considerado como urbano marginal y de 60 kWh/mes en la zona rural. Esta información puede variar debido a que las familias que fueron parte del piloto continuaron con el normal abastecimiento de GLP.

#### 6.4.2 Distribución de Cocinas

El Plan de Migración del consumo de GLP a electricidad, iniciará en el año 2015, para lo cual las empresas eléctricas deberán preparar su infraestructura para poder suministrar el servicio con este incremento de carga y con la confiabilidad de servicio que se requiere.

Para el presente análisis, el número cocinas eléctricas a incorporarse en los sistemas de distribución, se ha distribuido en función del índice del tiempo total de interrupciones, TTik, reportado por las distribuidoras durante el 2011.

La tabla siguiente presenta la distribución de cocinas por empresa.

Empresa	TTik	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	31	817	9.567	47.484	50.461	53.514	56.563	57.887	59.172
CNEL-El Oro	26	933	28.700	130.667	154.335	179.311	205.502	211.092	216.593
CNEL-Esmeraldas	21	700	16.450	108.383	115.913	123.873	132.168	136.606	141.037
CNEL-Guayas Los Ríos	25	700	41.067	272.067	292.192	313.448	335.687	348.255	360.740
CNEL-Los Ríos	73	-	6.067	95.667	99.789	104.074	108.335	112.087	115.762
CNEL-Manabí	65	-	9.567	263.900	286.129	309.289	333.539	343.841	354.108
CNEL-Milagro	66	-	7.933	114.916	122.313	130.038	138.160	142.323	146.429
CNEL-Sta. Elena	22	700	11.900	109.783	115.344	121.150	127.256	132.880	138.605
CNEL-Sto. Domingo	63	-	14.333	135.783	146.762	158.407	170.309	176.854	183.385
CNEL-Sucumbios	139	-	6.067	81.667	85.079	88.480	91.967	96.998	102.204
E.E. Ambato	11	48.883	149.333	204.866	207.814	210.802	213.808	219.425	224.895
E.E. Azogues	18	5.133	17.400	26.267	27.114	28.016	28.929	29.240	29.516
E.E. Centro Sur	10	70.000	145.833	297.733	302.906	308.183	313.759	322.245	330.671
E.E. Cotopaxi	3	28.583	86.566	88.549	93.790	99.322	104.863	106.999	109.043
E.E. Norte	33	9.800	90.184	190.651	192.601	194.531	196.259	209.545	213.607
E.E. Quito	2	72.450	291.667	566.167	661.905	762.142	867.280	890.405	912.926
E.E. Riobamba	12	15.167	65.800	134.167	137.112	140.111	143.132	145.906	148.561
E.E. Sur	11	18.434	86.566	148.049	152.867	156.789	160.740	163.881	166.836
Eléctrica de Guayaquil	4	77.700	315.000	483.234	509.394	536.223	563.700	574.117	584.048
E.E. Galápagos	34								
<b>TOTAL</b>		<b>350.000</b>	<b>1.400.000</b>	<b>3.500.000</b>	<b>3.753.820</b>	<b>4.017.703</b>	<b>4.291.956</b>	<b>4.420.586</b>	<b>4.538.136</b>

**Tabla No.6.4.1 COCINAS ELÉCTRICAS POR EMPRESA**

Como se muestra en la tabla No 6.2.1, existen empresas que no introducen cocinas en el primer año, esto es debido a que los trabajos de adecuación de sus sistemas de distribución podrían requerir mayor tiempo que el empleado por las demás distribuidoras.

No se han distribuido cocinas en Galápagos, debido a que se incrementaría el costo de generación, a más de la inversión en el reforzamiento del sistema de distribución.

Se requiere por parte de las empresas distribuidoras realizar estudios de cargabilidad de los elementos que intervienen en la cadena de suministro del servicio eléctrico, mediante herramientas de análisis técnico.

Una vez que se disponga el estado de los elementos del sistema de distribución y transmisión, se podría tener con mayor certeza el número de cocinas a ser incorporadas.

En el siguiente gráfico se observa un plan agresivo que al tercer año de implementación (2017) prevé una migración próxima al **80%** de los clientes residenciales a nivel nacional.

La migración de cocinas por empresa espera alcanzar un 90% de los clientes residenciales en el 2020, contado a partir del primer año de inicio del programa (año 2015):

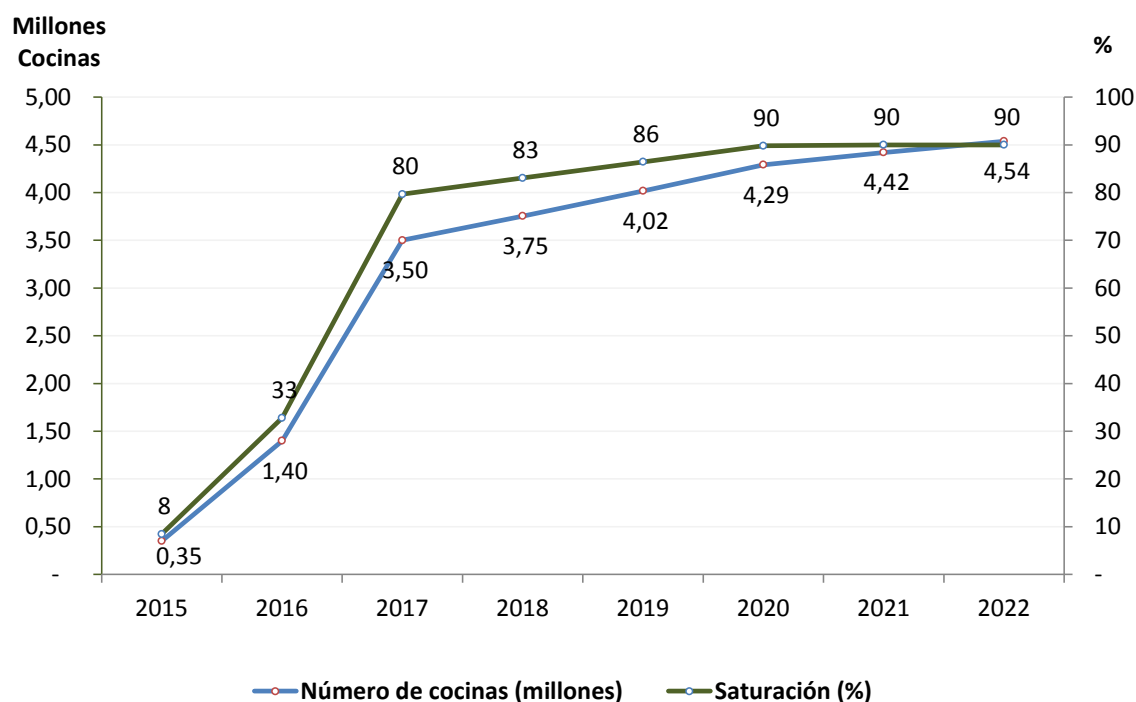


FIG. NO. 6.4.1: CURVA DE PENETRACIÓN DE COCINAS

### 6.4.3 Demanda promedio mensual de energía (kWh)

La demanda de energía mensual promedio por cocina, se obtiene del equivalente energético en kWh del producto entre el consumo mensual promedio de GLP por hogar y la relación entre las eficiencias de la cocción con GLP y con electricidad.

El consumo promedio de GLP por hogar ( $CP_{GLP/H}$ ), es la relación entre el consumo de GLP del sector doméstico ( $CP_{GLP}$ ) y el número de hogares que usan GLP para cocción ( $NH_{GLP}$ ). Así:

$$CP_{GLP/H} = CP_{GLP} / NH_{GLP}$$

Según la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, en el 2011, el consumo de GLP del sector doméstico fue de 929.505 toneladas. Se asume que el 80%, 743.604 toneladas de GLP se destina para la cocción de alimentos.

Sectores	Capacidades (t)					Total (t)	Porcentaje %
	Cil. 15 kg	Cil. 45 kg	Al granel	otras	Benef.		
Agro Industria	9	-	12.838	-	-	12.847	1,25
Beneficencia	-	-	-	-	110	110	0,01
Comercial	3.575	7.762	2.981	-	-	14.319	1,39
Doméstico	923.363	20	6.121	-	-	929.505	90,30
Industrial	3.095	1.683	54.991	3.040	-	62.810	6,10
Vehicular	-	-	9.795	-	-	9.795	0,95
<b>Total</b>	<b>930.042</b>	<b>9.466</b>	<b>86.727</b>	<b>3.040</b>	<b>110</b>	<b>1.029.385</b>	<b>100,00</b>

TABLA NO.6.4.2 CONSUMO DE GLP A NIVEL NACIONAL POR SECTORES, AÑO 2011<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH - Consumo de GLP a nivel nacional por sectores.

Según el Censo de población y vivienda 2010, el número de hogares que usaron GLP como fuente de energía para cocinar se ubicó en 3'466.737, como se muestra en la Tabla No. 2.

Fuentes de energía para cocinar	Número de hogares	Porcentaje %
GLP	3.466.737	90,98
Leña o carbón para cocinar	259.216	6,80
Electricidad	16.223	0,43
Otros	68.372	1,79
<b>Total de hogares</b>	<b>3.810.548</b>	<b>100,00</b>

**Tabla No.6.4.3 FUENTES DE ENERGÍA PARA COCINAR<sup>10</sup>**

De la proyección de viviendas del Modelo de proyección de demanda eléctrica del CONELEC, y de la información del Censo de población y vivienda 2010, mediante extrapolación se obtiene el número de hogares que usaron GLP como fuente de energía para cocinar en el 2011, resultando aproximadamente 3'673.000.

Entonces para el 2011 tenemos:

$$CP_{GLP} = 743.604 \text{ t}$$

$$NH_{GLP} = 3.673.000 \text{ hogares}$$

De (1) obtenemos:

$$CP_{GLP/H} = 202,45 \text{ kg}$$

O, su equivalente en cilindros de 15 kg:

$$CP_{GLP/H} = 13,5 \text{ Cil15kg por año}$$

$$CP_{GLP/H} = 1,12 \text{ Cil15kg por mes}$$

Para obtener el consumo mensual promedio de GLP por hogar en kWh, se considera un poder calórico del GLP de 45,67 GJ/kg y un factor de conversión de unidades energéticas de 3,6 GJ/MWh, resultando que 1 Cil<sub>15kg</sub> equivale a 190,29 kWh. Por lo tanto, el consumo mensual promedio por hogar en kWh es:

$$1,12 \text{ Cil}_{15\text{kg}} \times 190,29 \text{ kWh/Cil}_{15\text{kg}} = 212,61 \text{ kWh}$$

La eficiencia en la cocción de alimentos varía según el tipo de equipo, la fuente de energía, forma y condiciones de uso. La eficiencia de una cocina a GLP es aproximadamente  $\eta_{GLP} = 39,87\%$  (para una potencia de entrada equivalente a 475 W [7]); y, la eficiencia de una cocina de inducción de uso doméstico tipo D es de  $\eta_{Elec} 84\%$  [8]. La relación entre las eficiencias de las cocinas a GLP y a electricidad es:  $\eta_{GLP} / \eta_{Elec} = 0,47$ .

La demanda de energía mensual promedio por cocina resulta del producto del consumo mensual promedio por hogar en kWh por la relación  $\eta_{GLP} / \eta_{Elec}$ :

$$212,61 \text{ kWh} \times 0,47 = 100,91 \text{ kWh}$$

Por otro lado, en el Informe del Consumo Eléctrico De Cocinas De Inducción [9], elaborado por el MEER en el 2010, concluye que el consumo promedio de las cocinas eléctricas fluctúa entre 90 y 100 kWh/mes.

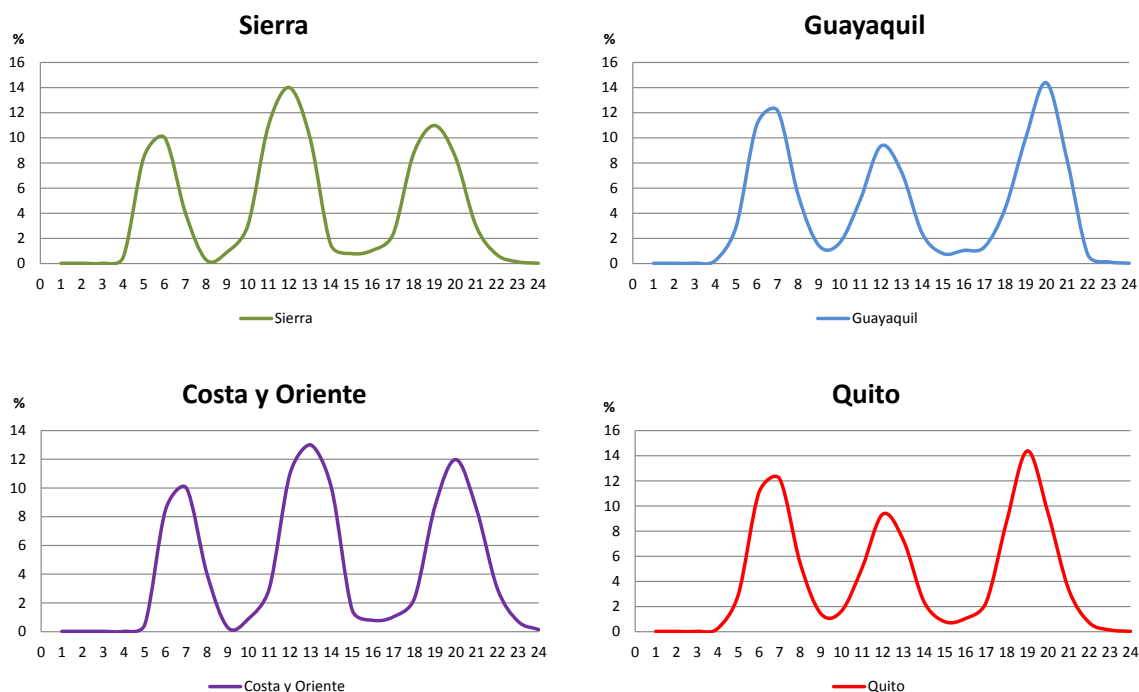
<sup>10</sup> Censo de población y vivienda 2010 - Hogares que usan GLP para cocinar.

Sobre lo expuesto, para determinar la demanda nacional de energía debido a la incorporación de cocinas eléctricas, el presente estudio asume una demanda de energía mensual promedio por cocina de **100 kWh**.

#### 6.4.4 Modelación de la Demanda de Cocción Eléctrica

Con respecto al impacto, que la demanda de la cocina de inducción, va a generar desde el punto de vista del consumo eléctrico y particularmente en el perfil de carga típico del cliente residencial, se tiene lo siguiente:

1. Se asume un consumo promedio de 100 kWh/mes/cliente por uso de la cocina
2. Hasta tanto se tengan resultados solventes desde el punto de vista estadístico, se asumen las siguientes curvas de distribución del consumo por uso de la cocina eléctrica por región, aceptando un perfil con 3 picos bien pronunciados originados durante la mañana, mediodía y tarde-noche.



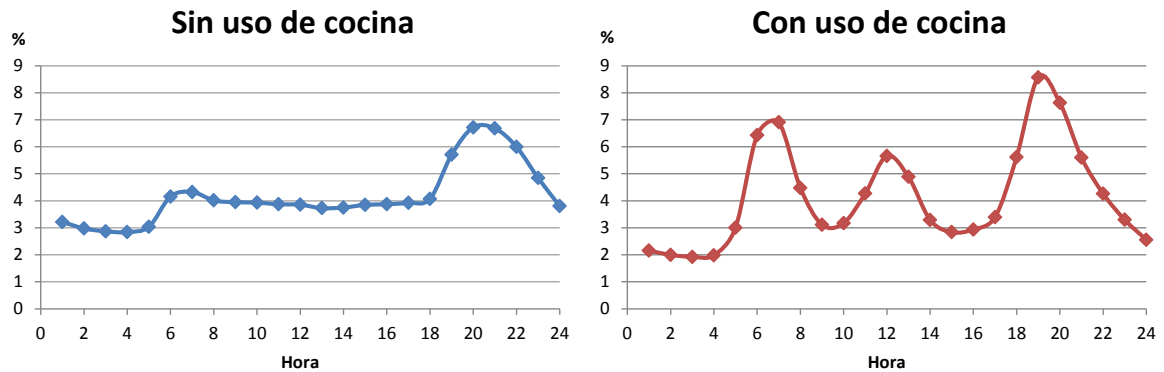
**FIG. NO. 6.4.2: PERFIL DE CARGA ASOCIADO AL USO DE LA COCINA ELÉCTRICA POR REGIÓN**

Tomando en consideración los perfiles presentados y aceptando como consumo promedio 100 kWh/mes por cliente poseedor de una cocina eléctrica; a continuación se presenta una comparación del perfil de carga residencial sin y con la presencia la cocina. Debido a que la penetración de la cocina se dará a lo largo del tiempo, se ha elegido, para efectuar la comparación de perfiles, la situación al año 2017, año en el cual el avance de la migración estará en el orden del 80%, tal como fuera mencionado anteriormente.

Si se analiza la situación de E.E.Q.S.A. se tiene lo siguiente al año 2017:

1. Consumo del cliente típico promedio residencial: 152 kWh/mes

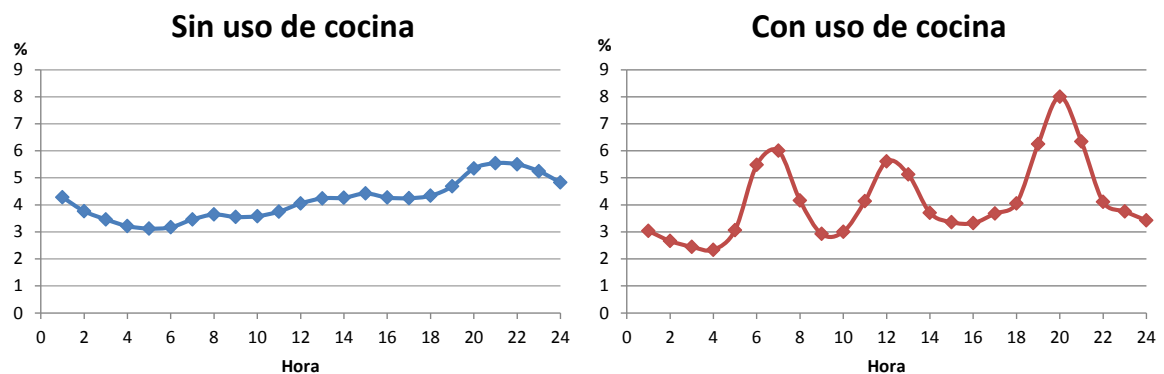
- Consumo adicional del cliente típico por uso de la cocina: 100 kWh/mes (al año elegido se espera que el 64% de la empresa disponga de cocina)
- La curva de carga residencial tendrá el siguiente perfil:



**FIG. NO. 6.4.3: IMPACTO DEL USO DE LA COCINA EN EL PERFIL DE CARGA RESIDENCIAL DE LA E.E. QUITO**

Si se analiza la situación de la Eléctrica de Guayaquil se tiene lo siguiente al año 2017:

- Consumo del cliente típico promedio residencial: 199 kWh/mes
- Consumo adicional del cliente típico por uso de la cocina: 100 kWh/mes (al año elegido se espera que alrededor de un 82% de los hogares disponga de cocina)
- La curva de carga residencial tendrá el siguiente perfil:



**FIG. NO. 6.4.4: IMPACTO DEL USO DE LA COCINA EN EL PERFIL DE CARGA RESIDENCIAL DE LA E.E. GUAYAQUIL**

Considerando el consumo esperado por cocina, y teniendo en cuenta la curva de penetración del artefacto en los hogares de los usuarios pertenecientes a las distintas empresas eléctricas, se tendrá el siguiente consumo adicional:

Empresas	CatTar	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	BT_RES	MWh	840	9.840	48.840	54.978	61.356	67.876	69.465	71.006
CNEL-El Oro	BT_RES	MWh	960	29.520	134.400	169.864	207.292	246.602	253.310	259.911
CNEL-Esmeraldas	BT_RES	MWh	720	16.920	111.480	126.286	142.020	158.602	163.927	169.245
CNEL-Guayas Los Ríos	BT_RES	MWh	720	42.240	279.840	318.336	359.368	402.824	417.906	432.888
CNEL-Los Ríos	BT_RES	MWh	-	6.240	98.400	108.406	119.006	130.002	134.505	138.914
CNEL-Manabí	BT_RES	MWh	-	9.840	271.440	312.227	355.094	400.247	412.609	424.929
CNEL-Milagro	BT_RES	MWh	-	8.160	118.200	133.243	149.074	165.792	170.787	175.715
CNEL-Sta. Elena	BT_RES	MWh	720	12.240	112.920	125.306	138.536	152.707	159.456	166.326
CNEL-Sto. Domingo	BT_RES	MWh	-	9.600	134.520	156.353	179.785	204.371	212.225	220.061
CNEL-Sucumbíos	BT_RES	MWh	-	6.240	84.000	92.231	100.973	110.360	116.397	122.644
E.E. Ambato	BT_RES	MWh	50.280	153.600	210.720	225.343	240.625	256.570	263.311	269.874
E.E. Azogues	BT_RES	MWh	5.280	23.040	32.160	32.968	33.836	34.715	35.088	35.419
E.E. Centro Sur	BT_RES	MWh	72.000	150.000	306.240	328.552	351.882	376.511	386.694	396.805
E.E. Cotopaxi	BT_RES	MWh	29.400	89.040	91.080	102.181	113.872	125.836	128.399	130.852
E.E. Norte	BT_RES	MWh	10.080	92.760	201.240	212.368	223.860	235.511	251.454	256.329
E.E. Quito	BT_RES	MWh	74.520	300.000	577.200	724.337	878.674	1.040.736	1.068.486	1.095.511
E.E. Riobamba	BT_RES	MWh	15.600	67.680	138.000	148.897	160.159	171.758	175.087	178.273
E.E. Sur	BT_RES	MWh	18.960	89.040	152.280	166.057	179.276	192.888	196.658	200.203
Eléctrica de Guayaquil	BT_RES	MWh	79.920	324.000	497.040	554.972	614.779	676.440	688.940	700.858
E.E. Galápagos	BT_RES	MWh								
<b>Total</b>		<b>MWh</b>	<b>360.000</b>	<b>1.440.000</b>	<b>3.600.000</b>	<b>4.092.905</b>	<b>4.609.467</b>	<b>5.150.348</b>	<b>5.304.704</b>	<b>5.445.763</b>

**Tabla No.6.4.4 CONSUMO ELÉCTRICO POR COCINAS DE INDUCCIÓN**

## 6.4.5 Calentamiento de Agua

Se prevé la instalación de 10.905 equipos de calentamiento de agua para la región sierra, los cuales aumentarán el consumo residencial con la siguiente distribución por empresa distribuidora.

Empresa	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh	77	77	77	77	77	77	77	77	77
CNEL-El Oro	MWh									
CNEL-Esmeraldas	MWh									
CNEL-Guayas Los Ríos	MWh									
CNEL-Los Ríos	MWh									
CNEL-Manabí	MWh									
CNEL-Milagro	MWh									
CNEL-Sta. Elena	MWh									
CNEL-Sto. Domingo	MWh									
CNEL-Sucumbíos	MWh									
E.E. Ambato	MWh	482	482	482	482	482	482	482	482	482
E.E. Azogues	MWh	55	55	55	55	55	55	55	55	55
E.E. Centro Sur	MWh	750	750	750	750	750	750	750	750	750
E.E. Cotopaxi	MWh	181	181	181	181	181	181	181	181	181
E.E. Norte	MWh	463	463	463	463	463	463	463	463	463
E.E. Quito	MWh	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400	3.400
E.E. Riobamba	MWh	252	252	252	252	252	252	252	252	252
E.E. Sur	MWh	312	312	312	312	312	312	312	312	312
Eléctrica de Guayaquil	MWh									
E.E. Galápagos	MWh									
<b>Total</b>	<b>MWh</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>	<b>5.970</b>

**Tabla No.6.4.5 CONSUMO POR CALENTAMIENTO DE AGUA**

## 6.5. Hipótesis 4: Hipótesis 2 + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el SNI.

Se tiene previsto la construcción de la Refinería del Pacífico en el sector del Aromo cercano a la ciudad de Manta, en la provincia de Manabí, la cual estaría operativa para finales del 2016, requiriendo para su operación una potencia máxima del orden de los 370 MW para el complejo de refinación y se ha considerado 5 MW para asentamientos productivos de la zona en desarrollo.

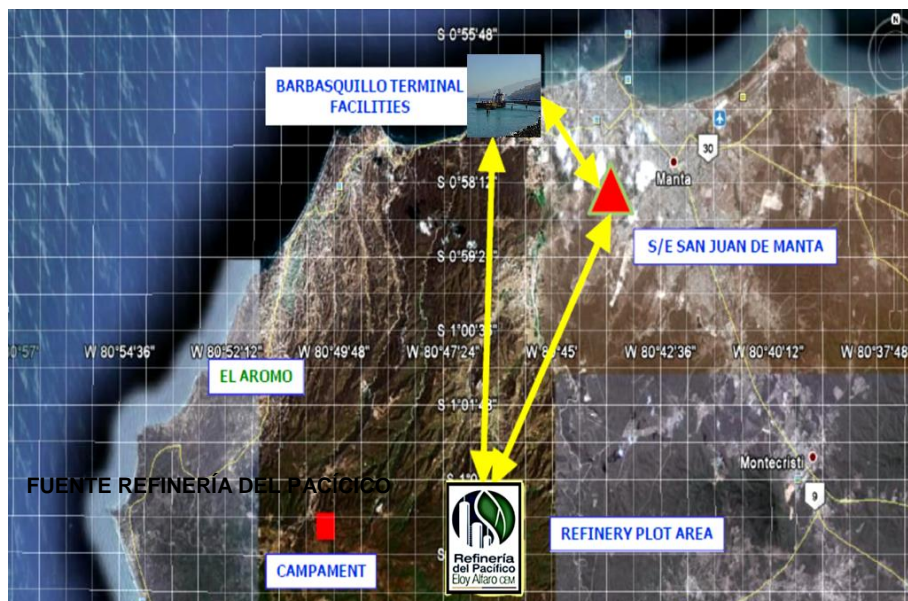
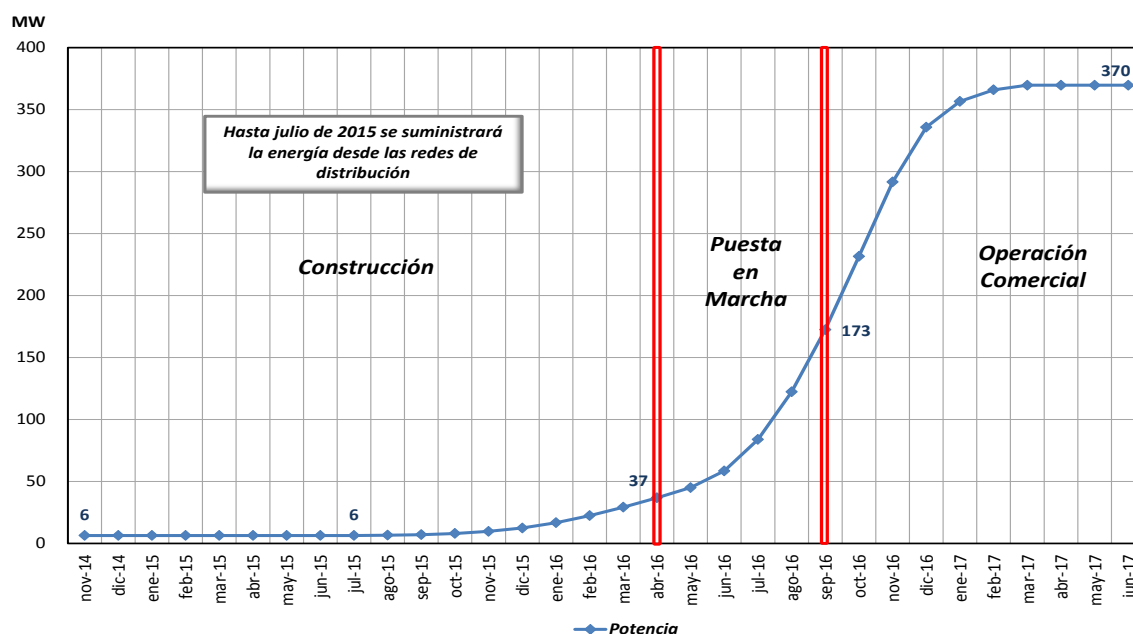


FIG. NO. 6.5.1: UBICACIÓN DE LA REFINERÍA DEL PACÍFICO

A partir del 2014 se iniciará la construcción de la Refinería del Pacífico, con una demanda inicial de 6 MW que serán tomados del sistema de distribución hasta julio de 2015, de ahí en adelante incrementará su consumo hasta finalizar la etapa de construcción con una demanda de 37 MW, posteriormente evolucionará a una demanda de 173 MW durante la puesta en marcha de la refinería, de manera constante las 24 horas del día hasta llegar a la etapa de operación comercial con una demanda de 370 MW durante el arranque y la operación de la refinería.

La refinería del Pacífico, en su operación comercial y definitiva, requerirá el 67% del mes su demanda nominal de 365 MW; mientras que, el 33% del tiempo restante (10 días del mes) requerirá 22 MW menos, esto es cerca de 343 MW como demanda total.



FUENTE REFINERÍA DEL PACÍFICO

FIG. NO. 6.5.2: DEMANDA DE LA REFINERÍA DEL PACÍFICO



## **6.6. Hipótesis 5: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el SNI.**

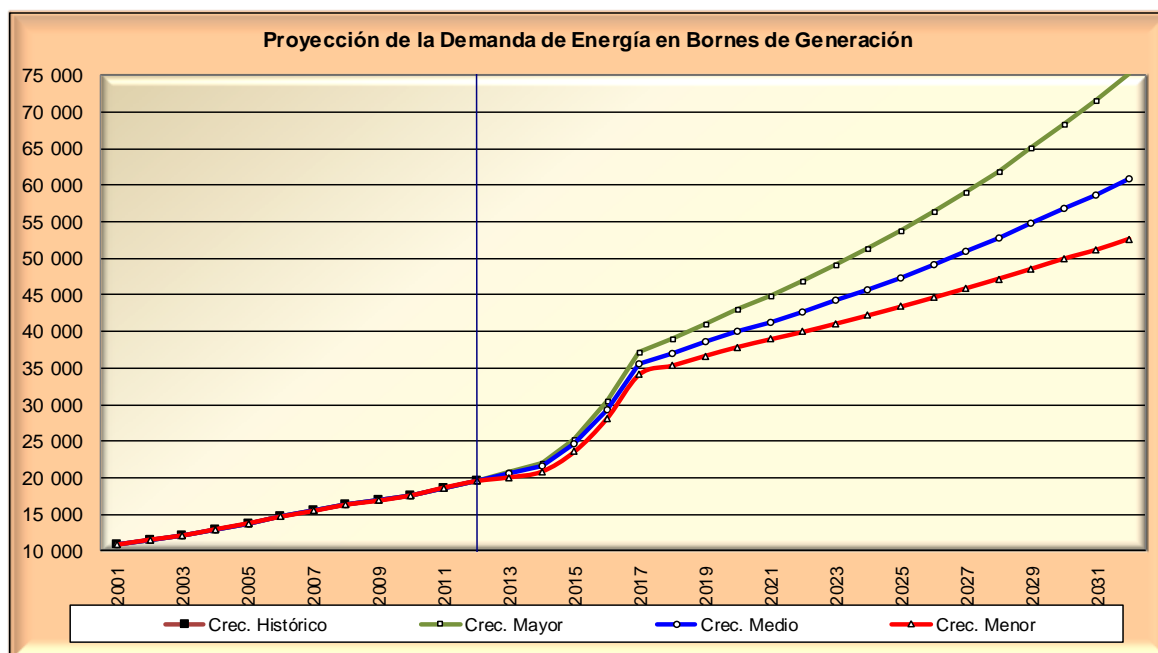
A partir del escenario base, su combinación con la incorporación de los programas de eficiencia energética, las cargas singulares industriales, Refinería del Pacífico y el Programa de Cocción Eficiente dan lugar a diferentes requerimientos de energía y potencia en los sistemas de distribución de las empresas eléctricas, y en las etapas de transmisión y generación del SNI.

Esta hipótesis incorpora a todas las cargas de las hipótesis antes mencionadas, por lo que es el caso más extremo al que se sometería el Sistema Nacional Interconectado y sobre el cual se ha elegido el escenario medio para los análisis requeridos para la planificación del sector.

Las Hipótesis 3 y 5, demuestran la fuerte influencia que tendrán en la demanda eléctrica del país, la incorporación de las cocinas de inducción, la cuales a su vez, de acuerdo al supuesto adoptado en relación al perfil de esta carga, estaría produciendo una disminución del factor de carga del sistema.

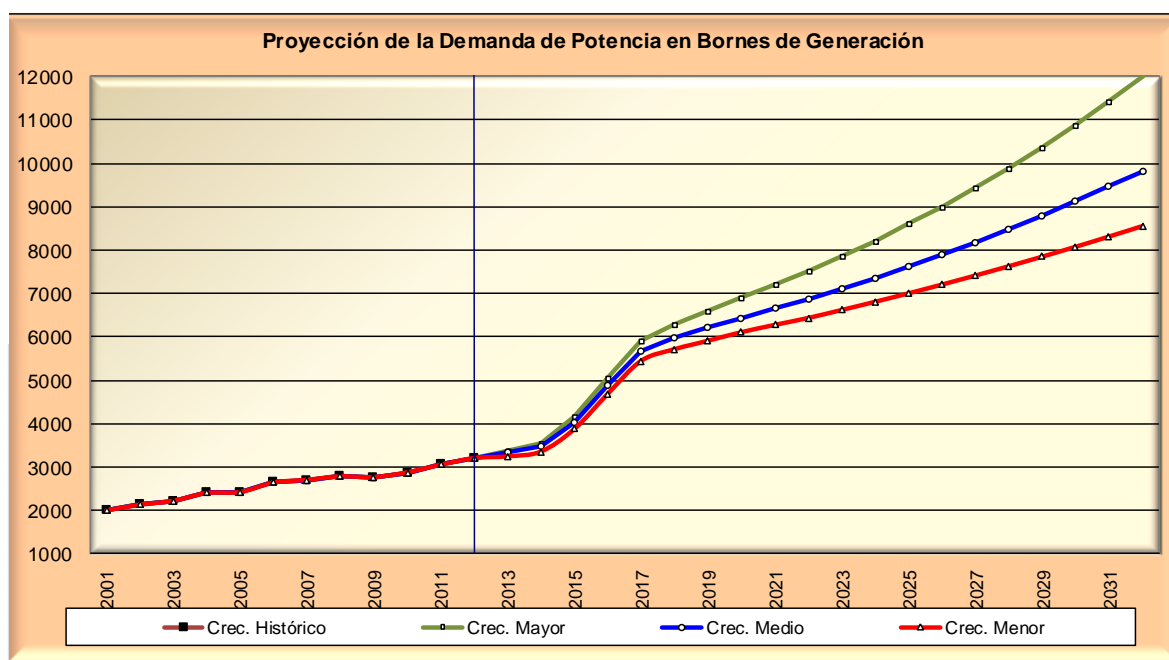
Por otra parte, la presencia de una importante cantidad de clientes industriales (incluyendo a la Refinería del Pacífico) que se estarán conectando en los niveles de tensión del sistemas de transmisión, justifican graficar los efectos de cada hipótesis en el nivel de barras de subestaciones de entrega a los sistemas de distribución. En esta etapa de la red, las cargas en transmisión no son consideradas.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10 859				6,0
2002				11 541				6,3
2003				12 115				5,0
2004				12 960				7,0
2005				13 769				6,2
2006				14 689				6,7
2007				15 457				5,2
2008				16 315				5,6
2009				16 877				3,4
2010				17 594				4,2
2011				18 645				6,0
2012				19 547				4,8
2013	20 056	20 634	20 867		2,6	5,6	6,8	
2014	20 829	21 639	22 106		3,9	4,9	5,9	
2015	23 553	24 574	25 339		13,1	13,6	14,6	
2016	28 088	29 313	30 436		19,3	19,3	20,1	
2017	34 137	35 571	37 106		21,5	21,3	21,9	
2018	35 328	36 982	38 967		3,5	4,0	5,0	
2019	36 645	38 534	41 016		3,7	4,2	5,3	
2020	37 866	40 009	43 035		3,3	3,8	4,9	
2021	38 927	41 339	44 963		2,8	3,3	4,5	
2022	39 935	42 701	46 913		2,6	3,3	4,3	
2023	41 052	44 205	49 070		2,8	3,5	4,6	
2024	42 204	45 773	51 355		2,8	3,5	4,7	
2025	43 393	47 408	53 775		2,8	3,6	4,7	
2026	44 631	49 126	56 352		2,9	3,6	4,8	
2027	45 909	50 920	59 085		2,9	3,7	4,8	
2028	47 219	52 783	61 974		2,9	3,7	4,9	
2029	48 571	54 728	65 041		2,9	3,7	4,9	
2030	49 968	56 759	68 295		2,9	3,7	5,0	
2031	51 193	58 665	71 533		2,5	3,4	4,7	
2032	52 682	60 882	75 204		2,9	3,8	5,1	
Crec. 2001-2012				⇒ 5,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el capítulo de sensibilidad.			
Crec. 2013-2022	↓ 7,6%	⇒ 8,3%	↑ 9,3%					
Crec. 2023-2032	↓ 2,8%	⇒ 3,6%	↑ 4,8%					



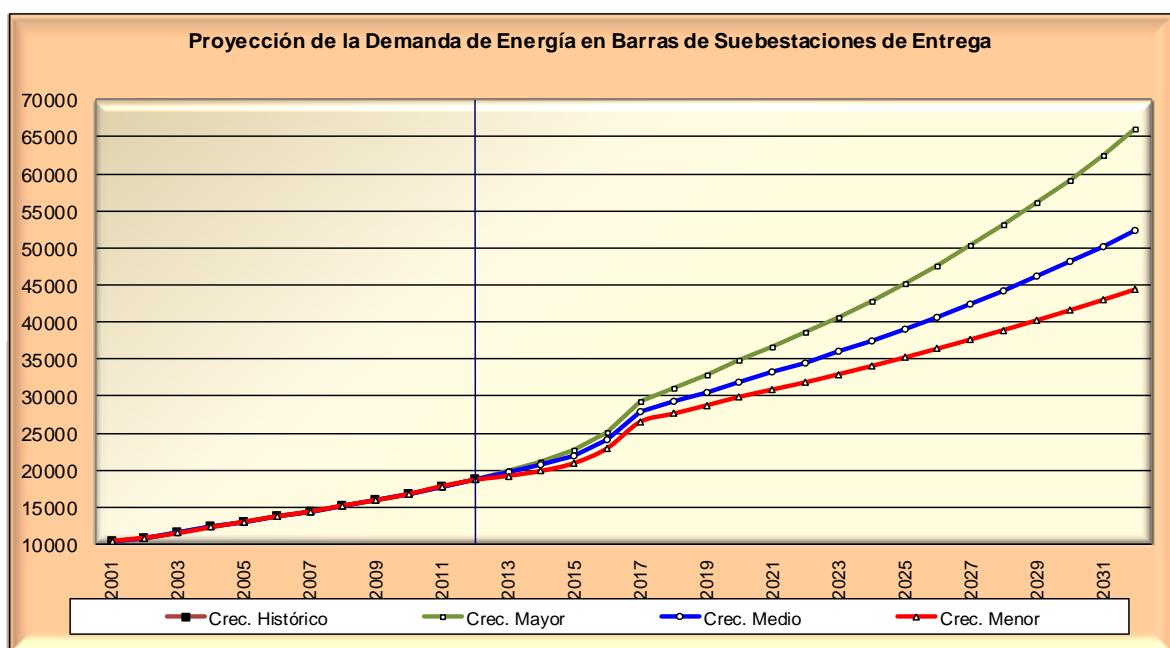
**FIG. NO. 6.6.1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN**

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2 002				6,0
2002				2 132				6,5
2003				2 223				4,3
2004				2 401				8,0
2005				2 424				1,0
2006				2 642				9,0
2007				2 706				2,4
2008				2 785				2,9
2009				2 768				-0,6
2010				2 879				4,0
2011				3 052				6,0
2012				3 207				5,1
2013	3 247	3 334	3 370		1,2	4,0	5,1	
2014	3 357	3 480	3 551		3,4	4,4	5,4	
2015	3 876	4 032	4 150		15,5	15,9	16,9	
2016	4 686	4 875	5 047		20,9	20,9	21,6	
2017	5 448	5 669	5 906		16,2	16,3	17,0	
2018	5 717	5 974	6 282		4,9	5,4	6,4	
2019	5 911	6 205	6 589		3,4	3,9	4,9	
2020	6 110	6 442	6 909		3,4	3,8	4,9	
2021	6 277	6 650	7 210		2,7	3,2	4,3	
2022	6 437	6 864	7 513		2,5	3,2	4,2	
2023	6 620	7 107	7 856		2,8	3,5	4,6	
2024	6 809	7 360	8 218		2,9	3,6	4,6	
2025	7 004	7 623	8 602		2,9	3,6	4,7	
2026	7 206	7 899	9 009		2,9	3,6	4,7	
2027	7 415	8 187	9 440		2,9	3,6	4,8	
2028	7 629	8 485	9 895		2,9	3,6	4,8	
2029	7 849	8 797	10 377		2,9	3,7	4,9	
2030	8 077	9 122	10 888		2,9	3,7	4,9	
2031	8 312	9 461	11 431		2,9	3,7	5,0	
2032	8 555	9 815	12 006		2,9	3,7	5,0	
Crec. 2001-2012				⇒ 4,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el capítulo de sensibilidad.			
Crec. 2013-2022	↓ 7,4%	⇒ 8,1%	↑ 9,1%					
Crec. 2023-2032	↓ 2,9%	⇒ 3,6%	↑ 4,8%					



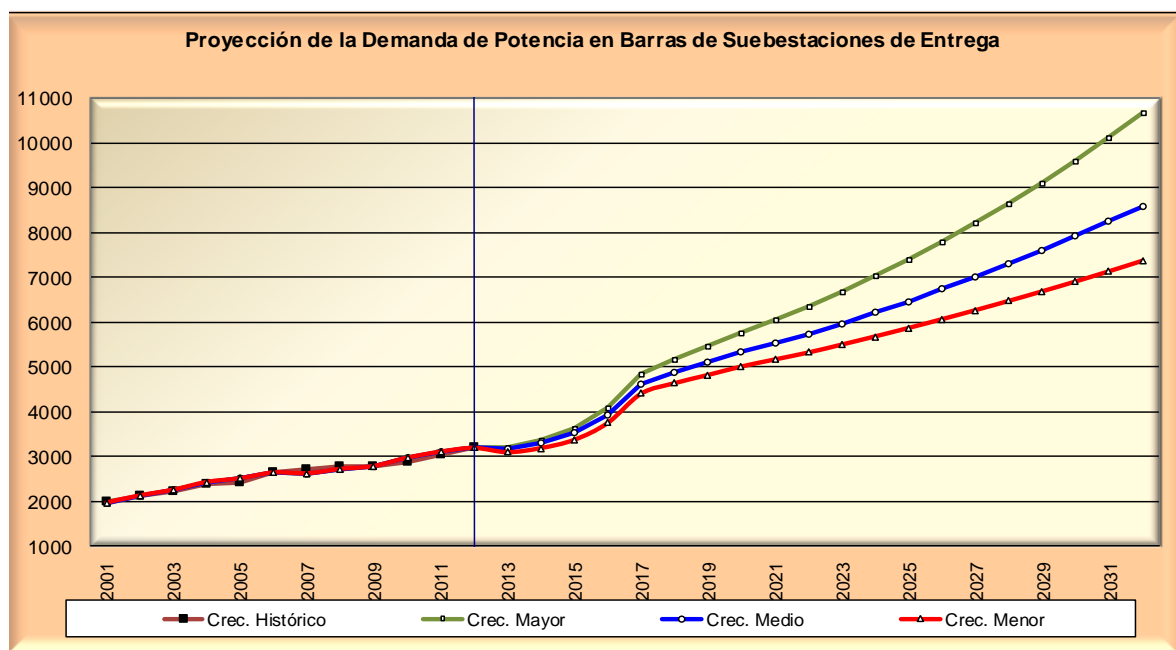
**FIG. NO. 6.6.2: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN**

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10 447				6,0
2002				10 881				4,2
2003				11 487				5,6
2004				12 285				6,9
2005				13 034				6,1
2006				13 766				5,6
2007				14 403				4,6
2008				15 230				5,7
2009				15 947				4,7
2010				16 791				5,3
2011				17 848				6,3
2012				18 683				4,7
2013	19 222	19 776	20 000		2,9	5,9	7,0	
2014	19 894	20 670	21 119		3,5	4,5	5,6	
2015	20 951	21 932	22 666		5,3	6,1	7,3	
2016	22 953	24 129	25 207		9,6	10,0	11,2	
2017	26 514	27 890	29 364		15,5	15,6	16,5	
2018	27 615	29 202	31 108		4,2	4,7	5,9	
2019	28 733	30 548	32 930		4,1	4,6	5,9	
2020	29 892	31 949	34 855		4,0	4,6	5,8	
2021	30 880	33 197	36 678		3,3	3,9	5,2	
2022	31 857	34 514	38 561		3,2	4,0	5,1	
2023	32 938	35 968	40 643		3,4	4,2	5,4	
2024	34 054	37 484	42 849		3,4	4,2	5,4	
2025	35 205	39 065	45 186		3,4	4,2	5,5	
2026	36 404	40 727	47 675		3,4	4,3	5,5	
2027	37 642	42 461	50 315		3,4	4,3	5,5	
2028	38 911	44 264	53 106		3,4	4,2	5,5	
2029	40 222	46 146	56 069		3,4	4,3	5,6	
2030	41 575	48 112	59 214		3,4	4,3	5,6	
2031	42 973	50 166	62 553		3,4	4,3	5,6	
2032	44 416	52 311	66 100		3,4	4,3	5,7	
Crec. 2001-2012				⇒ 5,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el capítulo de sensibilidad.			
Crec. 2013-2022	↓ 5,5%	⇒ 6,4%	↑ 7,6%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,4%	⇒ 4,2%	↑ 5,5%					



**FIG. NO. 6.6.3: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ENTREGA**

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GW)				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	3 101	3 185	3 219		-3,0	-0,4	0,7	
2014	3 193	3 310	3 378		3,0	3,9	4,9	
2015	3 377	3 527	3 639		5,8	6,5	7,7	
2016	3 753	3 934	4 099		11,1	11,5	12,6	
2017	4 406	4 619	4 845		17,4	17,4	18,2	
2018	4 640	4 887	5 182		5,3	5,8	6,9	
2019	4 823	5 104	5 473		3,9	4,5	5,6	
2020	5 013	5 331	5 779		3,9	4,4	5,6	
2021	5 170	5 528	6 064		3,1	3,7	4,9	
2022	5 324	5 734	6 356		3,0	3,7	4,8	
2023	5 502	5 968	6 687		3,3	4,1	5,2	
2024	5 684	6 213	7 036		3,3	4,1	5,2	
2025	5 873	6 467	7 406		3,3	4,1	5,3	
2026	6 068	6 733	7 799		3,3	4,1	5,3	
2027	6 270	7 011	8 215		3,3	4,1	5,3	
2028	6 477	7 300	8 654		3,3	4,1	5,3	
2029	6 690	7 601	9 120		3,3	4,1	5,4	
2030	6 911	7 915	9 613		3,3	4,1	5,4	
2031	7 138	8 243	10 136		3,3	4,1	5,4	
2032	7 373	8 585	10 692		3,3	4,2	5,5	
Crec. 2001-2012				⇒ 4,6%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el capítulo de sensibilidad.			
Crec. 2013-2022	↓ 5,4%	⇒ 6,1%	↑ 7,2%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,3%	⇒ 4,1%	↑ 5,3%					



**FIG. NO. 6.6.4: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA EN BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ENTREGA**

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI (GWh)										
MES	ESCENARIO MENOR H5									
	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ene	1 670	1 734	1 961	2 338	2 842	2 941	3 050	3 152	3 240	3 324
Feb	1 549	1 609	1 819	2 170	2 637	2 729	2 831	2 925	3 007	3 085
Mar	1 745	1 812	2 049	2 444	2 970	3 074	3 189	3 295	3 387	3 475
Abr	1 683	1 748	1 976	2 357	2 865	2 965	3 075	3 178	3 267	3 351
May	1 740	1 807	2 043	2 437	2 961	3 065	3 179	3 285	3 377	3 464
Jun	1 655	1 719	1 943	2 317	2 817	2 915	3 024	3 124	3 212	3 295
Jul	1 667	1 731	1 957	2 334	2 837	2 936	3 045	3 147	3 235	3 319
Ago	1 654	1 718	1 943	2 317	2 816	2 914	3 023	3 123	3 211	3 294
Sep	1 630	1 692	1 914	2 282	2 774	2 871	2 978	3 077	3 163	3 245
Oct	1 664	1 729	1 955	2 331	2 833	2 932	3 041	3 142	3 230	3 314
Nov	1 636	1 699	1 921	2 291	2 784	2 881	2 989	3 088	3 175	3 257
Dic	1 763	1 831	2 071	2 470	3 001	3 106	3 222	3 329	3 422	3 511
Energía GWh	20 056	20 829	23 553	28 088	34 137	35 328	36 645	37 866	38 927	39 935

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI (MWh)										
MES	ESCENARIO MEDIO H5									
	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ene	1 718	1 801	2 046	2 440	2 961	3 078	3 208	3 330	3 441	3 555
Feb	1 594	1 672	1 898	2 264	2 748	2 857	2 977	3 091	3 193	3 299
Mar	1 796	1 883	2 138	2 551	3 095	3 218	3 353	3 481	3 597	3 716
Abr	1 732	1 816	2 062	2 460	2 985	3 103	3 234	3 357	3 469	3 583
May	1 790	1 877	2 132	2 543	3 086	3 208	3 343	3 471	3 586	3 704
Jun	1 703	1 785	2 028	2 419	2 935	3 051	3 179	3 301	3 411	3 523
Jul	1 715	1 798	2 042	2 436	2 956	3 073	3 203	3 325	3 436	3 549
Ago	1 702	1 785	2 027	2 418	2 934	3 050	3 178	3 300	3 410	3 522
Sep	1 677	1 758	1 997	2 382	2 890	3 005	3 131	3 251	3 359	3 470
Oct	1 712	1 796	2 039	2 433	2 952	3 069	3 198	3 320	3 431	3 544
Nov	1 683	1 765	2 004	2 391	2 901	3 016	3 143	3 263	3 372	3 483
Dic	1 814	1 903	2 161	2 577	3 127	3 251	3 388	3 518	3 635	3 754
Energía GWh	20 634	21 639	24 574	29 313	35 571	36 982	38 534	40 009	41 339	42 701

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI (MWh)										
MES	ESCENARIO MAYOR H5									
	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ene	1 737	1 840	2 109	2 534	3 089	3 244	3 414	3 582	3 743	3 905
Feb	1 612	1 708	1 957	2 351	2 866	3 010	3 168	3 324	3 473	3 624
Mar	1 816	1 924	2 205	2 648	3 229	3 391	3 569	3 745	3 913	4 082
Abr	1 751	1 855	2 126	2 554	3 114	3 270	3 442	3 611	3 773	3 937
May	1 810	1 918	2 198	2 640	3 219	3 380	3 558	3 733	3 901	4 070
Jun	1 722	1 824	2 091	2 511	3 062	3 215	3 384	3 551	3 710	3 871
Jul	1 734	1 837	2 106	2 529	3 084	3 238	3 409	3 577	3 737	3 899
Ago	1 721	1 823	2 090	2 510	3 061	3 214	3 383	3 550	3 709	3 869
Sep	1 696	1 796	2 059	2 473	3 015	3 166	3 333	3 497	3 653	3 812
Oct	1 732	1 835	2 103	2 526	3 079	3 234	3 404	3 571	3 731	3 893
Nov	1 702	1 803	2 067	2 482	3 026	3 178	3 345	3 510	3 667	3 826
Dic	1 835	1 944	2 228	2 676	3 262	3 426	3 606	3 784	3 953	4 125
Energía GWh	20 867	22 106	25 339	30 436	37 106	38 967	41 016	43 035	44 963	46 913

Tabla No.6.6.1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN

## DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI (MW)

MES	ESCENARIO MENOR H5									
	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ene	3 096	3 202	3 696	4 470	5 196	5 452	5 638	5 827	5 987	6 139
Feb	3 119	3 225	3 723	4 502	5 233	5 492	5 678	5 869	6 030	6 183
Mar	3 046	3 150	3 637	4 397	5 112	5 364	5 547	5 733	5 890	6 040
Abr	3 140	3 247	3 749	4 532	5 269	5 529	5 717	5 909	6 071	6 225
May	3 170	3 278	3 784	4 575	5 319	5 582	5 771	5 965	6 129	6 285
Jun	3 061	3 165	3 655	4 419	5 137	5 391	5 574	5 761	5 919	6 069
Jul	3 023	3 126	3 609	4 364	5 073	5 323	5 504	5 689	5 845	5 993
Ago	3 011	3 114	3 595	4 347	5 053	5 302	5 483	5 667	5 822	5 970
Sep	3 081	3 186	3 679	4 448	5 171	5 426	5 611	5 799	5 958	6 109
Oct	3 075	3 180	3 671	4 439	5 160	5 415	5 599	5 787	5 946	6 097
Nov	3 191	3 300	3 809	4 606	5 355	5 619	5 810	6 005	6 170	6 327
Dic	3 247	3 357	3 876	4 686	5 448	5 717	5 911	6 110	6 277	6 437
Potencia Máx	3 247	3 357	3 876	4 686	5 448	5 717	5 911	6 110	6 277	6 437

## DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI (MW)

MES	ESCENARIO MEDIO H5									
	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ene	3 180	3 319	3 846	4 649	5 407	5 698	5 917	6 143	6 343	6 546
Feb	3 203	3 343	3 873	4 683	5 446	5 739	5 960	6 188	6 388	6 594
Mar	3 129	3 265	3 784	4 574	5 320	5 606	5 822	6 044	6 240	6 441
Abr	3 225	3 365	3 900	4 715	5 483	5 778	6 001	6 230	6 432	6 639
May	3 256	3 397	3 937	4 759	5 535	5 833	6 058	6 289	6 493	6 702
Jun	3 144	3 281	3 802	4 596	5 346	5 633	5 850	6 074	6 271	6 472
Jul	3 105	3 240	3 755	4 539	5 279	5 562	5 777	5 998	6 192	6 391
Ago	3 093	3 228	3 740	4 521	5 258	5 541	5 755	5 975	6 168	6 367
Sep	3 165	3 303	3 827	4 627	5 381	5 670	5 889	6 114	6 312	6 515
Oct	3 158	3 296	3 819	4 617	5 370	5 658	5 877	6 101	6 299	6 501
Nov	3 277	3 420	3 963	4 791	5 572	5 872	6 098	6 331	6 537	6 747
Dic	3 334	3 480	4 032	4 875	5 669	5 974	6 205	6 442	6 650	6 864
Potencia Máx	3 334	3 480	4 032	4 875	5 669	5 974	6 205	6 442	6 650	6 864

## DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI (MW)

MES	ESCENARIO MAYOR H5									
	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ene	3 214	3 386	3 957	4 814	5 633	5 991	6 284	6 590	6 876	7 165
Feb	3 237	3 411	3 986	4 848	5 673	6 035	6 329	6 637	6 925	7 217
Mar	3 162	3 332	3 894	4 736	5 542	5 895	6 182	6 483	6 765	7 049
Abr	3 259	3 434	4 013	4 882	5 712	6 076	6 372	6 682	6 973	7 266
May	3 290	3 467	4 051	4 928	5 766	6 133	6 433	6 746	7 039	7 335
Jun	3 177	3 348	3 913	4 759	5 569	5 923	6 213	6 515	6 798	7 084
Jul	3 138	3 306	3 864	4 700	5 499	5 849	6 135	6 433	6 713	6 995
Ago	3 126	3 293	3 849	4 681	5 478	5 827	6 111	6 408	6 687	6 968
Sep	3 198	3 370	3 938	4 791	5 606	5 963	6 254	6 558	6 843	7 130
Oct	3 192	3 363	3 930	4 781	5 594	5 950	6 241	6 544	6 829	7 116
Nov	3 312	3 490	4 078	4 961	5 805	6 175	6 476	6 791	7 086	7 384
Dic	3 370	3 551	4 150	5 047	5 906	6 282	6 589	6 909	7 210	7 513
Potencia Máx	3 370	3 551	4 150	5 047	5 906	6 282	6 589	6 909	7 210	7 513

Tabla No.6.6.2: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN

# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 7: SENSIBILIDAD DE LA PROYECCIÓN**



# Capítulo 7

## Sensibilidad de la Proyección

### Objetivo General

Tener una visión del crecimiento de la demanda en escenario alto y bajo de acuerdo a las variables exógenas analizadas en el estudio econométrico.

### Objetivos Específicos

- Obtener los índices de crecimiento de la demanda en escenario alto
- Obtener los índices de crecimiento de la demanda en escenario bajo

## 7.1. Sensibilidades a la proyección nacional

Los resultados presentados en los puntos anteriores corresponden a lo que se denomina escenario base; es decir, reflejan los efectos de un conjunto de condiciones que describen el contexto que se considera posible. Estas condiciones se expresan a través de las variables exógenas empleadas en los modelos de proyección de la demanda por sectores tales como el PIB y la población nacional. Las previsiones sobre el comportamiento de estas variables deben manifestar una evolución lógica que parte del presente.

Habitualmente, la determinación del escenario base surge del consenso del planificador, el analista y el organismo representante del país o empresa bajo estudio, de modo tal que se elija aquel que resulte admisible o más recomendable desde el punto de vista técnico y del conocimiento del mercado.

A partir del escenario base se puede evaluar el efecto en la proyección de demanda planteando escenarios alternativos para las variables exógenas empleadas, esto es lo que se conoce como **análisis de sensibilidad**. El mismo consiste en plantear al menos dos escenarios de evolución futura para los impulsores de la demanda empleados, uno de alta y otro de baja, en función de los valores previstos para el escenario base.

El análisis de sensibilidad en conjunto con los escenarios que involucran y las hipótesis planteadas, se podrán ver en el Anexo E.

Tal como puede verse en la figura 4.5.3, existe una estrecha relación entre el comportamiento de las variables exógenas: PIB y población, y las variables endógenas: clientes y energía. En especial se destaca el impacto del PIB en la proyección de la venta total de energía a nivel país, a través de su influencia en los sectores industrial y comercial, quienes representan en la actualidad el 59% del consumo total, y su efecto indirecto en el sector residencial a través del ingreso per cápita sobre el consumo por cliente.

Como puede observarse en el gráfico a continuación, la población de Ecuador presenta desde 1990 un sendero de crecimiento con una mínima variación entre períodos censales (1990-2001-2010) alcanzando valores muy próximos al 2% promedio anual. En el presente volumen, si bien se empleó al PIB y a la población nacional como impulsores de la demanda, dada la escasa variabilidad que ha presentado la población en los últimos tres períodos intercensales, únicamente se analizará el efecto de modificar el comportamiento esperado a futuro del PIB.

Respecto al PIB se plantearon dos alternativas al escenario base o medio, aplicando una variación de +/- 1% a los valores a futuro empleados en el escenario base. En la tabla a continuación se presentan las tasas de crecimiento promedio anual previstas para el período 2013-2022, período en que se aplicó al PIB como variable explicativa en los modelos de regresión.

### ***Evolución del PBI***

#### ***Tasa de crecimiento promedio anual***

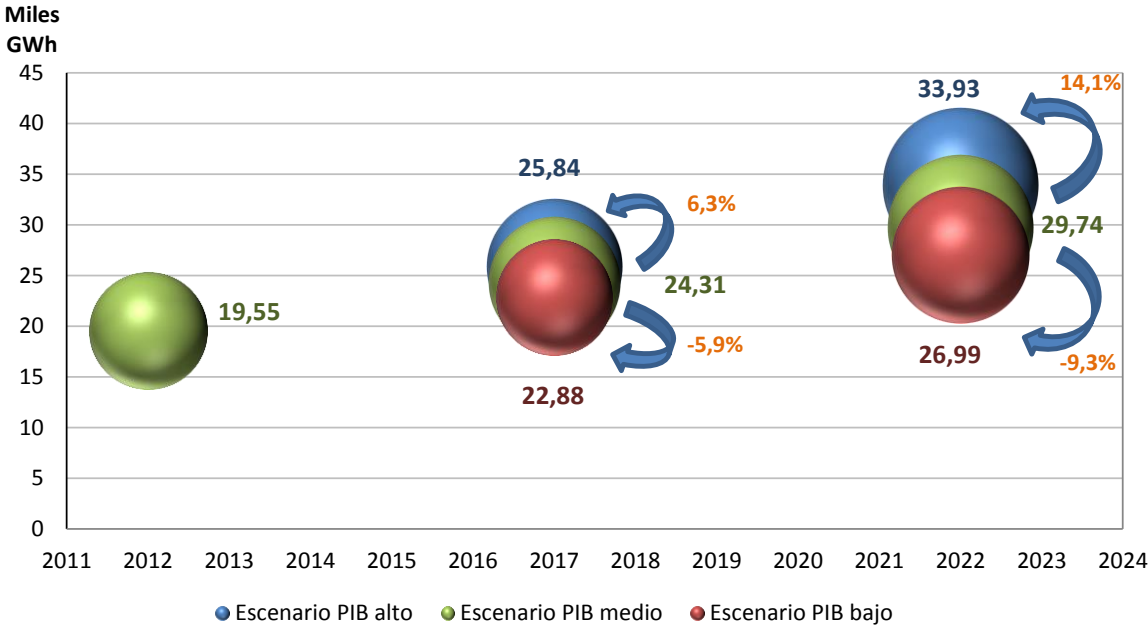
Escenario	2011-2021
Alto	4,7%
Medio	3,7%
Bajo	2,7%

**Tabla No.7.1.1 ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DEL PIB DE ECUADOR 2012-2021**

En el gráfico a continuación se puede observar el impacto de la variación esperada del PIB aplicada a la proyección de energía respecto del escenario base para el año 2012 y los puntos de corte 2017 y 2022.

En el escenario de alta, donde se espera que la economía ecuatoriana tenga una evolución mejor que la planteada en el escenario base, la venta total de energía de Ecuador alcanzaría los 33.935 GWh en el año 2022. Esto implicaría un incremento porcentual del 14.1% respecto a la venta proyectada para el escenario base en los puntos de corte arriba mencionados.

En el caso que la economía ecuatoriana experimente una evolución más moderada que la prevista en el escenario medio, se estima que la venta de energía se retraería un 9,3% en el 2022 respecto a los valores estimados en el escenario base, alcanzando valores próximos a los 26.985 GWh en el año 2022.



**FIG. NO. 7.1.1: ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA DEL ECUADOR**

Respecto a la composición del mercado, se observa en ambos escenarios<sup>11</sup> de PIB que el sector residencial deja lugar en el mercado a favor del desarrollo de los sectores más influenciados por el PIB como lo son el comercial y el industrial. Es de destacar, que el sector industrial, que actualmente representa el 39,73% de la venta total de energía del Ecuador, se estima que en el escenario de alta alcanzaría, impulsado por el desarrollo de la economía, aproximadamente el 42,4% del mercado hacia el horizonte del estudio.

<sup>11</sup> La composición del mercado de distribución eléctrica en el escenario base puede analizarse a partir de la figura 5.2.15

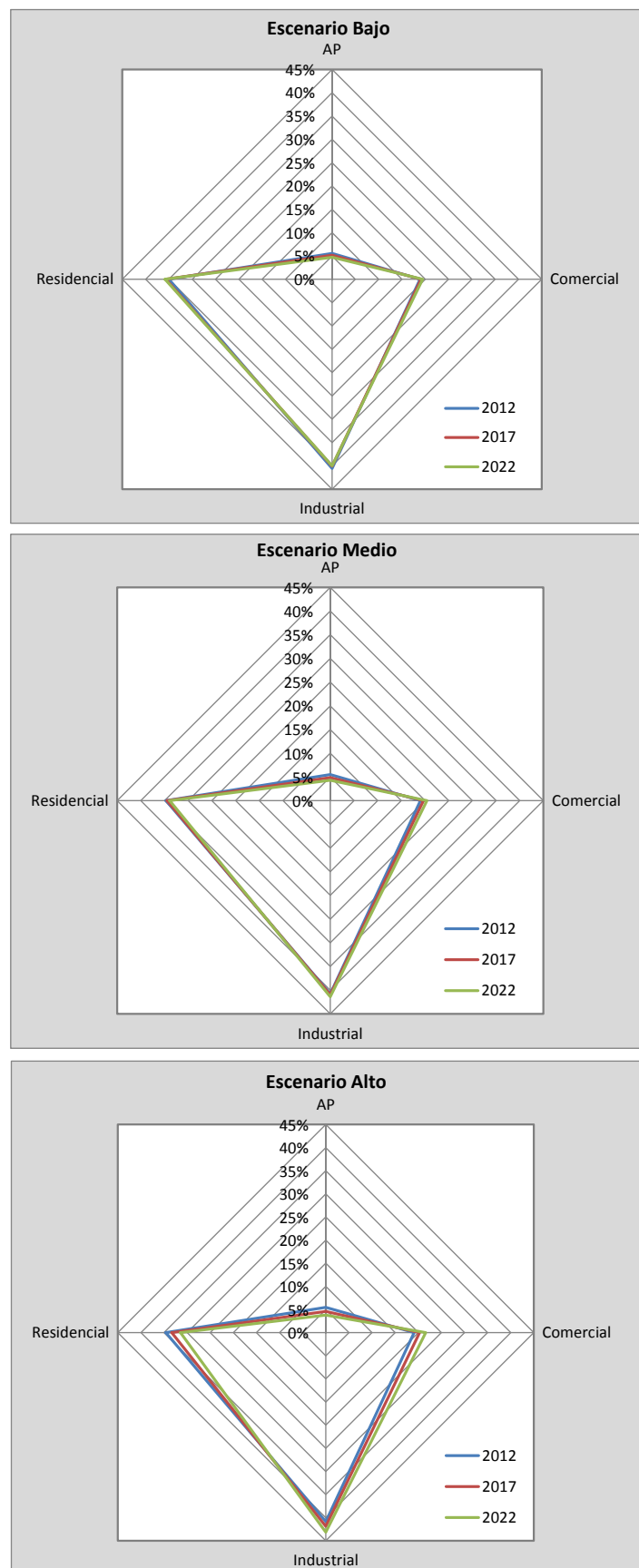


FIG. NO. 7.1.2: EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA DEL ECUADOR

Respecto al impacto de la evolución esperada de la economía en la proyección de clientes, se observa que la influencia es significativamente menor que en la venta de energía, debido a que sólo afecta a los clientes de los sectores comercial e industrial que en conjunto representan el 12% del total de clientes de Ecuador.

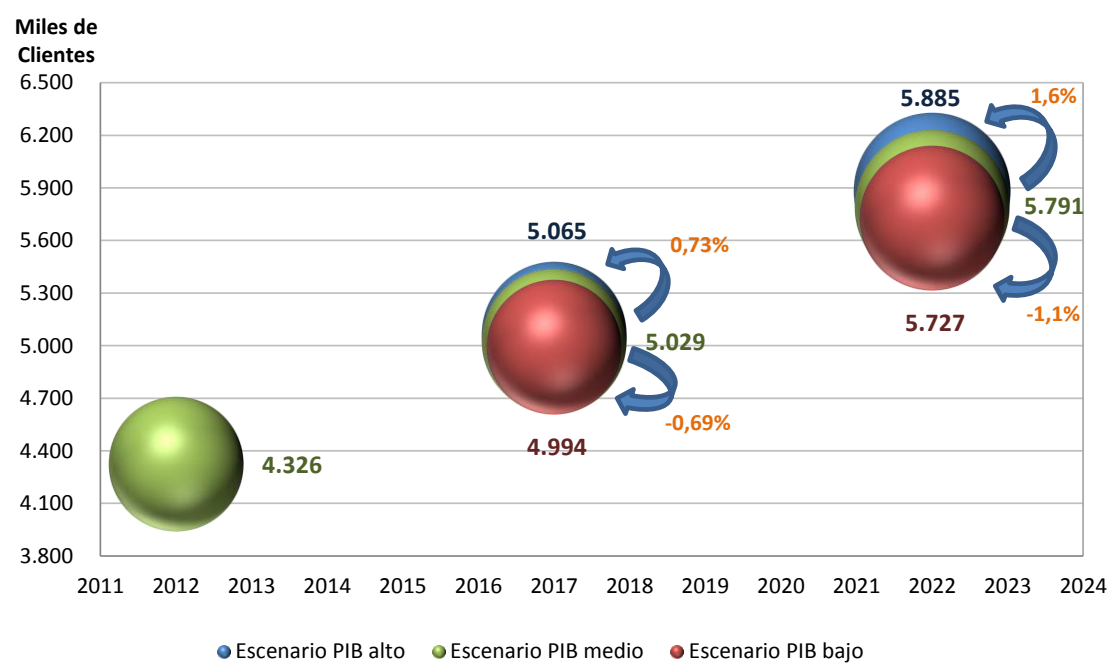
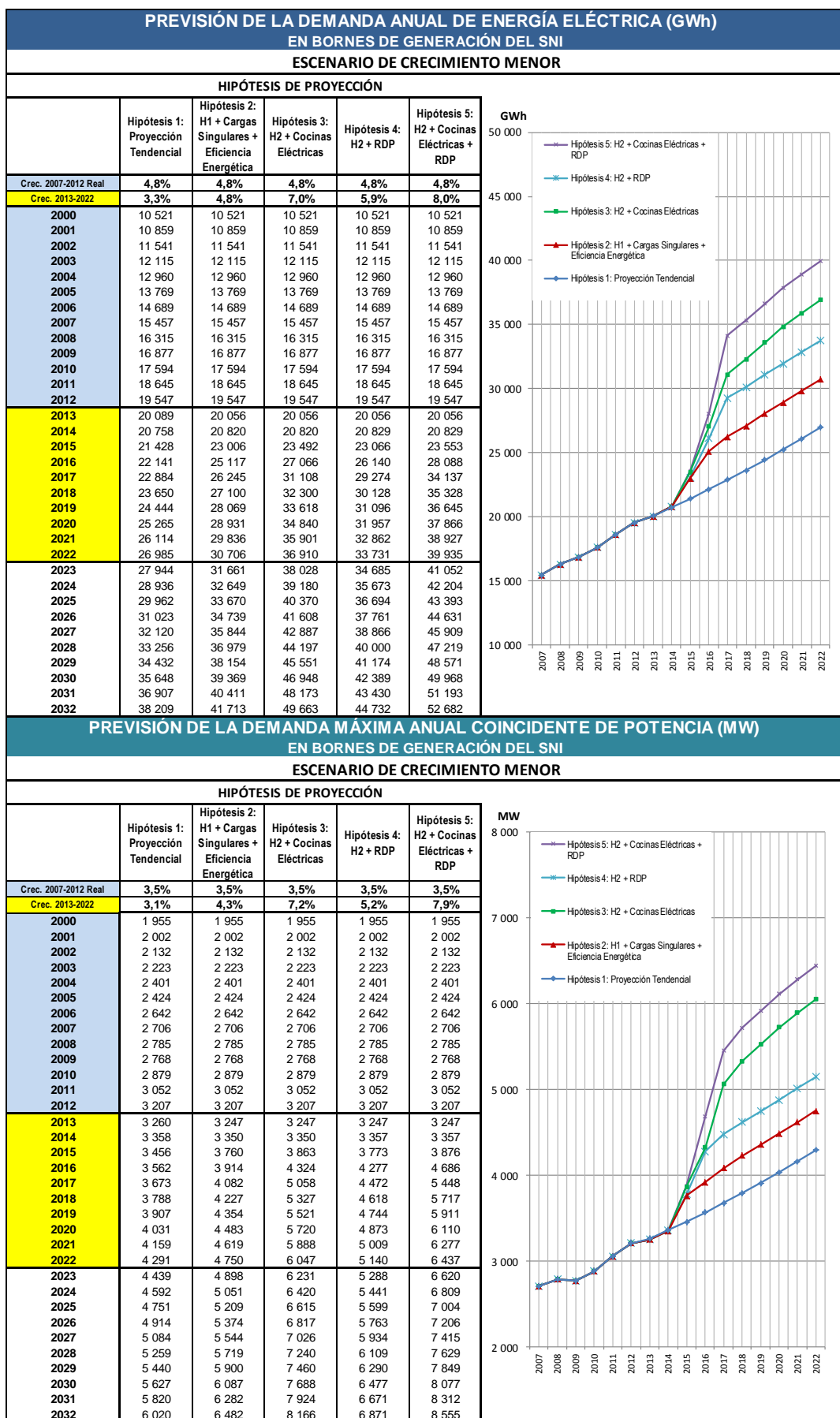
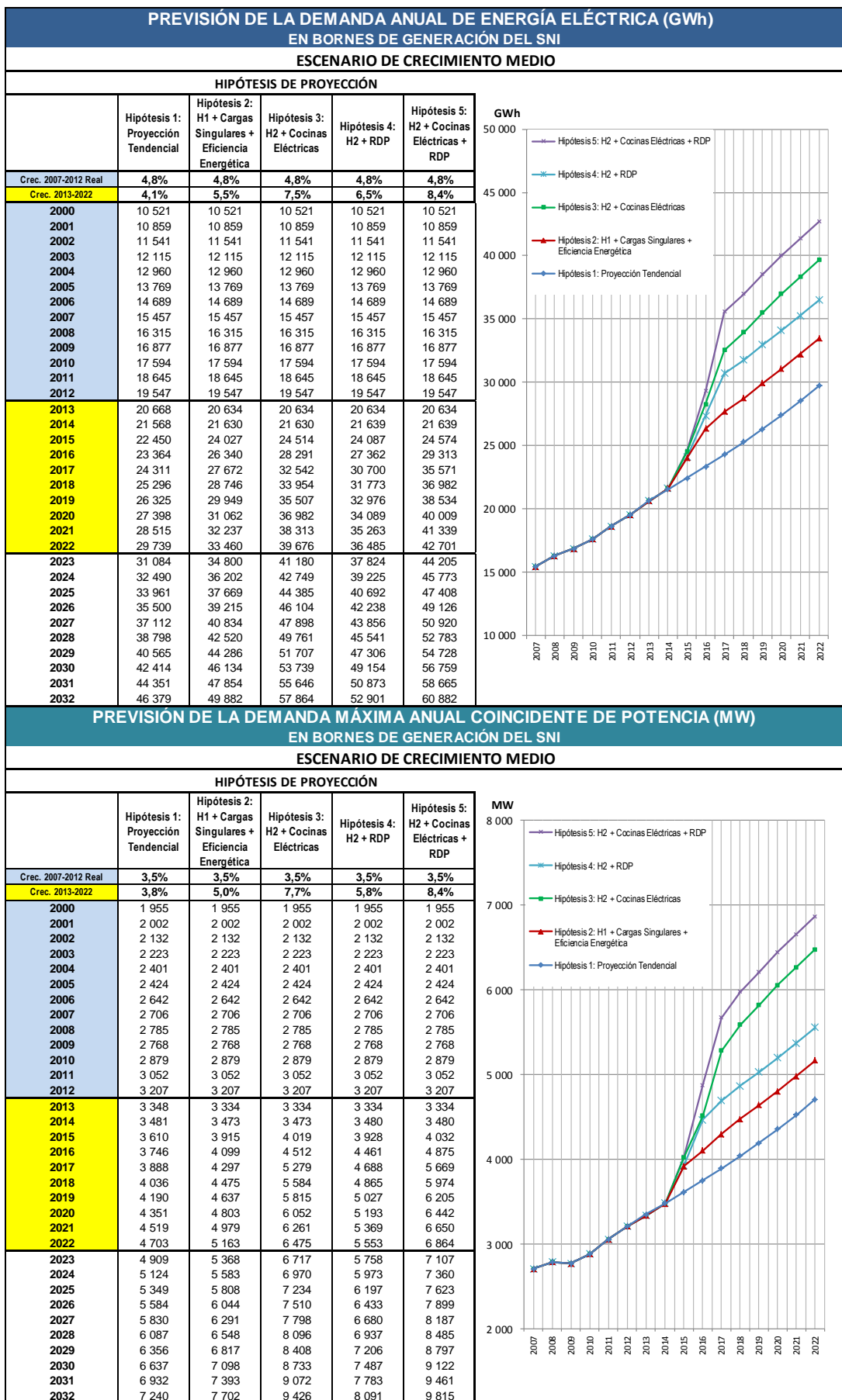
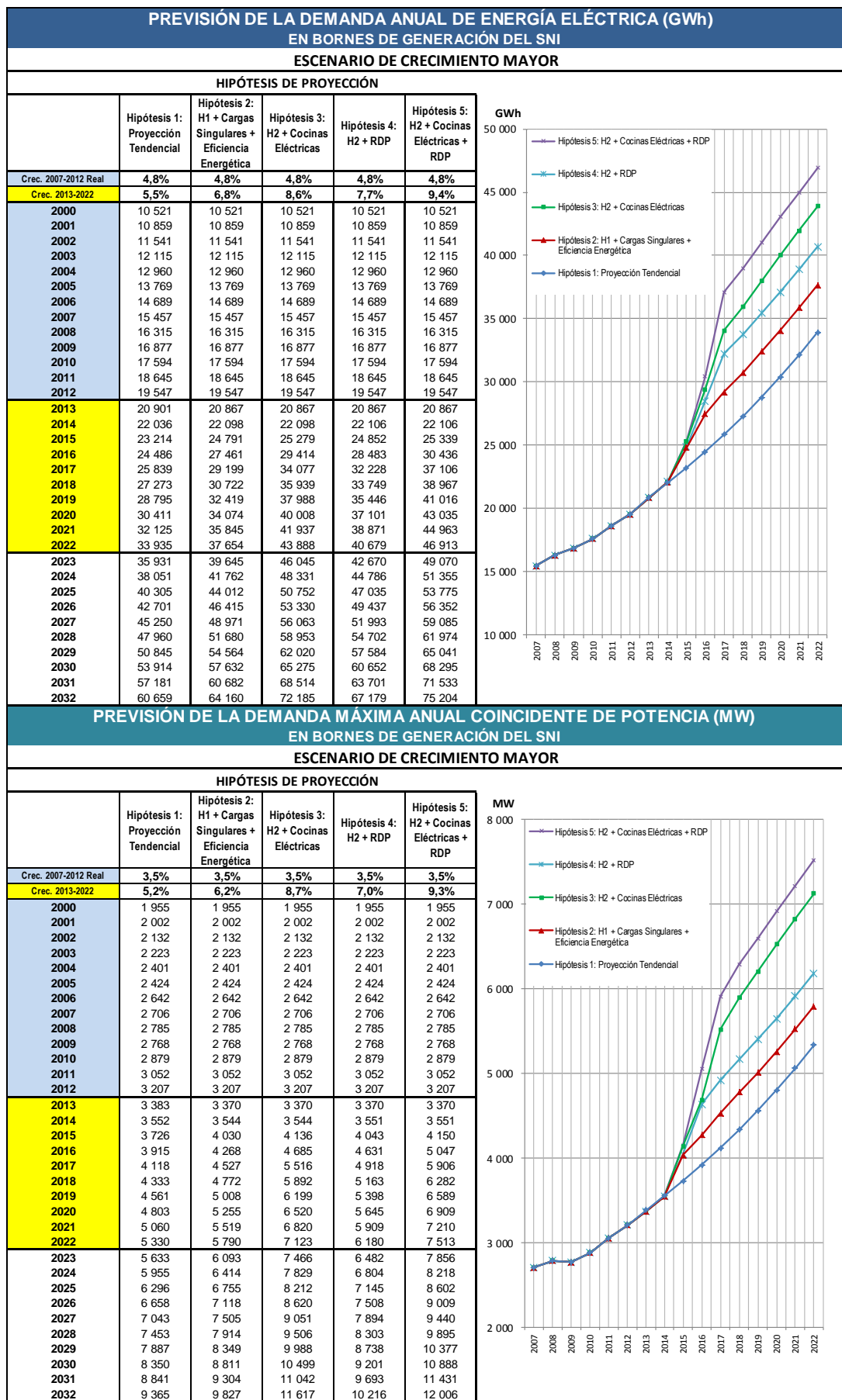


FIG. NO. 7.1.3: ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE CLIENTES EN EL ECUADOR

A continuación se presenta el resumen de las proyecciones de potencia y energía bajo las 5 hipótesis analizadas con los escenarios: alto, medio y bajo.









# Bibliografía

INECEL, Dirección de Planificación. Plan Maestro de Electrificación del Ecuador periodo 1993-2002. Pág. 4-2.

Estudio para análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, PNUD, Octubre 2009, Tercer informe.

Consumo de GLP a nivel Nacional por Sectores.- Fuente: Agencia Nacional de Control Hidrocarburífero.

## **ANEXO A**

### **Metodología de la Proyección de la Demanda.**

# Metodología de la Proyección de la Demanda.

## A.1. Introducción

La prospectiva imagina varios escenarios futuros o situaciones que pueden suceder y lo que se debería hacer según el caso. Este proceso no implica simplemente hacer un pronóstico de lo que sucederá sino que involucra la predicción o estimación de un hecho futuro, basándose en consideraciones subjetivas diferentes a los simples datos provenientes del pasado; estas consideraciones subjetivas no necesariamente deben combinarse de manera predeterminada. La predicción no implica exactitud, mas bien una proyección que será útil para dirigir las actividades.

La proyección mediante métodos estadísticos y econométricos, principal metodología aplicada en el Volumen de Estudio y Gestión de la Demanda, está más vinculada a la predicción que al pronóstico.

Dentro del abanico de contextos planteados en el estudio de proyección, se debe elegir aquel que a criterio de los técnicos y expertos se considera el más probable, quedando conformado el escenario base. A partir de este escenario pueden plantearse escenarios de crecimiento alto y bajo, que involucran sensibilidades de las variables explicativas empleadas en las estimaciones, como así también escenarios que involucren la adición de planes y/o cambios de tecnologías que afectan a la demanda de manera exógena. Todos ellos en conjunto conforman el estudio de proyección.

A continuación se lleva a cabo una descripción general del proceso de estimación de la demanda detallando métodos y criterios empleados en el Estudio de estimación y proyección de la demanda eléctrica de Ecuador 2013-2022. En el presente apartado se detallará específicamente el método y criterios aplicados en la estimación y posterior proyección de la demanda de cada grupo de consumo.

## A.2. Proyección global de la demanda

### A.2.1 Etapas de análisis de estimación de la demanda

El estudio de análisis, estimación y proyección de la demanda eléctrica implica un proceso donde deben cumplimentarse diferentes etapas:

- Análisis de la situación actual de la demanda
- Elección del método de proyección
- Proyección de la demanda

#### *Análisis de la situación actual de la demanda*

Esta etapa comprende el análisis de las características, dinámica y funcionamiento actuales de la demanda (clientes y energía) con el objeto de identificar las variables o factores que afectan su comportamiento. Esto es con la intención de actuar sobre el funcionamiento de las variables para controlar su trayectoria y poder proyectarla.

En primer lugar, se deben caracterizar y evaluar desde el punto de vista estadístico las series a proyectar mediante gráficas y tablas, de modo tal de tomar conocimiento sobre cambios en el esquema administrativo de las empresas, extensiones de la red de distribución, modificaciones en

el sistema de medición de consumos, etc. Este procedimiento permite detectar algún comportamiento atípico de mercado en los datos durante el período histórico de referencia.

Como primer paso se analizaron las series históricas de las variables cantidad de clientes y energía de cada grupo de consumo (Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y Otros).

Los determinantes o variables exógenas analizadas en este caso fueron de tipo macroeconómico (PIB nacional) y demográfico (población, cantidad de viviendas totales y con servicio eléctrico a nivel país) y las fuentes consultadas fueron organismos oficiales nacionales (CONELEC, INEC, BCE). En el apartado correspondiente a Datos de base se detalla el comportamiento histórico de tales variables y sus posibles valores en el período de proyección.

### *Elección del método de estimación y proyección*

La elección del método y la validez de los resultados obtenidos (outputs) están íntimamente vinculados a la disponibilidad y calidad de los datos de entrada (inputs).

El método de estimación y proyección depende no solo del objetivo de la proyección sino del horizonte del estudio y de las características de la información disponible. Esto es, la longitud y el comportamiento (estable o errático) de las series históricas a proyectar y de sus determinantes en el período histórico; la disponibilidad y calidad de valores de los determinantes en el período de proyección.

Para el estudio de proyección se contó con series comerciales históricas (clientes y energía facturada) desde 1999 a 2011, definiéndose como punto de partida de las proyecciones el año 2013 y como horizonte el año 2032. Dada la extensa longitud del período de proyección, para la definición de la metodología a aplicar se subdividió en dos sub-períodos:

2013-2021: que comprende el corto y mediano plazo <sup>1</sup>

2022-2032: que comprende el largo y muy largo plazo<sup>2</sup>

En base al análisis anterior se estableció la aplicación de los siguientes métodos en la estimación y proyección de la demanda de electricidad por uso del Ecuador:

- Modelos Econométricos
- Análisis de períodos anteriores
- Evolución Tendencial
- Impulsores y Esquemas Analíticos

Se estimaron y proyectaron las ventas en unidades físicas, clientes y energía, de cada una de las categorías denominadas “Categorías Estadísticas”, es decir por uso o grupo de consumo. Ellas son: Residencial, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y Otros. De este modo se agrupan las

---

<sup>1</sup> En este período periodo en el que se satisface la demanda la demanda con pequeñas modificaciones de recursos físicos y/o humanos que no involucran un capital de inversión alto.

<sup>2</sup> Período lo suficientemente largo como para permitir a la empresa modificar su capacidad de venta realizando todos los cambios necesarios para ello incluso aquellos que implican un alto capital de inversión.

demandas en categorías homogéneas desde el punto de vista de las variables que explican su comportamiento.

En todos los casos analizados se le dio prioridad al uso de modelos econométricos que permiten, mediante la estimación de una relación, expresar la variable a explicar (ej.: energía comercial) en función de determinantes o variables que afectan el comportamiento de la variable a explicar (ej.: PIB). Esta técnica tiene la ventaja de permitir llevar a cabo pruebas o test para evaluar estadísticamente la bondad del ajuste del modelo a los datos reales, establecer la capacidad de predicción del modelo y cuantificar el error de la predicción.

En todos los casos se presenta aquel modelo elegido por ser el que mejor representa el comportamiento de las variables bajo análisis de cada tipo de cliente. Dada la complejidad de la técnica de estimación de modelos econométricos a continuación se dedica un apartado donde se resumen las nociones fundamentales para la estimación del modelo analizado y su posterior evaluación de la capacidad de ajuste y predicción.

En el caso de la estimación de la cantidad de clientes residenciales, se aplicó un esquema analítico donde se ven involucrados impulsores o variables de tipo demográficas.

### **Modelos Econométricos**

Los modelos econométricos permiten explicar el comportamiento de una o más variables en función de otras a través de la estimación de una relación matemática. En el modelo sólo se incluyen variables que se pueden cuantificar o valorar y que están disponibles.

Este tipo de modelos cuenta con una parte determinística (relación) y con una componente estocástica que se denomina residuo o error. En dicha componente se encuentran comprendidas aquellas variables que se consideran irrelevantes, o variables que si bien tienen influencia no es posible medir y los errores de medición. Esto es, el residuo representa la variación que no es explicada por el modelo.

En los casos que fue posible, se estimó la demanda empleando modelos econométricos desarrollados en base a información histórica de frecuencia anual. La formulación de los modelos econométricos se basó en una especificación del tipo lineal en logaritmos, como se expresa a continuación:

$$\ln Y_t = \ln \alpha + \beta_1 \ln X_{1t} + \beta_2 \ln X_{2t} + \dots + \beta_k \ln X_{ik}$$

#### **Ecuación No.1: MODELO LINEAL A ESTIMAR**

Donde:

$Y_t$ : es la variable a explicar.

$X_t$ : son las variables explicativas.

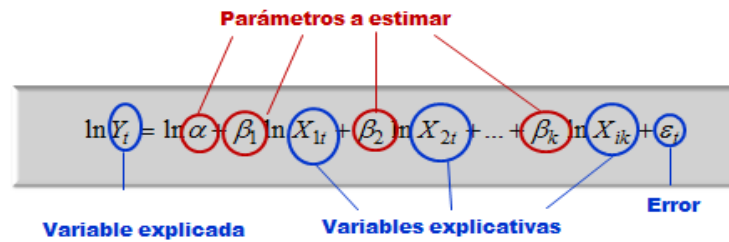
$\varepsilon_t$ : es el término de error aleatorio.

En cuanto a los coeficientes:

$\alpha$ : es la ordenada al origen.

$\beta$ : representan las elasticidades de  $Y_t$  con respecto a las  $X_t$ . La elasticidad mide el cambio porcentual que se produce en la variable  $Y_t$  ante un cambio del 1% en cualquiera de las variables explicativas.

Los parámetros del modelo,  $\alpha$  y  $\beta$ , conjuntamente con la variabilidad de  $\varepsilon_t$  son desconocidos, por lo tanto deben estimarse en base a los datos disponibles de  $X_t$  e  $Y_t$ .



## Ecuación No.2: COMPONENTES DEL MODELO A ESTIMAR

En el presente estudio, las variables explicativas o independientes utilizadas en los modelos fueron el PIB y la población nacional, el ingreso per cápita, el número de viviendas y las viviendas con energía eléctrica del país.

El método de estimación de los modelos econométricos usualmente empleado, y que ha sido utilizado, es el de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO)<sup>3</sup>. En esta oportunidad, el software E-VIEWS versión 7 fue utilizado para correr las regresiones.

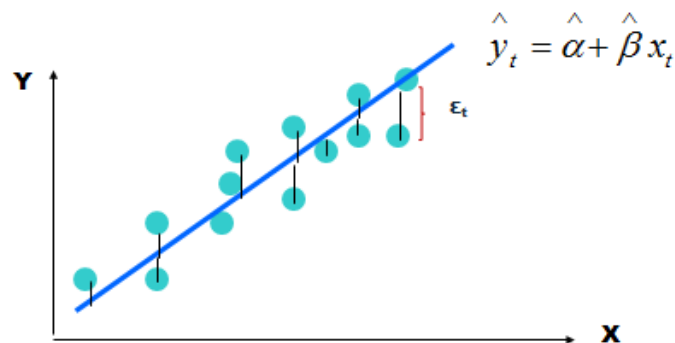


FIG. NO. 1: RECTA RESULTANTE DEL MODELO ESTIMADO

MCO permite encontrar aquella función (en la gráfica, se considera una sola variable explicativa por lo que la función resulta una recta) que mejor se ajusta a la nube de puntos dada por los datos reales observados, minimizando la suma del cuadrado de los errores o residuos. El residuo o error<sup>4</sup>,  $\varepsilon_t$ , surge de la muestra o conjunto de datos analizados, por lo tanto se puede conocer.

$$\begin{aligned}
 Y_t &= \alpha + \beta X_t + \varepsilon_t & \Rightarrow & \hat{Y}_t = \hat{\alpha} + \hat{\beta} X_t \\
 \varepsilon_t &= Y_t - \hat{Y}_t & \Rightarrow & \text{MCO} \Rightarrow \text{Min} \sum_{t=1}^N \varepsilon_t^2
 \end{aligned}$$

<sup>3</sup> LS: Least Squares en E-VIEWS.

<sup>4</sup> Los  $\varepsilon_t$  serán los valores más próximos a las perturbaciones ( $\varepsilon_t$  es un estimador de  $\mu_i$  poblacional).

### Ecuación No.3: ECUACIONES DEL MODELO LINEAL A ESTIMAR POR MCO

En todos los modelos estimados debe evaluarse:

1. Si la estimación de los parámetros de regresión está influenciada o no por valores extremos o outliers. Tan sólo un outlier puede producir cambios importantes en la ecuación de regresión estimada por MCO, dando lugar a la re-especificación del modelo (ej. Rezago de alguna variable) o a eliminar la variable y re-estimar el modelo. Los puntos anómalos pueden detectarse graficando las series de datos o de residuos.
2. El signo de los coeficientes estimados debe estar acorde con lo esperado por la teoría.
3. Medida de Bondad de ajuste: mide la parte de la variabilidad de  $Y$  que viene explicada por la regresión. Cuanto más se aproxime el  $R^2$  a 1 mejor será la estimación.
4. La significación de los coeficientes individuales: analiza si cada una de las variables exógenas tiene influencia en la variabilidad de la variable endógena analizada.
5. La significación conjunta de los coeficientes analiza si las variables exógenas en conjunto tienen influencia en la variabilidad de la variable endógena analizada. Cabe aclarar que esta significación nada dice acerca de cuál de ellas es significativa.
6. En base a los residuos originados por la estimación del modelo por MCO se debe comprobar si cumple con los supuestos enunciados:
  - a. Ausencia de autocorrelación: los errores de un período no tienen relación con los errores o residuos de periodos anteriores.
  - b. Homocedasticidad: la varianza de los residuos debe mantenerse constante en todo los períodos.
  - c. Normalidad.
  - d. Relación funcional correcta es de tipo lineal.

En la tabla a continuación se resumen los ítems a analizar, las herramientas a utilizar en cada caso y /o la regla correspondiente:

ANÁLISIS	CRITERIO
Ausencia de outliers	Gráfico de la serie o residuos
El signo de los coeficientes estimados	Debe ser acorde con lo esperado por la teoría
Bondad del ajuste: R cuadrado ajustado	En datos anuales valores superiores a 0,9
La significación de los coeficientes individuales: t-statistic	P-value < 0,05
La significación conjunta de los coeficientes: F-statistic	P-value < 0,05
Ausencia de autocorrelación: D-W test/ Q test de Ljung-Box	1,5 < DW < 2,5
Homocedasticidad: LM test	P-value < 0,05
Normalidad: Jarque Bera test	P-value < 0,05
Relación funcional correcta es de tipo lineal	Gráfico de las series

Tabla No.1 HERRAMIENTAS PARA LA SELECCIÓN DEL MODELO DE REGRESION

Una vez que se analizaron cada uno de los modelos planteados y se seleccionaron varias alternativas<sup>5</sup>, se debe elegir el mejor modelo para explicar la variable en cuestión. En general se dice que ante modelos alternativos que tienen similar poder explicativo pero diferente número de variables exógenas, debe elegirse de forma parsimoniosa. Es decir, el que tiene menor número de variables explicativas. Muchas variables con poca ganancia en la correlación no contribuyen porque dificulta el uso y reduce los grados de libertad del modelo.

Un criterio adicional que suele aplicarse es la utilización de dos estadísticos como herramientas de decisión: son los criterios de información de Akaike (AIC) o el criterio de Schwarz. La regla a aplicar es que se elige aquel modelo que produce el menor valor para Akaike o Schwarz.

Es importante tener presente que el objetivo final es obtener valores de la variable analizada ( $Y_t$ ) fuera de la muestra o período histórico considerado en la estimación, es decir hacer predicciones de la variable endógena ( $Y_t$ ).

En consecuencia, se debe analizar si el modelo elegido que mejor ajusta a los datos observados en el período histórico es el adecuado para proyectar la variable en estudio, esto es la *capacidad de proyección del modelo*. Para ello se requieren tres condiciones:

- 1) Buen comportamiento del modelo a lo largo del período muestral.
- 2) Conocer lo más exactamente posible los valores que tomarán las variables explicativas en el período de predicción.
- 3) Que el modelo mantenga la misma estructura en el período de predicción que en el muestral.

Una herramienta estadística que permite evaluar *capacidad de proyección del modelo* es el Coeficiente de Theil. Este coeficiente varía entre 0 y 1, donde 0 implica ajuste perfecto. Este estadístico descompone las fuentes de desvío del valor real en tres partes:

- ✓ *Proporción de sesgo*
- ✓ *Proporción de varianza*
- ✓ *Proporción de covarianza*

Una buena proyección implica que el sesgo debe estar concentrado en la proporción de covarianza y el resto de las proporciones deben ser pequeñas.

---

<sup>5</sup> Debe tenerse en cuenta que para aplicar estos estadísticos los modelos comparados deben tener las variables expresadas en igual escala (ej. log).



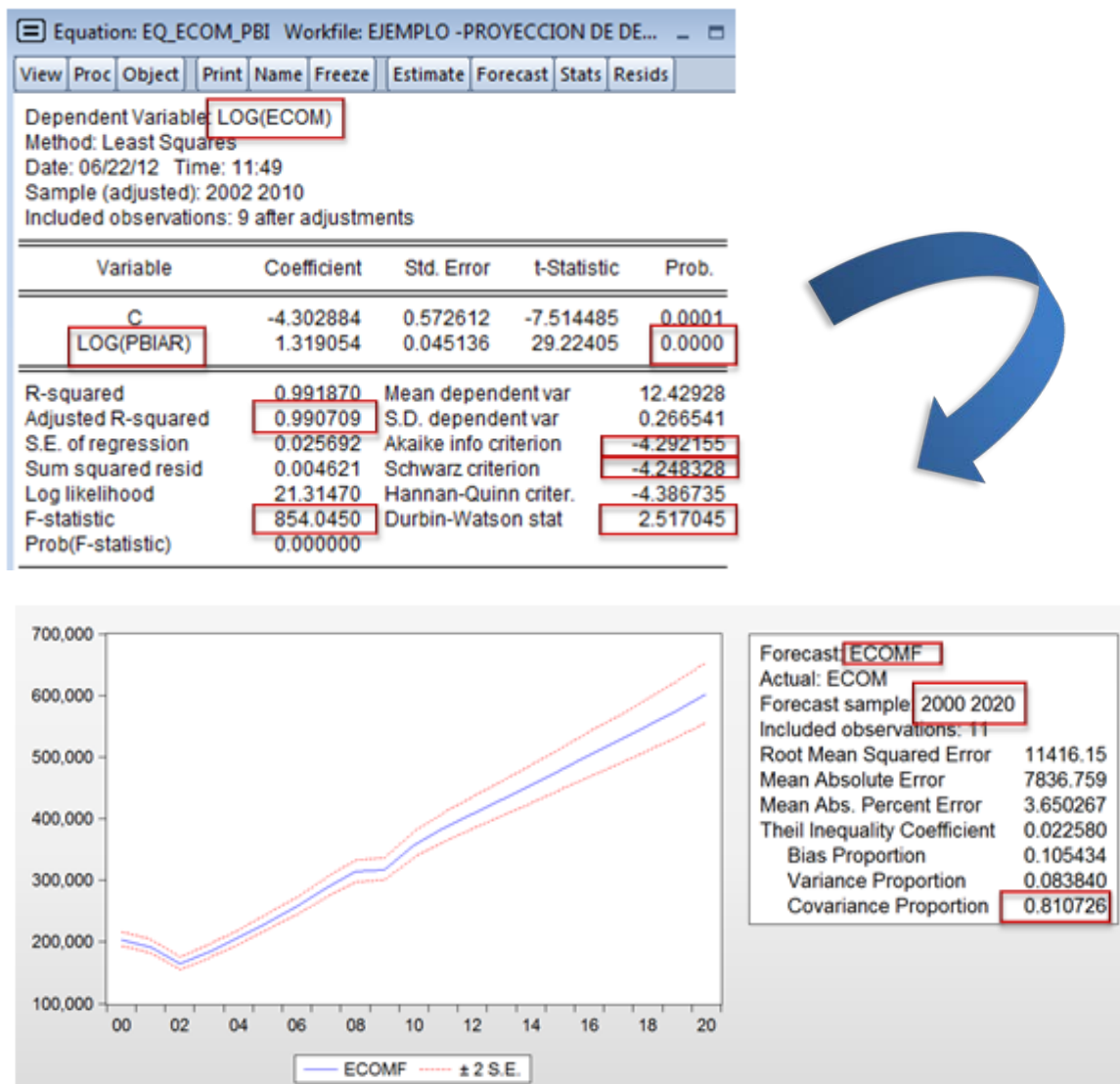


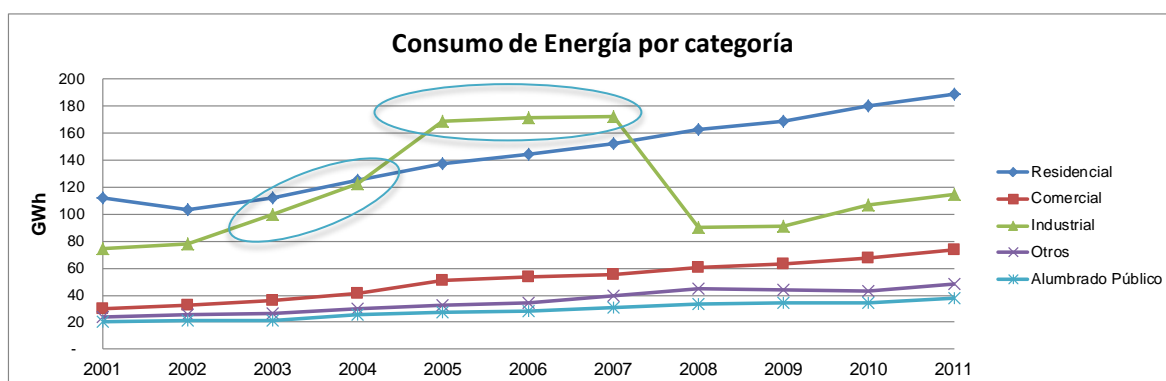
FIG. NO.2: EJEMPLO DE SALIDA DE UN MODELO ESTIMADO POR MCO EN E-VIEWS

### Análisis de Períodos Anteriores

A menudo la estimación de los parámetros de regresión está influenciada por valores algunos valores extremos o outliers.

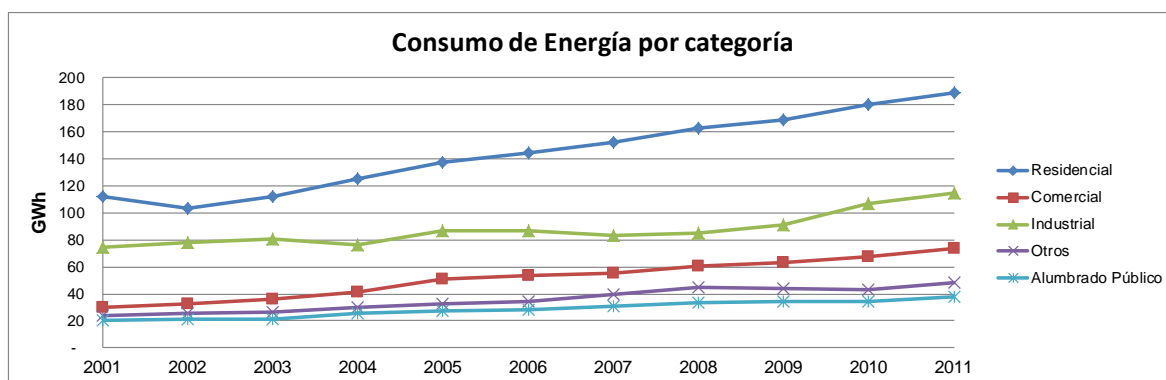
Un outlier es una observación generada por algún factor inusual que puede producir cambios importantes en la ecuación de regresión estimada, dando lugar a la eliminación la variable y re-estimar el modelo.

Podemos detectarlos graficando las series de datos o de residuos, este análisis se lo aplicó para el período 2001-2011, por categoría de consumo.



**FIG. NO.3: ANÁLISIS DE LA SERIE HISTÓRICA CONSUMO DE ENERGÍA 2000-2011**

El factor inusual detectado en el análisis de la información, fue que se había adicionado al consumo industrial, el consumo la energía vendida a otra empresa distribuidora. Una vez que se retiró esta energía de la serie, se logró eliminar esta distorsión, teniendo un comportamiento estable en el período analizado.



**FIG. NO.4: SERIE HISTÓRICA DE CONSUMO DE ENERGÍA 2000-2011, CORREGIDA**

### ***Evolución tendencial***

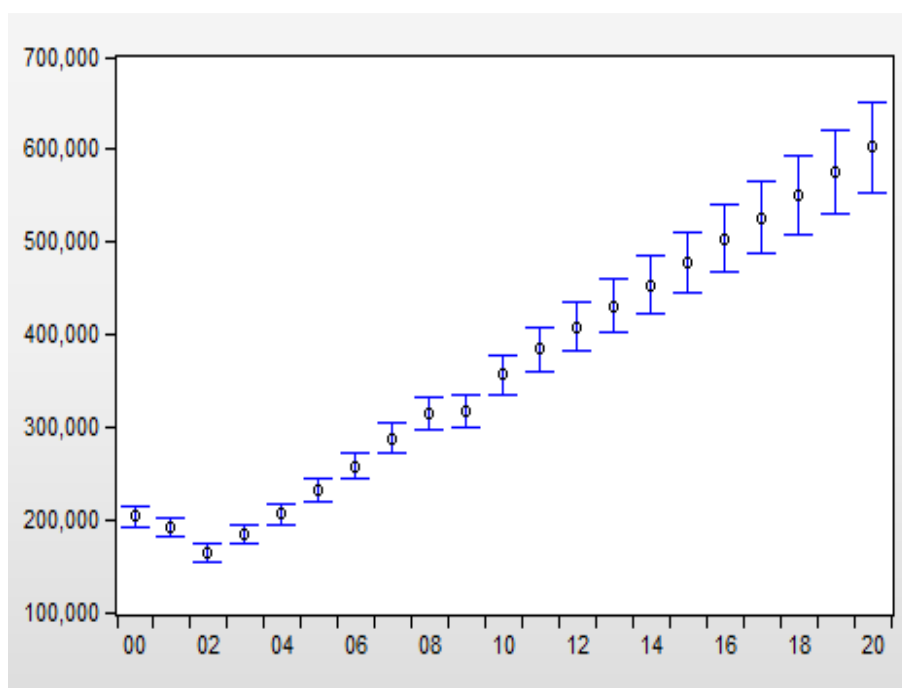
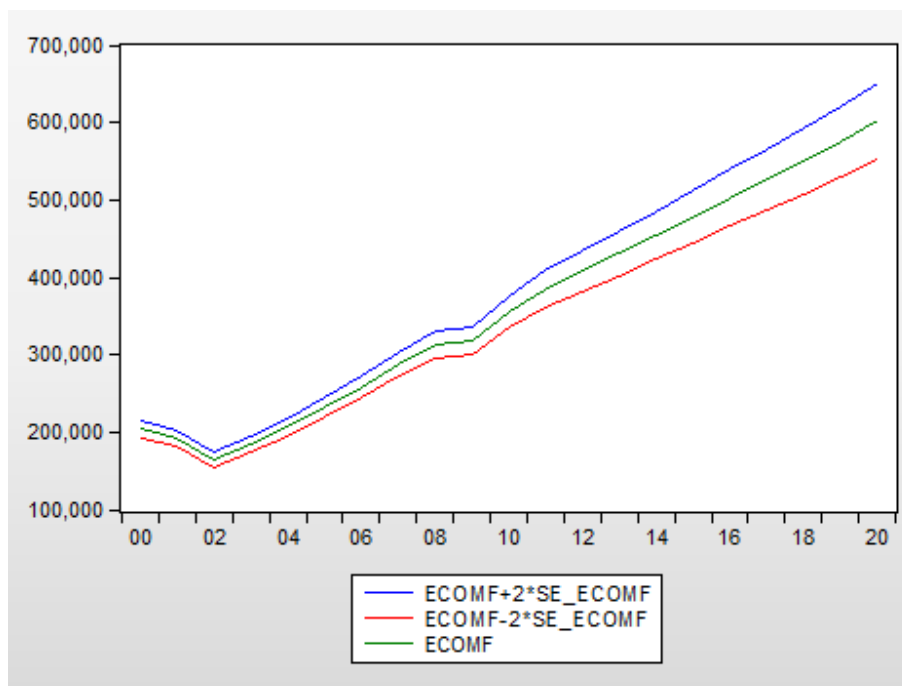
Dentro del análisis de la evolución tendencial, se busca el determinar factores de crecimiento que permitan replicar dicho comportamiento en el futuro, bajo el supuesto de que se mantendrá el comportamiento mostrado en el pasado.

### ***Impulsores y Esquemas Analíticos***

A través de los Impulsores o Esquemas analíticos, lo que se busca es determinar la relación secuencial entre las variables explicativas (impulsores), para obtener la variable explicada

### ***Proyección de Demanda***

En aquellos casos donde fue posible la estimación de la demanda mediante modelos econométricos, se emplearon dichos modelos para la posterior proyección en el período 2012-2021, adicionando un intervalo de confianza que se define como  $\pm 2$  veces el error estándar de la estimación. Esto implica que el intervalo tiene una probabilidad del 90% de contener las observaciones futuras para la variable analizada (ECOM: energía del sector comercial, en el ejemplo). Gráficamente,



La proyección en el período 2022-2032, en todos los casos, se llevó a cabo mediante la aplicación del incremento porcentual o crecimiento promedio de años previos. Esto se debe a que no es posible contar con proyecciones de las variables exógenas o impulsores en el muy largo plazo.

En el caso particular de la estimación y proyección de la cantidad de clientes residenciales el esquema analítico, donde se ven implicados impulsores o variables de tipo demográfico, fue aplicado para proyectar los clientes hasta el horizonte del estudio, es decir para el período 2012-2022.

Finalmente, la proyección de demanda global a nivel país para el período 2012-2022, se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda de las distintas categorías analizadas.

### **A.2.2 Datos base empleados**

Se trabajó con series de datos comerciales, macroeconómicos y demográficos de frecuencia anual. En aquellos casos donde la frecuencia era menor, se agregó de modo de anualizarla.

Las fuentes consultadas para obtener la información de base se detallan a continuación:

*Datos macroeconómicos*

*Datos demográficos: INEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)*

#### *1.1.1.1 Datos físicos de cantidad de clientes y energía vendida:*

### **A.2.3 Métodos de estimación por grupo de consumo**

A continuación se resume para cada categoría la variable endógena, el método o criterio empleado y las variables exógenas utilizadas en caso que corresponda<sup>6</sup>:

---

<sup>6</sup> FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal, en marcha desde 1998, gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad.

Grupo de consumo	Variable endógena	2012-2021		2022-2032
		Método	Variables exógenas	Método
Residencial	Cientes Res sin FERUM	Esquema Analítico	Población, viviendas y viviendas con energía eléctrica.	Esquema Analítico ídem periodo anterior.
	Cientes Res FERUM	Análisis de períodos anteriores	Valor promedio 2000-2011 constante.	Valor promedio 2000-2011 constante.
	Consumo unitario Res sin FERUM	Modelo econométrico	Ingreso per cápita de Ecuador	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021
	Consumo unitario Res FERUM existente	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)
	Consumo unitario Res FERUM nuevo	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)
Comercial	Cientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021
Industrial	Cientes	Modelo econométrico	PIB de Ecuador	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021
AP	Cientes	Análisis de períodos anteriores	Se mantuvo constante el valor en último año histórico (2011)	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021
	Consumo total	Modelo econométrico	Cientes residenciales totales (con FERUM)	Se asumió crecimiento promedio 2011-2021

Tabla No.2: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN APLICADOS EN CADA GRUPO DE CONSUMO

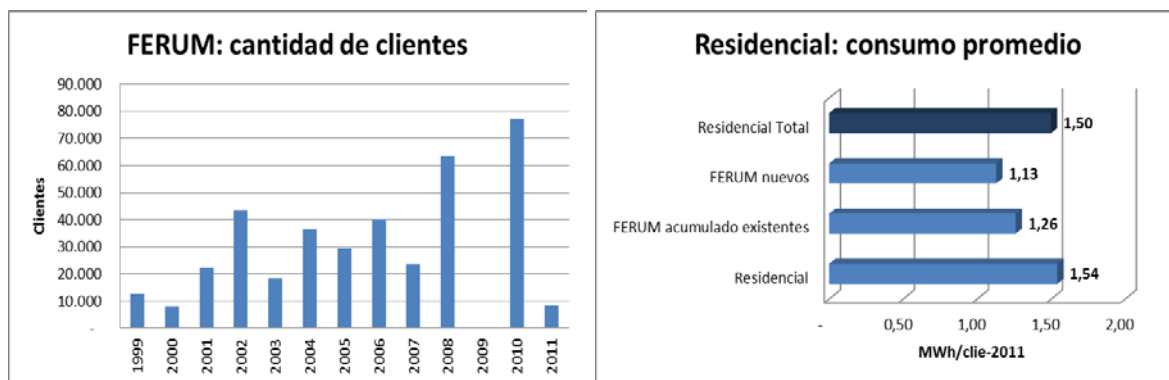
## A.2.4 Proyección global de la demanda por categorías

### *Categoría Residencial*

Del análisis de la categoría residencial, surge la necesidad de distinguir aquellos clientes que por su condición rural tienen un consumo promedio anual inferior al resto.

La electrificación rural fomentada desde las autoridades ecuatorianas se inicia en 1973 con la creación del Fondo de Electrificación Rural. Posteriormente se regula mediante la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que crea el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM), en marcha desde 1998, gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad, creado también en aplicación de la LRSE.

La incorporación anual de los clientes FERUM tiene un comportamiento discreto e inestable. Adicionalmente, estos clientes se caracterizan por tener un consumo promedio inferior (2000-2011: 1,26 MWh/cliente-año promedio) al resto de los clientes residenciales (en el año 2011: 1,54 MWh/cliente-año), incluso se inician con un consumo promedio aún más bajo (2000-2011: 1,13 MWh/cliente-año promedio).



**FIG. NO. 7: RESIDENCIAL: CANTIDAD DE CLIENTES FERUM Y CONSUMO PROMEDIO**

Debido a lo anterior, y considerando que el FERUM es la principal medida de promoción de la electrificación rural, en la proyección de la categoría residencial se han distinguido tres tipos de clientes:

1. Clientes FERUM nuevos, que representan a los clientes que se ingresan año a año.
2. Clientes residenciales: clientes residenciales que no pertenecen al FERUM.
3. Clientes residenciales totales: suma los dos anteriores.

### ***Proyección del Número de Clientes***

#### ***Clientes Residenciales FERUM***

Como se mencionó antes, la incorporación anual de los clientes FERUM tiene un comportamiento discreto e inestable en todo el período histórico. Lo anterior, sumado a que no se cuenta con una estimación de la evolución futura de este programa, llevó a adoptar un criterio de proyección alternativo el cual consiste en considerar una incorporación anual de clientes constante e igual al promedio anual registrado durante el periodo 1990-2011, esto implica un ingreso de 30.932 clientes anuales desde el año 2013 al 2032.

#### ***Clientes Residenciales sin FERUM***

Los clientes residenciales que no pertenecen al FERUM se obtuvieron como resultado de sustraer los clientes FERUM a los clientes residenciales totales previamente proyectados.

#### ***Clientes Residenciales Totales***

En el caso particular de los clientes domiciliarios que no pertenecen al FERUM, se proyectaron mediante un procedimiento de tipo analítico que se resume en el siguiente esquema:



**FIG. NO.8: PROCESO DE PROYECCION DE CLIENTES RESIDENCIALES**

El cálculo de estas variables se basa principalmente en información demográfica (población, viviendas y viviendas con energía eléctrica) de los Censos de 1990, 2001y 2010.

- **Población:** La serie histórica de población se construyó interpolando los datos de los censos de los años 1990, 2001y 2010 a tasas de crecimiento constantes para cada periodo. Para el periodo 2012 – 2021 la población fue proyectada manteniendo constante la tasa de crecimiento intercensal 1990-2010 (2,06%). Para el periodo de muy largo plazo, 2022 – 2032 la población se estimó manteniendo constante la tasa de crecimiento intercensal 2001-2010, levemente inferior (1,97%).
- **El Índice de Hacinamiento (IH):** refleja la cantidad de personas que habitan una vivienda. En base a los datos censales se completó y proyectó la serie de IH empleando una fórmula exponencial del tipo:

$$IH_t = \left( IHI + (IHF - IHI) * \left( 1 - e^{-\left( \frac{(t-t_0)}{TAUIH} \right)} \right) \right)$$

**Ecuación No.4: FORMULA EXPONENCIAL PARA LA PROYECCION DE IH**

Donde:

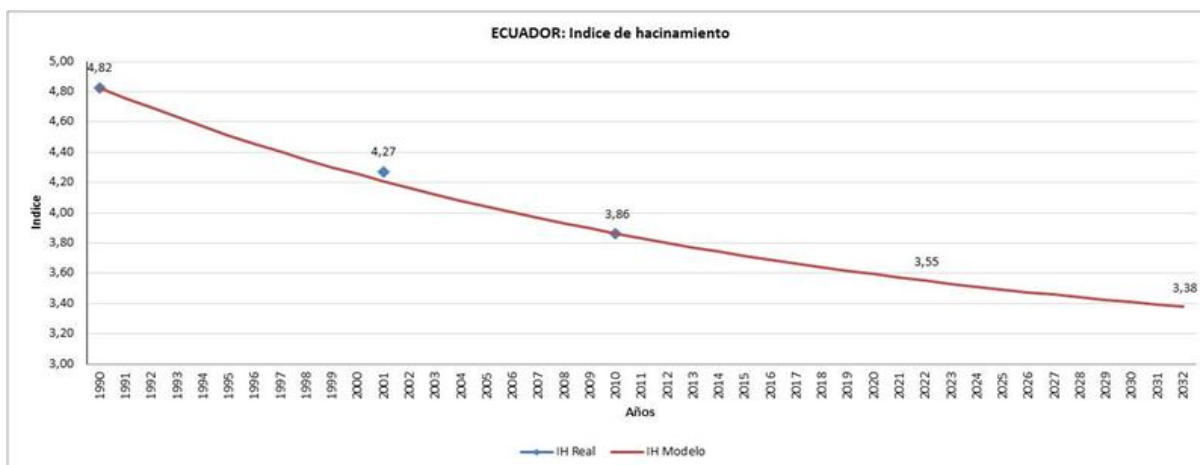
$IH_t$ : es el Índice de Hacinamiento en el año t

IHI: es el Índice de Hacinamiento Inicial (4,8 habitantes/ vivienda)

IHF: es el Índice de Hacinamiento Final: es de esperar valores de 3 personas por viviendas como mínimo en un futuro.

$t_0$ : año inicial: 1990

TAUIH: constante de tiempo.



**Fig. No.9: CANTIDAD DE PERSONAS POR VIVIENDA 1990-2032**

- **Viviendas:** su proyección resulta del cociente entre la Población y el IH para todo el período de análisis.
- **Cobertura del servicio eléctrico (COB):** es el porcentaje de viviendas que tienen servicio eléctrico. Esta variable se proyectó empleando una función exponencial similar a la empleada en IH, partiendo de la cobertura registrada en 1990 y suponiendo una cobertura objetivo del 99%. Como resultado se estima que alcance un 98,3% en el horizonte del estudio.

$$COB_t = \left( CI + (CF - CI) * \left( 1 - e^{-\left( \frac{(t-t_0)}{TAUN} \right)} \right) \right)$$

**Ecuación No.5: FORMULA EXPONENCIAL PARA LA PROYECCION DE LA COBERTURA DEL SERVICIO ELECTRICO**

Donde :

COB <sub>t</sub>: es la Cobertura en el año t

CI: es la Cobertura Inicial (77,7%)

CF: es la Cobertura Final u objetivo (99,0%)

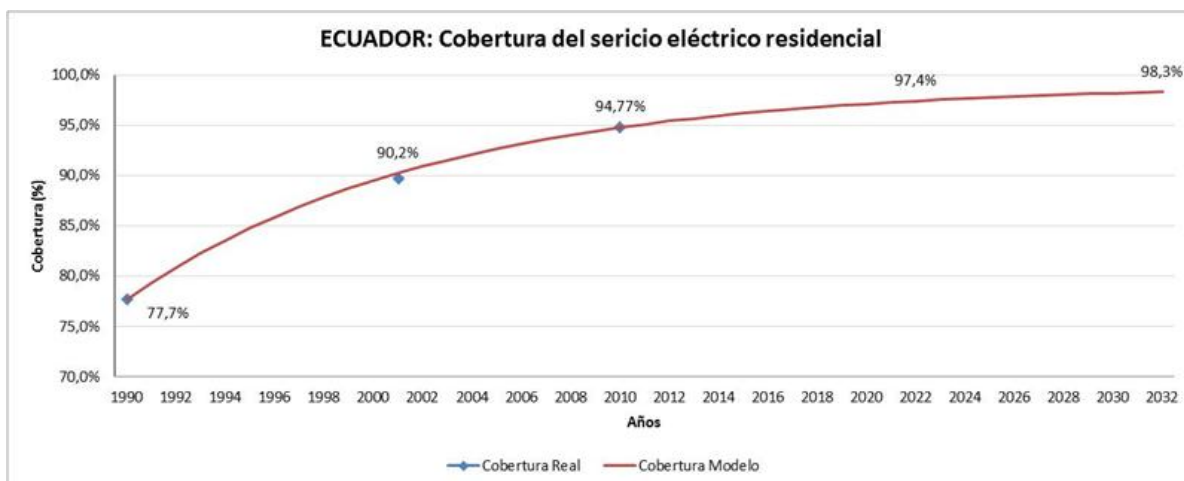
t<sub>0</sub> : año inicial (1990)

TAUN : constante de tiempo

De este modo, la cobertura crecerá exponencialmente hasta acercarse asintóticamente al nivel de cobertura fijado como objetivo. TAUN, es el número de años que deberán transcurrir a partir del año t<sub>0</sub> para que:

$$COB = CI + 63.2\% \times (CF - CI)$$





**Fig. No. 10: PORCENTAJE DE VIVIENDAS CON SERVICIO ELECTRICO 1990-2032**

En el **Anexo B Proyecciones Demográficas**, se puede ver los resultados al aplicar el método para cada una de las provincias y zonas no delimitadas.

- **Viviendas con Energía Eléctrica:** su proyección resulta del producto entre las Viviendas y la Cobertura previamente proyectadas.
- **% Viviendas c/EE por Red:** este porcentaje toma como referencia el relevamiento realizado durante el censo 2010, en el cual fueron identificadas las viviendas con energía eléctrica cuyo servicio es brindado a través de las redes de las distribuidoras.
- **Viviendas con Energía Eléctrica por Red:** su proyección resulta del producto entre las Viviendas con energía eléctrica y el porcentaje de viviendas con energía eléctrica que reciben el servicio por red.
- **Índice de Conexiones Comunes (ICC):** Este índice establece la relación que existe entre las Viviendas con Energía Eléctrica por Red y la cantidad de Usuarios residenciales. La situación ideal hacia el futuro de este indicador es que cada vivienda cuente con su propio medidor ( $ICC=1$ ). En Ecuador el valor del ICC en el año 2010 es de 1.01 viv.c EE/ cliente residencial, valor muy próximo a 1, por lo cual se decidió mantenerlo constante en todo el período de proyección.
- **Usuarios residenciales:** Es la cantidad de clientes residenciales totales resultantes de dividir Viviendas con Energía Eléctrica por Red por el ICC.

### **Proyección del Consumo unitario**

#### *Consumo Unitario de Residenciales FERUM*

Los clientes FERUM se caracterizan por tener un consumo unitario promedio inicial estimado de 1,13 MWh/cliente-año promedio llegando a 1,26MWh/cliente-año promedio. Estos valores se mantuvieron constantes en todo el período de proyección 2013-2032.

#### *Consumo Unitario de Residenciales sin FERUM*

El consumo unitario por cliente (MWh/cliente-año) de los clientes residenciales que no pertenecen al FERUM (EURES\_S\_FERUM) se proyectó empleando un modelo de regresión, expresado en

logaritmos, que incluye como variable explicativa al Ingreso per cápita nacional (YPCECU). Esta variable fue calculada mediante el cociente entre el PIB y la población nacional, ambos del escenario medio o base.

A continuación se presenta al protocolo de salida de la regresión.

Dependent Variable: LOG(EURES\_S\_FERUM)  
Method: Least Squares

Sample: 2000 2011  
Included observations: 12

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.128487	0.021372	6.012078	0.0001
LOG(YPCECU)	0.501837	0.045924	10.92747	0.0000
R-squared	0.922726	Mean dependent var		0.357551
Adjusted R-squared	0.914999	S.D. dependent var		0.049463
S.E. of regression	0.014421	Akaike info criterion		-5.489242
Sum squared resid	0.002080	Schwarz criterion		-5.408424
Log likelihood	34.93545	Hannan-Quinn criter.		-5.519163
F-statistic	119.4096	Durbin-Watson stat		1.240111
Prob(F-statistic)	0.000001			

FIG. NO.11: PROTOCOLO DE LA REGRESIÓN ESTIMADA EN EIEWS

Como puede verse, la variable explicativa tiene el signo esperado y la probabilidad asociada al estadístico t nos permite asegurar que la variable ingreso per cápita es significativa al 95% de confianza. El coeficiente  $R^2$  ajustado, indica que el modelo tiene un buen ajuste respecto a los datos observados. Dado que el estadístico Durbin-Watson se encuentra por debajo del valor referencial que suele considerarse como límite para aceptar la ausencia de autocorrelación de primer orden de los residuos, se verificó la ausencia de la misma mediante el análisis del correlograma, y el Test Q de Ljung-Box que se muestran a continuación.

Sample: 2000 2011  
Included observations: 12

















Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.376	0.376	2.1635	0.141
		2	-0.149	-0.339	2.5384	0.281
		3	-0.281	-0.102	4.0091	0.260
		4	-0.398	-0.361	7.3435	0.119
		5	-0.265	-0.087	9.0308	0.108
		6	-0.047	-0.155	9.0934	0.168
		7	0.230	0.151	10.877	0.144
		8	0.092	-0.372	11.230	0.189
		9	-0.086	-0.068	11.641	0.234
		10	0.025	-0.042	11.693	0.306
		11	0.003	-0.037	11.695	0.387

FIG. NO. 12: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESION ESTIMADA

Finalmente, puede inferirse a través de los estadísticos asociados a la ecuación, que el modelo planteado explica en forma significativa el comportamiento de la variable consumo unitario, reflejando una relación directa entre la evolución del ingreso per cápita y el consumo de energía domiciliaria.

El análisis se completa con la evaluación de la capacidad predictiva del modelo tanto en forma gráfica como a través del estadístico de Theil. Este coeficiente presenta un valor próximo a cero (0,007) y refleja que el sesgo respecto a los valores observados se debe principalmente a la Proporción de Covarianza (97,2%), es decir a los errores de predicción no sistemáticos. Estos resultados respaldan con firmeza la capacidad predictiva del modelo.

El gráfico siguiente presenta los valores obtenidos para EURES\_S\_FERUM luego de aplicar el modelo estimado en el período histórico y de proyección más un intervalo de confianza del 95% para el período 2000-2021. Esto es, el intervalo de confianza tiene un 95% de probabilidad de contener las observaciones futuras de la variable proyectada.

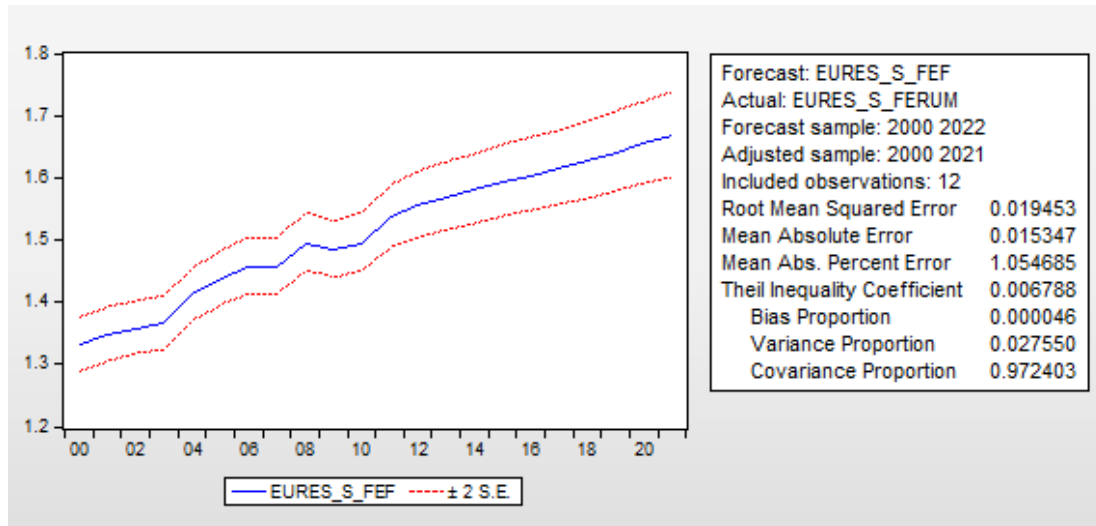


FIG. NO.13: PROYECCION E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

### Proyección del Consumo Residencial

#### Consumo de Residenciales FERUM

El consumo de los clientes del FERUM, se obtuvo mediante la suma del consumo de los clientes que se incorporan cada año y los clientes FERUM acumulados hasta el período anterior por sus respectivos consumos unitarios.

$$EFERUM_t = NFERUM_t * EUFERUM_{NUEVO} + EUFERUM_{EXISTENTE} * prom(NFERUM_{exist. acum_t}, NFERUM_{exist. acum_{t-1}})$$

#### Ecuación No.6: FORMULA DE CALCULO DEL CONSUMO RESIDENCIAL DE CLIENTES FERUM

En la fórmula anterior, se identifica como  $EUFERUM_{NUEVO}$  al consumo unitario esperado de aquellos clientes FERUM que se incorporan en el año corriente, mientras que el  $EUFERUM_{EXISTENTE}$ , hace referencia al consumo unitario de los clientes FERUM acumulados al año anterior al corriente.

### Consumo de Residenciales sin FERUM

El consumo de los clientes Residenciales que no pertenecen al FERUM (NRES\_S\_FERUM) se obtuvo mediante el producto del consumo por cliente (MWh/cliente-año) y el promedio de los clientes del año corriente y el inmediato anterior, previamente proyectados.

$$ERES\_S\_FERUM_t = EURES\_S\_FERUM_t * prom(NRES\_S\_FERUM_t, NRES\_S\_FERUM_{t-1})$$

### Ecuación No.7: FORMULA DE CALCULO DEL CONSUMO RESIDENCIAL SIN CLIENTES FERUM

### Clientes Residenciales Totales

El consumo residencial total se obtuvo sumando las proyecciones de consumo residencial de clientes del FERUM (NFERUM) y de los clientes residenciales que no pertenecen al FERUM (NRES\_S\_FERUM).

### Categoría Comercial

### Proyección de Clientes Comerciales

La cantidad de clientes comerciales (NCOM) se proyectó empleando un modelo de regresión, expresado en logaritmos, que incluye como variable explicativa al PIB nacional (PIBECU) del escenario medio o base.

A continuación se presenta al protocolo de salida de la regresión.

Dependent Variable: LOG(NCOM)  
Method: Least Squares

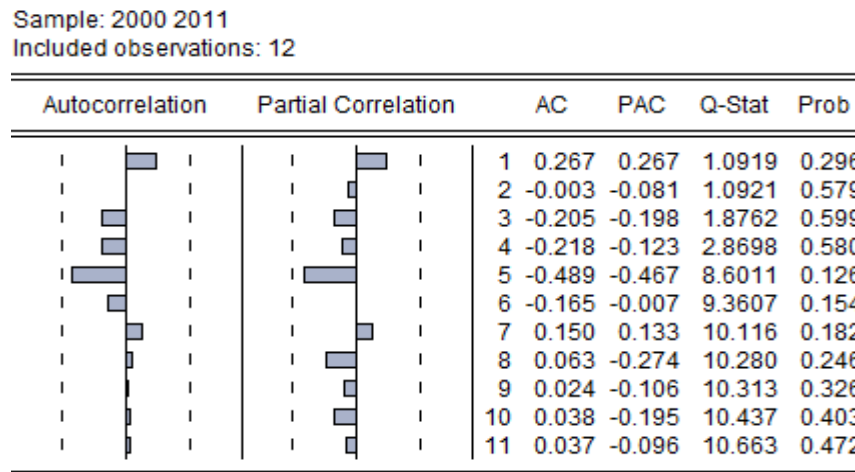
Sample (adjusted): 2000 2011  
Included observations: 12 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.450460	0.383589	6.388246	0.0001
LOG(PIBECU)	1.025926	0.038548	26.61395	0.0000
R-squared	0.986078	Mean dependent var		12.65800
Adjusted R-squared	0.984686	S.D. dependent var		0.169850
S.E. of regression	0.021019	Akaike info criterion		-4.735781
Sum squared resid	0.004418	Schwarz criterion		-4.654964
Log likelihood	30.41469	Hannan-Quinn criter.		-4.765703
F-statistic	708.3021	Durbin-Watson stat		1.376300
Prob(F-statistic)	0.000000			

FIG. NO.14: PROTOCOLO DE LA REGRESIÓN ESTIMADA EN EIEWS

Como puede verse, la variable explicativa tiene el signo esperado y la probabilidad asociada al estadístico t nos permite asegurar que la variable PIB es significativa al 95% de confianza. El coeficiente  $R^2$  ajustado, indica que el modelo tiene un buen ajuste respecto a los datos

observados. Dado que el estadístico Durbin-Watson se encuentra por debajo del valor referencial que suele considerarse como límite para aceptar la ausencia de autocorrelación de primer orden de los residuos, se verificó la ausencia de la misma mediante el análisis del correlograma, y el Test Q de Ljung-Box que se muestran a continuación.

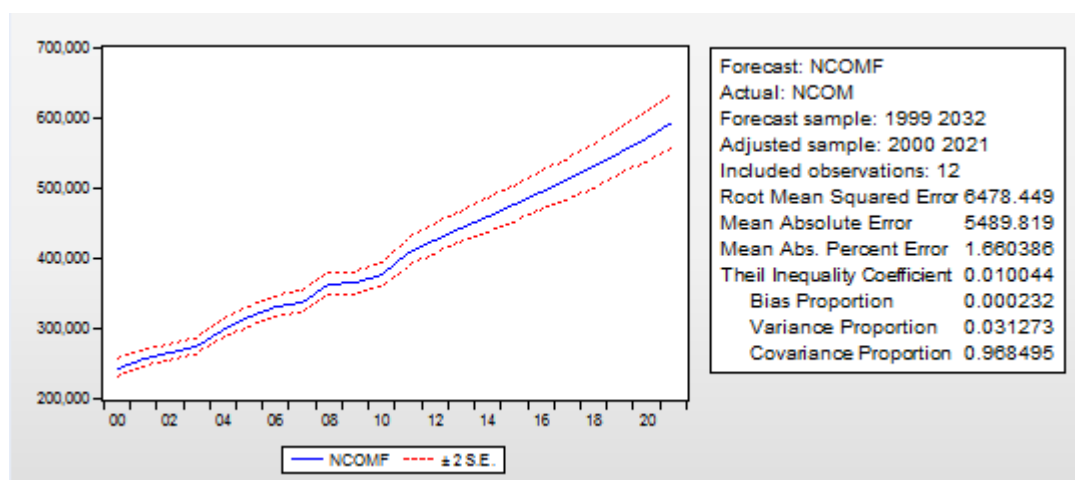


**FIG. NO.15: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESION ESTIMADA**

Finalmente, puede inferirse a través de los estadísticos asociados a la ecuación, que el modelo planteado explica en forma significativa el comportamiento de la variable cantidad de clientes, reflejando una relación directa entre la evolución de la economía nacional y el desarrollo del sector comercial.

El análisis se completa con la evaluación de la capacidad predictiva del modelo tanto en forma gráfica como a través del estadístico de Theil. Este coeficiente presenta un valor próximo a cero (0,01) y refleja que el sesgo respecto a los valores observados se debe principalmente a la Proporción de Covarianza (96,8%), es decir a los errores de predicción no sistemáticos. Estos resultados respaldan con firmeza la capacidad predictiva del modelo.

El gráfico siguiente presenta los valores obtenidos para NCOMF luego de aplicar el modelo estimado en el período histórico y de proyección más un intervalo de confianza del 95% para el período 2000-2021. Esto es, el intervalo de confianza tiene un 95% de probabilidad de contener las observaciones futuras de la variable proyectada.



**FIG. NO.16: PROYECCION E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS**

### Proyección del Consumo Comercial

La energía facturada del sector comercial (ECOM) se proyectó empleando un modelo de regresión, expresado en logaritmos, que incluye como variable explicativa al PIB nacional (PIBECU) del escenario medio o base.

A continuación se presenta al protocolo de salida de la regresión.

Dependent Variable: LOG(ECOM)  
Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2000 2011  
Included observations: 12 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.063297	0.549517	-1.934965	0.0818
LOG(PIBECU)	1.564347	0.055223	28.32770	0.0000

R-squared	0.987692	Mean dependent var	14.50131
Adjusted R-squared	0.986461	S.D. dependent var	0.258779
S.E. of regression	0.030111	Akaike info criterion	-4.016844
Sum squared resid	0.009067	Schwarz criterion	-3.936026
Log likelihood	26.10106	Hannan-Quinn criter.	-4.046766
F-statistic	802.4584	Durbin-Watson stat	2.474216
Prob(F-statistic)	0.000000		

FIG. NO.17: PROTOCOLO DE LA REGRESIÓN ESTIMADA EN EIEWS

Como puede verse, la variable explicativa tiene el signo esperado y la probabilidad asociada al estadístico t nos permite asegurar que la variable PIB es significativa al 95% de confianza. El coeficiente  $R^2$  ajustado, indica que el modelo tiene un buen ajuste respecto a los datos observados y el estadístico Durbin-Watson, el análisis del correlograma, y el Test Q de Ljung-Box nos permiten verificar la ausencia de autocorrelación en los residuos.

Sample: 2000 2011  
Included observations: 12

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.254	-0.254	0.9861	0.321
		2 -0.315	-0.405	2.6501	0.266
		3 0.093	-0.156	2.8127	0.421
		4 0.022	-0.162	2.8229	0.588
		5 -0.301	-0.476	4.9997	0.416
		6 0.291	-0.080	7.3781	0.287
		7 0.136	-0.061	8.0008	0.333
		8 -0.182	-0.092	9.3886	0.311
		9 -0.029	-0.074	9.4357	0.398
		10 0.029	-0.201	9.5070	0.485
		11 0.009	0.028	9.5199	0.574

FIG. NO. 18: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESION ESTIMADA

Finalmente, puede inferirse a través de los estadísticos asociados a la ecuación, que el modelo planteado explica en forma significativa el comportamiento de la variable consumo de energía, reflejando una relación directa entre la evolución de la economía nacional y la del sector comercial.

El análisis se completa con la evaluación de la capacidad predictiva del modelo tanto en forma gráfica como a través del estadístico de Theil. Este coeficiente presenta un valor próximo a cero (0,01) y refleja que el sesgo respecto a los valores observados se debe principalmente a la Proporción de Covarianza (99%), es decir a los errores de predicción no sistemáticos. Estos resultados respaldan con firmeza la capacidad predictiva del modelo.

El gráfico siguiente presenta los valores obtenidos para ECOMF luego de aplicar el modelo estimado en el período histórico y de proyección más un intervalo de confianza del 95% para el período 2000-2021. Esto es, el intervalo de confianza tiene un 95% de probabilidad de contener las observaciones futuras de la variable proyectada.

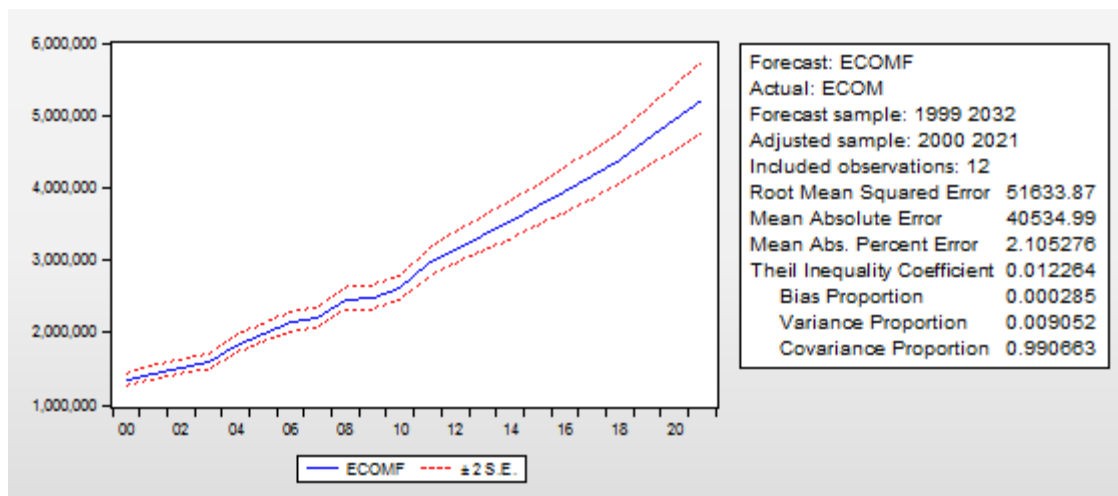


FIG. NO. 19: PROYECCION E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

## *Categoría Industrial*

### **Proyección de Clientes Industriales**

La cantidad de clientes industriales (NIND) se proyectó empleando un modelo de regresión, expresado en logaritmos, que incluye como variable explicativa al PIB nacional (PIBECU) del escenario medio o base.

A continuación se presenta al protocolo de salida de la regresión.

Dependent Variable: LOG(NIND)  
Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001 2011  
Included observations: 11 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.328273	0.446234	7.458588	0.0000
LOG(PIBECU)	0.801249	0.044742	17.90824	0.0000
R-squared	0.972703	Mean dependent var		11.31870
Adjusted R-squared	0.969670	S.D. dependent var		0.122723
S.E. of regression	0.021373	Akaike info criterion		-4.690421
Sum squared resid	0.004111	Schwarz criterion		-4.618076
Log likelihood	27.79731	Hannan-Quinn criter.		-4.736024
F-statistic	320.7052	Durbin-Watson stat		1.945322
Prob(F-statistic)	0.000000			

FIG. NO.20: PROTOCOLO DE LA REGRESIÓN ESTIMADA EN EIEWS

Como puede verse, la variable explicativa tiene el signo esperado y la probabilidad asociada al estadístico t nos permite asegurar que la variable PIB es significativa al 95% de confianza. El coeficiente  $R^2$  ajustado, indica que el modelo tiene un buen ajuste respecto a los datos observados y el estadístico Durbin-Watson, el análisis del correlograma, y el Test Q de Ljung-Box nos permiten verificar la ausencia de autocorrelación en los residuos.

Sample: 2001 2011  
Included observations: 11





















Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.070	-0.070	0.0695	0.792
		2 -0.399	-0.406	2.5988	0.273
		3 -0.115	-0.220	2.8371	0.417
		4 -0.036	-0.308	2.8635	0.581
		5 0.191	-0.021	3.7286	0.589
		6 -0.110	-0.336	4.0763	0.666
		7 -0.117	-0.248	4.5631	0.713
		8 0.262	0.018	7.8461	0.449
		9 -0.079	-0.273	8.2969	0.505
		10 -0.026	-0.067	8.3971	0.590

FIG. NO. 21: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESION ESTIMADA

Finalmente, puede inferirse a través de los estadísticos asociados a la ecuación, que el modelo planteado explica en forma significativa el comportamiento de la variable cantidad de clientes, reflejando una relación directa esperada entre la evolución de la economía nacional y el desarrollo del sector industrial .

El análisis se completa con la evaluación de la capacidad predictiva del modelo tanto en forma gráfica como a través del estadístico de Theil. Este coeficiente presenta un valor próximo a cero (0,009) y refleja que el sesgo respecto a los valores observados se debe principalmente a la Proporción de Covarianza (92,5%), es decir a los errores de predicción no sistemáticos. Estos resultados respaldan con firmeza la capacidad predictiva del modelo.



El gráfico siguiente presenta los valores obtenidos para NINDF luego de aplicar el modelo estimado en el período histórico y de proyección más un intervalo de confianza del 95% para el período 2000-2022. Esto es, el intervalo de confianza tiene un 95% de probabilidad de contener las observaciones futuras de la variable proyectada.

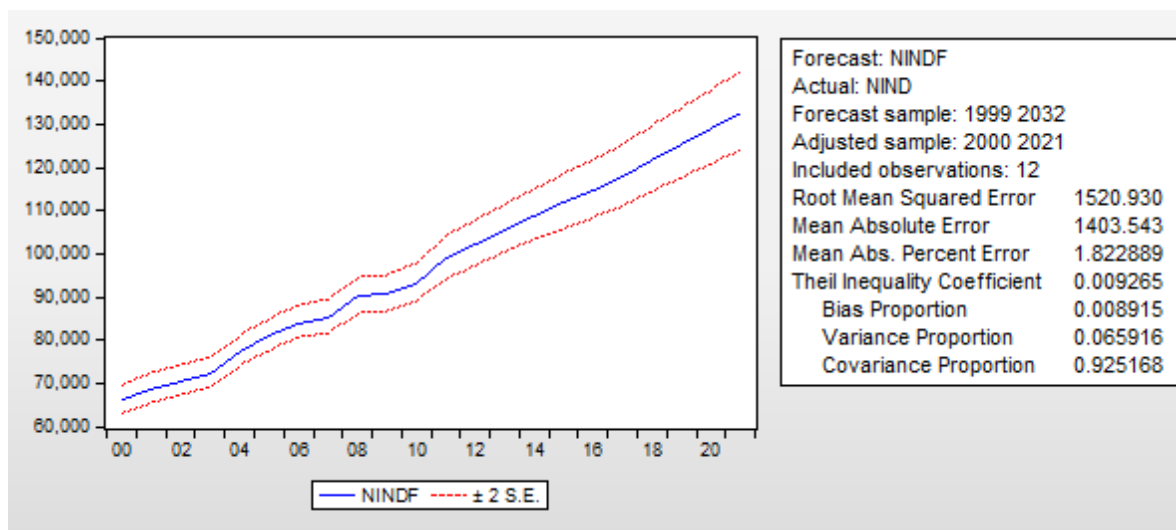


FIG. NO.22: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

### Proyección del Consumo Industrial

La energía facturada del sector industrial (EIND) se proyectó empleando un modelo de regresión, expresado en logaritmos, que incluye como variable explicativa al PIB nacional (PIBECU) del escenario medio o base.

A continuación se presenta al protocolo de salida de la regresión.

Dependent Variable: LOG(EIND)

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2001 2011

Included observations: 11 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.595157	0.500508	1.189105	0.2648
LOG(PIBECU)	1.471480	0.050184	29.32182	0.0000
R-squared	0.989641	Mean dependent var		15.26944
Adjusted R-squared	0.988489	S.D. dependent var		0.223442
S.E. of regression	0.023972	Akaike info criterion		-4.460857
Sum squared resid	0.005172	Schwarz criterion		-4.388513
Log likelihood	26.53471	Hannan-Quinn criter.		-4.506460
F-statistic	859.7689	Durbin-Watson stat		1.542676
Prob(F-statistic)	0.000000			

FIG. NO.23: PROTOCOLO DE LA REGRESIÓN ESTIMADA EN EIEWS

Como puede verse, la variable explicativa tiene el signo esperado y la probabilidad asociada al estadístico t nos permite asegurar que la variable PIB es significativa al 95% de confianza. El coeficiente  $R^2$  ajustado, indica que el modelo tiene un buen ajuste respecto a los datos observados y el estadístico Durbin-Watson, el análisis del correlograma, y el Test Q de Ljung-Box nos permiten verificar la ausencia de autocorrelación en los residuos.

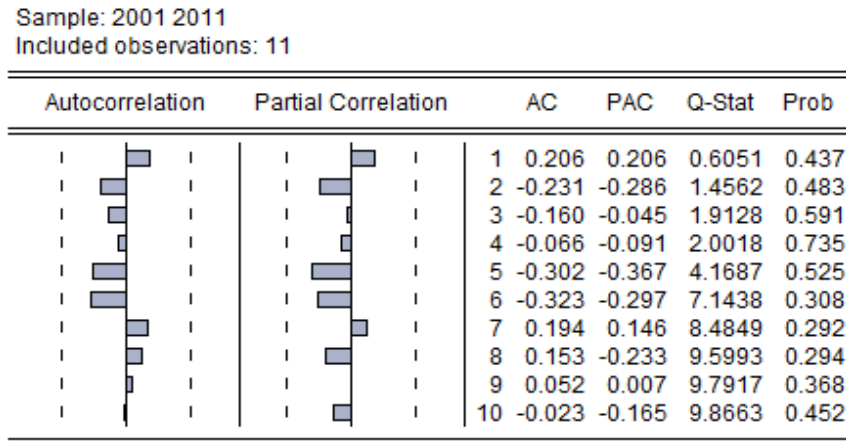


FIG. NO. 24: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESION ESTIMADA

Finalmente, puede inferirse a través de los estadísticos asociados a la ecuación, que el modelo planteado explica en forma significativa el comportamiento de la variable consumo de energía, reflejando una relación directa entre la evolución de la economía nacional y el progreso del sector industrial.

El análisis se completa con la evaluación de la capacidad predictiva del modelo tanto en forma gráfica como a través del estadístico de Theil. Este coeficiente presenta un valor próximo a cero (0,01) y refleja que el sesgo respecto a los valores observados se debe principalmente a la Proporción de Covarianza (94,5%), es decir a los errores de predicción no sistemáticos. Estos resultados respaldan con firmeza la capacidad predictiva del modelo.

El gráfico siguiente presenta los valores obtenidos para EINDF luego de aplicar el modelo estimado en el período histórico y de proyección más un intervalo de confianza del 95% para el período 2000-2022. Esto es, el intervalo de confianza tiene un 95% de probabilidad de contener las observaciones futuras de la variable proyectada.

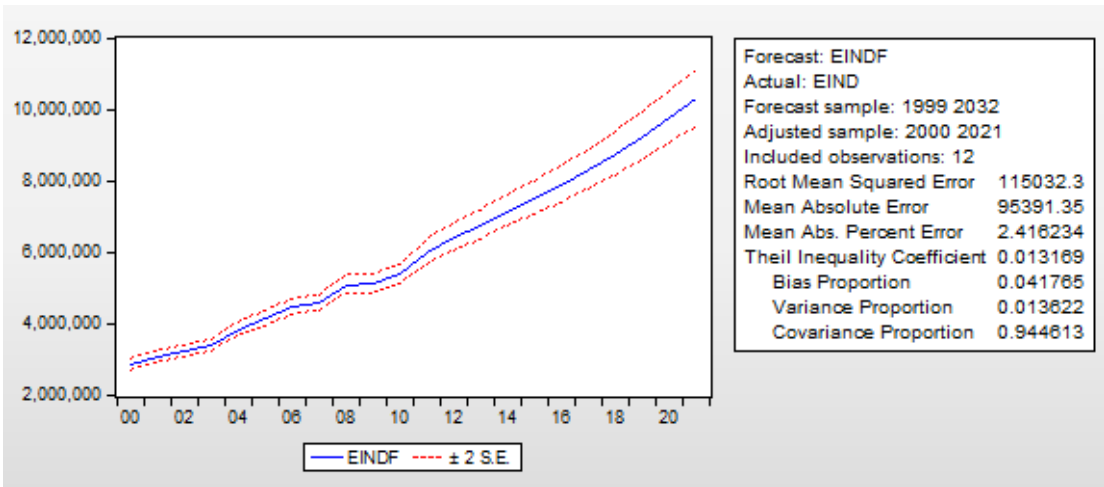


FIG. NO.25: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

## Sector Alumbrado Público

### Proyección del Clientes de Alumbrado Público

Debido a los cambios regulatorios, los usuarios del Servicio General de Alumbrado Público son todos los clientes del sector, por lo cual se decidió mantener constante el número de clientes registrado hasta el 2012.

### Proyección del Consumo de Alumbrado Público

El consumo de energía del Alumbrado Público tiene relación con el crecimiento de la red eléctrica, ya que a partir del Mandato Constituyente N° 15, todos los proyectos de electrificación incluyendo las áreas rurales y urbano-marginales deben contar con este servicio. Bajo estas consideraciones se utilizó la tasa de crecimiento de los clientes residenciales totales.

A continuación se presenta al protocolo de salida de la regresión.

Dependent Variable: LOG(EAP)				
Method: Least Squares				
Sample (adjusted): 2000 2011				
Included observations: 12 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4.158943	0.390420	10.65249	0.0000
LOG(NRES_C_FERUM)	0.629864	0.026315	23.93585	0.0000
R-squared	0.982845	Mean dependent var		13.50337
Adjusted R-squared	0.981130	S.D. dependent var		0.111767
S.E. of regression	0.015353	Akaike info criterion		-5.363950
Sum squared resid	0.002357	Schwarz criterion		-5.283132
Log likelihood	34.18370	Hannan-Quinn criter.		-5.393872
F-statistic	572.9248	Durbin-Watson stat		2.230976
Prob(F-statistic)	0.000000			

FIG. NO. 26: PROTOCOLO DE LA REGRESIÓN ESTIMADA EN EViews

Como puede verse, la variable explicativa tiene el signo esperado y la probabilidad asociada al estadístico t nos permite asegurar que la variable clientes residenciales (NRES\_C\_FERUM) es significativa al 95% de confianza. El coeficiente  $R^2$  ajustado, indica que el modelo tiene un buen ajuste respecto a los datos observados y el estadístico Durbin-Watson, el análisis del correlograma, y el Test Q de Ljung-Box nos permiten verificar la ausencia de autocorrelación en los residuos.

Sample: 2000 2011  
Included observations: 12























Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.140	-0.140	0.3002	0.584
		2	-0.372	-0.399	2.6211	0.270
		3	-0.037	-0.201	2.6469	0.449
		4	-0.036	-0.301	2.6748	0.614
		5	0.033	-0.207	2.7003	0.746
		6	0.137	-0.079	3.2272	0.780
		7	0.004	-0.071	3.2277	0.863
		8	-0.218	-0.273	5.2220	0.734
		9	0.112	-0.035	5.9245	0.747
		10	0.033	-0.169	6.0133	0.814
		11	-0.015	-0.080	6.0504	0.870

FIG. NO. 27: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESION ESTIMADA

Finalmente, puede inferirse a través de los estadísticos asociados a la ecuación, que el modelo planteado explica en forma significativa el comportamiento de la variable consumo de energía, reflejando una relación directa entre la evolución de la red en el sector residencial y de la red de alumbrado público.

El análisis se completa con la evaluación de la capacidad predictiva del modelo tanto en forma gráfica como a través del estadístico de Theil. Este coeficiente presenta un valor próximo a cero (0,007) y refleja que el sesgo respecto a los valores observados se debe principalmente a la Proporción de Covarianza (95,7%), es decir a los errores de predicción no sistemáticos. Estos resultados respaldan con firmeza la capacidad predictiva del modelo.

El gráfico siguiente presenta los valores obtenidos para EAPF luego de aplicar el modelo estimado en el período histórico y de proyección más un intervalo de confianza del 95% para el período 2000-2021. Esto es, el intervalo de confianza tiene un 95% de probabilidad de contener las observaciones futuras de la variable proyectada.

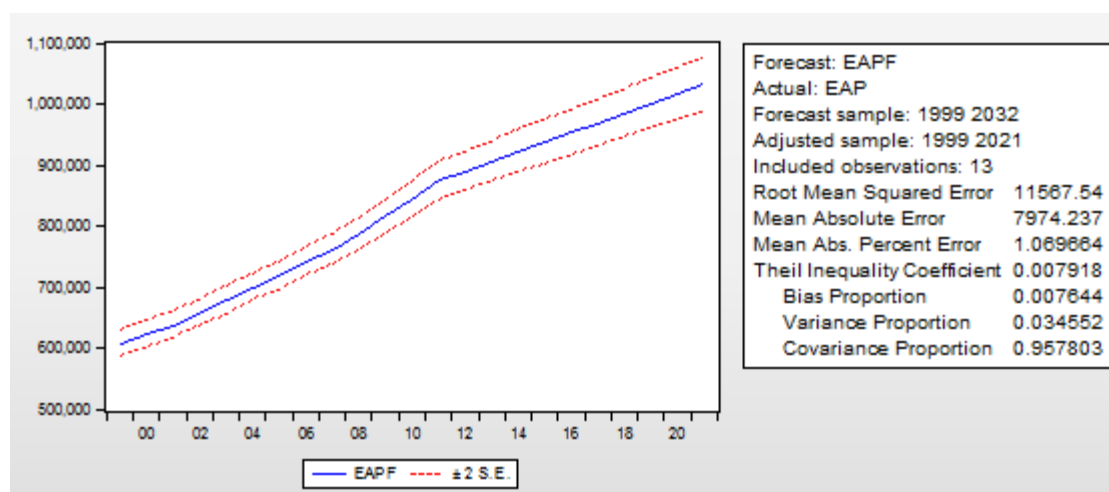


FIG. NO.28: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

## A.3. Proyección Espacial

### A.3.1 Sector Residencial

Por el lado de la energía unitaria residencial (EURES), su evolución por conjunto Cantón-Empresa está dada por la evolución de la EURES prevista a nivel país, manteniendo la relación que existe entre estas 2 variables en el año 2011. En fórmula se tiene:

$$EURES_{i,t} = \frac{EURES_{i,2011}}{EURES_{País,2011}} \times EURES_{País,t}$$

#### Ecuación No.8: FORMULA DE CÁLCULO DE ENERGÍA RESIDENCIAL UNITARIA

Donde:

$EURES_{i,t}$ : energía unitaria en el año t correspondiente al conjunto Cantón-Empresa i.

$EURES_{i,2011}$ : energía unitaria en el año 2011 correspondiente al conjunto Cantón-Empresa i.

$EURES_{País,2011}$ : energía unitaria en el año 2011 a nivel país.

$EURES_{País,t}$ : energía unitaria en el año t a nivel país.

### A.3.2 Sector Comercial e Industrial

En el caso del Sector Comercial y del Sector Industrial, la apertura tanto de clientes como de energía se realizó considerando la participación porcentual alcanzada en el año 2011 por cada conjunto Cantón-Empresa en cada sector de consumo en relación a los registros a nivel nacional.

En fórmula se tiene:

$$EC_{i,t} = EC_{País,t} \times \%EC_{i,2011}$$

#### Ecuación No.9: FORMULA DE CÁLCULO DE ENERGÍA COMERCIAL

Donde:

$EC_{i,t}$ : Energía comercial asignada al conjunto Cantón-Empresa i en el año t.

$EC_{País,t}$ : Energía comercial proyectada para el año t.

$\%EC_{i,2011}$ : participación relativa del consumo comercial del conjunto Cantón-Empresa i respecto del consumo industrial total, en el año 2011.

$$EI_{i,t} = EI_{País,t} \times \%EI_{i,2011}$$

#### Ecuación No.10: FORMULA DE CÁLCULO DE ENERGÍA INDUSTRIAL

Donde:

$El_{i,t}$ : Energía industrial asignada al conjunto Cantón-Empresa i en el año t.

$El_{País,t}$ : Energía industrial proyectada para el año t.

$\%El_{i,2011}$ : participación relativa del consumo industrial del conjunto Cantón-Empresa i respecto del consumo industrial total, en el año 2011.

### A.3.3 Sector Alumbrado Público

El sector Alumbrado Público suele presentar una alta correlación con el crecimiento de los usuarios residenciales, por lo que el consumo de dicho sector desagregado por conjunto Cantón-Empresa resulta de multiplicar el consumo registrado en el año inmediato anterior por la tasa de crecimiento esperada de usuarios residenciales para dicho conjunto Cantón-Empresa.

En fórmula:

$$EAP_{i,t} = EAP_{i,t-1} \times (1 + TasaCli\_Res_{i,t})$$

#### Ecuación No.11: FORMULA DE CÁLCULO DE ENERGÍA DE ALUMBRADO PÚBLICO

Donde:

$EAP_{i,t}$ : Consumo de energía en Alumbrado Público correspondiente al Cantón-Empresa i en el año t.

$EAP_{i,t-1}$ : Consumo de energía en Alumbrado Público correspondiente al Cantón-Empresa i en el año inmediato anterior a t.

$TasaCli\_Res_{i,t}$ : tasa de crecimiento de los usuarios residenciales prevista para el conjunto Cantón-Empresa i en el año t.

### A.4. Balance Energético

A partir de la proyección de la demanda global a nivel país, realizada organizando los clientes y sus consumos por sector de consumo, es preciso dar tratamiento a la misma para permitir la construcción de los movimientos de energía y potencia agregando la demanda de acuerdo a los siguientes sistemas:

- Nivel de Baja Tensión con apertura por distribuidora
- Nivel de Media Tensión con apertura por distribuidora
- Nivel de Alta Tensión con apertura por distribuidora
- Nivel de barras de Subestaciones
- Nivel del Sistema de Transmisión del SNI
- Nivel de bornes de Generación

El siguiente esquema analítico permite la obtención del Balance de Energía y Potencia, basado en los impulsores: Estructuras de las Venta, Proyección de Demanda, Campaña de Caracterización de Cargas, se obtiene las Demandas Netas. Una vez que se tiene las Demandas Netas, se agrega las Pérdidas por Nivel de Tensión.

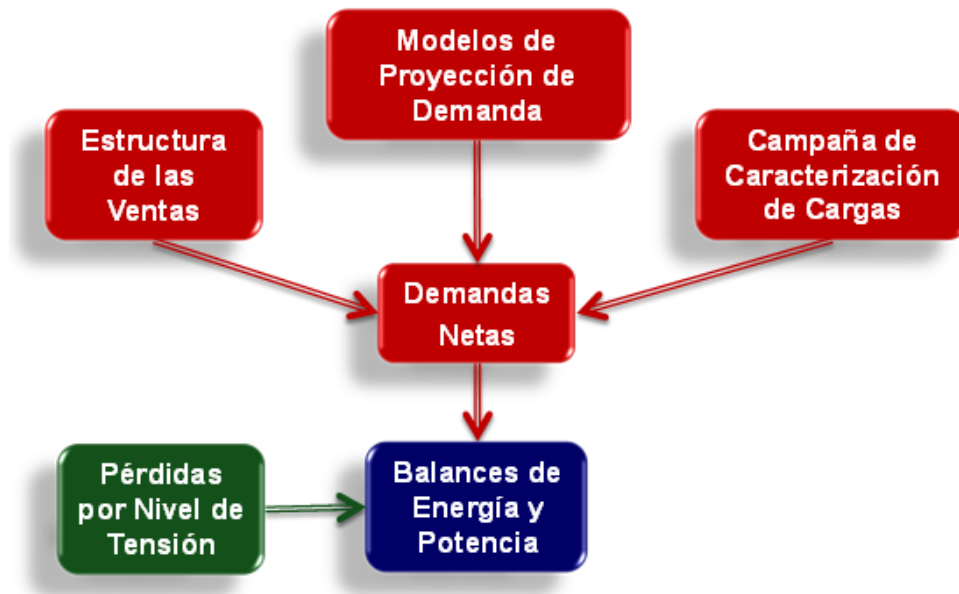


FIG. NO.29: ESQUEMA ANALÍTICO DE BALANCE DE ENERGIA Y POTENCIA

#### A.4.1 Campaña de caracterización de cargas

La “Campaña de Caracterización de Cargas” aporta aquella información relativa a los patrones de consumo que caracterizan a cada sector de consumo. Estos patrones son necesarios para posibilitar una apertura de las demandas de energía por bloque horario de consumo, como así también para calcular las contribuciones de cada sector a la potencia máxima que cada sistema registra.

##### *Definición conceptual de los parámetros*

A continuación se describen los parámetros de consumo que son utilizados en la reproducción de los movimientos de energía y potencia.

**KP:** Se define como KP al porcentaje de energía consumida en el bloque horario de punta. El bloque horario de punta en Ecuador va desde las 17:01 hasta las 22:00. El consumo de todos los clientes de un sector de consumo determinado multiplicado por este factor permite conocer la cantidad de energía consumida por dicho dominio durante el bloque horario de pico.

En fórmula:

$$KP = \frac{\sum_{i=1}^N EP_i}{\sum_{i=1}^N ET_i}$$

KP: Porcentaje de energía consumido en Punta

EP<sub>i</sub>: Energía consumida en Punta por el cliente *i*

ET<sub>i</sub>: Energía Total consumida por el cliente *i*

N: Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado

**KR:** Se define como KR al porcentaje de energía consumida en el bloque horario de resto. El bloque horario de resto es considerado desde las 05:01 a las 17:00 y desde 22:01 a las 24:00. El consumo de todos los clientes de un sector de consumo determinado multiplicado por este factor permite conocer la cantidad de energía consumida por dicho dominio durante el bloque horario de resto.

En fórmula:

$$KR = \frac{\sum_{i=1}^N ER_i}{\sum_{i=1}^N ET_i}$$

**KR:** Porcentaje de energía consumido en Resto

**ER<sub>i</sub>:** Energía consumida en Resto por el cliente *i*

**ET<sub>i</sub>:** Energía Total consumida por el cliente *i*

**N:** Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado

**KV:** Se define como KV al porcentaje de energía consumida en el bloque horario de valle. El bloque horario de valle va desde las 00:01 a las 05:00. El consumo de todos los clientes de un sector de consumo determinado multiplicado por este factor permite conocer la cantidad de energía consumida por dicho dominio durante el bloque horario de valle.

En fórmula:

$$KV = \frac{\sum_{i=1}^N EV_i}{\sum_{i=1}^N ET_i}$$

**KV:** Porcentaje de energía consumido en Valle

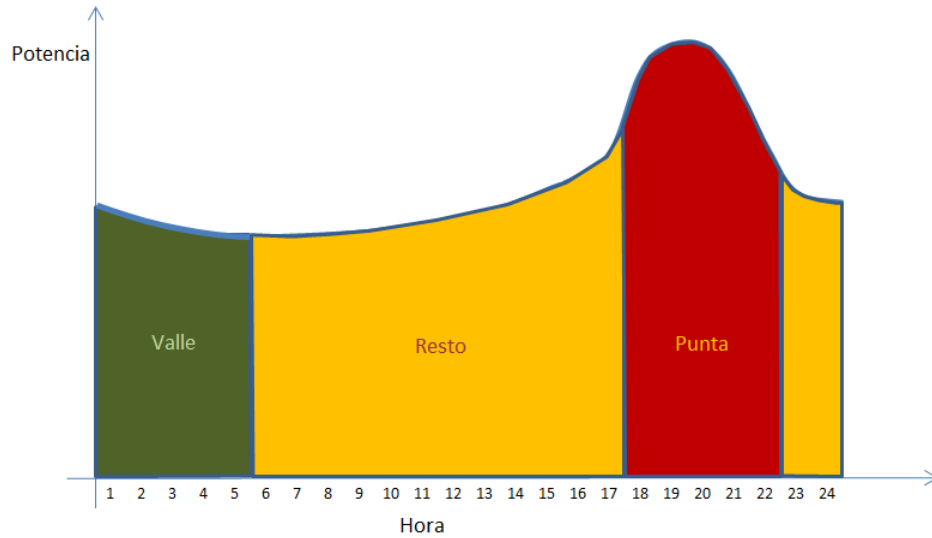
**EV<sub>i</sub>:** Energía consumida en Valle por el cliente *i*

**ET<sub>i</sub>:** Energía Total consumida por el cliente *i*

**N:** Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado

Gráficamente, los 3 parámetros anteriormente descriptos se distribuyen de la siguiente forma:





**FIG. NO.30: BLOQUES HORARIOS**

**FC:** Se define como FC al factor de carga. Este factor brinda información respecto a la relación existente entre la potencia media demandada por un cierto sector de consumo durante un tiempo determinado y la potencia máxima ocurrida durante el mismo periodo de tiempo.

En fórmula:

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^N E_i}{T \times \sum_{i=1}^N P_i(h^*)}$$

**FC:** Factor de carga de los clientes del sector de consumo analizado.

**T:** Periodo de tiempo de medición

**$E_i$ :** Energía consumida por el cliente  $i$  en el tiempo  $T$

**$h^*$ :** hora en que se produce la máxima demanda del sector de consumo

**$P_i(h^*)$ :** Potencia del cliente  $i$  en la hora en que se produce la máxima demanda del sector de consumo.

**$N$ :** Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado

**$FCI_k$ :** Se define como FCI al factor de coincidencia interno. El factor de coincidencia interno ó factor de simultaneidad es propio de cada sector de consumo, es decir para su cálculo solo se requiere información de dicho dominio. Este factor es la relación entre la potencia máxima y la sumatoria de las potencias máximas no coincidentes de los clientes que pertenecen al sector de consumo de interés.

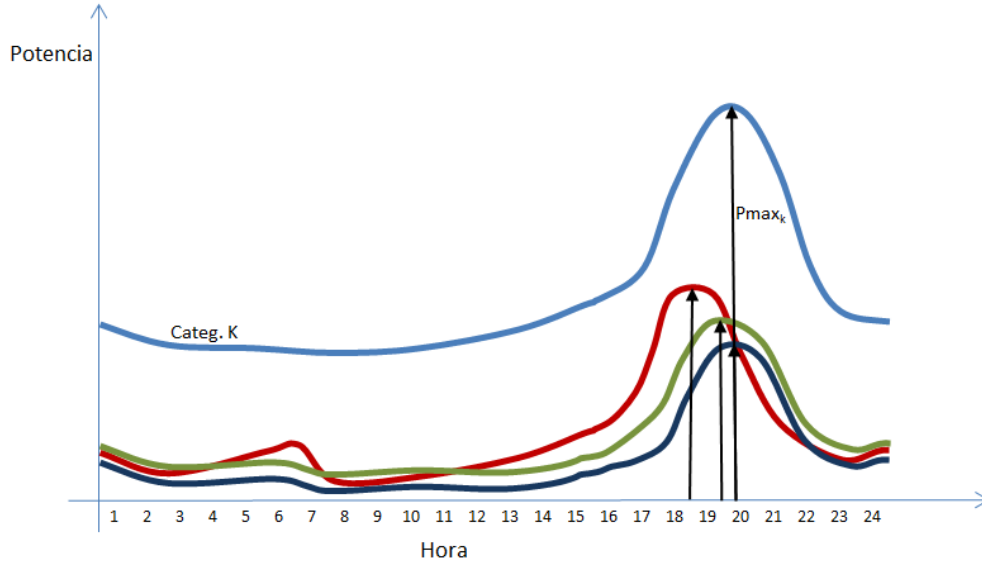


FIG. NO. 31: COMPONENTES DEL FCI

En la figura superior, en forma esquemática se presenta la curva de carga de algunos clientes de la categoría k, donde estas curvas, sumadas a la de los demás clientes de esta categoría permiten obtener la curva agregada de la categoría k. De esta forma se identifica a la potencia máxima de la categoría y a la otra componente del FCI conformada por la sumatoria de las potencias máximas individuales de los clientes pertenecientes a k.

En fórmula:

$$FCI = \frac{\sum_{i=1}^N P_i(h^*)}{\sum_{i=1}^N \hat{P}_i}$$

$FCI$ : Factor de coincidencia interna

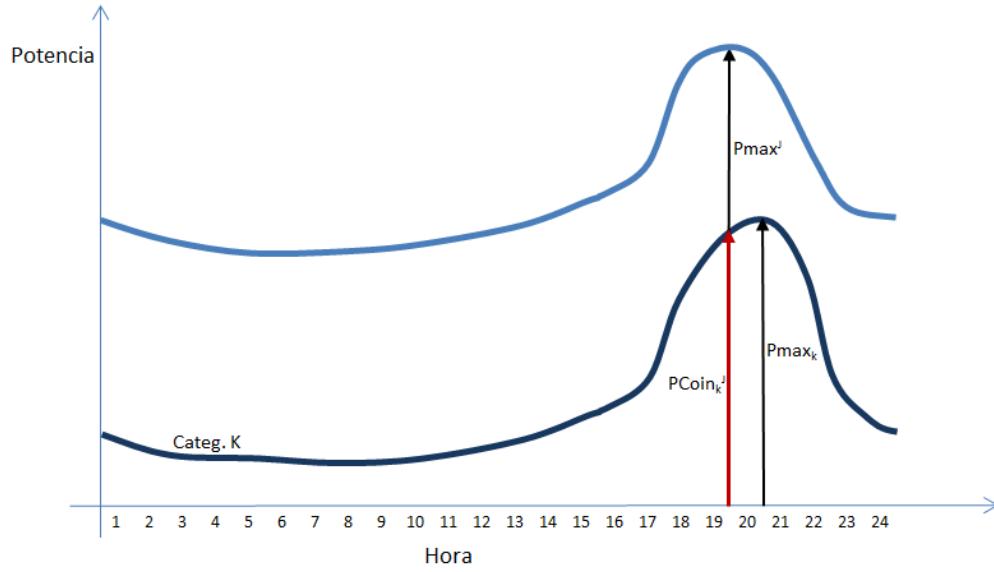
$h^*$ : hora en que se produce la máxima demanda del dominio analizado

$P_i(h^*)$ : Potencia del cliente  $i$  en la hora en que se produce la máxima demanda del dominio analizado.

$\hat{P}_i$ : Potencia máxima del cliente  $i$

$N$ : Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado.

**$FCE_K^J$** : Se define como  $FCE_K^J$  al factor de coincidencia externa con la potencia máxima del nivel de tensión  $J$  ( $J = BT, MT, AT$ , etc.). Dado el nivel  $J$ , el factor queda definido como el cociente entre la potencia de la categoría  $k$  coincidente con la máxima potencia del nivel de tensión  $J$  y la potencia máxima de dicho dominio.



**FIG. NO. 32: COMPONENTES DEL FCE**

En fórmula:

$$FCE_k^J = \frac{\sum_{i=1}^N P_i(h_j^*)}{\sum_{i=1}^N P_i(h^*)}$$

$FCE_k^J$ : Factor de coincidencia externa con la máxima demanda de potencia del nivel de tensión J (J= BT, MT, AT, etc.).

$h_k^*$ : Momento en que ocurre la máxima demanda de potencia en el nivel de tensión J

$P_i(h_j^*)$ : Potencia del cliente  $i$  coincidente con la máxima demanda de potencia del nivel de tensión J

$h^*$ : hora en que se produce la máxima demanda del dominio analizado

$P_i(h^*)$ : Potencia del cliente  $i$  en la hora en que se produce la máxima demanda del dominio de estudio

$N$ : Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado.

**$FCT_k^J$** : Se define como  $FCT_k^J$  al factor de coincidencia total con la máxima potencia del nivel de tensión J (J = BT, MT, AT, etc.). El factor de coincidencia total es el producto entre el  $FCE_k^J$  y el  $FCE_k^J$ .

En fórmula:

$$FCT_k^J = \frac{\sum_{i=1}^N P_i(h_j^*)}{\sum_{i=1}^N P_i}$$

$FCT_k^J$ : Factor de coincidencia total con la máxima demanda de potencia del nivel de tensión J (J = BT, MT, AT, etc.).

$h_j^*$ : Momento en que ocurre la máxima demanda de potencia en el nivel de tensión J

$P_i(h_k^*)$ : Potencia del cliente  $i$  coincidente con la máxima demanda de potencia del nivel de tensión J

$\hat{P}_i$ : Potencia máxima del cliente  $i$ .

$N$ : Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado.

### *Parámetros utilizados*

Uno de los parámetros primordiales para la proyección de la demanda es el comportamiento diario de cada una de las categorías de consumo, de manera que se pueda atribuir el impacto de un programa, plan o política aplicada.

Se dispuso de curvas de carga por sector de consumo aportadas por las siguientes empresas:

1. E.E. Ambato
2. E.E. Centro Sur
3. CNEL-Sucumbíos
4. E.E. Quito
5. Eléctrica de Guayaquil

## **A.4.2 Estructura de ventas**

La “Estructura de las Ventas” reúne aquella información necesaria para permitir una apertura por nivel de tensión de las demandas que son determinadas para cada sector de consumo.

La estructura de ventas, permite desagregar la demanda, que se encuentra agrupada por sector de consumo, por nivel de tensión.

Las matrices requeridas para migrar la demanda, fueron elaboradas a partir del procesamiento del consolidado de clientes y facturación de las empresas. Las variables de interés son:

1. Cantidad de clientes
2. Energía vendida

## **A.4.3 Proyección de la demanda por distribuidora**

## **A.4.4 Consumos netos de energía**

La interacción entre la Proyección de la demanda por sector de consumo, la Campaña de caracterización de cargas y la Estructura de ventas, permitió el cálculo de las siguientes variables por empresa distribuidora:

1. La venta de energía con apertura por nivel de tensión
  - a. Total
  - b. Bloque de punta
  - c. Bloque de resto
  - d. Bloque de valle
2. La contribución de cada sector de consumo y nivel de tensión, a la demanda máxima de potencia de cada nivel de tensión
3. La contribución de cada sector de consumo y nivel de tensión, a la demanda máxima del SNI

#### A.4.5 Pérdidas de energía

Para construir los balances de energía y potencia, resulta necesario complementar las demandas netas con los niveles esperados de pérdidas de energía y potencia. En relación a este módulo, el escenario base considera el nivel de pérdidas esperado elaborado en el marco del PLANREP 2011-2013. La variación porcentual de las pérdidas totales de energía a nivel nacional se presenta en la siguiente gráfica, teniendo como horizonte al año 2021.

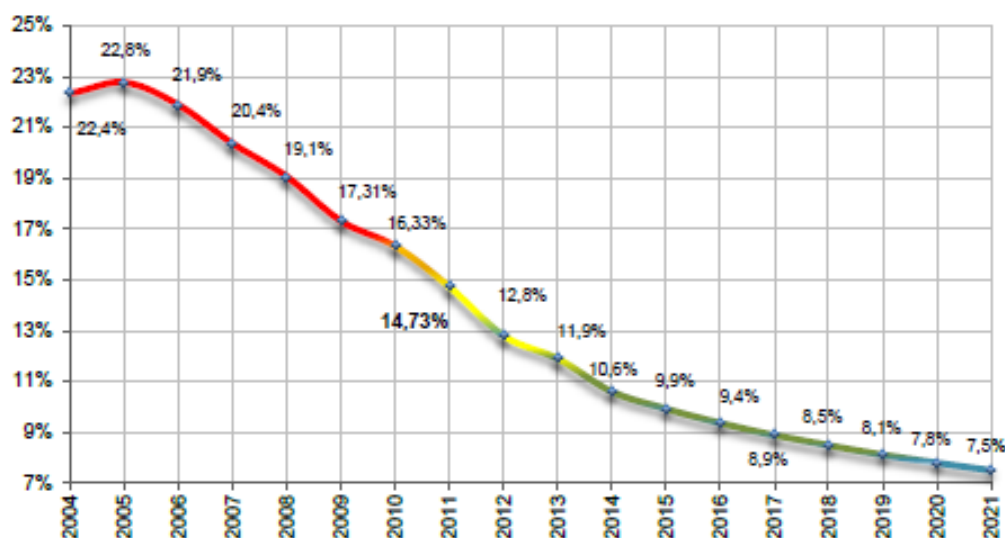


FIG. NO. 33: OBJETIVO NACIONAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Cabe destacar que en el año 2011, a pesar de que el objetivo de pérdidas contemplado en el plan es de **14,7%**, el nivel de pérdidas real registrado fue de **16,1%**.

El nivel de pérdida de energía que cada distribuidora presentó en el año 2011 se corresponde con la fila identificada en las tablas como "Total Empresa", y considera el total de energía perdida respecto de la energía ingresada en su sistema de distribución.

Los pasos seguidos pueden resumirse en:

1. Como punto de partida se consideró el nivel de pérdidas alcanzado por distribuidora y nivel de tensión correspondientes al último año calendario concluido (año 2011).
2. Para cada empresa se fijaron valores mínimos de pérdidas por nivel de tensión alcanzables hacia el final del horizonte de proyección (año 2021-2022). El valor mínimo es parametrizable, y si la empresa en un determinado nivel tensión, al año 2011 ya presenta

un valor por debajo del parámetro fijado manualmente, se acepta el registro real alcanzado como nivel mínimo. Desde el punto de vista de la parametrización manual, a todas las empresas se les colocó el mismo nivel mínimo de pérdidas, ya que establecer niveles diferenciados requiere de un conocimiento acabado de las redes de cada distribuidora, la ejecución de estudios de flujo de carga, planes de inversión y optimización de redes y combate de pérdidas no técnicas, etc. Los valores considerados, que están referidos a la energía ingresada en el correspondiente nivel de tensión son los siguientes:

- a. Alta tensión: 1,0%
  - b. Media tensión: 2,0%
  - c. Transformación MT/BT: 2,0%
3. Habiéndose fijado los límites inferiores de pérdidas, los niveles reales de pérdidas de las distintas distribuidoras, se reducen anualmente en forma proporcional hasta satisfacer la exigencia que individualmente deben cumplir. La reducción en cada distribuidora, que contribuye a la mejora del nivel de pérdidas en el sistema de distribución, se detiene cuando el nivel alcanzado iguala el mínimo parametrizado. Como cada distribuidora tiene un objetivo propio, el nivel de pérdidas técnicas en Baja Tensión es la variable de ajuste en la cual queda calculada aquella pérdida que sumada a la de los demás niveles de tensión satisface el objetivo anual que la empresa tiene. El criterio adoptado permite una reducción sostenida de las pérdidas en todas las distribuidoras sin llegar a niveles absurdos si se visualizan por nivel de tensión.
  4. Los valores planteados, además de ser referencias de valores logrados por distintas distribuidoras, permiten cumplir con el objetivo nacional que hacia el 2021 requiere un nivel de pérdidas de energía totales para el sistema de distribución de 7,5%.

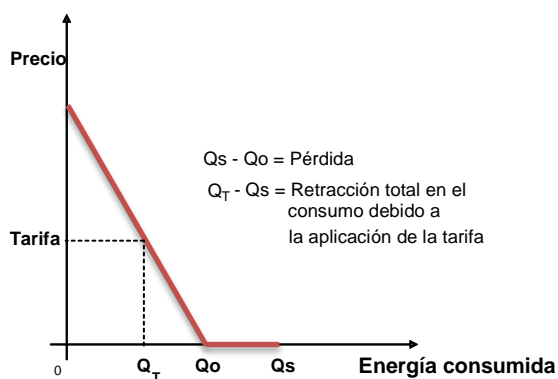
Otro punto importante a destacar se corresponde con el tratamiento dado a las pérdidas no técnicas (PNT) evitadas. Las pérdidas no técnicas que las empresas enfrentan, principalmente están relacionadas con causas tales como:

1. Conexiones directas
2. Alteraciones sobre el medidor
3. Alteraciones sobre la acometida
4. Medidor roto o trabado
5. Fococélulas del Alumbrado Público dañadas

Dependiendo de la causa de las PNT, hay casos donde el individuo que comete fraude no paga por el servicio o efectúa un pago parcial, cuando la adulteración no es total.

En función de lo anterior, se supone que a partir de la regularización del usuario, el mismo experimente una retracción en el consumo ante la señal de precio dada por la tarifa (El usuario tiende a controlar su consumo evitando el derroche).

Gráficamente:



**FIG. NO.34: CURVA DE DEMANDA – ELESTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA**

El fenómeno de la elasticidad precio de la demanda, se ha incorporado dentro de la proyección, permitiendo parametrizar la cantidad de energía “recuperada” por el combate de PNT, que se espera se convierta en venta para las distribuidoras. El escenario planteado considera que el **90%** de la energía recuperada se transforma en venta mientras que el restante **10%**, que se corresponde con la retracción en el consumo de los usuarios regularizados, se traduce en un ahorro de energía requerida por los sistemas de distribución. Se espera una retracción leve en el consumo ya que se estima que la mayor parte de la pérdida es provocada por usuarios pertenecientes a los sectores de consumo Comercial e Industrial, los cuales independientemente de su regularización, mantendrían el nivel de actividad, por ende el nivel de consumo.

#### **A.4.6 Balance de energía**

##### *Balance de energía por distribuidora*

El movimiento de energía por distribuidora se construyó considerando la siguiente información:

Ventas de energía desagregadas por nivel de tensión (incluye ventas por recupero de PNT)

Nivel de pérdidas por nivel de tensión

A partir de los niveles de pérdidas por nivel de tensión, en cada año y para cada distribuidora, se calcularon los factores de pérdidas correspondientes mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$FPE^J = \frac{1}{1 - \%Pe^J}$$

Donde:

$FPE^J$ : factor de expansión de pérdidas correspondiente al nivel de tensión J.

$\%Pe^J$ : nivel de pérdidas obtenido para el nivel de tensión J

El movimiento de energía para cada empresa distribuidora es construido desde el nivel de BT hacia el nivel de AT. En cada nivel, a la carga que se trae del nivel inferior, se le agregan las ventas de dicho nivel y luego la nueva carga es multiplicada por el correspondiente factor de expansión de pérdidas.

##### *Balance de energía del SNI*

Los pasos seguidos son los siguientes:

1. Suma de los balances de energía de las distribuidoras: Este primer paso permite, en el nivel de AT, conocer la energía disponible total país.
2. Proyección de la energía comprada a autogeneradores, de la energía generada no incorporada al MEM y de las transacciones de compra-venta de energía entre distribuidoras: La energía correspondiente a los conceptos mencionados evoluciona en el tiempo en forma proporcional a la participación que presentaron en el último año calendario concluido (año 2011), respecto de la energía disponible.

3. Cálculo de la energía comprada al MEM: resulta de restar al ítem 1 el ítem 2.
4. Incorporación de las pérdidas previstas en:
  - a. Subestaciones que conectan el Sistema de Transmisión con el Sistemas de Subtransmisión del distribuidor.
  - b. Redes de Transmisión.
  - c. Estaciones de elevación desde la Generación a la Transmisión.

#### A.4.7 Pérdidas y balance de potencia

##### 1.1.1.2 Pérdidas y balance de potencia por distribuidora

Para cada distribuidora, las pérdidas de potencia por nivel de tensión fueron calculadas a partir de las pérdidas de energía utilizando la fórmula empírica de la Electricité de France (EDF), que considera el factor de carga de las pérdidas como una función del factor de carga del mismo nivel de tensión.

En fórmula:

$$\%Pp^J = \%Pe^J \times \frac{FC^J}{FCP^J} \quad \text{siendo} \quad FCP^J = 0,7 \times (FC^J)^2 + 0,3 \times FC^J$$

Donde:

$\%Pp^J$ : Porcentaje de pérdidas de potencia en el nivel de tensión J

$\%Pe^J$ : Porcentaje de pérdidas de energía en el nivel de tensión J

$FC^J$ : Factor de carga del nivel de tensión J

$FCP^J$ : Factor de carga de las pérdidas del nivel de tensión J

Luego, los factores de pérdidas de cada nivel fueron calculados utilizando la fórmula siguiente:

$$FPP^J = \frac{1}{1 - \%Pp^J}$$

Donde:

FPPJ: Factor de expansión de pérdidas de potencia del nivel de tensión J

$\%Pp^J$ : Porcentaje de pérdidas de potencia en el nivel de tensión J

Para cada año, el Factor de Responsabilidad en el nivel de tensión **J** de cada categoría de usuarios, se calculó mediante la siguiente expresión:

$$FR_K^J = FCE_K^J \times FPP_K^J$$

Donde:

$FR_K^J$  = Factor de Responsabilidad de la categoría k en el nivel de tensión J.

$FCE_K^J$  = Factor de Coincidencia Externo de la categoría k en el nivel de tensión J.



$FPP_k^J$  = Factor acumulado de pérdidas de potencia desde el nivel de conexión de la categoría k hasta el nivel de tensión J.

Consecuentemente, la potencia máxima del nivel de tensión **J** puede reproducirse a partir de la siguiente expresión:

$$P^J = \sum_k \frac{E_k}{8760 \times FC_k} \times FCE_k^J \times FPP_k^J = \sum_k \frac{E_k}{8760 \times FC_k} \times FR_k^J$$

Donde:

$P^J$  : Potencia máxima del nivel de tensión J.

$E_k$  : Energía Vendida Anual correspondiente a la categoría k

8760 : Horas/Año

$FC_k$ : Factor de carga de la categoría k.

$FCE_k^J$  = Factor de Coincidencia Externo de la categoría k en el nivel de tensión J.

$FPP_k^J$  = Factor acumulado de pérdidas de potencia desde el nivel de conexión de la categoría k hasta el nivel de tensión J.

$FR_k^J$ : Factor de Responsabilidad de la categoría k en el nivel de tensión J

### ***Balance de potencia del SNI***

Con el fin de consolidar los movimientos de potencia de las distribuidoras y calcular la potencia máxima en el SNI, se procedió de la siguiente forma:

1. Se sumaron las potencias de las distribuidoras coincidentes con la máxima demanda del SNI. Estas demandas solo consideran las compras al MEM.
2. Se agregaron las pérdidas correspondientes a las etapas de red:
  - a. Subestaciones que vinculan el sistema de Transmisión con los sistemas de Distribución
  - b. Transmisión
  - c. Subestaciones de elevación (Generación – Transmisión)

La siguiente gráfica presenta la potencia máxima proyectada en bornes de generación junto a la evolución del factor de carga del SNI.

## **ANEXO B**

### **Proyección Demográfica**

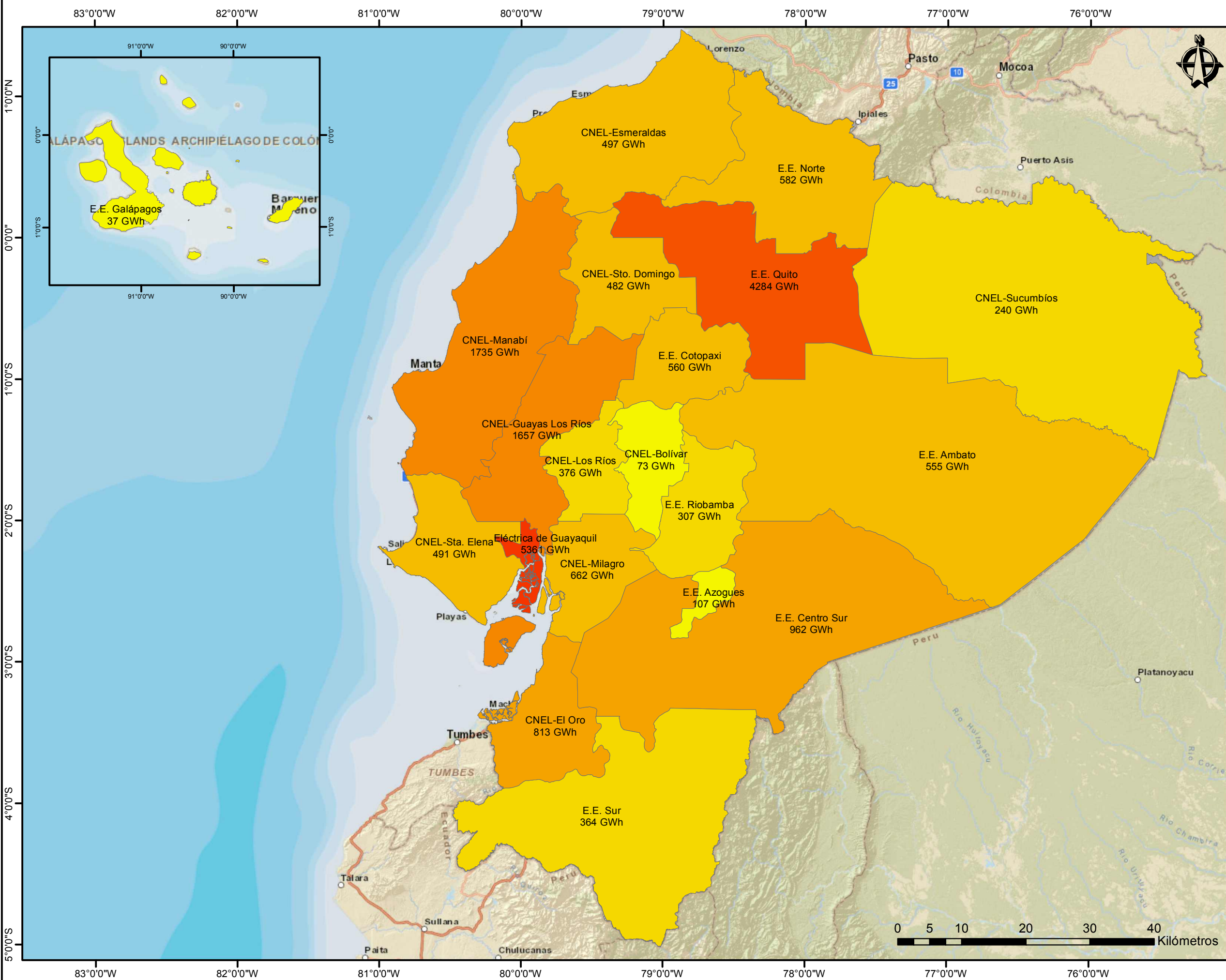
## Resumen de Proyección de Cobertura de Servicio Eléctrico

PROVINCIA	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Azuay	98,11	98,24	98,35	98,44	98,53	98,60	98,67	98,72	98,77	98,81	98,85	98,88	98,91	98,93	98,95	98,97	98,99	99,00	99,02	99,03
Bolívar	90,43	91,13	91,79	92,40	92,99	93,53	94,05	94,53	94,98	95,41	95,80	96,18	96,53	96,86	97,18	97,47	97,74	98,00	98,24	98,47
Cañar	97,23	97,47	97,68	97,87	98,04	98,19	98,33	98,45	98,55	98,65	98,73	98,80	98,87	98,93	98,98	99,03	99,07	99,11	99,14	99,17
Carchi	97,89	98,02	98,14	98,24	98,33	98,41	98,48	98,54	98,59	98,64	98,68	98,72	98,75	98,78	98,81	98,83	98,85	98,87	98,88	98,90
Cotopaxi	92,99	93,53	94,04	94,52	94,98	95,41	95,82	96,20	96,57	96,91	97,24	97,55	97,84	98,12	98,38	98,63	98,87	99,09	99,30	99,50
Chimborazo	93,82	94,24	94,64	95,02	95,38	95,72	96,04	96,35	96,64	96,92	97,18	97,43	97,66	97,89	98,10	98,30	98,49	98,67	98,84	99,01
El Oro	98,06	98,21	98,36	98,49	98,61	98,72	98,83	98,92	99,01	99,09	99,16	99,23	99,29	99,35	99,40	99,45	99,49	99,53	99,57	99,61
Esmeraldas	91,17	91,91	92,60	93,23	93,83	94,38	94,89	95,37	95,81	96,22	96,60	96,95	97,28	97,59	97,87	98,14	98,38	98,61	98,82	99,02
Guayas	96,16	96,36	96,56	96,75	96,93	97,11	97,28	97,45	97,61	97,77	97,93	98,08	98,22	98,36	98,50	98,63	98,76	98,88	99,00	99,12
Loja	96,37	96,69	96,98	97,23	97,46	97,66	97,85	98,01	98,16	98,29	98,40	98,51	98,60	98,69	98,76	98,83	98,89	98,94	98,99	99,03
Imbabura	97,88	98,05	98,19	98,32	98,44	98,54	98,63	98,71	98,78	98,84	98,89	98,94	98,98	99,02	99,05	99,08	99,11	99,13	99,15	99,17
Los Ríos	93,87	94,40	94,89	95,34	95,75	96,13	96,48	96,80	97,10	97,37	97,62	97,85	98,06	98,26	98,44	98,60	98,75	98,89	99,02	99,14
Manabí	92,61	93,17	93,71	94,21	94,68	95,13	95,54	95,93	96,30	96,65	96,97	97,28	97,56	97,83	98,08	98,32	98,54	98,75	98,95	99,13
Morona Santiago	79,56	80,78	81,98	83,15	84,31	85,44	86,55	87,64	88,71	89,76	90,79	91,81	92,80	93,78	94,74	95,68	96,60	97,51	98,40	99,27
Napo	91,81	92,77	93,62	94,37	95,03	95,62	96,13	96,59	96,99	97,34	97,65	97,93	98,17	98,39	98,58	98,74	98,89	99,02	99,14	99,24
Pastaza	85,46	86,31	87,14	87,95	88,75	89,53	90,29	91,05	91,78	92,51	93,21	93,91	94,59	95,26	95,91	96,56	97,19	97,80	98,41	99,00
Pichincha	99,53	99,58	99,63	99,68	99,71	99,75	99,78	99,80	99,83	99,85	99,86	99,88	99,89	99,91	99,92	99,93	99,94	99,94	99,95	99,96
Tungurahua	97,28	97,44	97,58	97,72	97,85	97,97	98,09	98,20	98,30	98,40	98,49	98,58	98,66	98,74	98,81	98,88	98,94	99,00	99,06	99,11
Zamora Chinchipe	90,39	91,15	91,87	92,55	93,18	93,77	94,33	94,86	95,35	95,81	96,25	96,66	97,04	97,40	97,74	98,06	98,36	98,64	98,91	99,15
Sucumbíos	88,74	89,69	90,59	91,43	92,22	92,97	93,66	94,32	94,94	95,52	96,06	96,57	97,05	97,50	97,93	98,33	98,70	99,05	99,38	99,69
Orellana	88,04	89,36	90,54	91,60	92,55	93,39	94,15	94,83	95,44	95,98	96,47	96,90	97,29	97,64	97,95	98,23	98,48	98,70	98,90	99,08
Santo Domingo	97,14	97,44	97,71	97,95	98,17	98,36	98,53	98,69	98,83	98,95	99,06	99,16	99,25	99,33	99,40	99,46	99,52	99,57	99,61	99,65
Santa Elena	90,43	91,13	91,79	92,40	92,99	93,53	94,05	94,53	94,98	95,41	95,80	96,18	96,53	96,86	97,18	97,47	97,74	98,00	98,24	98,47
Galápagos	99,68	99,74	99,78	99,82	99,86	99,88	99,90	99,92	99,94	99,95	99,96	99,96	99,97	99,98	99,98	99,98	99,99	99,99	99,99	99,99
Zonas no Definidas	84,72	85,71	86,67	87,59	88,49	89,35	90,18	90,98	91,75	92,49	93,21	93,91	94,58	95,22	95,85	96,45	97,03	97,59	98,13	98,65
Nacional	95,77	96,08	96,36	96,63	96,88	97,11	97,33	97,54	97,74	97,93	98,10	98,27	98,42	98,57	98,71	98,85	98,97	99,09	99,21	99,31

## **ANEXO C**

### **Mapas de Demanda de Energía y Potencia**

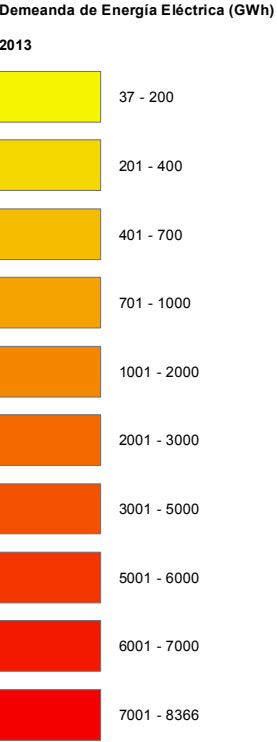
MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2013



UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

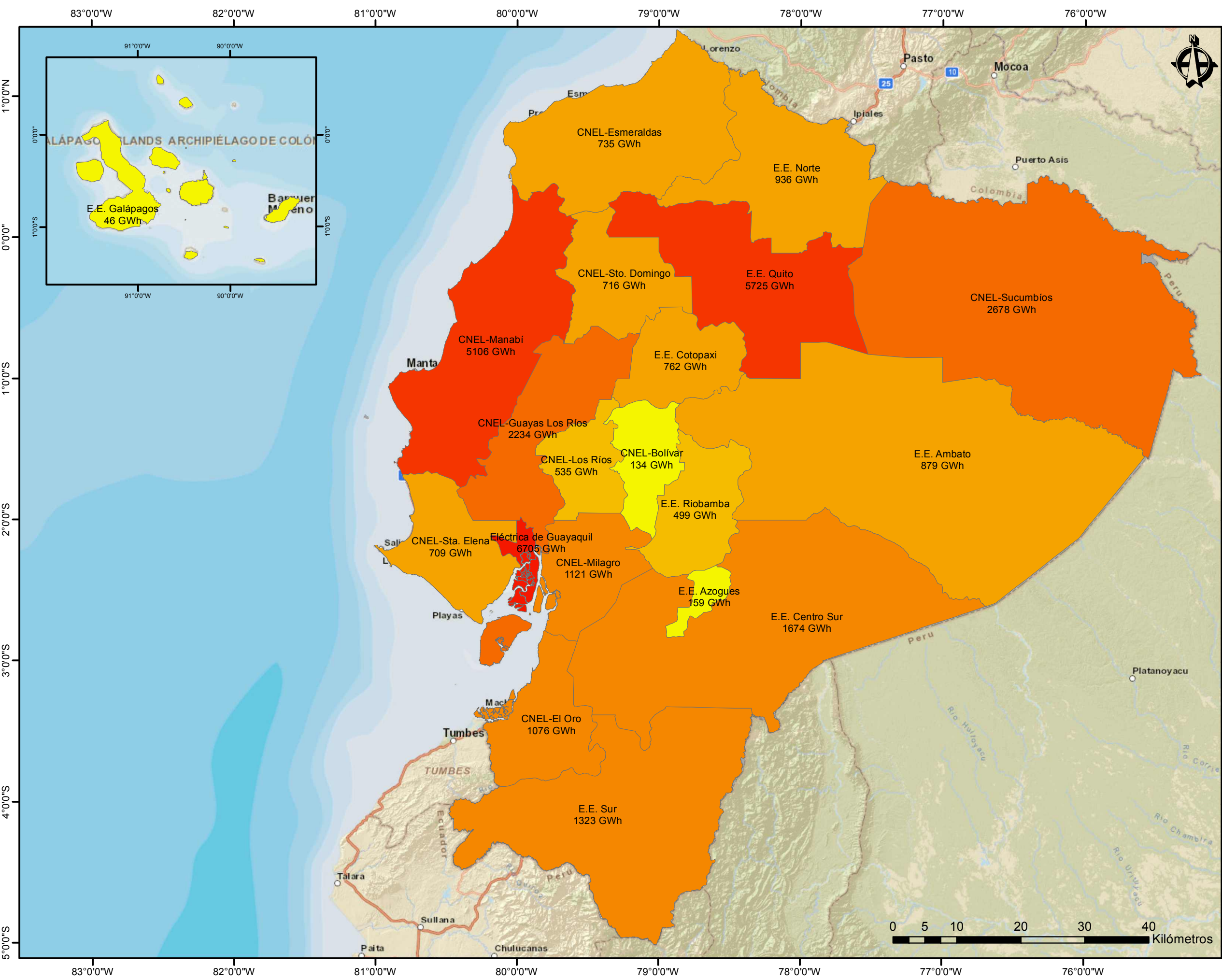


MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2013

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Gabriel Eduardo Cazco Castelli	Fecha de elaboración: Febrero, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2013 - Demanda de Energía Eléctrica, corresponde a la hipótesis N° 5 y no incluye pérdidas de transmisión. <small>* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec</small>	



MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2017



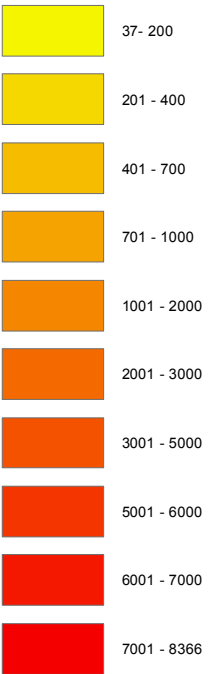
UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

Demanda de Energía Eléctrica (GWh)

2017

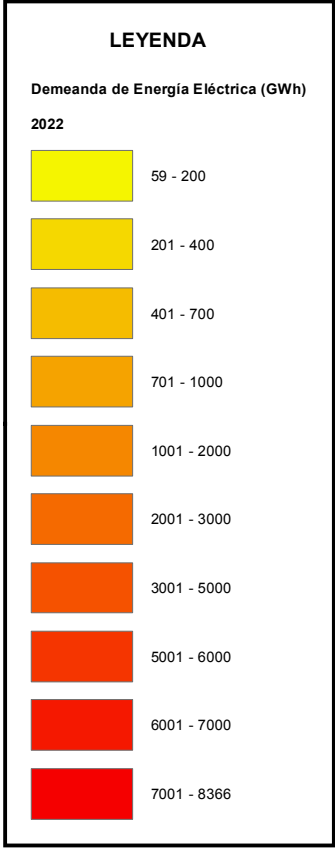
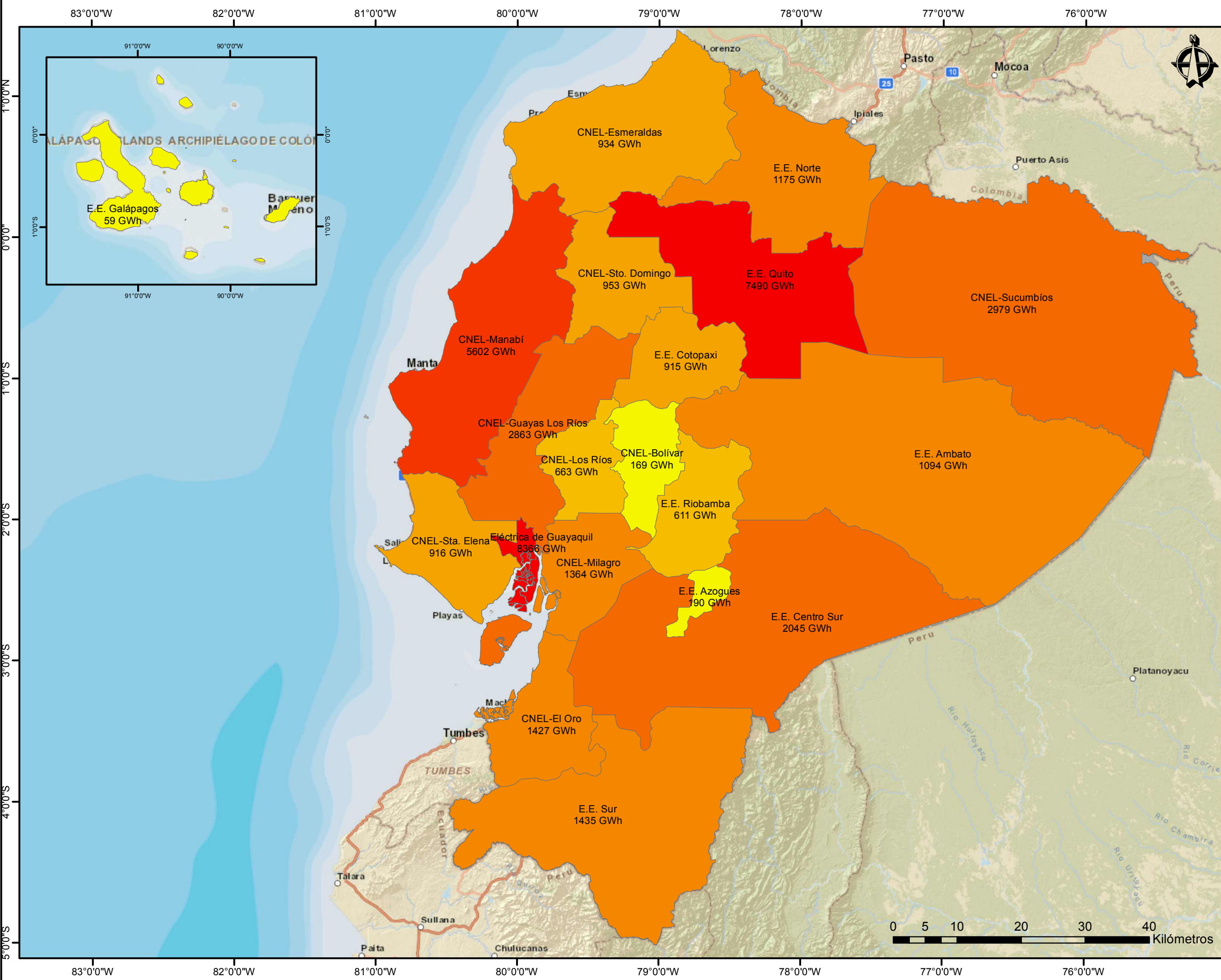


MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2017

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Gabriel Eduardo Cazco Castelli	Fecha de elaboración: Febrero, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2013 - Demanda de Energía Eléctrica, corresponde a la hipótesis N° 5 y no incluye pérdidas de transmisión. <small>* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC www.conelec-gob.ec</small>	



MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2022





**MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2022**

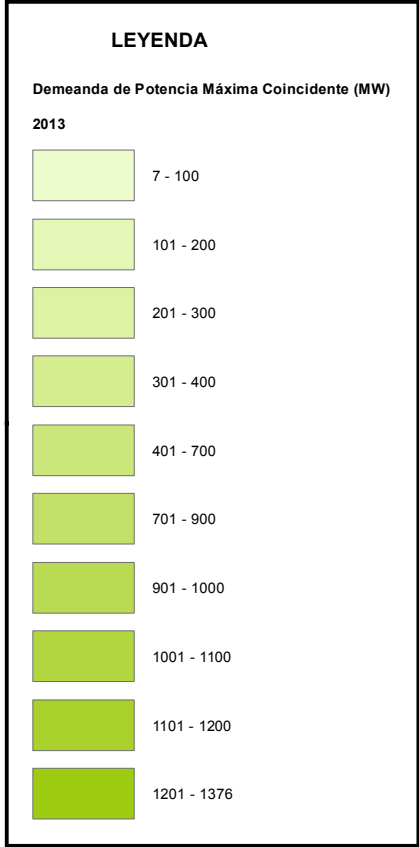
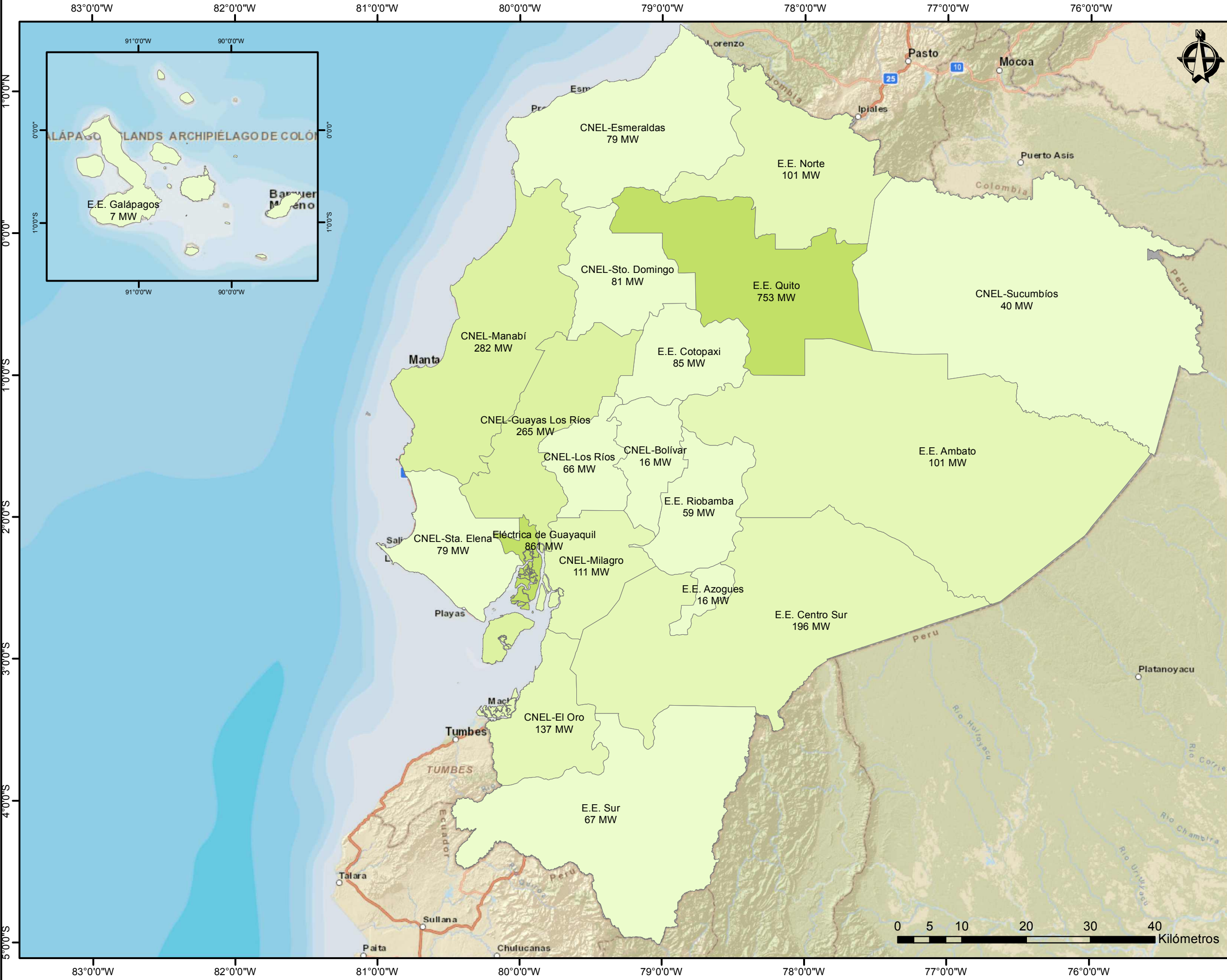
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Gabriel Eduardo Cazco Castelli	Fecha de elaboración: Febrero, 2013


Fuente:  
Cartografía Base: Arc Gis. com  
Cartografía Temática: CONELEC, 2013 - Demanda de Energía Eléctrica, corresponde a la hipótesis N° 5 y no incluye pérdidas de transmisión.

\* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC  
www.conelec-gob.ec



MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2013





**MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2013**

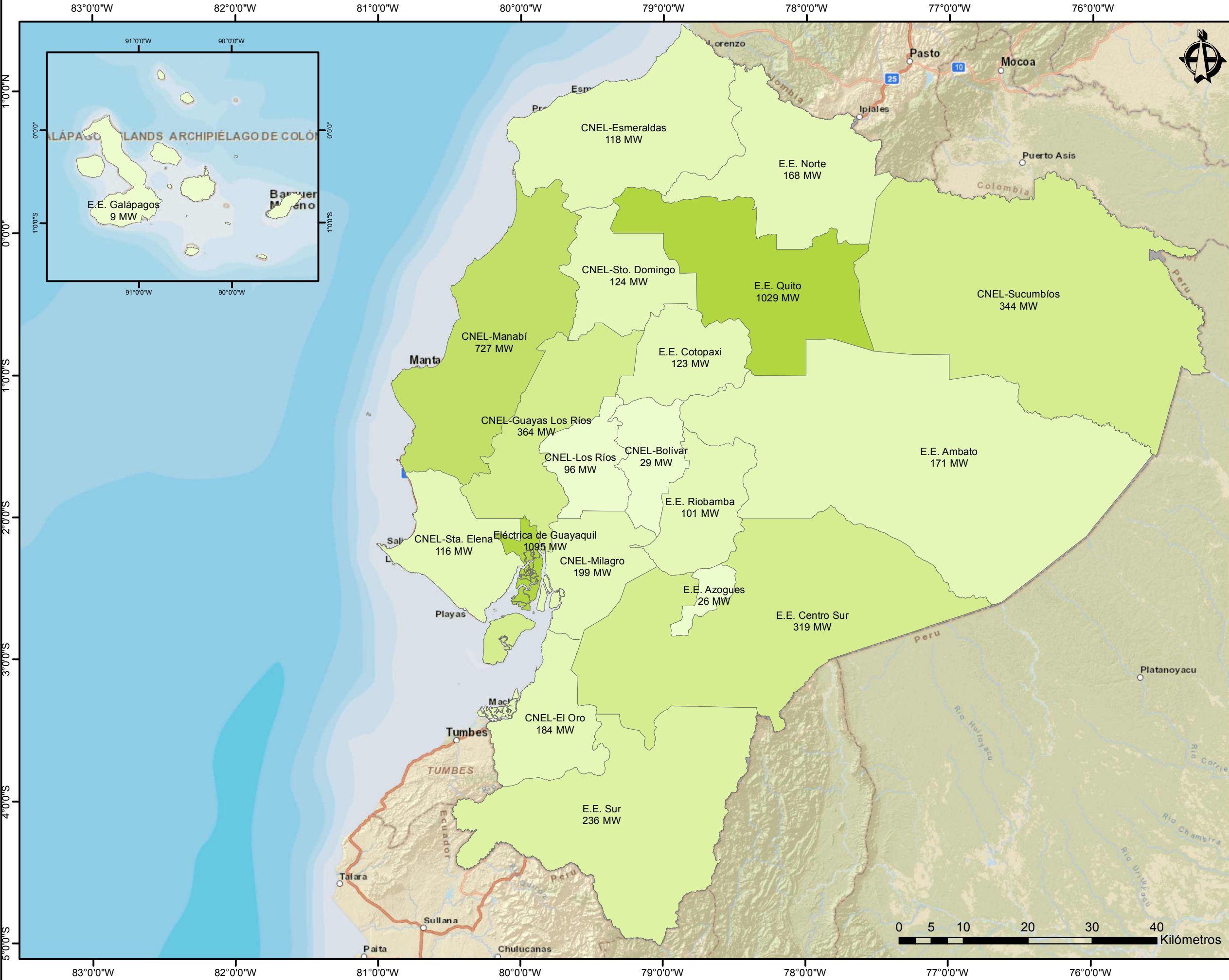
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Gabriel Eduardo Cazco Castelli	Fecha de elaboración: Febrero, 2013

Fuente:  
Cartografía Base: Arc Gis. com  
Cartografía Temática: CONELEC, 2013 - Demanda de potencia máxima coincidente, corresponde a la hipótesis N° 5 y para Galápagos se muestra la demanda de potencia máxima de su sistema

\* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC  
www.conelec-gob.ec



MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2017



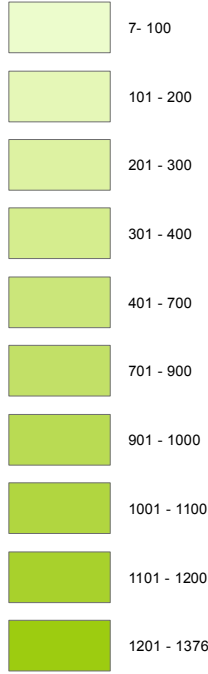
UBICACIÓN DEL ECUADOR



LEYENDA

Demanda de Potencia Máxima Coincidente (MW)

2017



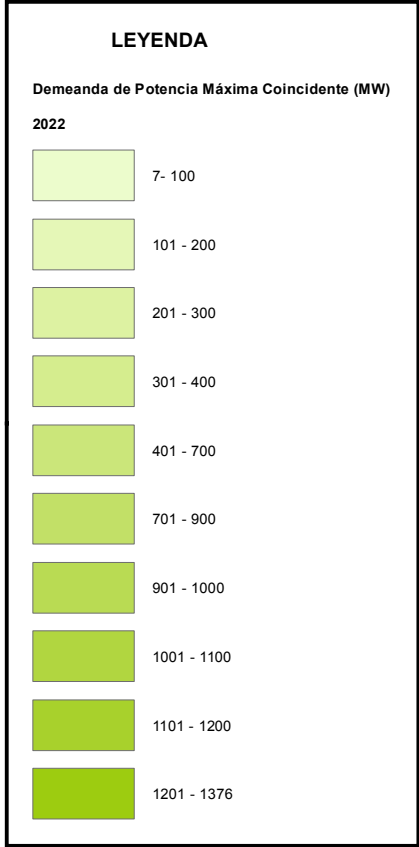
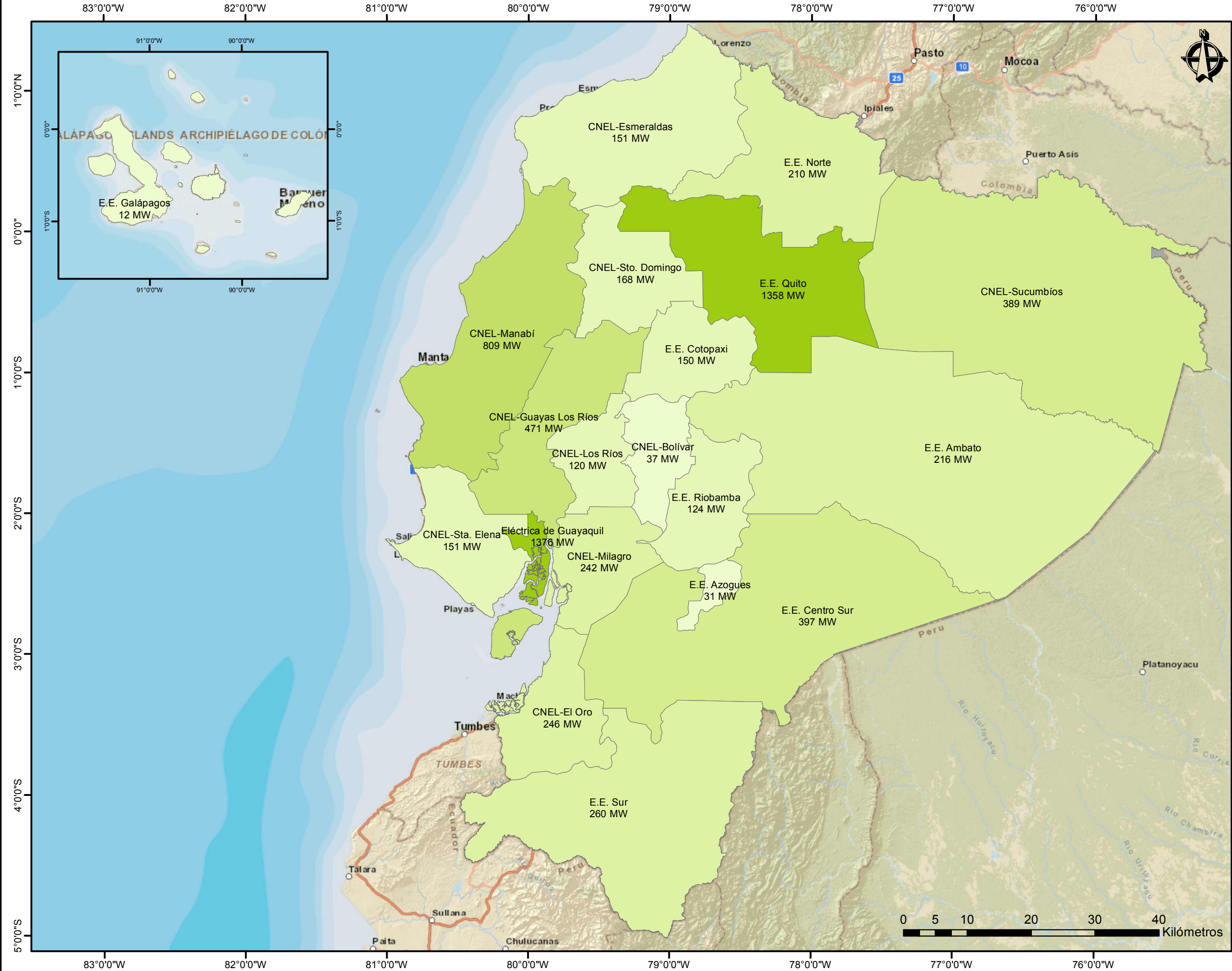
MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2017

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Gabriel Eduardo Cazco Castelli	Fecha de elaboración: Febrero, 2013

Fuente:  
Cartografía Base: Arc Gis, com  
Cartografía Temática: CONELEC, 2013 - Demanda de potencia máxima coincidente, corresponde a la hipótesis N° 5 y para Galápagos se muestra la demanda de potencia máxima de su sistema  
\* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC  
[www.conelec-gob.ec](http://www.conelec-gob.ec)



MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2022





**MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2022**

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Gabriel Eduardo Cazco Castelli	Fecha de elaboración: Febrero, 2013

Fuente:  
Cartografía Base: Arc Gis, com  
Cartografía Temática: CONELEC, 2013 - Demanda de potencia máxima coincidente, corresponde a la hipótesis N° 5 y para Galápagos se muestra la demanda de potencia máxima de su sistema

\* Para mayor detalle consulte nuestro Geoportal CONELEC  
www.conelec-gob.ec

## **ANEXO D**

### **Balance de Energía de Empresas Eléctricas**

# Balance de Energía de Empresas Eléctricas

## CNEL-Bolívar

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	74,8	76,9	79,0	81,2	83,5	86,0	88,5	91,0	93,5	96,2
Pérdidas Líneas AT	GWh	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3
% Pe AT	%	<b>2,21%</b>	<b>2,12%</b>	<b>2,03%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,85%</b>	<b>1,76%</b>	<b>1,67%</b>	<b>1,58%</b>	<b>1,49%</b>	<b>1,40%</b>
Venta AT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Ingresada en MT	GWh	73,2	75,3	77,4	79,6	81,9	84,4	87,0	89,5	92,1	94,8
Pérdidas Líneas MT	GWh	2,3	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9
% Pe MT	%	<b>3,18%</b>	<b>3,04%</b>	<b>2,91%</b>	<b>2,78%</b>	<b>2,65%</b>	<b>2,52%</b>	<b>2,39%</b>	<b>2,26%</b>	<b>2,13%</b>	<b>2,00%</b>
Venta MT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Ingresada en TMB	GWh	70,9	73,0	75,1	77,4	79,8	82,3	84,9	87,5	90,1	92,9
Pe TMB	GWh	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4
% Pe TMB	%	<b>2,38%</b>	<b>2,29%</b>	<b>2,19%</b>	<b>2,09%</b>	<b>1,99%</b>	<b>1,89%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,70%</b>	<b>1,60%</b>	<b>1,50%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	69,2	71,3	73,5	75,7	78,2	80,8	83,4	86,0	88,7	91,5
Pe BT	GWh	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6
% Pe BT	%	<b>2,94%</b>	<b>2,81%</b>	<b>2,67%</b>	<b>2,53%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,27%</b>	<b>2,14%</b>	<b>2,01%</b>	<b>1,88%</b>	<b>1,76%</b>
Venta BT	GWh	51,6	53,7	55,7	57,8	60,1	62,4	64,9	67,4	69,9	72,6
Venta AP	GWh	14,5	14,6	14,8	15,0	15,2	15,5	15,7	15,9	16,1	16,3
Pérdidas No Técnicas	GWh	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

## CNEL-El Oro

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	818,4	849,9	881,4	915,1	949,6	985,5	1.023,1	1.062,3	1.103,0	1.147,4
Pérdidas Líneas AT	GWh	11,7	11,8	11,8	11,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
% Pe AT	%	<b>1,43%</b>	<b>1,39%</b>	<b>1,34%</b>	<b>1,30%</b>	<b>1,26%</b>	<b>1,22%</b>	<b>1,17%</b>	<b>1,13%</b>	<b>1,09%</b>	<b>1,05%</b>
Venta AT	GWh	14,0	14,8	15,6	16,4	17,2	18,0	18,9	19,9	20,9	22,0
Energía Ingresada en MT	GWh	792,6	823,3	854,0	886,8	920,4	955,5	992,1	1.030,4	1.070,1	1.113,4
Pérdidas Líneas MT	GWh	15,9	16,5	17,1	17,7	18,4	19,1	19,8	20,6	21,4	22,3
% Pe MT	%	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Venta MT	GWh	253,3	267,3	281,4	295,8	310,7	326,4	342,8	360,1	378,2	398,5
Energía Ingresada en TMB	GWh	523,4	539,5	555,5	573,3	591,3	610,0	629,5	649,7	670,4	692,6
Pe TMB	GWh	12,2	12,2	12,1	12,1	12,1	12,2	12,6	13,0	13,4	13,9
% Pe TMB	%	<b>2,32%</b>	<b>2,25%</b>	<b>2,19%</b>	<b>2,12%</b>	<b>2,05%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	511,3	527,4	543,4	561,1	579,2	597,8	616,9	636,7	657,0	678,8
Pe BT	GWh	33,0	32,9	32,6	32,3	31,9	31,2	30,2	29,1	27,8	26,5
% Pe BT	%	<b>6,45%</b>	<b>6,23%</b>	<b>6,00%</b>	<b>5,75%</b>	<b>5,50%</b>	<b>5,22%</b>	<b>4,90%</b>	<b>4,57%</b>	<b>4,23%</b>	<b>3,90%</b>
Venta BT	GWh	383,9	414,7	445,7	462,5	479,8	497,7	516,5	536,0	556,2	577,8
Venta AP	GWh	54,5	55,4	56,3	57,2	58,1	59,0	60,0	61,0	62,0	63,1
Pérdidas No Técnicas	GWh	39,8	24,4	8,8	9,2	9,5	9,9	10,2	10,6	11,0	11,5

## CNEL-Esmaldas

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	502,6	524,1	545,7	566,9	587,4	609,6	633,0	657,2	682,3	709,5
Pérdidas Líneas AT	GWh	8,9	8,9	8,8	8,6	8,5	8,3	8,0	7,8	7,5	7,2
% Pe AT	%	<b>1,78%</b>	<b>1,70%</b>	<b>1,61%</b>	<b>1,53%</b>	<b>1,44%</b>	<b>1,36%</b>	<b>1,27%</b>	<b>1,19%</b>	<b>1,10%</b>	<b>1,02%</b>
Venta AT	GWh	63,8	67,2	70,8	74,3	78,0	81,9	86,0	90,3	94,8	99,8
Energía Ingresada en MT	GWh	429,9	448,0	466,2	483,9	500,9	519,4	538,9	559,2	580,0	602,5
Pérdidas Líneas MT	GWh	22,1	21,9	21,7	21,3	20,9	20,3	19,8	19,2	18,4	17,7
% Pe MT	%	<b>5,14%</b>	<b>4,90%</b>	<b>4,65%</b>	<b>4,41%</b>	<b>4,16%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,67%</b>	<b>3,43%</b>	<b>3,18%</b>	<b>2,94%</b>
Venta MT	GWh	97,6	103,0	108,5	114,1	119,8	125,9	132,3	139,0	146,1	153,9
Energía Ingresada en TMB	GWh	310,2	323,0	336,0	348,5	360,2	373,2	386,9	401,0	415,5	430,9
Pe TMB	GWh	6,9	6,8	6,8	7,0	7,2	7,5	7,7	8,0	8,3	8,6
% Pe TMB	%	<b>2,23%</b>	<b>2,12%</b>	<b>2,01%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	303,3	316,2	329,2	341,6	353,0	365,7	379,1	393,0	407,2	422,3
Pe BT	GWh	19,3	19,2	19,0	18,4	17,6	16,8	15,9	14,9	13,8	12,6
% Pe BT	%	<b>6,36%</b>	<b>6,07%</b>	<b>5,77%</b>	<b>5,38%</b>	<b>4,99%</b>	<b>4,59%</b>	<b>4,19%</b>	<b>3,79%</b>	<b>3,39%</b>	<b>2,99%</b>
Venta BT	GWh	211,7	232,3	254,1	276,5	299,2	311,9	325,2	339,1	353,4	368,6
Venta AP	GWh	27,1	27,9	28,8	29,6	30,2	30,9	31,7	32,4	33,1	33,9
Pérdidas No Técnicas	GWh	45,3	36,7	27,3	17,1	5,9	6,1	6,3	6,6	6,8	7,1

**CNEL-Guayas Los Ríos**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	1.666,2	1.742,2	1.818,6	1.898,6	1.981,9	2.067,8	2.157,5	2.250,9	2.348,0	2.453,4
Pérdidas Líneas AT	GWh	53,1	53,0	52,7	52,3	51,7	50,9	50,0	48,9	47,6	46,2
% Pe AT	%	<b>3,19%</b>	<b>3,04%</b>	<b>2,90%</b>	<b>2,75%</b>	<b>2,61%</b>	<b>2,46%</b>	<b>2,32%</b>	<b>2,17%</b>	<b>2,03%</b>	<b>1,88%</b>
Venta AT	GWh	289,9	305,8	321,7	338,0	354,8	372,4	391,0	410,4	430,9	453,6
Energía Ingresada en MT	GWh	1.323,1	1.383,4	1.444,2	1.508,4	1.575,4	1.644,5	1.716,5	1.791,5	1.869,5	1.953,5
Pérdidas Líneas MT	GWh	41,9	41,8	41,6	41,3	40,8	40,2	39,5	38,7	37,7	39,1
% Pe MT	%	<b>3,17%</b>	<b>3,02%</b>	<b>2,88%</b>	<b>2,74%</b>	<b>2,59%</b>	<b>2,45%</b>	<b>2,30%</b>	<b>2,16%</b>	<b>2,01%</b>	<b>2,00%</b>
Venta MT	GWh	376,5	397,5	418,7	440,2	462,6	486,1	510,7	536,7	564,0	594,4
Energía Ingresada en TMB	GWh	904,6	944,1	983,9	1.026,9	1.072,0	1.118,2	1.166,2	1.216,2	1.267,9	1.320,1
Pe TMB	GWh	33,1	33,0	32,7	32,4	32,1	31,6	31,0	30,3	29,5	28,5
% Pe TMB	%	<b>3,66%</b>	<b>3,49%</b>	<b>3,33%</b>	<b>3,16%</b>	<b>2,99%</b>	<b>2,83%</b>	<b>2,66%</b>	<b>2,49%</b>	<b>2,33%</b>	<b>2,16%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	871,5	911,1	951,2	994,4	1.039,9	1.086,6	1.135,2	1.185,9	1.238,4	1.291,6
Pe BT	GWh	55,3	55,3	55,0	54,5	53,9	53,1	52,1	51,0	49,6	45,7
% Pe BT	%	<b>6,35%</b>	<b>6,07%</b>	<b>5,78%</b>	<b>5,48%</b>	<b>5,18%</b>	<b>4,89%</b>	<b>4,59%</b>	<b>4,30%</b>	<b>4,01%</b>	<b>3,54%</b>
Venta BT	GWh	661,6	729,8	801,8	856,6	900,0	944,7	991,5	1.040,4	1.091,3	1.145,3
Venta AP	GWh	58,6	60,5	62,4	64,3	66,2	68,1	70,0	72,0	74,0	76,1
Pérdidas No Técnicas	GWh	96,0	65,5	32,0	19,0	19,8	20,7	21,6	22,5	23,5	24,5

**CNEL-Los Ríos**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	379,7	393,7	407,6	421,9	436,9	452,8	469,3	486,2	504,4	523,9
Pérdidas Líneas AT	GWh	3,7	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,5	4,7	4,9	5,1
% Pe AT	%	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>	<b>0,97%</b>
Venta AT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Ingresada en MT	GWh	376,1	389,9	403,7	417,8	432,7	448,4	464,7	481,5	499,6	518,9
Pérdidas Líneas MT	GWh	16,1	15,9	15,7	15,4	15,1	14,7	14,3	13,8	13,4	12,8
% Pe MT	%	<b>4,29%</b>	<b>4,09%</b>	<b>3,88%</b>	<b>3,68%</b>	<b>3,48%</b>	<b>3,28%</b>	<b>3,08%</b>	<b>2,88%</b>	<b>2,67%</b>	<b>2,47%</b>
Venta MT	GWh	71,8	75,8	79,8	83,9	88,2	92,6	97,3	102,2	107,4	113,2
Energía Ingresada en TMB	GWh	288,1	298,1	308,2	318,5	329,5	341,0	353,1	365,4	378,8	392,9
Pe TMB	GWh	8,8	8,7	8,6	8,4	8,2	8,0	7,8	7,5	7,6	7,9
% Pe TMB	%	<b>3,07%</b>	<b>2,92%</b>	<b>2,78%</b>	<b>2,63%</b>	<b>2,49%</b>	<b>2,35%</b>	<b>2,20%</b>	<b>2,06%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	279,3	289,4	299,6	310,1	321,3	333,0	345,3	357,9	371,2	385,0
Pe BT	GWh	14,2	13,8	13,4	13,0	12,5	11,9	11,4	10,7	9,6	8,3
% Pe BT	%	<b>5,07%</b>	<b>4,78%</b>	<b>4,49%</b>	<b>4,19%</b>	<b>3,89%</b>	<b>3,59%</b>	<b>3,29%</b>	<b>2,99%</b>	<b>2,60%</b>	<b>2,16%</b>
Venta BT	GWh	189,9	205,8	222,3	239,7	258,3	278,1	299,0	320,3	334,0	348,4
Venta AP	GWh	18,7	19,1	19,5	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5	23,1
Pérdidas No Técnicas	GWh	56,5	50,7	44,3	37,4	30,0	22,1	13,5	4,9	5,0	5,2

**CNEL-Manabí**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	1.553,5	1.613,3	1.672,3	1.731,6	1.791,6	1.852,2	1.915,5	1.983,4	2.053,8	2.130,4
Pérdidas Líneas AT	GWh	15,7	16,1	16,7	17,3	17,9	18,5	19,2	19,8	20,5	21,3
% Pe AT	%	<b>1,01%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>
Venta AT	GWh	116,2	122,5	128,9	135,4	142,2	149,2	156,7	164,5	172,6	181,8
Energía Ingresada en MT	GWh	1.421,5	1.474,7	1.526,7	1.578,9	1.631,5	1.684,4	1.739,6	1.799,1	1.860,6	1.927,3
Pérdidas Líneas MT	GWh	46,8	46,2	45,5	44,5	43,4	42,2	40,8	39,4	37,8	38,5
% Pe MT	%	<b>3,29%</b>	<b>3,13%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,82%</b>	<b>2,66%</b>	<b>2,50%</b>	<b>2,35%</b>	<b>2,19%</b>	<b>2,03%</b>	<b>2,00%</b>
Venta MT	GWh	371,5	392,2	413,2	434,5	456,6	479,8	504,2	529,9	556,9	587,0
Energía Ingresada en TMB	GWh	1.003,3	1.036,2	1.068,1	1.099,9	1.131,5	1.162,4	1.194,6	1.229,8	1.265,9	1.301,7
Pe TMB	GWh	37,3	36,7	35,9	35,0	34,0	32,9	31,7	30,4	29,1	27,6
% Pe TMB	%	<b>3,72%</b>	<b>3,54%</b>	<b>3,36%</b>	<b>3,18%</b>	<b>3,01%</b>	<b>2,83%</b>	<b>2,65%</b>	<b>2,47%</b>	<b>2,30%</b>	<b>2,12%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	966,0	999,5	1.032,2	1.064,8	1.097,5	1.129,5	1.162,9	1.199,4	1.236,8	1.274,2
Pe BT	GWh	77,5	76,3	74,5	72,4	70,0	67,3	64,2	60,9	57,3	51,1
% Pe BT	%	<b>8,02%</b>	<b>7,63%</b>	<b>7,22%</b>	<b>6,80%</b>	<b>6,38%</b>	<b>5,95%</b>	<b>5,52%</b>	<b>5,08%</b>	<b>4,63%</b>	<b>4,01%</b>
Venta BT	GWh	576,0	632,5	691,2	752,6	816,7	883,1	939,4	975,6	1.012,9	1.052,5
Venta AP	GWh	114,2	117,0	119,8	122,6	125,4	128,0	130,5	133,1	135,8	138,6
Pérdidas No Técnicas	GWh	198,3	173,7	146,6	117,2	85,4	51,3	28,7	29,8	30,8	32,0

**CNEL-Milagro**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	665,7	694,6	723,5	752,8	782,9	814,5	849,0	885,2	922,9	964,1
Pérdidas Líneas AT	GWh	15,4	15,7	16,1	16,4	16,7	17,0	17,4	17,7	18,1	18,5
% Pe AT	%	<b>2,31%</b>	<b>2,26%</b>	<b>2,22%</b>	<b>2,18%</b>	<b>2,13%</b>	<b>2,09%</b>	<b>2,05%</b>	<b>2,00%</b>	<b>1,96%</b>	<b>1,92%</b>
Venta AT	GWh	122,5	129,2	136,0	142,8	150,0	157,4	165,2	173,5	182,1	191,7
Energía Ingresada en MT	GWh	527,8	549,6	571,5	593,6	616,2	640,0	666,4	693,9	722,6	753,9
Pérdidas Líneas MT	GWh	9,6	10,0	10,4	10,8	11,2	11,6	12,1	12,6	13,1	13,7
% Pe MT	%	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,82%</b>
Venta MT	GWh	141,3	149,2	157,2	165,4	173,8	182,7	192,0	201,8	212,1	223,6
Energía Ingresada en TMB	GWh	376,8	390,4	403,9	417,4	431,2	445,7	462,3	479,5	497,4	516,5
Pe TMB	GWh	11,3	11,4	11,6	11,8	11,9	12,1	12,3	12,4	12,6	12,8
% Pe TMB	%	<b>2,99%</b>	<b>2,93%</b>	<b>2,88%</b>	<b>2,82%</b>	<b>2,76%</b>	<b>2,71%</b>	<b>2,65%</b>	<b>2,59%</b>	<b>2,54%</b>	<b>2,48%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	365,6	378,9	392,2	405,6	419,3	433,6	450,0	467,1	484,7	503,7
Pe BT	GWh	15,9	16,2	16,4	16,6	16,8	17,0	17,2	17,3	17,5	17,6
% Pe BT	%	<b>4,34%</b>	<b>4,26%</b>	<b>4,18%</b>	<b>4,10%</b>	<b>4,01%</b>	<b>3,92%</b>	<b>3,82%</b>	<b>3,71%</b>	<b>3,61%</b>	<b>3,50%</b>
Venta BT	GWh	245,0	268,2	292,5	318,0	345,0	372,4	387,5	403,3	419,7	437,2
Venta AP	GWh	32,6	33,3	34,0	34,7	35,4	36,1	36,8	37,6	38,4	39,2
Pérdidas No Técnicas	GWh	72,1	61,3	49,4	36,3	22,1	8,1	8,5	8,9	9,2	9,6

**CNEL-Sta. Elena**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	495,9	519,5	544,5	570,0	596,3	623,7	652,4	682,3	713,7	747,9
Pérdidas Líneas AT	GWh	13,2	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9	13,9	13,9
% Pe AT	%	<b>2,66%</b>	<b>2,57%</b>	<b>2,48%</b>	<b>2,39%</b>	<b>2,30%</b>	<b>2,21%</b>	<b>2,12%</b>	<b>2,03%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,85%</b>
Venta AT	GWh	52,5	55,4	58,3	61,2	64,3	67,5	70,8	74,4	78,1	82,2
Energía Ingresada en MT	GWh	430,2	450,8	472,7	495,1	518,3	542,4	567,7	594,1	621,8	651,9
Pérdidas Líneas MT	GWh	8,3	8,7	9,2	9,6	10,1	10,5	11,0	11,5	12,1	12,6
% Pe MT	%	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>	<b>1,94%</b>
Venta MT	GWh	100,5	106,1	111,7	117,4	123,3	129,5	136,1	142,9	150,2	158,2
Energía Ingresada en TMB	GWh	321,3	335,9	351,8	368,1	384,9	402,4	420,6	439,6	459,5	481,0
Pe TMB	GWh	10,7	10,8	11,0	11,0	11,1	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
% Pe TMB	%	<b>3,34%</b>	<b>3,23%</b>	<b>3,11%</b>	<b>3,00%</b>	<b>2,89%</b>	<b>2,78%</b>	<b>2,66%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,44%</b>	<b>2,32%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	310,6	325,1	340,9	357,0	373,8	391,2	409,4	428,4	448,3	469,9
Pe BT	GWh	14,0	13,9	13,8	13,6	13,3	12,9	12,5	12,1	11,5	10,9
% Pe BT	%	<b>4,52%</b>	<b>4,29%</b>	<b>4,04%</b>	<b>3,80%</b>	<b>3,55%</b>	<b>3,30%</b>	<b>3,06%</b>	<b>2,81%</b>	<b>2,57%</b>	<b>2,33%</b>
Venta BT	GWh	254,2	277,6	292,3	307,4	323,1	339,5	356,7	374,7	393,6	414,1
Venta AP	GWh	27,4	28,4	29,4	30,4	31,5	32,5	33,7	34,8	36,0	37,3
Pérdidas No Técnicas	GWh	14,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,2	6,5	6,8	7,1	7,5

**CNEL-Sto. Domingo**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	487,5	510,6	534,1	558,0	583,5	610,5	638,7	667,6	697,3	729,2
Pérdidas Líneas AT	GWh	7,3	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	8,0	8,1	8,2
% Pe AT	%	<b>1,50%</b>	<b>1,46%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,38%</b>	<b>1,33%</b>	<b>1,29%</b>	<b>1,25%</b>	<b>1,20%</b>	<b>1,16%</b>	<b>1,12%</b>
Venta AT	GWh	34,9	36,8	38,7	40,7	42,7	44,8	47,1	49,4	51,9	54,6
Energía Ingresada en MT	GWh	445,3	466,4	487,8	509,7	533,0	557,8	583,6	610,2	637,3	666,5
Pérdidas Líneas MT	GWh	8,3	8,7	9,1	9,5	10,0	10,4	10,9	11,4	11,9	12,5
% Pe MT	%	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,87%</b>
Venta MT	GWh	116,7	123,3	129,9	136,7	143,6	151,0	158,7	166,9	175,4	184,9
Energía Ingresada en TMB	GWh	320,2	334,4	348,7	363,5	379,4	396,4	414,0	431,9	450,0	469,1
Pe TMB	GWh	13,0	13,2	13,4	13,5	13,7	13,8	14,0	14,1	14,1	14,2
% Pe TMB	%	<b>4,07%</b>	<b>3,95%</b>	<b>3,83%</b>	<b>3,72%</b>	<b>3,60%</b>	<b>3,49%</b>	<b>3,37%</b>	<b>3,26%</b>	<b>3,14%</b>	<b>3,03%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	307,2	321,2	335,4	350,0	365,7	382,5	400,0	417,9	435,9	454,9
Pe BT	GWh	13,9	13,9	13,9	13,8	13,7	13,6	13,4	13,2	12,9	12,6
% Pe BT	%	<b>4,52%</b>	<b>4,33%</b>	<b>4,15%</b>	<b>3,95%</b>	<b>3,76%</b>	<b>3,55%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,15%</b>	<b>2,96%</b>	<b>2,77%</b>
Venta BT	GWh	260,2	273,1	286,3	299,9	314,5	330,2	346,5	363,3	380,3	398,3
Venta AP	GWh	28,2	29,0	29,8	30,7	31,7	32,7	33,7	34,7	35,7	36,7
Pérdidas No Técnicas	GWh	4,9	5,1	5,3	5,6	5,8	6,1	6,4	6,7	7,0	7,3

**CNEL-Sucumbios**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	242,7	257,5	272,7	288,4	304,0	319,3	334,8	350,9	367,8	386,1
Pérdidas Líneas AT	GWh	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7	3,6	3,6	3,5	3,7	3,9
% Pe AT	%	<b>1,54%</b>	<b>1,46%</b>	<b>1,38%</b>	<b>1,30%</b>	<b>1,22%</b>	<b>1,14%</b>	<b>1,06%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>	<b>1,00%</b>
Venta AT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Ingresada en MT	GWh	238,9	253,7	268,9	284,7	300,3	315,7	331,3	347,4	364,1	382,2
Pérdidas Líneas MT	GWh	11,2	11,3	11,3	11,3	11,2	11,0	10,7	10,4	10,0	9,6
% Pe MT	%	<b>4,69%</b>	<b>4,44%</b>	<b>4,20%</b>	<b>3,96%</b>	<b>3,72%</b>	<b>3,48%</b>	<b>3,23%</b>	<b>2,99%</b>	<b>2,75%</b>	<b>2,51%</b>
Venta MT	GWh	51,5	54,4	57,3	60,2	63,3	66,5	69,8	73,3	77,0	81,2
Energía Ingresada en TMB	GWh	176,2	188,1	200,3	213,2	225,8	238,3	250,7	263,7	277,0	291,5
Pe TMB	GWh	6,0	6,1	6,2	6,2	6,1	6,1	5,9	5,8	5,6	5,8
% Pe TMB	%	<b>3,43%</b>	<b>3,25%</b>	<b>3,07%</b>	<b>2,90%</b>	<b>2,72%</b>	<b>2,54%</b>	<b>2,37%</b>	<b>2,19%</b>	<b>2,01%</b>	<b>2,00%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	170,1	181,9	194,2	207,0	219,7	232,2	244,8	257,9	271,5	285,6
Pe BT	GWh	8,5	8,5	8,5	8,4	8,3	8,1	7,9	7,5	7,0	5,8
% Pe BT	%	<b>5,01%</b>	<b>4,69%</b>	<b>4,38%</b>	<b>4,07%</b>	<b>3,77%</b>	<b>3,49%</b>	<b>3,22%</b>	<b>2,93%</b>	<b>2,56%</b>	<b>2,04%</b>
Venta BT	GWh	138,2	153,8	170,2	182,3	194,2	206,2	218,4	231,2	244,7	259,2
Venta AP	GWh	11,6	12,1	12,7	13,4	14,2	14,7	15,2	15,7	16,2	16,7
Pérdidas No Técnicas	GWh	11,9	7,4	2,7	2,9	3,0	3,2	3,3	3,5	3,7	3,9



**E.E. Ambato**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	557,8	583,1	608,3	633,5	659,3	686,4	714,7	744,3	775,1	808,7
Pérdidas Líneas AT	GWh	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
% Pe AT	%	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>	<b>0,25%</b>
Venta AT	GWh	9,0	9,4	9,9	10,4	11,0	11,5	12,1	12,7	13,3	14,0
Energía Ingresada en MT	GWh	547,5	572,1	596,8	621,5	646,7	673,1	700,8	729,7	759,8	792,6
Pérdidas Líneas MT	GWh	7,9	8,2	8,6	8,9	9,3	9,7	10,1	10,5	10,9	11,4
% Pe MT	%	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>
Venta MT	GWh	156,1	164,7	173,4	182,2	191,4	201,0	211,0	221,6	232,8	245,2
Energía Ingresada en TMB	GWh	383,5	399,2	414,8	430,3	446,1	462,5	479,7	497,6	516,1	536,1
Pe TMB	GWh	9,9	10,2	10,6	11,0	11,4	11,8	12,2	12,7	13,1	13,6
% Pe TMB	%	<b>2,57%</b>	<b>2,57%</b>	<b>2,56%</b>	<b>2,56%</b>	<b>2,56%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,54%</b>	<b>2,54%</b>	<b>2,54%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	373,6	388,9	404,2	419,3	434,7	450,7	467,5	484,9	503,0	522,5
Pe BT	GWh	17,6	18,4	19,2	20,0	20,8	21,7	22,6	23,5	24,5	25,5
% Pe BT	%	<b>4,71%</b>	<b>4,73%</b>	<b>4,75%</b>	<b>4,77%</b>	<b>4,79%</b>	<b>4,81%</b>	<b>4,83%</b>	<b>4,85%</b>	<b>4,87%</b>	<b>4,89%</b>
Venta BT	GWh	311,0	324,5	338,0	351,4	365,0	379,2	394,1	409,5	425,5	442,7
Venta AP	GWh	39,4	40,2	40,9	41,6	42,2	42,9	43,7	44,5	45,3	46,1
Pérdidas No Técnicas	GWh	5,6	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	7,1	7,4	7,8	8,1

**E.E. Azogues**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	107,0	111,5	116,0	120,6	125,2	130,1	135,3	140,7	146,4	152,6
Pérdidas Líneas AT	GWh	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1
% Pe AT	%	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>
Venta AT	GWh	55,2	58,2	61,2	64,3	67,5	70,9	74,4	78,1	82,0	86,3
Energía Ingresada en MT	GWh	51,1	52,5	54,0	55,4	56,8	58,3	59,9	61,6	63,4	65,2
Pérdidas Líneas MT	GWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
% Pe MT	%	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>	<b>0,90%</b>
Venta MT	GWh	4,6	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,6	7,0	7,4
Energía Ingresada en TMB	GWh	46,0	47,2	48,3	49,5	50,6	51,8	53,1	54,4	55,8	57,3
Pe TMB	GWh	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
% Pe TMB	%	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>	<b>2,55%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	44,8	46,0	47,1	48,2	49,3	50,5	51,7	53,0	54,4	55,8
Pe BT	GWh	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,9
% Pe BT	%	<b>4,07%</b>	<b>4,19%</b>	<b>4,31%</b>	<b>4,43%</b>	<b>4,55%</b>	<b>4,67%</b>	<b>4,79%</b>	<b>4,91%</b>	<b>5,03%</b>	<b>5,16%</b>
Venta BT	GWh	35,6	36,6	37,6	38,5	39,5	40,5	41,6	42,7	43,9	45,1
Venta AP	GWh	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Pérdidas No Técnicas	GWh	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5

**E.E. Centro Sur**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	929,8	971,1	1.012,5	1.054,7	1.098,5	1.144,3	1.192,2	1.242,6	1.295,3	1.352,8
Pérdidas Líneas AT	GWh	5,6	5,9	6,1	6,4	6,6	6,9	7,2	7,5	7,8	8,2
% Pe AT	%	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>	<b>0,60%</b>
Venta AT	GWh	38,8	40,9	43,0	45,2	47,4	49,8	52,3	54,9	57,6	60,7
Energía Ingresada en MT	GWh	885,4	924,3	963,4	1.003,2	1.044,4	1.087,6	1.132,8	1.180,2	1.229,8	1.284,0
Pérdidas Líneas MT	GWh	12,6	13,2	13,7	14,3	14,9	15,5	16,2	16,8	17,6	18,3
% Pe MT	%	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>
Venta MT	GWh	335,1	353,7	372,4	391,4	411,2	431,9	453,7	476,6	500,7	527,5
Energía Ingresada en TMB	GWh	537,6	557,4	577,3	597,4	618,3	640,1	662,9	686,8	711,6	738,2
Pe TMB	GWh	16,0	16,6	17,2	17,8	18,4	19,1	19,7	20,5	21,2	22,0
% Pe TMB	%	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>	<b>2,98%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	521,6	540,8	560,1	579,6	599,9	621,1	643,1	666,3	690,4	716,2
Pe BT	GWh	18,7	19,7	20,6	21,6	22,6	23,7	24,8	26,0	27,2	28,6
% Pe BT	%	<b>3,58%</b>	<b>3,63%</b>	<b>3,68%</b>	<b>3,73%</b>	<b>3,77%</b>	<b>3,81%</b>	<b>3,86%</b>	<b>3,90%</b>	<b>3,94%</b>	<b>3,99%</b>
Venta BT	GWh	429,2	446,2	463,2	480,5	498,3	517,0	536,4	556,8	578,0	600,7
Venta AP	GWh	64,4	65,2	66,1	67,0	68,0	69,0	70,0	71,1	72,2	73,4
Pérdidas No Técnicas	GWh	9,3	9,7	10,1	10,5	11,0	11,4	11,9	12,4	13,0	13,5

**E.E. Cotopaxi**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	498,8	523,0	547,5	572,4	598,0	624,7	652,9	682,3	712,8	746,3
Pérdidas Líneas AT	GWh	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	3,6	3,8	3,9	4,1
% Pe AT	%	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>
Venta AT	GWh	180,6	190,5	200,4	210,6	221,0	232,0	243,6	255,7	268,4	282,6
Energía Ingresada en MT	GWh	315,4	329,6	344,1	358,7	373,6	389,3	405,7	422,8	440,4	459,6
Pérdidas Líneas MT	GWh	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	6,0	6,2	6,5
% Pe MT	%	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>	<b>1,42%</b>
Venta MT	GWh	129,8	137,0	144,1	151,4	159,0	166,9	175,2	184,0	193,2	203,4
Energía Ingresada en TMB	GWh	181,1	188,0	195,1	202,2	209,4	216,8	224,7	232,8	241,0	249,7
Pe TMB	GWh	3,4	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7
% Pe TMB	%	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	177,7	184,4	191,4	198,3	205,4	212,7	220,5	228,4	236,4	244,9
Pe BT	GWh	8,0	8,4	8,9	9,3	9,8	10,3	10,8	11,3	11,9	12,5
% Pe BT	%	<b>4,49%</b>	<b>4,57%</b>	<b>4,63%</b>	<b>4,70%</b>	<b>4,76%</b>	<b>4,83%</b>	<b>4,89%</b>	<b>4,96%</b>	<b>5,03%</b>	<b>5,11%</b>
Venta BT	GWh	141,4	148,9	154,8	160,7	166,8	173,0	179,6	186,4	193,3	200,6
Venta AP	GWh	21,5	21,9	22,2	22,6	22,9	23,2	23,5	23,8	24,1	24,3
Pérdidas No Técnicas	GWh	6,7	5,2	5,5	5,7	6,0	6,2	6,5	6,8	7,1	7,5

**E.E. Norte**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	575,6	599,0	623,3	648,0	673,6	700,4	728,4	757,5	787,6	820,6
Pérdidas Líneas AT	GWh	4,5	4,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,8	6,0	6,2	6,5
% Pe AT	%	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>	<b>0,79%</b>
Venta AT	GWh	81,4	85,9	90,3	94,9	99,6	104,6	109,8	115,2	121,0	127,4
Energía Ingresada en MT	GWh	489,7	508,4	528,0	548,0	568,7	590,3	612,9	636,3	660,4	686,7
Pérdidas Líneas MT	GWh	7,4	7,7	8,0	8,3	8,6	8,9	9,3	9,6	10,0	10,4
% Pe MT	%	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,51%</b>
Venta MT	GWh	137,8	145,4	153,1	160,9	169,0	177,5	186,4	195,8	205,6	216,6
Energía Ingresada en TMB	GWh	344,5	355,3	367,0	378,8	391,1	403,9	417,2	430,9	444,8	459,7
Pe TMB	GWh	6,5	6,8	7,0	7,2	7,4	7,7	7,9	8,2	8,5	8,7
% Pe TMB	%	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,90%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	337,9	348,6	360,0	371,6	383,7	396,2	409,3	422,7	436,4	451,0
Pe BT	GWh	10,7	11,3	11,8	12,3	12,9	13,5	14,1	14,7	15,4	16,1
% Pe BT	%	<b>3,18%</b>	<b>3,23%</b>	<b>3,27%</b>	<b>3,31%</b>	<b>3,36%</b>	<b>3,39%</b>	<b>3,43%</b>	<b>3,48%</b>	<b>3,52%</b>	<b>3,57%</b>
Venta BT	GWh	278,0	296,4	306,8	317,3	328,2	339,5	351,3	363,5	375,8	389,0
Venta AP	GWh	34,6	34,9	35,2	35,5	35,9	36,2	36,6	37,0	37,3	37,7
Pérdidas No Técnicas	GWh	14,6	6,0	6,2	6,5	6,7	7,0	7,3	7,6	7,9	8,2

**E.E. Quito**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	4.275,8	4.473,3	4.672,1	4.873,7	5.081,0	5.297,3	5.522,8	5.758,4	6.004,9	6.275,4
Pérdidas Líneas AT	GWh	30,7	32,1	33,6	35,0	36,5	38,0	39,7	41,4	43,1	45,1
% Pe AT	%	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>	<b>0,72%</b>
Venta AT	GWh	235,5	248,4	261,3	274,5	288,2	302,5	317,6	333,4	350,0	368,5
Energía Ingresada en MT	GWh	4.009,6	4.192,9	4.377,2	4.564,2	4.756,4	4.956,8	5.165,6	5.383,7	5.611,8	5.861,8
Pérdidas Líneas MT	GWh	76,8	80,3	83,8	87,4	91,1	94,9	98,9	103,1	107,5	112,2
% Pe MT	%	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>	<b>1,91%</b>
Venta MT	GWh	1.347,4	1.422,1	1.497,4	1.574,1	1.653,5	1.737,0	1.824,8	1.916,9	2.013,8	2.121,9
Energía Ingresada en TMB	GWh	2.585,4	2.690,5	2.796,0	2.902,7	3.011,8	3.124,8	3.241,9	3.363,6	3.490,5	3.627,7
Pe TMB	GWh	134,7	139,7	144,8	149,8	155,0	160,3	165,8	171,5	177,4	183,8
% Pe TMB	%	<b>5,21%</b>	<b>5,19%</b>	<b>5,18%</b>	<b>5,16%</b>	<b>5,15%</b>	<b>5,13%</b>	<b>5,11%</b>	<b>5,10%</b>	<b>5,08%</b>	<b>5,07%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	2.450,7	2.550,7	2.651,2	2.752,8	2.856,8	2.964,5	3.076,1	3.192,1	3.313,1	3.443,9
Pe BT	GWh	43,6	45,9	48,2	50,5	52,9	55,3	57,9	60,7	63,5	66,8
% Pe BT	%	<b>1,78%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,82%</b>	<b>1,83%</b>	<b>1,85%</b>	<b>1,87%</b>	<b>1,88%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,92%</b>	<b>1,94%</b>
Venta BT	GWh	2.170,5	2.263,1	2.356,1	2.450,2	2.546,6	2.646,5	2.750,0	2.857,6	2.969,9	3.091,0
Venta AP	GWh	193,9	197,0	200,2	203,4	206,5	209,7	212,9	216,2	219,7	223,3
Pérdidas No Técnicas	GWh	42,8	44,7	46,7	48,7	50,8	53,0	55,2	57,6	60,0	62,8

**E.E. Riobamba**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	308,6	320,2	331,8	343,6	355,6	368,1	381,2	394,8	408,9	424,4
Pérdidas Líneas AT	GWh	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4	3,5
% Pe AT	%	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>	<b>0,82%</b>
Venta AT	GWh	37,8	39,8	41,9	44,0	46,2	48,5	50,9	53,5	56,1	59,1
Energía Ingresada en MT	GWh	268,3	277,7	287,2	296,7	306,4	316,6	327,1	338,0	349,4	361,8
Pérdidas Líneas MT	GWh	8,3	8,4	8,5	8,6	8,6	8,7	8,8	8,8	8,9	8,9
% Pe MT	%	<b>3,09%</b>	<b>3,02%</b>	<b>2,96%</b>	<b>2,89%</b>	<b>2,82%</b>	<b>2,75%</b>	<b>2,68%</b>	<b>2,61%</b>	<b>2,54%</b>	<b>2,47%</b>
Venta MT	GWh	57,5	60,7	63,9	67,2	70,6	74,1	77,9	81,8	86,0	90,6
Energía Ingresada en TMB	GWh	202,5	208,6	214,8	221,0	227,2	233,7	240,5	247,4	254,6	262,3
Pe TMB	GWh	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
% Pe TMB	%	<b>2,64%</b>	<b>2,58%</b>	<b>2,52%</b>	<b>2,46%</b>	<b>2,40%</b>	<b>2,34%</b>	<b>2,28%</b>	<b>2,22%</b>	<b>2,16%</b>	<b>2,11%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	197,2	203,2	209,4	215,5	221,8	228,3	235,0	241,9	249,0	256,8
Pe BT	GWh	9,0	9,1	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,6	9,6	9,6
% Pe BT	%	<b>4,55%</b>	<b>4,48%</b>	<b>4,40%</b>	<b>4,31%</b>	<b>4,22%</b>	<b>4,13%</b>	<b>4,04%</b>	<b>3,95%</b>	<b>3,85%</b>	<b>3,76%</b>
Venta BT	GWh	155,6	162,2	167,9	173,6	179,4	185,4	191,7	198,2	204,9	212,1
Venta AP	GWh	28,4	28,7	29,0	29,2	29,4	29,7	30,0	30,2	30,5	30,8
Pérdidas No Técnicas	GWh	4,2	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,1	4,2

**E.E. Sur**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	296,7	307,9	319,1	330,7	343,0	355,8	368,1	380,2	392,6	406,0
Pérdidas Líneas AT	GWh	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2
% Pe AT	%	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>	<b>0,55%</b>
Venta AT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Ingresada en MT	GWh	295,0	306,2	317,3	328,8	341,1	353,8	366,1	378,1	390,4	403,8
Pérdidas Líneas MT	GWh	6,8	6,9	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,6	7,8	8,1
% Pe MT	%	<b>2,30%</b>	<b>2,24%</b>	<b>2,19%</b>	<b>2,13%</b>	<b>2,08%</b>	<b>2,02%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Venta MT	GWh	4,9	5,2	5,5	5,8	6,1	6,4	6,7	7,0	7,3	7,7
Energía Ingresada en TMB	GWh	283,3	294,1	304,9	316,1	328,0	340,3	352,1	363,5	375,3	388,0
Pe TMB	GWh	7,8	7,9	8,0	8,1	8,2	8,3	8,3	8,3	8,4	8,4
% Pe TMB	%	<b>2,76%</b>	<b>2,70%</b>	<b>2,63%</b>	<b>2,56%</b>	<b>2,50%</b>	<b>2,43%</b>	<b>2,36%</b>	<b>2,30%</b>	<b>2,23%</b>	<b>2,16%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	275,5	286,2	296,9	308,0	319,8	332,1	343,8	355,2	366,9	379,6
Pe BT	GWh	8,4	8,5	8,5	8,5	8,6	8,6	8,5	8,2	8,0	7,7
% Pe BT	%	<b>3,05%</b>	<b>2,95%</b>	<b>2,86%</b>	<b>2,77%</b>	<b>2,68%</b>	<b>2,59%</b>	<b>2,46%</b>	<b>2,32%</b>	<b>2,17%</b>	<b>2,02%</b>
Venta BT	GWh	237,3	247,5	257,6	268,1	279,3	290,9	302,4	313,6	325,2	337,8
Venta AP	GWh	26,8	27,2	27,6	28,0	28,5	29,0	29,3	29,5	29,8	30,1
Pérdidas No Técnicas	GWh	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,1



**Eléctrica de Guayaquil**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	5.372,4	5.602,7	5.832,6	6.065,2	6.309,9	6.564,9	6.830,6	7.107,5	7.396,1	7.714,8
Pérdidas Líneas AT	GWh	34,5	36,0	37,5	39,0	40,6	42,2	43,9	45,7	47,6	49,6
% Pe AT	%	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>	<b>0,64%</b>
Venta AT	GWh	1.051,9	1.109,3	1.167,2	1.226,1	1.287,1	1.351,2	1.418,4	1.489,0	1.563,2	1.645,8
Energía Ingresada en MT	GWh	4.285,9	4.457,3	4.627,9	4.800,1	4.982,2	5.171,5	5.368,3	5.572,8	5.785,3	6.019,3
Pérdidas Líneas MT	GWh	77,2	80,2	83,3	86,4	89,7	93,1	96,6	100,3	104,2	108,4
% Pe MT	%	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,80%</b>
Venta MT	GWh	1.561,5	1.648,9	1.737,2	1.827,1	1.920,3	2.018,3	2.121,3	2.229,7	2.343,6	2.470,6
Energía Ingresada en TMB	GWh	2.647,3	2.728,1	2.807,4	2.886,5	2.972,1	3.060,1	3.150,3	3.242,8	3.337,6	3.440,3
Pe TMB	GWh	136,4	137,0	137,3	137,4	137,6	137,6	137,5	137,3	137,0	136,7
% Pe TMB	%	<b>5,15%</b>	<b>5,02%</b>	<b>4,89%</b>	<b>4,76%</b>	<b>4,63%</b>	<b>4,50%</b>	<b>4,37%</b>	<b>4,23%</b>	<b>4,10%</b>	<b>3,97%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	2.510,9	2.591,1	2.670,0	2.749,1	2.834,6	2.922,4	3.012,7	3.105,5	3.200,7	3.303,7
Pe BT	GWh	204,9	207,1	208,7	209,6	210,1	210,2	209,9	209,2	207,9	206,8
% Pe BT	%	<b>8,16%</b>	<b>7,99%</b>	<b>7,81%</b>	<b>7,62%</b>	<b>7,41%</b>	<b>7,19%</b>	<b>6,97%</b>	<b>6,74%</b>	<b>6,50%</b>	<b>6,26%</b>
Venta BT	GWh	1.984,5	2.108,5	2.236,6	2.362,7	2.444,2	2.528,4	2.615,3	2.705,0	2.797,6	2.897,4
Venta AP	GWh	113,0	114,0	115,1	116,2	117,2	118,2	119,2	120,2	121,2	122,3
Pérdidas No Técnicas	GWh	208,5	161,4	109,7	60,7	63,1	65,6	68,3	71,1	74,0	77,1

**E.E. Galápagos**

Concepto	Unidad	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía Disponible	GWh	39,6	41,7	43,8	46,0	48,3	50,7	53,1	55,7	58,4	61,4
Pérdidas Líneas AT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% Pe AT	%	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
Venta AT	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Ingresada en MT	GWh	39,6	41,7	43,8	46,0	48,3	50,7	53,1	55,7	58,4	61,4
Pérdidas Líneas MT	GWh	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
% Pe MT	%	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>	<b>0,88%</b>
Venta MT	GWh	3,0	3,2	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1	4,3	4,5	4,8
Energía Ingresada en TMB	GWh	36,3	38,2	40,1	42,1	44,1	46,3	48,6	50,9	53,4	56,1
Pe TMB	GWh	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
% Pe TMB	%	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>	<b>1,43%</b>
Energía Ingresada en BT	GWh	35,7	37,6	39,5	41,5	43,5	45,7	47,9	50,2	52,7	55,3
Pe BT	GWh	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
% Pe BT	%	<b>3,34%</b>	<b>3,34%</b>	<b>3,34%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,35%</b>	<b>3,35%</b>
Venta BT	GWh	32,6	34,3	36,1	37,9	39,8	41,8	43,9	46,1	48,4	50,8
Venta AP	GWh	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0
Pérdidas No Técnicas	GWh	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6



**Perspectiva y expansión  
del sistema eléctrico ecuatoriano**

# **PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022**

*Documento para Audiencia Pública  
(Posterior diagramación e impresión)*

# ÍNDICE

## Capítulo 1

Introducción al PME 2013 - 2022.....	2
1.1. Introducción.....	2
1.2. Antecedentes. ....	3
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos ....	4
1.4. Políticas.....	4
1.5. Contenido. ....	6
1.6.- Conclusiones y Recomendaciones. ....	7
1.6.1.- Conclusiones.....	7
1.6.2.- Recomendaciones.....	9

## Capítulo 2

Expansión de la Generación.....	11
2.1 Introducción.....	11
2.1 Supuestos empleados en el análisis ....	12
2.3 Infraestructura existente.....	13
2.4 Diagnóstico de la gestión de la generación del sector eléctrico.....	17
2.4.1 Seguridad en el abastecimiento de la demanda.....	17
2.4.2 Cálculo del Índice general energético – IGE ....	18
2.4.3 Cálculo de los índices de reserva de potencia y energía.....	19
2.4.4 Ejecución de los planes de mantenimiento de generación ....	22
2.4.5 Índice de indisponibilidad de generación.....	25
2.4.6 Cálculo del índice de pronóstico de caudales promedio semanales.....	27
2.5 Escenario de expansión de referencia.....	28
2.5.1 Criterios de selección de escenarios ....	29
2.6 Consumo total del parque generador.....	34
2.7 Recursos no renovables, situación actual.....	34

2.7.1	Planes de eficiencia de centrales de MCI y CC.....	35
2.8	Nuevas centrales y proyectos por construirse.....	37
2.9	Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022.....	39
2.9.1	Presupuesto de la expansión.....	39
2.10	Costos de la expansión de la generación.....	42
2.11	Generación por tipo de tecnología.....	43
2.12	Proyectos de generación con capital privado.....	43
2.13	Proyectos hidroeléctricos de iniciativa privada.....	45
2.14	Reservas energéticas y consumo de combustibles, periodo 2013 - 2022.....	46
2.14.1	Reserva de energía.....	46
2.14.2	Reserva de potencia.....	50
2.14.3	Índices de verificación VERE y VEREC.....	52
2.15	Proyección de costos marginales.....	53
2.16	Consumo de combustibles .....	53
2.16	Emisiones de CO2.....	55

### Capítulo 3

3.	Expansión de la Transmisión.....	56
3.1.	Introducción.....	56
3.1.1.	Exigencias Regulatorias.....	56
3.2.	Sistema actual .....	57
3.2.1.	Descripción del sistema actual.....	57
3.2.1.1.	Líneas de transmisión .....	59
3.2.1.2.	Subestaciones.....	60
3.2.1.3.	Compensación de potencia reactiva.....	60
3.2.2.	Diagnóstico de la operación del sistema.....	62
3.2.2.1.	Condiciones operativas del sistema .....	62
3.2.3.	Restricciones operativas del sistema y sus soluciones.....	69
3.3.	Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2022.....	74
3.3.1.	Procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 202.....	74

3.3.1.1. Objetivos.....	74
3.3.1.2. Información de entrada.....	74
3.3.1.3. Análisis de criterios y procedimiento.....	75
3.3.1.4. Definición de hipótesis.....	75
3.3.1.5. Evaluación de costos.....	76
3.3.2. Proyectos de expansión de transmisión.....	80
3.3.2.1. Obras de Transmisión con inicio de operación en el 2012.....	82
3.3.2.2. Proyectos de expansión en ejecución.....	86
3.3.2.3. Proyectos de expansión en el corto plazo (2013 - 2016) .....	91
3.3.2.4. Proyectos de expansión en el largo plazo (2017 - 2022) .....	123
3.3.3. Plan de equipamiento.....	131
3.3.4. Presupuesto expansión del SNT.....	139
3.3.4.1. Presupuestos del Sistema Nacional de Transmisión.....	139
3.3.4.2. Presupuesto por año .....	142
3.3.5. Obras de transmisión adicionales por consideraciones de nuevos incrementos en las proyecciones de demanda en el SNI .....	144
3.3.5.1. Antecedentes .....	144
3.3.5.2. Proyección de la nueva demanda.....	145
3.3.5.3. Plan de expansión de generación.....	145
3.3.5.4. Plan de equipamiento adicional futuro.....	148
3.3.5.5. Requerimiento presupuestario para el Plan de Expansión de Transmisión.....	149
3.4. Anexos.....	152
3.4.1. Anexo A: Flujos de Potencia.....	152
3.4.2. Anexo B: Flujo de Caja.....	152

## Capítulo 4

Expansión de la Distribución.....	154
4.1. Introducción.....	154
4.2. Antecedentes .....	154
4.3. Diagnóstico.....	156
4.3.1 Legislación, regulación, normas y políticas aplicables a los sistemas de distribución.....	156

4.4.	Justificación.....	163
4.5.	Objetivos.....	164
4.5.1	Objetivo General .....	164
4.5.2	Objetivos Específicos .....	164
4.6.	Metas .....	165
4.7.	Políticas.....	171
4.8.	Estrategias.....	172
4.8.1	Incorporación de aspectos normativos.....	172
4.8.2	Preparación de la información para la planificación de los sistemas de distribución.....	173
4.8.3	Estudio de la demanda considerando aspectos geográficos.....	174
4.8.4	Modelación de Redes de Distribución.....	174
4.8.5	Zonificación, definición de micro-áreas.....	175
4.8.6	Proyección de demanda por micro-áreas.....	175
4.8.7	Planificación de la expansión del sistema de distribución.....	175
4.8.8	Preparación del talento humano.....	176
4.9.	Plan de Expansión 2013-2022.....	176
4.9.1	Programa de Obras del Plan de Expansión.....	176
4.9.2	Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD.....	180
4.9.3	Plan de Reducción de Pérdidas.....	184
4.9.4	Programa FERUM.....	188
4.9.5	Migración de la cocción de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética.....	190
4.9.6	Plan Nacional de Soterramiento de Redes.....	194

## **Anexo 1**

	Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable.....	199
1.	Introducción.....	199
2.	Potencial de generación hidroeléctrica en el Ecuador.....	200
2.1	Recursos hidroenergéticos.....	200
2.2	Recursos geotérmicos.....	229
2.3	Recursos solares para generación eléctrica .....	233

2.4	Recursos eólicos.....	244
2.5	Recursos con biomasa y otras fuentes.....	249
2.6	Estudios complementarios: Proyecto Hidroeléctrico Parambas (144,5 MW) .....	252

## **Anexo 2**

1	Integración energética regional .....	267
1.1	Introducción. ....	267
1.2	Visión de la integración energética. ....	267
1.3	Políticas energéticas en el sector eléctrico ecuatoriano.....	268
1.4	Evolución de la normativa supranacional para el intercambio de electricidad a nivel comunitario. ....	269
1.5	Impacto de la normativa supranacional en la estructura y funcionamiento de los intercambios de electricidad.....	271
2	Intercambio de electricidad.....	280
2.1	Características técnicas de la infraestructura implementada. ....	281
2.2	Estadística de los volúmenes transados de energía. ....	283
2.3	Abastecimiento en zonas fronterizas y sus características. ....	285
2.4	Perspectivas de futuros reforzamientos de la red de transmisión. ....	287
2.5	Estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad.....	288
2.6	Beneficio obtenido por el intercambio de electricidad para el sector eléctrico ecuatoriano....	289
3	Mercado regional de energía.....	291
3.1	Barreras para la integración regional y posibles soluciones.....	291
3.2	Condiciones necesarias.....	292
3.3	Aspectos a ser armonizados a nivel regional.....	295
3.4	Iniciativas para la integración a nivel regional.....	299

## **Anexo 3 A**

1.	Introducción a los recursos energéticos .....	304
1.1	Introducción a los recursos energéticos .....	304
1.2	Recursos renovables convencionales en el Ecuador.....	324
1.3	Recursos renovables no convencionales en Ecuador .....	326

1.4	Recursos no renovables en el Ecuador .....	333
-----	--	-----

### **Anexo 3 B**

2.	CRITERIOS DE EXPANSIÓN .....	337
2.1	Introducción .....	337
2.2	Metodología y criterios para la planificación de la expansión de la generación .....	338
2.3	Modelamiento del sistema eléctrico ecuatoriano.....	340
2.4	Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación.....	345
2.5	Incertidumbres .....	352
2.6	Riesgos asociados .....	354
2.7	Precios de las diferentes tecnologías de generación en el país .....	357
2.8	Riesgos y Escenarios de Sensibilidad .....	363

### **Anexo 3 C**

3.	ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN .....	370
3.1	Introducción. ....	370
3.2	Expansión en el corto plazo .....	372
3.3	Expansión en el mediano plazo .....	372
3.4	Expansión en el largo plazo .....	373
3.5	Decisiones globales de expansión. Criterios de autoabastecimiento: reservas y excedentes.....	375
3.6	Hidrología y complementariedad .....	376
3.7	Centrales de generación hidroeléctrica en construcción .....	383
3.8	Centrales de generación térmica en construcción .....	386

### **Anexo A**

Flujos de Potencia.....	387
-------------------------	-----

### **Anexo B**

Flujo de Caja.....	406
--------------------	-----



# GLOSARIO DE TÉRMINOS

ATS	Área Típica Seleccionada
BT	Baja Tensión. Dentro del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, se lo define como todo nivel de tensión inferior a 0,6 kV
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
ED	Empresa Distribuidora
ENS	Energía No Suministrada
ET	Estación Transformadora
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MT	Media Tensión. Ubicado entre 0,6 y 40 kV
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNBV	Plan Nacional para el Buen Vivir
SI	Sistema de Información
SIG	Sistema de Información Geográfica
SIGDE	Sistema Integrado para mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica
PMD	Plan de Mejoramiento de la Distribución
GLP	Gas Licuado de Petróleo
SE	Subestación Transformadora
PGE	Presupuesto General del Estado
Cu	Cobre
Fe	Hierro
kVA	Kilo Voltio Amperio
PEF	Porcentaje de Errores en la Facturación
FMIk	Frecuencia Media de Interrupción
TTIk	Tiempo Total de interrupción por kVA Instalado



# ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022***

## ***Capítulo 1: INTRODUCCIÓN***

Quito - Ecuador

# Capítulo 1

## Introducción al PME 2013 - 2022

### 1.1. Introducción

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

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

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

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

La creciente necesidad de un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética, implica la obligación de implementar los recientes avances tecnológicos en generación renovable a pequeña y mediana escala, orientación al uso de sistemas para la transmisión flexible de corriente alterna, sistemas modernos de protección, medición y comunicaciones, automatización de las redes eléctricas de distribución y subtransmisión; todo con la finalidad de contribuir al incremento de la

confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en su conjunto, coadyuvando al desarrollo sostenible del país. Atención particular merece la expansión de los sistemas eléctricos de distribución que deben considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual se enmarca en el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

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

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

## **1.2. Antecedentes.**

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

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

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

## **1.3. Objetivos.**

### **1.3.1 Objetivo General**

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

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

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

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

## **1.4. Políticas**

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

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

1. El Plan Maestro de Electrificación forma parte de la Planificación Nacional y por lo tanto debe sustentarse en las políticas y objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir y la Agenda Sectorial de los Sectores Estratégicos. Deberá ser elaborado con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y los proyectos del sector hidrocarburífero, para lo cual se requiere la interacción con los actores y responsables de dichos sectores, tarea en la que esta Cartera de Estado seguirá actuando como lo ha hecho hasta el momento.
2. En este sentido la proyección de la demanda, que constituye el elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, debe considerar a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son los proyectos mineros, sistemas petroleros aislados, la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz energética productiva del país; y fundamentalmente, la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo a electricidad, una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación que hoy se ejecutan. También se deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo.
3. El desarrollo de megaproyectos, como es el caso de la Refinería del Pacífico, tiene un alto impacto en la economía de la zona, con la presencia de una población que se desplaza para el desarrollo del proyecto, lo cual acarrea el surgimiento de nuevas actividades productivas y comerciales, y de empresas de bienes y servicios, infraestructura, provisión de equipos, materiales, etc., aspectos que necesariamente deben ser considerados en la proyección de la demanda.
4. Debe considerarse asimismo, que por primera vez en la historia energética de este país, se están generando espacios de coordinación entre el sector eléctrico y el sector petrolero. La planificación debe considerar por tanto la demanda de los campos e instalaciones petroleras públicas y privadas, así como también la capacidad instalada y la oferta de energía de ese sector; así como, sus planes de expansión mediante el aprovechamiento del gas asociado.
5. La expansión de la generación, debe partir de una línea base que constituyen los proyectos que han sido calificados como emblemáticos, y que en calidad de tales están siendo ejecutados por las empresas públicas del sector. Los cronogramas de ejecución y fechas estimadas para la operación de estos proyectos, deben ser coordinados con de manera directa con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
6. La expansión de la generación debe considerar asimismo, niveles mínimos de reserva para garantizar el abastecimiento interno, los cuales deben estar debidamente sustentados en estudios técnicos.
7. Sobre esta base, son los ejercicios de planificación y las herramientas de optimización de las que dispone el CONELEC, las que deben dar las señales sobre la expansión de la generación y sobre los proyectos que deben ser ejecutados para satisfacer los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda, dentro del período de planificación.
8. Las decisiones respecto de los mecanismos que se apliquen para el desarrollo y ejecución de nuevos proyectos, sea por acción directa del Estado o por delegación a otros sectores de la economía, constituyen hechos subsecuentes que devienen de la planificación y que podrán

tomarse una vez que se hayan identificado los proyectos, sus características y sus requerimientos de financiamiento.

9. Siendo la soberanía energética uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de la reserva, pero de ninguna manera pueden constituir una base para el abastecimiento.
10. Debe considerarse asimismo, que constituye uno de los objetivos del sector convertir al Ecuador en un país exportador de energía. La planificación debe incorporar este escenario, identificando las capacidades de exportación y la infraestructura necesaria para conseguir este objetivo.
11. La expansión de la generación térmica debe considerar la disponibilidad de combustibles, así como las políticas y proyectos actuales y futuros del sector hidrocarburífero, como es el caso del desarrollo en la explotación del gas natural. Por otra parte no se deben desatender las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales.
12. La expansión de la transmisión debe ajustarse a las nuevas condiciones de generación y demanda, priorizando la seguridad del sistema, la satisfacción de la demanda y el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos.
13. La expansión de la distribución debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.
14. El financiamiento de la expansión en generación, transmisión y distribución, conforme lo determina el Mandato No.15, se encuentra principalmente a cargo del Estado, con recursos que provienen de su Presupuesto General. Para identificar alternativas de financiamiento para la expansión del sistema, es imprescindible contar con la información que debe surgir del Plan Maestro de Electrificación, en relación con la inversión requerida y la programación decenal de recursos.

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

## 1.5. Contenido.

El **Volumen III**, “Perspectivas y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano” constituye el centro del PME 2013-2022. Este volumen está compuesto por cuatro capítulos distribuidos de la siguiente manera:

- En el **Capítulo 1** se presenta la introducción del Volumen III.
- Teniendo como lineamiento el objetivo del Gobierno Nacional de revertir la condición deficitaria de oferta de energía eléctrica mediante el impulso decidido a construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, en el **Capítulo 2**, relacionado con el Plan de Expansión de Generación, se ha establecido el equipamiento e inversión en generación, para el Período 2013-2022, requeridos para garantizar el abastecimiento interno de potencia y energía, en condiciones

de calidad y seguridad, considerando incertidumbres y además la posibilidad de que el sistema sea exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.

- Para garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, con adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos se ha desarrollado el Plan de Expansión de Transmisión en el **Capítulo 3**. Dicho documento ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por parte del MEER y tomando en consideración las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir. El plan de expansión de transmisión ha sido elaborado con una visión integral del país. Se ha priorizando la atención y crecimiento tendencial de la demanda, incorporación de importantes cargas al sistema, y la necesidad de evacuar la energía eléctrica de las centrales de generación que permitirán el cambio de la matriz energética en el Ecuador.
- En el **Capítulo 4** se presentan los planes de las diferentes empresas eléctricas de distribución, con obras para su realización en el corto plazo, como resultado de una planificación principalmente anual que actualmente se realiza en las empresas eléctricas de distribución del territorio continental e Islas Galápagos. Con el propósito de mejorar la planificación, se presenta una propuesta para iniciar un proceso integral de planificación de la distribución en el país, tarea que en el futuro podrá producir planes de corto, mediano y largo plazo, incorporando criterios en los cuales se puedan evidenciar los resultados, posibles alternativas e indicadores; entre otras cosas, y que además permitan evaluar y calificar la importancia de cada una de las obras propuestas, así como los resultados alcanzados en los distintos planes.
- Adicionalmente en este Volumen se ha desarrollado tres **ANEXOS** relevantes; el primero, permite al lector conocer sobre el enorme potencial de fuentes renovables de energía para generación eléctrica que tiene el Ecuador ; el segundo, trata de la integración energética regional como un proceso que constituye un anhelo de múltiples actores que buscan aprovechar las potencialidades económicas y productivas de los países en forma conjunta, así como la importancia estratégica de transar ciertos bienes, a fin de ir construyendo una imagen compartida sobre el futuro de la integración, y de abrir caminos para nuevas oportunidades comunes, bajo las características del escenario global actual; y finalmente el tercero, presenta la metodología aplicada para el establecimiento del plan de expansión de generación que considera los recursos disponibles, los criterios y estrategias aplicadas.

## 1.6.- Conclusiones y Recomendaciones.

### 1.6.1.- Conclusiones

- La elaboración del presente Plan Maestro de Electrificación se ha sustentado en las políticas y objetivos del Plan Nacional de Desarrollo y en la Agenda Sectorial, considerando como principal lineamiento político el impulso al desarrollo eficiente, sobre la base de los criterios de soberanía y eficiencia energética establecidos en la Constitución y en el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013 -PNBV.
- La proyección de la demanda, elemento integrador sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión del sistema, ha sido realizada con una visión integral del país, tomando en consideración las realidades y políticas de todos los sectores de la economía, entre ellos la matriz productiva, el desarrollo del sector minero y la prestación del servicio al sector hidrocarburífero, todo en el marco de una visión estratégica para el desarrollo nacional en las próximas décadas.



- Considerando el complejo condicionante establecido por la proyección de la demanda, el Plan Maestro de Electrificación plantea el desarrollo de fuentes de generación de tal forma de permitir la disponibilidad de suficientes reservas energéticas para garantizar el normal abastecimiento de la demanda nacional, así como la posibilidad futura de incrementar los volúmenes de generación eficiente que permitan convertir al Ecuador en un país exportador de energía.
- En septiembre de 2012, atendiendo los nuevos lineamientos, objetivos y políticas para el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022, presentados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en julio de 2012, se establecieron los nuevos valores de proyección de demanda que debieron ser considerados tanto en la expansión de la generación como del sistema de transmisión. Estos incrementos de demanda correspondieron principalmente a: (i) Introducción masiva a nivel de consumidores residenciales en el uso de cocinas de inducción, (ii) abastecimiento desde el SNI de la carga de la Refinería del Pacífico y del sector petrolero tanto estatal como privado. Los cambios suscitados implicaron la configuración de un sistema de transmisión debidamente reforzado mediante la implementación de diversas obras adicionales a las previstas en los análisis del Plan de Expansión de Transmisión realizados hasta marzo de 2012. Sin embargo de los antecedentes establecidos, se ha podido configurar un plan de expansión de transmisión, que manteniendo adecuados niveles de seguridad y confiabilidad operativa, ha logrado mantener acotado los niveles de inversión necesarios para su implementación.
- El contenido, alcance y profundidad del PME 2013 – 2022, permite verificar que el país cuenta con bases sólidas para el desarrollo del sector eléctrico. Se cuenta con instancias de rectoría, planificación y regulación, plenamente capacitadas para el diseño de políticas y estrategias que buscan garantizar el abastecimiento energético con adecuados niveles de calidad, confiabilidad y economía.
- Mediante indicadores y evaluación de los proyectos emblemáticos se pudo verificar que el sector eléctrico ya está en gran medida en una dirección hacia un sistema más sustentable, principalmente demostrado por el incremento actual y futuro de la participación de generación hidroeléctrica reemplazando principalmente generación térmica.
- En general se observa que el plan de expansión de generación es ambicioso en la búsqueda de incrementar el parque de generación a base de fuentes de energía renovable, lo cual, además de potencializar la capacidad de generación, disminuirá su costo medio, y por ende, el costo del servicio eléctrico y el déficit tarifario, esto último sin considerar la inversión en los nuevos proyectos. No obstante lo anterior, es importante que se mantenga una adecuada capacidad de respaldo de generación térmica con el fin de no tener problemas de abastecimiento en situaciones de baja hidrología o ante contingencias.
- Se puede apreciar que para el caso de transmisión y distribución, la mayor componente de inversión se ejecuta en los primeros años del horizonte de estudio. Este hecho se puede explicar en que los tiempos de maduración, planeación y construcción de los proyectos de transmisión y distribución son más cortos que los de generación. Y que la principal planificación es la de corto y mediano plazo; pero con la característica de ser constante.
- El Sistema Nacional de Transmisión atraviesa una delicada situación, presentando restricciones operativas, especialmente para condiciones de demanda máxima en el

sistema, tales como bajos perfiles de voltaje en barras de 138 y 69 kV en algunas subestaciones (Loja, Orellana) y cargabilidad superior a la admisible de varios transformadores (subestaciones: Babahoyo, Chone, Trinitaria, Ambato, Vicentina, Mulaló, Portoviejo, Pomasqui, entre otras), tanto para en condiciones normales de operación como en escenarios de contingencia. En casos de indisponibilidad de generación térmica local, se producen bajos perfiles de voltajes en barras, como sucede en las subestaciones Machala, Francisco de Orellana, Pascuales y Trinitaria y cargabilidad de transformadores superior a la admisible en Santo Domingo y Totoras. Todo esto hace que el SNT, en determinadas zonas, se encuentre operando al límite de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad exigidos, por lo que es imprescindible la ejecución sin demoras del Plan de Expansión propuesto. La no ejecución de los proyectos en los términos contenidos en este Plan generaría situaciones de riesgo para el Sistema Nacional de Transmisión, que podrían afectar a mediano plazo la calidad y la seguridad en el suministro de energía en el SNI. Cabe indicar que, si bien los planes de expansión de transmisión cubren un período de 10 años de análisis, su elaboración se inicia dos años antes de que empiece el período, razón por la cual los análisis de las condiciones de operación del Sistema, considerando las obras de transmisión y generación en ejecución de los dos años previos, es una proyección realizada por el Transmisor y el Operador del Sistema.

### **1.6.2.- Recomendaciones**

- Se recomienda la ejecución de los proyectos conforme los términos contenidos en el presente Plan Maestro de Electrificación, de manera de evitar posibles afectaciones para la seguridad en el suministro de energía en el SNI a mediano plazo.
- Para la ejecución de los principales proyectos contenidos en el presente Plan, CELEC EP deberá establecer una priorización para el desarrollo de obras, de manera que, ante la falta de financiamiento para la expansión de la transmisión y generación, se ejecuten aquellas que son apremiantes para la operación y seguridad del Sistema.
- Los estudios de interconexión a 500 kV con los países vecinos de la región, debe seguirse afinando en los planes de expansión de transmisión futuros, considerando los fuertes impactos que tendrán sobre decisiones de expansión del sistema de transmisión.
- Los análisis realizados por CELEC EP de la expansión del sistema de transmisión considerando el incremento de demanda en el sistema debido a tres factores: remplazo intensivo de cocinas que utilizan GLP por el de cocinas eléctricas de inducción, la alimentación desde el SNI a las instalaciones de Refinería del Pacífico e interconexión del sistema petrolero en la zona nor-oriental del país, establecen necesidades de equipamiento adicional en el sistema de transmisión. Dado que este incremento de demanda se iniciará a partir del 2016 en adelante, se tiene que asignar los recursos económicos necesarios y oportunos al Transmisor para iniciar la implementación de la infraestructura de transmisión necesaria conforme lo analizado en este Plan.

# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022***

## ***Capítulo 2: EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN”***

***Quito- Ecuador***

# Capítulo 2

## Expansión de la Generación

### Objetivo General del Capítulo:

Establecer el equipamiento e inversión en generación, para el período 2013-2022, requeridos para garantizar el abastecimiento interno de la demanda de potencia y energía, en condiciones de calidad y seguridad, considerando incertidumbres y, además, la posibilidad de que el sistema sea exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.

### Objetivos específicos del Capítulo:

- Estimar los recursos energéticos que se utilizarán en los estudios de expansión de la generación.
- Definir en base a criterios de: nivel de estudios disponibles y de factibilidad técnico - económica básica, un listado de proyectos que sería considerados como candidatos dentro de los estudios de expansión de la generación.
- Realizar los estudios de soporte, con la ayuda de modelos computacionales, para establecer un plan de expansión en el segmento de generación.
- Determinar las reservas de potencia, energía, consumo de combustibles y emisiones de CO<sub>2</sub> para el período 2013 – 2022.

### 2.1 Introducción

La generación de energía eléctrica eficiente es el pilar fundamental para cumplir con el objetivo de suministrar electricidad a todo el Ecuador y abastecer adecuadamente sus necesidades de demanda, cumpliendo con criterios de calidad y seguridad. El desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía es una situación no deseable que trae como consecuencias, posibles desabastecimientos, apagones y afectaciones a la economía del país.

Ante probables desabastecimientos temporales, la solución puede tener una respuesta en períodos de horas en función de la disponibilidad de reservas en el parque generador que permitan suplir dicho déficit instantáneo. Aquellos desabastecimientos con características críticas, como: escenarios de estiaje, déficit en combustibles, o falta de recursos de generación, tardarán en ser solventados en semanas o en meses. El resolver los problemas de tipo estructural puede demandar años, requiriendo para ello reformas profundas en la reglamentación del sector eléctrico.

En este capítulo se presenta el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, que pretende solucionar el problema estructural de abastecimiento de energía eléctrica que tiene el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), y que lo vuelve vulnerable en los períodos de estiaje, determinando además generación y reservas para cubrir la demanda de cargas especiales y posibilidades de exportación de energía.

Al plantearse la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en 1996, se otorgó a la inversión privada la posibilidad de participar en la ejecución de proyectos tendientes a la provisión del servicio eléctrico en todas las etapas: generación, transmisión y distribución. Lamentablemente, la inversión no estuvo acorde a las necesidades del país y provocó que se presenten déficits de

energía eléctrica que trajeron consigo resultados negativos, debiendo el sistema importar energía e invertir en centrales térmicas de rápida instalación y altos costos operativos.

En el año 2008, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15, el Estado asume las inversiones en el sector estratégico de electricidad, iniciándose las gestiones tendientes a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, con los cuales y conforme a la planificación de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano realizada por el CONELEC (LRSE, Artículos 5a y 13b), se obtiene como resultado proyectos de generación hidroeléctrica y proyectos de generación térmica, todos de carácter público; a más de aquella generación con energías renovables como eólica y geotérmica y de aportes pequeños de inversión en generación privada, incentivándose a la inversión privada en proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC).

En la presente sección, se describen los resultados obtenidos en la planificación de la expansión de la generación para el periodo 2013-2022. Se detallan las centrales de generación que son necesarias para cubrir la proyección de la demanda eléctrica, misma que ha considerado nuevos elementos de desarrollo como proyectos industriales y mineros, de refinación de combustibles, transporte, explotación petrolera y otros elementos relacionados con el cambio en la matriz energética del Ecuador y el uso eficiente de la energía.

## 2.1 Supuestos empleados en el análisis

Las políticas energéticas y factores de calidad y seguridad eléctrica, así como los lineamientos relativos a soberanía y eficiencia energética, permiten simplificar el proceso de simulación del sistema eléctrico ecuatoriano, en base a directrices que guiarán el proceso hacia objetivos concretos y al establecimiento de metas para definir la matriz energética del sistema. Los supuestos son:

*Demanda:* se consideran varios escenarios de crecimiento, denominados hipótesis, de los cuales el que incorpora la proyección estadística de la demanda sirve de punto de partida para la configuración de los demás escenarios, en función de la inclusión de cargas adicionales como: desarrollo industrial, transporte eléctrico, Refinería del Pacífico, industria petroquímica, sustitución de gas licuado de petróleo (GLP) por electricidad para cocción, e integración del sistema eléctrico petrolero al S.N.I. El cambio en la matriz productiva, la sustitución de GLP por electricidad en cocción, el plan de eficiencia energética que establece el cambio a luminarias eficientes, refrigeradoras, aires acondicionados y calefones, establecen escenarios de crecimiento menor, medio y mayor para cada hipótesis, cuyo detalle se presenta en el Volumen III, Capítulo 1 (Estudio y Gestión de la Demanda).

*Interconexiones:* no se consideran las interconexiones eléctricas con los enlaces existentes a países vecinos, el abastecimiento será únicamente con recursos propios (Ecuador en autarquía). Se podrá programar la exportación de energía eléctrica, bajo condiciones de abastecimiento local satisfechas, excedentes debido a regímenes hidrológicos altos y precios de energía para oferta de exportación competitivos a nivel internacional.

*Retiro de centrales térmicas:* se prevé el retiro de aquellas centrales térmicas para las que no se ha planificado su rehabilitación debido a su obsolescencia, y que han sido desplazadas por tecnologías más baratas en base a combustibles menos costosos y menos contaminantes.

*Cumplimiento de metas en eficiencia energética:* conforme a los planes de eficiencia emitidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, sus políticas y lineamientos energéticos, se realizarán simulaciones en las cuales se proyecta la demanda con diferentes índices de ingreso y penetración de dichos planes.

*Cargas especiales, cambio de matriz energética:* plan de inclusión de cocinas eléctricas que disminuirá sustancialmente el uso de GLP en el país. Otra carga especial constituye la Refinería del Pacífico, que en su fase de construcción requerirá de 80 MW, y a partir del año 2016 su consumo será de 380 MW. Los grandes proyectos de transporte masivo como el Metro de la ciudad de Quito y el Tranvía en Cuenca, necesitarán un suministro de cerca de 115 MW de potencia.

## 2.3 Infraestructura existente

El parque hidrotérmico disponible para producción de energía eléctrica en el Ecuador consta de 16 centrales hidroeléctricas estatales de pequeña, mediana y gran capacidad (1-1.100 MW) y 39 centrales pequeñas pertenecientes a las empresas de distribución eléctrica, a municipios y a empresas privadas; más de un centenar de centrales térmicas con diferentes combustibles y pertenecientes a diferentes empresas, entre generadoras, distribuidoras, industria privada y petroleras en general. En la **Tabla No. 2.1** se indican las características de éstas centrales. En la **Tabla No. 2.3** consta el parque termoeléctrico existente a diciembre de 2012.

En el país existen cuatro centrales con embalses que son considerados como de regulación el embalse de Mazar, con una regulación mensual de caudales, que permite la operación de la central del mismo nombre y la regulación del caudal de ingreso hacia el embalse Amaluza de la Central Molino, volviéndolo a éste un embalse con regulación semanal. Otro embalse con regulación semanal es el de Daule Peripa de la central hidroeléctrica Marcel Laniado, aunque el propósito principal de su presa es el manejo y control del riego e inundaciones en la cuenca alta del río Guayas, su operación permite un manejo semanal de los caudales utilizados en la generación de la central. Adicionalmente, la central hidroeléctrica Pucará tiene el embalse Pisayambo. Estos embalses, al encontrarse cada uno en una vertiente hidrográfica diferente, poseen una cuasi-complementariedad hidrológica, permitiendo mantener las reservas energéticas apropiadas durante condiciones no extremas de estiaje mediante una adecuada política operativa de embalses.

El resto de reservorios cumplen una función de regulación horaria, manteniendo la reserva suficiente para la operación en horas de punta, por lo que se consideran como centrales de pasada. Tal es el caso de las centrales Agoyán y San Francisco.

Once son las centrales que han sido construidas en los últimos 20 años y la mayoría están actualmente en operación; en orden cronológico se tiene: Hidronación (213 MW), Loreto (2,3 MW), Hidroabanico (38 MW), San Francisco (230 MW), Calope (16,6 MW), Sibimbe (16 MW), La Esperanza (6 MW), Poza Honda (3 MW), Mazar (170 MW), Ocaña (26 MW) y Buenos Aires (1 MW), las cinco últimas en los 8 años recientes; el resto de centrales hidroeléctricas de la lista de la **Tabla No. 2.1**, poseen tecnologías de hace 50 años (Elecaastro) y de hace 30 años (Molino, Agoyán); de éstas, la central de Mazar y principalmente su embalse son importantes por su papel de regulación de caudal turbinado y vertido para la central Molino, la más grande del país, hasta que se construya el proyecto hidroeléctrico emblemático Coca Codo Sinclair (1.500 MW).

En cuanto al parque termoeléctrico, la infraestructura y tecnología data de hace más de 30 años, con generadores de combustión interna, unidades de vapor y a gas. Existen unidades que utilizan gas natural como combustible y que actualmente son operadas por CELEC EP Termogas Machala. Entre estas unidades se encuentran dos turbinas de 65 MW cada una, anteriormente pertenecientes al sector privado y 6 unidades de 20 MW cada una, adquiridas por el estado ecuatoriano, que fueron trasladadas desde su ubicación inicial en Pascuales a mediados de 2012.

**TABLA No. 2. 1:** Infraestructura existente en generación hidroeléctrica con corte a 2012.

ESTADO		CENTRAL HIDROELECTRICA	CENTRALES CASCADA		UNIDADES	POTENCIA Total MW	Energía Media Anual Año Gwh/año	Factor de Planta %
E X I S T E N T E S	1	PAUTE	SOPLADORA	CARDENILLO	10	1100	5.865,0	62,28
	2	AGOYÁN	SAN FRANCISCO		2	156	1.010	73,90
	3	PUCARÁ			2	73	149,40	23,40
	4	DAULE PERIPA			3	213	1.050	56,30
	5	MAZAR	PAUTE	PAUTE	2	163	908,40	61,00
	6	SAN FRANCISCO			2	216	914,00	45,30
	7	SIBIMBE			1	15	89,25	63,70
	8	OCAÑA			2	26	203,00	89,00
	9	HIDROABANICO	HIDROGEN	HIDROGEN	1	37,5	325,00	97,70
	10	CALOPE			2	18	90,00	62,50
	11	ESPERANZA			1	6	19,00	
	12	POZA HONDA			1	3	16,00	
	13	LORETO				2,15	12,97	69,80
	14	SAYMIRIN			6	14,4	96,26	77,20
	15	SAUCAY	SAYMIRIN		4	24	141,42	68,20
	16	BUENOS AIRES			1	1	7,00	80,00
	17	CUMBAYÁ			1	40	181,09	52,40
	18	EL CÁRMEN			1	8,2	36,77	51,90
	19	GUANGOPOLO			1	20,92	86,40	47,80
	20	NAYÓN			1	29,7	151,14	58,90
	21	PAPALLACTA			1	6,2	23,62	44,10
	22	RECUPERADORA			1	14,5	102,60	81,90
	23	PERLABÍ			1	2,46	13,09	61,60
	24	RIO BLANCO			1	3	18,09	69,80
	25	VINDOBONA			1	5,86	32,66	64,50
	26	ALAO			1	10	69,12	80,00
	27	AMBI			1	8	34,56	50,00
	28	CARLOS MORA			1	2,4	17,00	82,00
	29	CORAZÓN			1	0,98	7,62	90,00
	30	ILLUCHI 1-2			2	9,2	47,69	60,00
	31	PASOCHOA			1	4,5	24,03	61,80
		Otras Menores			24	21,97	94,91	50,00
	TOTAL	55				2.255,97	11.837,11	

**TABLA No. 2. 2:** Proyectos en generación hidroeléctrica hasta 2022.

ESTADO		CENTRAL HIDROELÉCTRICA	CENTRALES CASCADA		UNIDADES	POTENCIA Total MW	Energía Media Anual Año Gwh/año	Factor de Planta %
P R O Y E C T O S P L A N D E N T R E O E D E P L A N S I N V E N T A R I O	1	BABA	TRASVASEBABA	TRASVASEBABA	2	42	161	43,76
	2	TRASVASEBABA	HIDRONACION		1	-	441	
	3	SOPLADORA	CARDENILLO		3	487	2270	53
	4	TOPO			2	22,7	175	88
	5	CHORRILLOS			1	3,96	23,178	66,82
	6	SABANILLA			2	30	210,49	80
	7	LA MERCED JONDACHI			1	18,6	19	75
	8	COCA CODO SINCLAIR			8	1486	8743	67
	9	MINAS SAN FRANCISCO	LA UNION	LA UNION	3	276,1	1290,8	54
	10	SJ TAMBO			2	8	45	64,21
	11	SJ MINAS				6,4	37	66
	12	QUIJOS			2	50	355	81
	13	CARDENILLO	Molino	Sopladora	6	578,6	3306,41	65
	14	DELSITANISAGUA			2	115,33	904	89
	15	PILATON	TOACHI		3	49		54
	16	TOACHI			3	204	1190	54
	17	VICTORIA H			2	10	63,77	73
	18	MAZAR_DUDAS	ALAZAN	SAN ANTONIO	1	7,54	125,3	68
	19	ALAZAN	SAN ANTONIO		1	6,2		
	20	SAN ANTONIO	ALAZAN	MAZAR-DUDAS	1	7,24		
	21	SOLDADOS	YANUNCAY	YANUNCAY	2	5,4	-	-
	22	YANUNCAY	MINAS SOLDAD	MINAS SOLDAD	2	16	-	-
	23	MINAS SOLDADOS			2	6,4	190	78
	24	MANDURIACU	TORTUGO	TORTUGO	3	62,5	356	66
	25	TIGRE	LLURIMAGUAS	LLURIMAGUAS	2	80	381	50,1
	26	CHIRAPI	MANDURIACU	MANDURIACU	2	169,2	968,4	65,3
	27	CHONTAL	CHIRAPI	CHIRAPI	2	184	1034	64,2
	28	ISIMANCHI			1	2,25	17	85
	29	SAN BARTOLO			2	49	315	75
	30	SAYMIRIN V			2	7	32	52
	31	SANTA CRUZ			3	129	768	68
	32	DUE			3	49,7	421	97



**TABLA No. 2. 3:** Infraestructura existente en generación termoeléctrica a diciembre 2012.

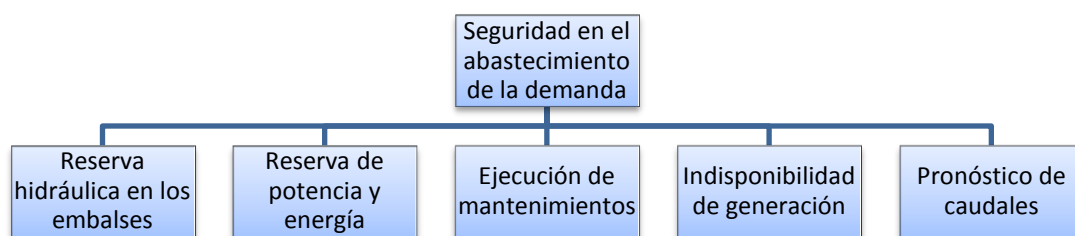
ESTADO	No.	Empresa	Central	Tipo	Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Energía Neta (GWh)
E X I S T E N T E S	1	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogas	102,00	93,00	142,09
	2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogas	26,27	20,00	1,33
	3		G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbovapor	146,00	146,00	685,74
	4		SANTA ELENA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

## 2.4 Diagnóstico de la gestión de la generación del sector eléctrico

La Constitución de la República y el Plan Nacional para el Buen Vivir, promueven el mejoramiento y la ampliación de la cobertura del sistema eléctrico, garantizando el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales. Para llevar a efecto este objetivo, se requiere que dentro del Plan Maestro de Electrificación exista un análisis profundo de la Gestión de la Generación del Sector Eléctrico.

### 2.4.1 Seguridad en el abastecimiento de la demanda

Se consideran los siguientes índices:



**FIG. No. 2. 1:** Seguridad en el abastecimiento de la demanda

Esta sección muestra el diagnóstico de la coordinación hidro – térmica para el abastecimiento de la demanda; es decir, se evalúa el nivel de incertidumbre con el que se obtiene la información de entrada que utiliza el CENACE en su proceso de despacho económico y la determinación de las reservas de potencia y energía.

Se considera el análisis de los siguientes índices: reserva hidráulica en los embalses, pronóstico de los caudales promedio semanales, ejecución del plan de mantenimiento de la generación, y la disponibilidad de la generación. Estos temas no pueden por separado como cuestiones de orden operativo, sino integralmente como índices del sistema. En la **Tabla 2.4** se indican los índices a calcularse.

**TABLA No. 2. 4:** Índices de seguridad de abastecimiento de la demanda

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 <sup>1</sup>	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 (%)	$\frac{\text{Potencia Disponible(MW)} - \text{Potencia Despachada(MW)}}{\text{Potencia Disponible (MW)}}$	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)

Descripción	Formulación	Frecuencia de cálculo	Señal de alerta	Motivación	Información Fuente
Reserva de energía (%)	$\frac{\text{Energía Disponible (MWh)} - \text{Energía Despachada (MWh)}}{\text{Energía Disponible (MWh)}}$	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 (%)	$(\text{Número de mantenimientos ejecutados} / \text{Número de mantenimientos programados}) \cdot 100$	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 (%)	$\frac{\sum \text{Potencia Indisponible} \cdot \text{Horas Indisponibles}}{\sum \text{Potencia Total} \cdot \text{Horas Totales}}$	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 (%)	$\left(1 - \frac{\text{No. de semanas con desvío}}{\text{No. de semanas del trimestre}}\right) \cdot 100$ Desvío: el caudal semanal real debe estar dentro de los límites superior e inferior del intervalo pronosticado por el CENACE <sup>1</sup>	Trimestre	Cuando el indicador esté por debajo del 95 %	Correcto manejo de los embalses en la coordinación hidro - térmica	CENACE (base de datos)

## 2.4.2 Cálculo del Índice general energético – IGE

El periodo de cálculo de este índice va desde la primera semana de enero de 2011 hasta el 5 de junio 2012. El índice general energético se calcula sobre la base de la siguiente fórmula:

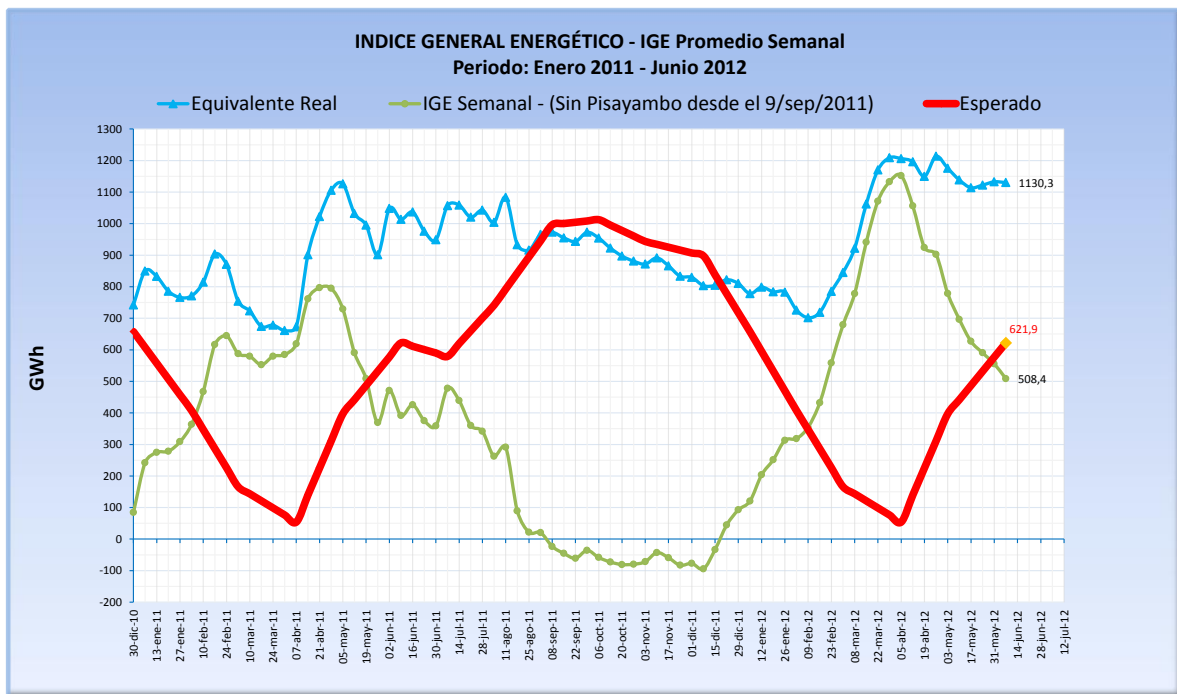
$$IGE = (\text{Embalse equivalente real} - \text{Embalse equivalente esperado})$$

Donde:

- Embalse equivalente real: reserva energética real, tomada semanalmente y expresada en GWh.
- Embalse equivalente esperado: reserva energética semanal esperada (pronosticada), y expresada en GWh.

En la **Figura 2.2** se muestran las evaluaciones del IGE proporcionadas por el CENACE. Para garantizar la suficiencia de la reserva energética hidráulica, se debe verificar que la curva del embalse equivalente real se encuentre siempre por encima de la curva del embalse equivalente esperado o pronosticado; es decir, la diferencia entre el embalse equivalente real y el esperado debe ser siempre positiva.

<sup>1</sup> 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%



**FIG. No. 2. 2:** Índice general energético semanal real y referencial

Nótese que en el periodo de evaluación; durante 61 de las 76 semanas, se tiene que el embalse equivalente real está por encima del embalse equivalente esperado; es decir, que para el 80,26 % de los casos, el embalse equivalente real está por encima del valor esperado.

De la **Figura 2.2** se desprende que existen semanas en las que el embalse equivalente real está por debajo del esperado. Una de las causas de este resultado tiene su origen en las desviaciones de los pronósticos de los caudales promedio semanales, debido a la dificultad de obtener con exactitud los valores de caudales de los ríos afluentes a los embalses del SNI.

### 2.4.3 Cálculo de los índices de reserva de potencia y energía

#### 2.4.3.1 Cálculo de la reserva de potencia

Los niveles de reserva de potencia se calculan con resolución horaria; mientras que la reserva de energía disponible se obtiene para la demanda mínima (23:00 – 06:00 horas), media (07:00 – 17:00 horas) y máxima (18:00 – 22:00), cuyos resultados se muestran mensualmente en el periodo de enero 2011 a julio 2012.

La reserva de potencia se calcula de la siguiente forma:

$$Reserva\ de\ potencia(\%) = \frac{Potencia\ Disponible(MW) - Potencia\ Despachada(MW)}{Potencia\ Disponible\ (MW)} \cdot 100$$

Donde:

**Potencia Disponible:** potencia que pueden suministrar las unidades generadoras para cubrir la demanda, determinada por la diferencia entre la potencia nominal de las unidades y la potencia debida a las indisponibilidades por falla y por mantenimiento, expresada en MW.

**Potencia Despachada:** potencia que entregan las unidades de generación, de acuerdo con el despacho económico del CENACE, expresada en MW.

#### 2.4.3.2 Cálculo de la reserva de energía

La reserva de energía se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Reserva de energía}(\%) = \frac{\text{Energía Disponible(MWh)} - \text{Energía Despachada(MWh)}}{\text{Energía Disponible (MWh)}} \cdot 100$$

Donde:

*La energía disponible y la energía despachada mantienen los conceptos de potencia disponible y potencia despachada definida en las unidades de tiempo correspondientes.*

*Las reservas de energía se calculan sumando las reservas de potencia en las horas de los diferentes periodos de la curva de carga diaria.*

En la **Tabla 2.5** se muestra la reserva de potencia disponible. Para este periodo de estudio se tienen niveles de reserva de potencia inferiores al 10 % en demanda máxima en todos los días, lo cual puede significar riesgos en el abastecimiento de la demanda; sin embargo, se registran elevados niveles de reserva de potencia en las horas de demanda media y mínima, pero esto no indica que el abastecimiento es seguro para todo el día.

Desde el punto de vista eléctrico, la insuficiente reserva de potencia puede significar que el sistema no opere de forma segura en régimen de falla. La reserva de potencia total considera la potencia primaria y secundaria, cabe indicar que la insuficiente reserva primaria puede llevar a la inestabilidad por frecuencia del sistema, sobre todo si no se cuenta con el estatismo debido a la interconexión con Colombia, el cual permite el amortiguamiento de la caída de la frecuencia.

Según el estudio para la determinación de la reserva rodante elaborado por el CENACE, la reserva primaria, en el caso de perder la interconexión con Colombia, debe ser del 5 % o superior. Como se ve en la **Tabla 2.5**, lo anterior no ocurre. Es recomendable la incorporación de unidades destinadas a aumentar la reserva primaria. Por su velocidad de respuesta y características dinámicas, es recomendable que estas unidades al ser incorporadas sean térmicas.

**TABLA No. 2. 5: Reserva de potencia en porcentaje**

	AÑO 2011											
Hora/Fecha	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
01:00	46,41%	40,92%	50,52%	38,09%	36,02%	35,10%	33,04%	34,06%	44,66%	48,67%	49,79%	38,48%
02:00	49,10%	43,51%	53,68%	40,76%	39,18%	38,99%	35,91%	37,07%	47,93%	53,16%	52,37%	43,48%
03:00	51,06%	44,71%	55,03%	42,61%	40,36%	40,26%	37,52%	38,43%	49,48%	54,38%	53,23%	44,81%
04:00	52,05%	45,46%	55,68%	43,10%	21,26%	40,80%	38,31%	38,80%	49,64%	54,84%	53,00%	45,68%
05:00	50,62%	45,04%	54,53%	42,37%	20,44%	40,10%	37,73%	37,90%	48,12%	53,26%	51,31%	45,10%
06:00	46,04%	41,20%	49,72%	37,94%	36,49%	35,04%	34,12%	33,02%	42,30%	48,92%	47,99%	41,90%
07:00	45,27%	41,08%	49,38%	38,58%	37,18%	35,14%	34,55%	33,10%	42,25%	48,33%	47,00%	42,46%
08:00	40,24%	37,33%	44,72%	33,90%	33,14%	30,54%	29,55%	28,98%	38,00%	43,68%	43,33%	36,80%
09:00	33,65%	31,29%	36,99%	28,03%	26,27%	23,83%	23,41%	23,56%	31,29%	37,24%	37,38%	29,63%
10:00	30,14%	27,46%	32,28%	23,92%	22,91%	20,58%	20,03%	20,75%	28,08%	33,23%	33,76%	24,95%
11:00	27,65%	24,81%	29,56%	21,41%	21,19%	19,13%	18,08%	19,57%	25,74%	31,13%	31,50%	22,71%
12:00	27,15%	24,52%	28,74%	21,32%	20,48%	18,78%	17,90%	19,22%	24,58%	30,59%	31,36%	21,57%
13:00	27,33%	25,38%	30,43%	21,97%	20,75%	19,51%	18,28%	19,88%	25,74%	31,57%	32,09%	22,16%
14:00	26,69%	24,82%	29,70%	21,14%	20,24%	18,56%	18,12%	19,45%	24,62%	30,62%	30,71%	21,57%
15:00	26,16%	24,50%	28,08%	20,65%	19,88%	17,80%	17,67%	18,95%	23,22%	30,27%	29,78%	20,73%
16:00	26,10%	24,85%	28,65%	20,88%	19,84%	17,99%	18,14%	19,62%	23,79%	30,48%	30,52%	21,55%
17:00	25,19%	25,16%	30,59%	21,99%	20,44%	19,22%	19,38%	20,57%	25,04%	31,26%	31,85%	22,07%
18:00	21,00%	22,34%	30,25%	21,54%	19,58%	18,41%	18,63%	21,06%	22,82%	27,20%	29,32%	19,99%
19:00	6,26%	5,20%	11,97%	9,74%	10,23%	95,30%	9,79%	11,67%	9,58%	14,42%	11,28%	5,51%
19:30	4,56%	3,42%	10,76%	9,50%	9,79%	8,63%	9,21%	11,31%	9,57%	14,84%	11,84%	5,79%
20:00	5,09%	4,37%	11,52%	10,77%	10,80%	9,64%	9,86%	12,54%	10,98%	16,10%	13,21%	6,67%
21:00	10,82%	8,99%	15,33%	15,45%	13,54%	12,24%	10,96%	15,19%	15,51%	20,89%	18,07%	10,45%
22:00	16,88%	18,63%	25,59%	20,84%	18,76%	17,18%	16,09%	20,28%	24,69%	29,84%	28,99%	17,96%
23:00	28,73%	29,06%	36,41%	28,05%	25,18%	24,91%	22,99%	25,04%	32,56%	39,77%	38,14%	26,58%
24:00	40,28%	36,55%	45,62%	33,94%	32,83%	30,62%	28,65%	31,85%	29,54%	46,58%	45,38%	34,86%

	AÑO 2012					
Hora/Fecha	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
1:00	34,36%	37,13%	35,08%	32,16%	39,66%	34,60%
2:00	37,56%	40,13%	38,08%	35,91%	42,23%	38,64%
3:00	39,37%	41,85%	39,80%	37,61%	43,88%	40,26%
4:00	40,29%	43,02%	40,61%	38,62%	44,78%	41,02%
5:00	39,28%	42,05%	40,19%	37,70%	42,95%	40,25%
6:00	34,93%	38,05%	36,97%	33,37%	35,56%	35,38%
7:00	36,35%	39,09%	38,17%	35,11%	36,36%	38,28%
8:00	31,53%	33,88%	32,77%	29,51%	29,82%	30,59%
9:00	25,29%	26,69%	25,05%	21,89%	24,48%	22,74%
10:00	21,74%	22,65%	21,05%	17,21%	19,06%	17,81%
11:00	19,26%	20,41%	19,04%	14,84%	16,96%	15,40%
12:00	18,82%	19,99%	18,53%	14,38%	16,91%	14,80%
13:00	19,02%	20,53%	18,50%	15,10%	19,04%	16,49%
14:00	18,22%	19,78%	17,82%	14,25%	17,76%	15,27%
15:00	18,58%	19,89%	17,49%	13,85%	16,11%	14,42%
16:00	18,63%	19,94%	17,90%	14,14%	15,63%	15,26%
17:00	19,22%	21,12%	10,10%	15,51%	17,65%	17,40%
18:00	18,46%	21,08%	20,33%	16,09%	18,16%	17,61%
19:00	9,13%	9,05%	6,85%	6,81%	7,94%	3,71%
19:30	7,69%	7,19%	6,27%	6,17%	6,84%	3,55%
20:00	8,26%	7,62%	7,04%	6,90%	7,51%	4,77%
21:00	11,81%	12,61%	10,86%	9,30%	10,62%	9,09%
22:00	16,58%	18,35%	17,28%	13,00%	16,19%	16,22%
23:00	23,81%	25,48%	24,88%	21,37%	25,11%	24,37%
0:00	31,03%	32,65%	32,00%	28,57%	29,09%	31,45%

Fuente: CENACE

## RESERVA DE ENERGÍA

En la **Tabla 2.6** se indica la reserva de energía para las diferentes bandas horarias.

**TABLA No. 2. 6:** Reserva de energía en porcentaje

Demanda/Fecha	AÑO 2011											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Mínima	45,53%	40,82%	50,82%	37,55%	36,07%	35,89%	33,28%	36,09%	45,83%	50,92%	48,18%	39,27%
Media	30,52%	28,32%	34,57%	24,48%	23,50%	22,16%	20,80%	23,62%	29,54%	35,23%	34,00%	25,70%
Máxima	10,77%	8,99%	17,96%	11,63%	13,50%	12,76%	12,08%	16,62%	15,99%	21,34%	18,32%	10,55%

Demanda/Fecha	AÑO 2012					
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Mínima	34,86%	32,79%	36,12%	32,99%	37,98%	36,06%
Media	21,36%	24,05%	22,74%	18,35%	20,87%	19,80%
Máxima	11,52%	12,67%	11,60%	9,60%	11,22%	9,25%

Fuente: CENACE

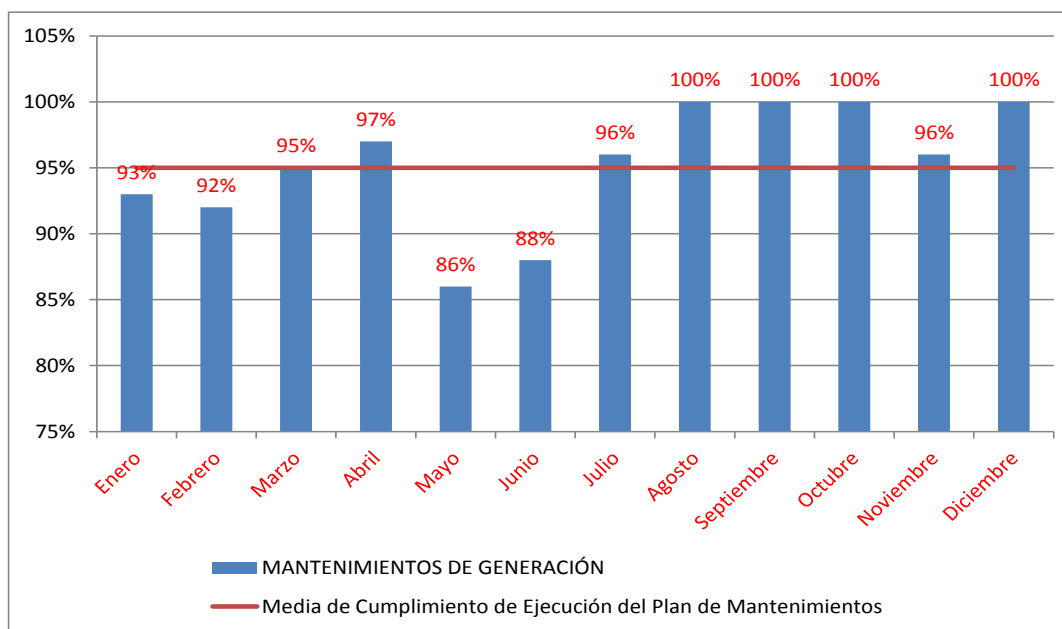
Nótese que en la demanda máxima se tienen niveles de reserva de energía inferiores al límite mínimo del 10 %; es decir, existe el riesgo de no abastecer las necesidades energéticas del corto plazo.

### 2.4.4 Ejecución de los planes de mantenimiento de generación

Sobre la base de la información de los mantenimientos de generación emitida por el CENACE, se procedió a evaluar mensualmente la ejecución de los mismos para el periodo comprendido entre enero y junio de 2012.

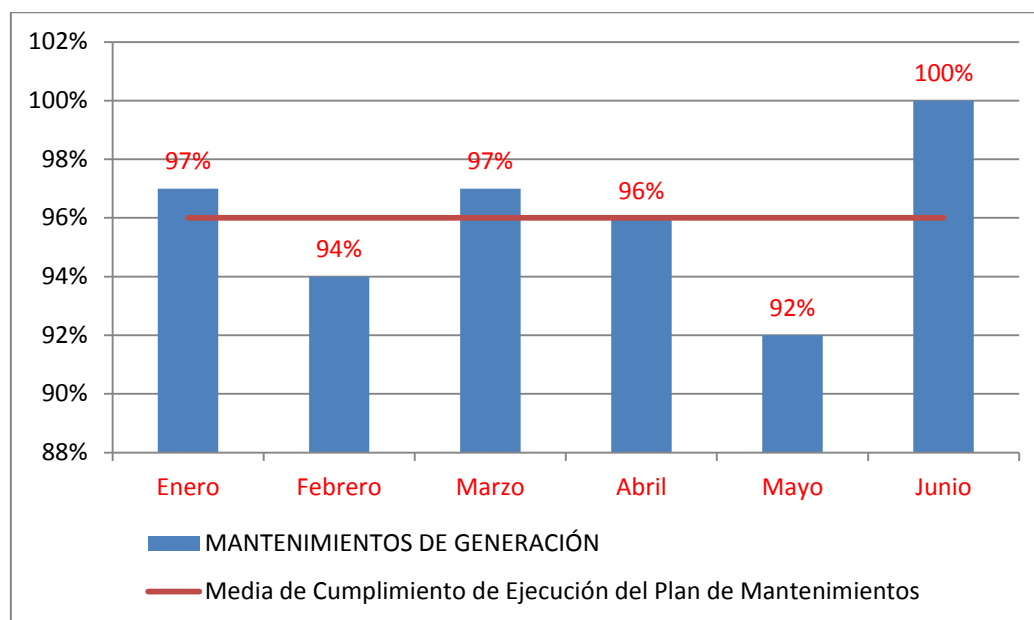
$$Ejec\ Plan\ Mantenimiento\ \% = \frac{Número\ de\ mantenimientos\ ejecutados}{Número\ de\ mantenimientos\ programados} \cdot 100$$

Como criterio de cumplimiento este índice debe ser igual o mayor al 95%.



**FIG. No. 2. 3:** Gráfica de cumplimiento de la ejecución del plan de mantenimiento de generación - año 2011

En el mes de mayo de 2011, el nivel de cumplimiento en la ejecución del plan de mantenimientos fue sensiblemente menor al de los demás meses, producido por el diferimiento de los mantenimientos de las centrales El Descanso y Guangopolo.

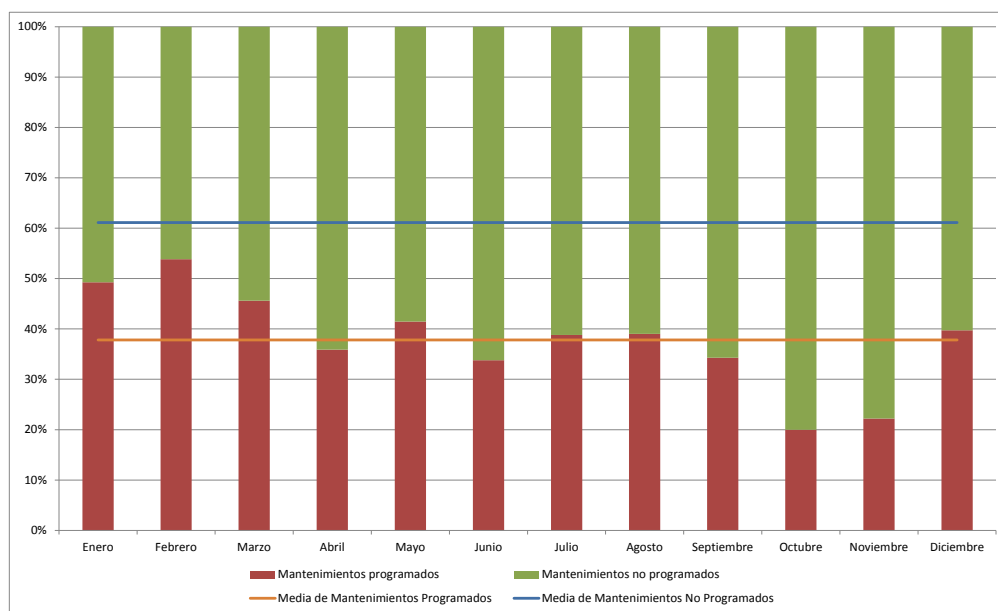


**FIG. No. 2. 4:** Gráfica de cumplimiento de la ejecución del plan de mantenimiento de generación - año 2012

En el mes de febrero de 2012, el nivel de cumplimiento en la ejecución del plan de mantenimientos fue menor al de los demás meses, debido a la suspensión del mantenimiento de la central Guangopolo; mientras que, en el mes de mayo, se produjo por el diferimiento de los mantenimientos de las centrales Saucay y San Francisco.

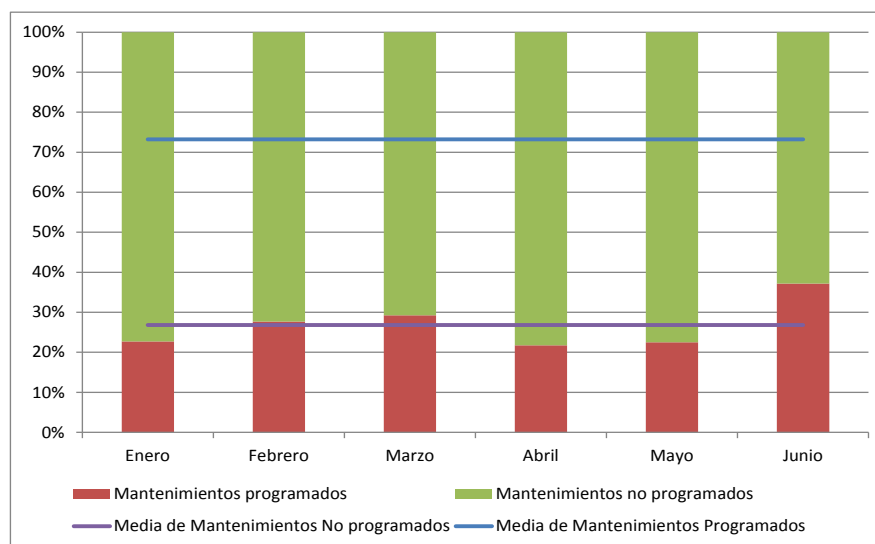
En promedio para el periodo analizado, enero de 2011 a junio de 2012, el cumplimiento de los mantenimientos programados es del 96 %, con una desviación estándar del 3%.





**FIG. No. 2. 5:** Relación entre los mantenimientos programados y no programados - año 2011

La media de los mantenimientos no programados en el año 2011, supera en un 24 % al promedio de los mantenimientos establecidos en el plan anual elaborado por el CENACE.



**FIG. No. 2. 6:** Relación entre los mantenimientos programados y no programados – año 2012

Para el 2012, la diferencia entre los promedios de los mantenimientos no programados y los programados es de un 46 %, lo que significa que el problema de la indisponibilidad de generación asociada a la ejecución de mantenimientos, no radica en el cumplimiento del plan anual elaborado por el CENACE, sino más bien en el número elevado de mantenimientos emergentes.

Considerando que la diferencia entre el porcentaje de mantenimientos no planificados con respecto a los planificados es mayor en el 2012 que en el 2011; se puede concluir que es necesario implementar

una política de gestión de activos, encaminada a la reducción de las paradas emergentes. La gestión del mantenimiento preventivo es un concepto moderno que se aplica a nivel mundial.<sup>2</sup>

## 2.4.5 Índice de indisponibilidad de generación

Los valores que se muestran en la **Tabla 2.7**, son los estándares de indisponibilidad aceptable en el SNI, los mismos que corresponden a metas internacionales que han sido adoptadas por CELEC EP<sup>3</sup>:

**TABLA No. 2. 7:** Porcentajes aceptables de indisponibilidad de generación

Generación	Indisponibilidad de generación
Hidráulica	3 %
Térmica	7 %

A partir de la información proporcionada por el CENACE, se calculó la indisponibilidad de generación. El período de estudio está comprendido entre enero de 2011 y abril de 2012.

El porcentaje de indisponibilidad de generación se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$Indisponibilidad\% = \frac{\sum \text{Potencia indisponible} \bullet \text{Horas indisponibles}}{\sum \text{Potencia total} \bullet \text{Horas totales}} \bullet 100$$

Donde:

La indisponibilidad de generación se calcula de la siguiente forma:

$$Potencia\ Indisponible = (Potencia\ Nominal\ Instalada - Potencia\ Disponible) [MW]$$

Para el cálculo de los porcentajes de indisponibilidad se consideraron las centrales más en el periodo de estudio, su representatividad en el despacho económico, y su sensibilidad en el cálculo del índice.

El criterio de representatividad se estableció excluyendo a las centrales cuya indisponibilidad no afectaba en el cómputo final del índice.

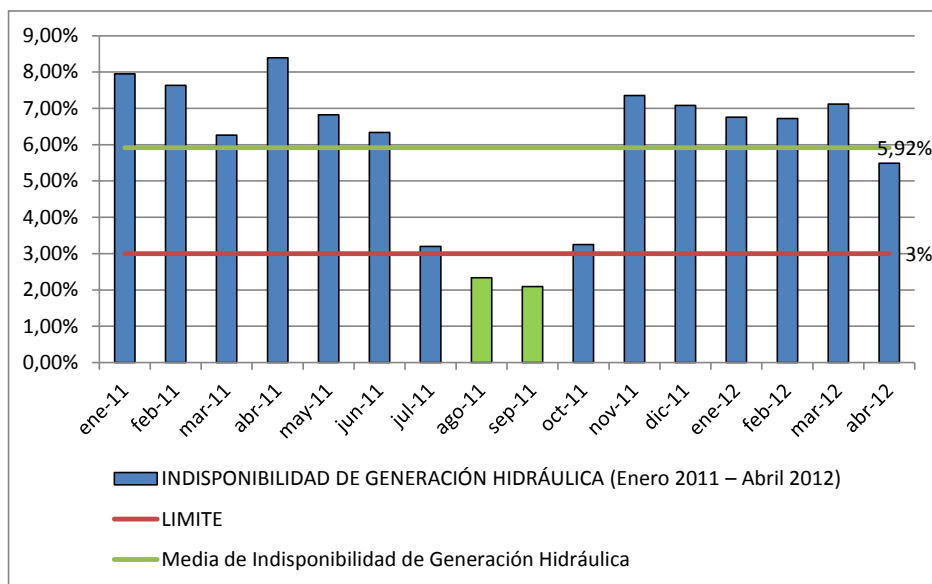
**TABLA No. 2. 8:** Centrales evaluadas

CENTRALES EVALUADAS
---------------------

<sup>2</sup> Ejemplo de esto es la introducción paulatina de las Publicly Available Specification PAS 55 en CELEC EP, como parte de un programa de gestión de activos desarrollado desde el 2012.

<sup>3</sup> Metas internacionales de la Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America - NERC. Metas adoptadas por CELEC EP.

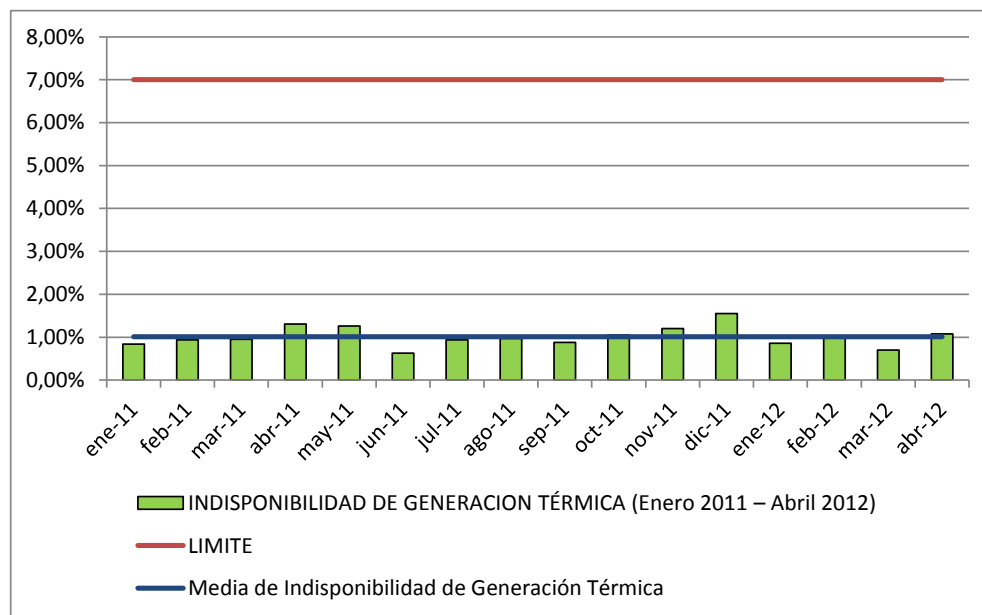
Hidráulicas	Térmicas
Paute	Esmeraldas
Mazar	Trinitaria
Agoyán	Gonzalo Zevallos
San Francisco	Termogás Machala
Pucará	Enrique García
Marcel Laniado	Aníbal Santos
	Álvaro Tinajero
	Victoria II



**FIG. No. 2. 7:** Indisponibilidad de generación hidráulica (enero 2011 – abril 2012)

En la **Figura 2.7** se muestra el porcentaje de indisponibilidad de la generación hidráulica. Nótese que los únicos meses que cumplen con menos del 3% de indisponibilidad son agosto y septiembre de 2011.

El alto nivel de la indisponibilidad hidráulica indica una alarma que está relacionada con la reserva para el control de la frecuencia; es decir, puede afectar la seguridad en la operación del sistema, en caso de falla.



**FIG. No. 2. 8:** Indisponibilidad de generación térmica (enero 2011 – abril 2012)

En la **Figura 2.8** se muestra la indisponibilidad de las centrales térmicas analizadas. En este caso se puede observar que para todo el periodo de estudio, el porcentaje de indisponibilidad está por debajo del margen de seguridad establecido (7%).

#### 2.4.6 Cálculo del índice de pronóstico de caudales promedio semanales

Para el cálculo del índice de pronóstico de los caudales promedio semanales se utiliza una base de datos desde diciembre de 2009 hasta junio de 2012, cuya fuente es el CENACE.

El desvío de los pronósticos de los caudales se lo realiza de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Desvío}(\%) = \left( 1 - \frac{\text{No. de semanas con desvío}}{\text{No. de semanas del trimestre}} \right) \cdot 100$$

Donde:

Desvío: el caudal semanal real debe estar dentro de los límites superior e inferior del intervalo pronosticado por el CENACE. Estos límites se establecen semanalmente a partir de la desviación estándar del pronóstico, con un nivel de confianza del 80%.

Cabe indicar que para calificar el pronóstico como bueno, el CENACE ha establecido un límite del 92%; considerándose además los siguientes estándares de cumplimiento:

**TABLA No. 2. 9:** Estándares aceptados por el CENACE para evaluar el cálculo del promedio de caudales promedio semanal

100%	Operación Normal
99-91%	Leve Riesgo
90-83 %	Existe Riesgo
< 82%	Peligro

Varios años atrás el sistema

eléctrico del país contaba con

mediciones hidrológicas de diferentes cuencas geográficas. Hoy en día esta información ya no está disponible porque no existen los equipos para la recopilación de la misma, lo que genera incertidumbre en los pronósticos de los caudales, los mismos que están sujetos a estimaciones y no a mediciones reales.

Dicha incertidumbre se debe a la dificultad técnica para la obtención de la información primaria; por lo que es recomendable realizar mediciones permanentes de los caudales en los ríos afluentes a los embalses del SNI, con el fin de obtener registros de los valores mínimos, máximos e intermedios. Esta incertidumbre justifica el criterio de mantener los niveles de reserva de energía y de potencia por encima del 10 % establecido por el CENACE.

## **2.5 Escenario de expansión de referencia**

Conforme la demanda eléctrica del Ecuador proyectada para el periodo 2013-2022 y propuesta en el Capítulo 1 (Estudio y Gestión de la Demanda) de este Plan, para establecer el escenario Base de la expansión de la generación, se tomó como referencia la Hipótesis 5 de crecimiento de la demanda, la cual considera las políticas oficiales entregadas al CONELEC por parte del MEER como directrices para el establecimiento de criterios en la planificación de la expansión eléctrica del S.N.I.

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

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

El ingreso masivo de cocinas está previsto, en valores acumulativos, de la siguiente manera:

**TABLA No. 2. 10:** Plan de ingreso acumulativo de cocinas de inducción en el S.N.I.

AÑO	NUM. UNIDADES	% PENETRACION (a los usuarios)
2015	350.000	8
2016	1.400.000	33
2017	3.500.000	80
2018	3.753.820	83
2019	4.017.703	86
2020	4.291.956	90
2021	4.420.586	90
2022	4.538.136	90

Las hipótesis de crecimiento de la demanda consideradas en el presente plan se enumeran a continuación:

1. **Hipótesis 1:** Línea base de proyección; crecimiento tendencial del consumo (análisis econométricos y proyecciones estadísticas).
2. **Hipótesis 2:** Hipótesis 1 + cargas de proyectos mineros, industrias siderúrgicas y cementeras, transportación eléctrica, abastecimiento petrolero, proyectos de eficiencia energética y cambio de la matriz productiva, ciudad del conocimiento (Yachay).
3. **Hipótesis 3:** Hipótesis 2 + 3,5 millones de cocinas eléctricas desde 2015 a 2017 y luego hasta llegar al 90% de penetración en el 2022.
4. **Hipótesis 4:** Hipótesis 2 + demanda de la Refinería del Pacífico (400 MW).
5. **Hipótesis 5:** Hipótesis 3 + demanda de la Refinería del Pacífico.
6. **Hipótesis 5':** Variante de Hipótesis 5 (1 millón de cocinas) + demanda de la Refinería del Pacífico.

## 2.5.1 Criterios de selección de escenarios

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

### 2.5.1.1 Escenario base

Este escenario de planificación se refiere a aquel con características elementales tanto en demanda como en generación; es decir, se refiere a la expansión requerida para suplir las necesidades del Ecuador de manera autónoma, sin interconexiones ni intercambios energéticos a través de los enlaces internacionales y con suficientes niveles de reserva para cumplir con los criterios técnicos de seguridad, calidad y confiabilidad.

En este escenario, los proyectos emblemáticos tienen su ingreso y aporte al S.N.I. en las fechas programadas: 2014, 2015 y 2016. Debido al crecimiento de la demanda bajo la Hipótesis 5, para los años 2017 y 2018 se requerirán proyectos de generación hidroeléctrica adicionales y proyectos de generación térmica eficiente que podrían utilizar gas natural o algún otro combustible fósil (150 MW térmicos para el estiaje de 2014). Para dicha hipótesis de crecimiento de la demanda, los proyectos térmicos; Esmeraldas II, Machala Gas 3ra Unidad, y Térmico Machala Ciclo Combinado, no deben

retrasar su ingreso ya que su aporte es imprescindible para brindar las reservas y firmeza energética necesaria durante los periodos de estiaje de los años 2013, 2014 y 2015, durante los cuales se concretarán los grandes proyectos hidroeléctricos de la vertiente del Amazonas y del Pacífico.

A partir del ingreso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el abastecimiento de la demanda proyectada permanece sin mayor variación. Sin embargo, ante el ingreso masivo de cocinas eléctricas serán necesarios proyectos adicionales que permitan cubrir la demanda proyectada manteniendo adecuados niveles de reserva que brinden firmeza al sistema, especialmente en época de estiaje.

Los proyectos necesarios para su ingreso en operación y que deberán iniciar ya en 2013 con sus estudios definitivos, según la **Tabla No. 2.11** son:

- Hidroeléctricos: para operar en el 2016, Soldados Minas Yanuncay y La Merced de Jondachi; para operar en el 2017, Tigre (80 MW); para operar en el 2018: Sabanilla (30 MW); y, para contar con su aporte en el año 2021 se han proyectado: Chontal-Chirapí (351 MW) y Paute-Cardenillo (564 MW), respectivamente;
- Térmicos: en el 2014 Proyecto Térmico en Guayaquil (150 MW), Gas Ciclo Simple (250 MW) y Térmica a Gas de Ciclo Combinado (125 MW) en 2017.

En este escenario, las posibilidades de exportación se circunscriben a periodos en los que existen excedentes en generación; es decir, periodos en los cuales existe suficiente firmeza en el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico nacional. En los periodos en los cuales la generación hidroeléctrica es insuficiente, se complementará la generación con centrales térmicas a gas y/o combustibles fósiles de producción nacional.

#### *2.5.1.2 Inversiones bajo diferentes escenarios de demanda*

Para los diferentes escenarios e hipótesis de demanda, la sensibilidad de inversión en los proyectos de generación necesarios ante dichos cambios se describe en la **Tabla No. 2.12**.

En esta tabla, se presenta el plan de inversiones para la Hipótesis 5, una comparación de los resultados obtenidos para la Hipótesis 4 (sin cocinas) e Hipótesis 5' (1 millón de cocinas y RdP).

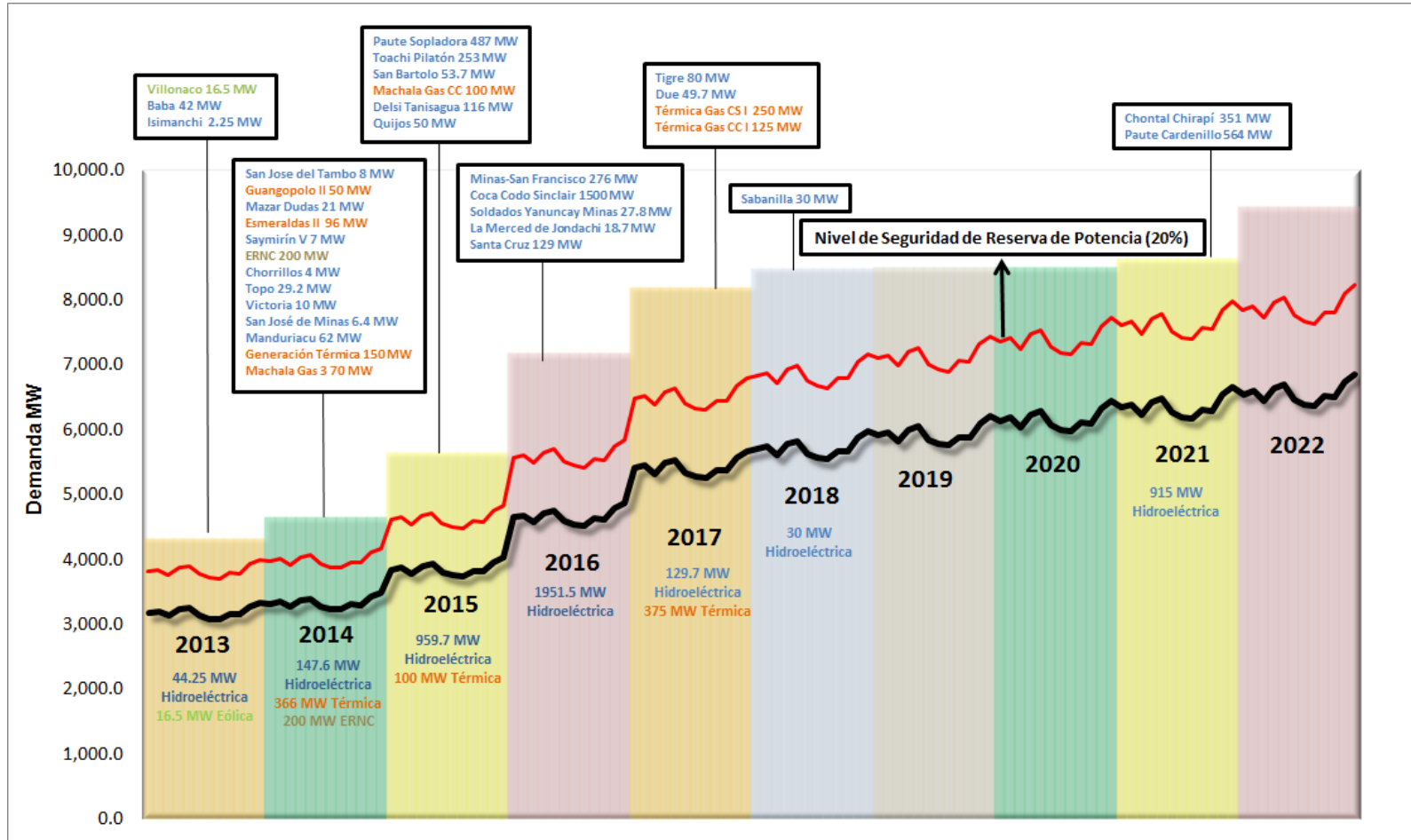
Para el Caso 3 de Generación (Hipótesis 4 de demanda) no se considera la demanda de las cocinas eléctricas ni la exportación y se supone una disponibilidad mayor de gas del Golfo de Guayaquil con 1100 MW (por confirmarse con los estudios de reservas probadas, probables y posibles, de Petroecuador EP).

Para el Caso 4, que toma en cuenta: un millón de cocinas eléctricas, alimentación a la Refinería del Pacífico (375 MW) y la disponibilidad probada de gas del Golfo para 375 MW en dos unidades térmicas (Ciclo combinado), se consideró una fuente segura de producción eléctrica a la generación con gas, por su rápida instalación y operación eficiente, para brindar condiciones de firmeza en el sistema y zonas cercanas a la Refinería del Pacífico.

**TABLA No. 2. 11: Plan de Expansión de la Generación 2013-2022.**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón	Monto por invertirse hasta 2022 (USD)
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Eólico	16,5	64	Loja	Loja	14.390.338
jun-13	Baba	Hidroibral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	Los Rios	Buena Fé	15.925.721
oct-13	Ismanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	788.665
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	Bolívar	Chilanes	11.881.083
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	Pichincha	Quito	29.789.269
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	Cañar	Azogues	36.895.023
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	Esmeraldas	Esmeraldas	77.010.600
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	Azuay	Cuenca	6.016.072
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	Varias	Varios	579.500.000
jul-14	Chorrillos	Hidroazamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	5.607.660
ago-14	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	Tungurahua	Baños	25.769.923
sep-14	Victoria	HidroVictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	Napo	Quijos	9.647.764
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	11.200.000
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	Pichincha	Quito	117.900.000
dic-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	El Oro	Machala	83.624.176
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051,2	Guayas	Guayaquil	195.000.000
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448.962.923
may-15	Toachi - Platan	Hidrotoachi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341.640.104
may-15	San Barbo	HidroSanbarbo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63.020.000
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	El Oro	Machala	167.005.757
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	Zamora Chinchipe	Zamora	120.384.060
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemonte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	Napo	Quijos	86.409.669
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjibones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419.025.709
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbacui	1.482.772.582
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaustro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	59.017.586
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	Napo	Archidona	30.188.491
dic-16	Santa Cruz	HidroCruz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	Zamora Chinchipe	El Pangui	250.000.000
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173.760.000
jul-17	Due	HidroDue S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	420,9	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70.333.050
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	Guayas	Guayaquil	325.000.000
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	Guayas	Guayaquil	162.500.000
may-18	Sabanilla	HidroSabanilla S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	Zamora Chinchipe	Zamora	60.133.365
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enemonte	Pre factibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.765,9	Pichincha	Quito	561.380.000
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.355,8	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041.000.000
	<b>TOTAL</b>					<b>5.227</b>	<b>30.142</b>			<b>7.083.499.590</b>





**FIG. No. 2. 9:** Infraestructura en Generación para el Plan de Expansión de Generación 2013-2022

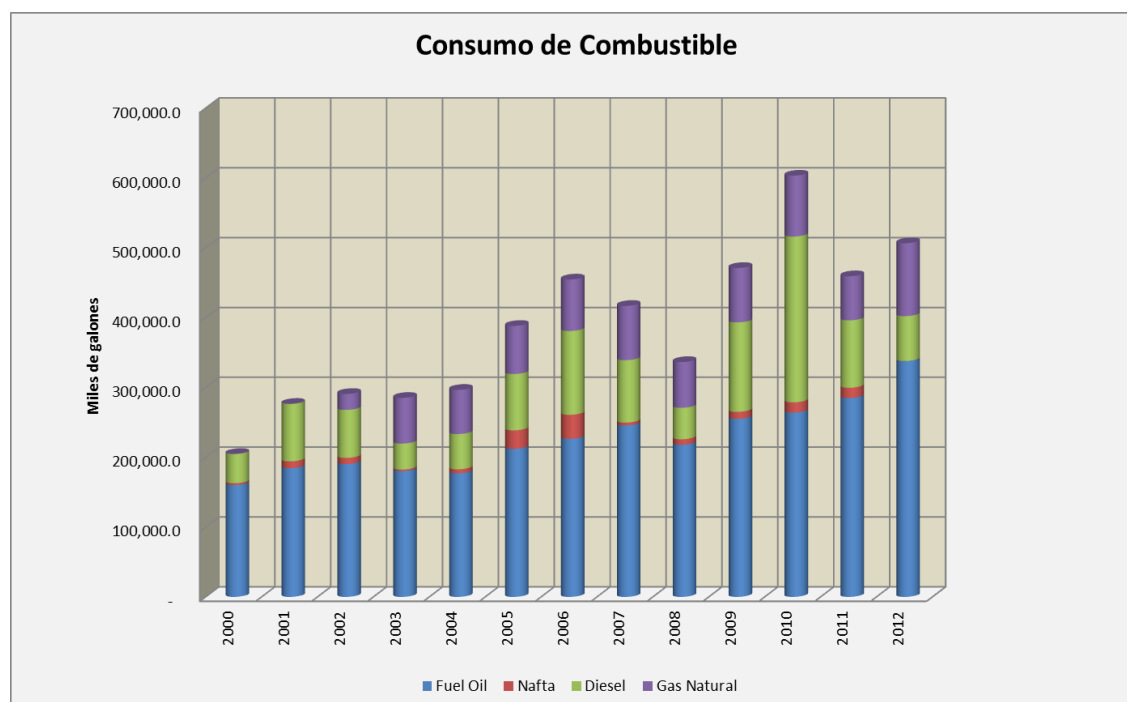
**TABLA No. 2. 12:** Variación de inversiones en generación con diferentes escenarios de demanda.

ESCUENARIO DEMANDA	ESCUENARIO GENERACION	POLITICAS			CONSIDERACIONES			PROYECTOS DE GENERACIÓN ADICIONAL			
		COCINAS	REFINERIA DEL PACIFICO	INTERCONEXION 500 kV	Eólico	Geotérmico	Gas	HIDROELECTRICOS	Costos estimados Hydro	TERMICOS GAS	Costos estimados Gas
Hipotesis 5: Proyección de Demanda 3,5 MM Cocinas y RDP	CASO BASE	3,5 MM en 3 años (1M/año: 2015-2017) 90% penetracion	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	No	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Disponibilidad a 250 MW	ENE-2017 : Tigre 80 MW	174	SEPT-2017 : Ciclo Simple I 250 MW	325
								DIC-2021 : Cardenillo 564 MW. Chontal-Chirapi 351 MW	1,603	SEPT-2017 : Ciclo Simple I 125 MW	162,5
								Inversión Hydro	1,777	Inversión Térmicas	488
									MM USD	Inv. Gen. Caso Base: TOTAL	2.264,5
Hipotesis 5: Proyección de Demanda 3,5 MM Cocinas y RDP	CASO DOS	3,5 MM en 3 años (1M/año: 2015-2017) 90% penetracion	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	No	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Total disponibilidad de Gas. Campo Amistad: 1100 MW	Ninguno	0	OCT-2018 : Ciclo Simple I 140 MW	182
									0	OCT-2020 : Ciclo Combinado 640 MW	832
									0		1,014
									MM USD	Inv. Gen. Caso Dos: TOTAL	1,014
Hipotesis 4: Proyección de Demanda Industrial y Transporte y RDP (sin cocinas)	CASO TRES	Sin cocinas	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	No	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Total disponibilidad de Gas. Campo Amistad: 1100 MW	Ninguno	0	Ninguno	0
									0		0
									0		0
									MM USD	Inv. Gen. Caso Tres: TOTAL	0
Hipotesis 5': Proyección de Demanda 1MM Cocinas y RDP	CASO CUATRO	1 MM cocinas escalonado entre 2015 y 2020	375 MW (400 MW con perdidas 230 kV)	Si	Sin proyectos eólicos luego de Villonaco	Ninguno	Disponibilidad a 250 MW ciclo simple y 125 MW ciclo combinado	Ninguno	0	OCT-2017 : Ciclo Simple I 250 MW	325
									0	OCT-2020 : Ciclo Combinado 125 MW	163
									0		487,5
										Inv. Gen. Caso Cuatro: TOTAL	487,5

## 2.6 Consumo total del parque generador

El incremento de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles ha permitido satisfacer la demanda en época de estiaje; sin embargo, esto ha implicado mayores costos de generación debido al crecimiento del consumo anual de diésel, fuel oil, nafta y residuo.

El historial, desde el año 2000 hasta el 2012, del consumo de combustibles líquidos del parque generador se presenta en la **FIG. No. 2.10**:



**FIG. No. 2. 10:** Consumo de combustibles periodo 2000 – 2012

**FUENTE:** CONELEC, Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 1999 - 2012.

## 2.7 Recursos no renovables, situación actual

La política considerada en la expansión de la generación es la de cambiar la matriz energética al uso de la hidroelectricidad y del gas natural del Golfo de Guayaquil; así como la disminución en el uso de combustibles líquidos derivados del petróleo: diésel, fuel oil, nafta, crudo y residuo. Con el Plan propuesto se pretende disminuir en forma drástica el consumo de los citados combustibles, que serían utilizados especialmente en la época de estiaje de las dos vertientes (octubre a diciembre).

La empresa estatal Petroecuador EP anunció en octubre de 2012 que aumentará su producción de gas natural en 23 millones de pies cúbicos por día (MPC/día), gracias a la instalación de una plataforma de aguas poco profundas en el Golfo de Guayaquil. Con ello la producción de gas natural

de la empresa pública estatal pasaría de 70 MPC/día a 100 MPC/día (Plan Maestro de Hidrocarburos-MRNNR-2013-2022).

Tomando como base las proyecciones de combustibles de Petroecuador EP, se ha definido, en forma conservadora, que luego de la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair, podrían instalarse 250 MW con ciclo simple y 125 MW con ciclo combinado (total 375 MW), con gas natural del Golfo de Guayaquil; potencia que podría modificarse dependiendo de las reservas probadas de gas natural en el golfo, que al momento se encuentra en fase de estudio y que concluiría a finales de 2014.

### **2.7.1 Planes de eficiencia de centrales de MCI y CC**

El 23 de septiembre de 2011, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, firmó un contrato por un valor de USD 28.862.000, con la empresa General Electric, para la reubicación de 6 turbinas de 20 MW de capacidad cada una, desde la Central Pascuales, provincia del Guayas, a Bajo Alto, en la provincia de El Oro.

El proyecto tuvo como propósito el cambio de combustible de las turbinas General Electric TM 2500 de diésel a gas natural con los consiguientes beneficios económicos y ambientales. Esta reubicación culminó en el primer trimestre de 2012.

Debido a la incorporación en el sistema eléctrico nacional de grandes proyectos hidroeléctricos a partir del 2014, el despacho económico en el S.N.I. de centrales ineficientes será mínimo, por lo que, en la zona de Guayaquil se podrían tener inconvenientes de voltaje. Para atenuar este efecto será necesaria la generación forzada tanto en condiciones de operación estable como ante contingencias. La propuesta de que mediante el uso del gas natural como fuente primaria de generación, se dispondría en el país de generación eficiente, menos contaminante y con ahorros significativos en cuanto a la operación del parque termoelectrico; resulta muy atractiva y se deberán iniciar con las gestiones y estudios para su desarrollo en el corto plazo.

El retomar antiguos proyectos de reconversión de plantas de generación térmica que utilizan combustibles como el diésel, por gas natural o combustibles más pesados y por ende más baratos, disminuiría las importaciones de combustibles y los costos de producción. En el año 2012, la CELEC contando con la colaboración de la Corporación CENACE y del CONELEC, realizó el estudio denominado: “Análisis de la conversión de la generación de seguridad en la zona de Guayaquil para la utilización de gas natural del golfo durante el período 2013 – 2023”. En el citado estudio se determina la mínima generación que deberá operar en el área de Guayaquil con el objeto de contar con condiciones operativas que garanticen adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el sistema. La generación mínima de seguridad ha sido ubicada, en base a criterios técnicos, en las Centrales Térmicas Gonzalo Zevallos (TV2 y TV3) y Trinitaria.

Los análisis realizados determinan que el uso del gas natural del Golfo de Guayaquil en las centrales Trinitaria y Gonzalo Zevallos produce significativos ahorros en los costos operativos del sistema eléctrico nacional, con bajos costos de inversión para el sector eléctrico. El uso del gas natural permite mejorar la disponibilidad de generación térmica barata, eficiente y menos contaminante, disminuyendo considerablemente los costos de generación.

La Gerencia de Gas Natural de Petroecuador EP ha realizado los estudios pertinentes concluyendo que existen las suficientes reservas para utilizar este recurso en la generación eléctrica; las proyecciones de producción de gas serían confirmadas en el 2014.

El cambio de tipo de combustible está supeditado a la construcción del gaseoducto desde el campo Amistad hacia la ciudad de Guayaquil (principal centro de consumo energético del país) por parte de Petroecuador EP. La factibilidad de esta importante obra para el sector energético ecuatoriano deberá ser evaluada en función no solo de los beneficios que produzca para el sector eléctrico sino considerando los ahorros para otros sectores productivos de uso energético intensivo.

La demanda de gas natural por parte del sector eléctrico durante la presente década podría ser cubierta con la actual “Estructura Amistad”. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que los requerimientos de gas a partir del año 2015 tienen un patrón estacional debido a la generación hidroeléctrica, bajo el cual la generación de Bajo Alto es requerida de forma puntual durante los períodos lluviosos.

La característica estacional del sistema eléctrico ecuatoriano, resultante del alto componente hidráulico de la vertiente oriental, determina que se deba analizar conjuntamente con Petroecuador EP los esquemas de manejo del suministro de gas al sector eléctrico, con miras a reducir los costos operativos totales.

Por la importancia del sector eléctrico en el contexto energético del país, se ha realizado un acercamiento con el sector petrolero para establecer políticas comunes para la explotación y uso de los recursos no renovables, en especial el gas natural. Con el objeto de que los planes de expansión de ambos sectores permitan alcanzar la optimización global de los recursos energéticos primarios del país, la proyección de la demanda y el Plan de Expansión de Generación han considerado la conexión del sistema petrolero ecuatoriano, tanto público como privado, con el S.N.I.

La industria petrolera es intensiva en el consumo de energía eléctrica. Los principales usuarios son:

- Bombas electro sumergibles para extraer petróleo, agua y gas asociado de los correspondientes reservorios.
- Transporte secundario del fluido de los pozos hacia las instalaciones de producción donde el petróleo, agua y gas asociado son separados.
- Instalaciones de producción con sus respectivos campamentos, sistemas de separación, estaciones de bombeo, sistemas Booster para inyección de agua, entre otros.
- Inyección de agua, ya sea en las instalaciones de producción o en las islas de inyección.

La práctica común de la industria petrolera ha sido, por una parte, quemar el gas asociado (recurso natural no renovable) y, por otra, generar energía eléctrica usando diésel, del cual Ecuador es deficitario.

Según información proporcionada por Petroamazonas EP, se tienen los siguientes datos relevantes:

- Por cada 10 MW que se genera con diésel, el estado ecuatoriano pierde USD 17.000.000 al año, si se considera costo de capital, combustible, operación y mantenimiento.
- Cada 1 millón de pies cúbicos de gas asociado quemado por día, representa USD 10.000.000 por importación de diésel por año.
- La generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (8.743 GWh/año) desplazaría la generación con crudo, lo cual representaría ingresos adicionales de 200 millones de dólares por año.

Petroamazonas EP inició en el año 2008 un cambio en su matriz energética, con el objeto de hacer mejor uso de sus recursos no renovables para generación eléctrica, reduciendo costos y el impacto

ambiental. Hasta la fecha se han ahorrado más de USD 127.000.000 por el desplazamiento de la generación a diésel con generación a gas asociado y crudo.

La demanda eléctrica del sector petrolero, a diciembre de 2011, fue del orden de los 400 MW. Actualmente esta demanda se abastece con más de 250 unidades de generación descentralizadas y dispersas en el Distrito Amazónico. Se tiene previsto que con la entrada de las grandes centrales hidroeléctricas: Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi Pilatón, entre otras, se pueda abastecer al sector petrolero con hidroelectricidad y gas asociado exclusivamente. Sin embargo, de presentarse condiciones hidrológicas extremas, el bloque de generación petrolera podría inyectar energía al S.N.I., con lo cual se incrementaría la reserva de potencia y energía.

## **2.8 Nuevas centrales y proyectos por construirse**

Con las nuevas condiciones de demanda planteadas: ingreso de los proyectos de cocinas eléctricas, Metro de la ciudad de Quito, Tranvía de Cuenca, Refinería del Pacífico, industrialización del país, Yachay, entre otras (Hipótesis 5), y el cumplimiento del cronograma para los proyectos considerados en el PME 2012-2021; los resultados de la modelación a través de los modelos SDDP y OPTGEN para el período 2013-2022, muestran nuevas necesidades de implementación de proyectos de generación, con los cuales se estaría abasteciendo la demanda considerada en la Hipótesis 5.

A continuación se resumen los proyectos obtenidos para el nuevo PME 2013-2022 y que constan en la **Tabla 2.13**, describiéndose aquellos proyectos que se encuentran en estado de licitación, contratación de diseños definitivos y estudios definitivos y que, conforme a sus fechas previstas, han sido seleccionados por el programa de optimización técnico económica OPTGEN-SDDP. Se toma en cuenta el concepto de planificación a largo plazo (**Anexo 2.C**); en el cual las necesidades de cubrir la demanda es considerada mediante el ingreso de nuevas fuentes de generación disponible del Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación, algunos de los cuales se encuentran aún sin estudios definitivos, y que deberán tener listos sus estudios e iniciar incluso su construcción para que puedan aportar energéticamente al S.N.I. en las fechas previstas, de acuerdo a la planificación de largo plazo, tomando en cuenta que el tiempo de desarrollo de los estudios y la construcción toma alrededor de 5 o más años. Las nuevas necesidades de generación en el corto, mediano y largo plazo, que están siendo estudiadas por el sector público son:

### **Proyecto termoeléctrico Guangopolo II (50 MW)**

Conforme la información recibida de la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía del MEER, el convenio entre los gobiernos de Cuba y Ecuador, prevé la incorporación de unidades de generación térmica (MCI) en Guangopolo – Quito, con una capacidad de 50 MW para marzo de 2014.

### **Proyecto termoeléctrico Machala Gas 3ra. unidad (70 MW)**

Para la optimización del uso del gas natural del Golfo de Guayaquil se plantea la complementación de un ciclo combinado en base a las dos turbinas de 65 MW instaladas actualmente en la central. Este proyecto en su primera fase contempla la instalación de una unidad a gas de 70 MW de capacidad, con lo que la potencia total instalada del complejo Termogas Machala alcanzaría los 340 MW en unidades de ciclo abierto (2X65 MW, 1X70 MW y 7X20 MW). Se prevé la operación comercial de esta etapa del proyecto para diciembre de 2014.

### **Generación Térmica (150 MW)**

Debido a condiciones de firmeza en el sistema eléctrico y a condiciones de seguridad y calidad en la zona de Guayaquil, será necesaria la operación de generación térmica, ya sea con gas del Golfo o combustibles fósiles eficientes para afrontar las condiciones de estiaje en diciembre de 2014.

#### **Proyecto termoeléctrico Machala Gas Ciclo Combinado (100 MW)**

La segunda fase del proyecto de configuración de un ciclo combinado implica la instalación de una unidad a vapor de 100 MW, que aprovecha el calor remanente de los gases de escape de tres unidades a gas (2X65 MW y 1X70 MW) de la central de Bajo Alto, para generar vapor a ser expandido en una turbina que cierra el ciclo. De esta manera la capacidad instalada en ciclo combinado alcanzará una potencia de 300 MW a partir de octubre de 2015. La capacidad total del complejo Termogás Machala alcanzará los 440 MW (140 MW corresponderán a 7 unidades TM2500 operando en ciclo abierto y 300 MW en ciclo combinado).

#### **Proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay (27,8 MW)**

Elecaustro S.A. se encuentra desarrollando los estudios para el proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay, con sus tres centrales: Alazán, San Antonio y Soldados, el cual se espera que esté operativo para marzo de 2016.

#### **Proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi (18,7 MW)**

CELEC EP - Termopichincha se encuentra desarrollando los estudios para el proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi, el cual se espera que esté operativo para octubre de 2016.

#### **Proyecto hidroeléctrico Tigre (80 MW)**

Los estudios del proyecto Tigre se encuentran concluidos y actualmente se gestiona el financiamiento que permitirá la ejecución del proyecto por parte de la empresa Hidroequinoccio EP. El proyecto se encuentra ubicado en la cuenca baja del río Guayllabamba, en los límites de las provincias de Pichincha, Imbabura y Esmeraldas. Posee una potencia de 80 MW instalada en 2 turbinas tipo Pelton. Su operación comercial está prevista para enero de 2017.

#### **Generación térmica Ciclo Combinado (375 MW)**

Con el mayor incremento de demanda al S.N.I. debido al ingreso de cocinas eléctricas, Refinería del Pacífico, entre otros, las condiciones de firmeza del sistema eléctrico deberán ser retornadas a niveles de seguridad y confiabilidad; por lo que, dependiendo de las probables reservas de gas del Golfo para generación eléctrica, se estudiará la instalación de una central de ciclo combinado de 375 MW para septiembre de 2017.

#### **Proyecto hidroeléctrico Chontal-Chirapí (351 MW)**

El proyecto estará a cargo de CELEC EP, unidad de negocio Enernorte. Se encuentra ubicado en la cuenca baja del Río Guayllabamba, provincia de Pichincha, pertenece a la vertiente del Pacífico y tendrá una potencia de 351 MW; su ingreso está proyectado para octubre de 2021.

#### **Proyecto hidroeléctrico Paute-Cardenillo (564 MW)**

Este proyecto hidroeléctrico de 564 MW es el cuarto salto del sistema hidroeléctrico del río Paute. Al momento se encuentra en fase de estudios de diseño definitivo y, conforme a los resultados del actual Plan de Expansión de la Generación, su ingreso es requerido para diciembre de 2021. Entre las 4 centrales que conforman el Proyecto Paute Integral aportarán al S.N.I un total de energía de 12.350 GWh/año, su ejecución se encuentra a cargo de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

### **Proyecto hidroeléctrico Río Zamora-Santiago (7.190 MW)**

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio Hidropaute impulsa el Proyecto Hidroeléctrico Río Zamora, estudiado a nivel de inventario por el ex INECEL entre los años 1970 y 1992.

La Comisión Federal de Electricidad de México (CFE), se encuentra realizando los estudios de Prefactibilidad Avanzada del Proyecto Hidroeléctrico Río Zamora, que incluye la actualización y el análisis, en forma integral, del potencial hidroenergético del tramo bajo del Río Zamora, entre las confluencias de los ríos Bomboiza y Namangoza. Adicionalmente, el análisis integral del potencial hidroenergético comprende el tramo inicial del río Santiago.

Se ha identificado un potencial de 3.565 MW (Río Santiago-G8) y un potencial energético por sobre los 15.000 GWh. Para todo el complejo hidroeléctrico (G10, G9 y G8) se estima una potencia total de 7.190 MW y una producción energética media anual de 30.785 GWh.

## **2.9 Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022**

En la **Tabla 2.13** se presenta el resumen del Plan de Expansión de Generación 2013-2022 que responde a la Hipótesis 5 de la proyección de la demanda.

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

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

### **2.9.1 Presupuesto de la expansión**

El presupuesto del Plan de Expansión de Generación 2013 – 2022 propuesto es el mostrado en la **Tabla No. 2.13**.



**TABLA No. 2. 13: Plan de Expansión de Generación 2013-2022**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia MW	Energía media GWh/año	Factor de planta	Provincia	Cantón	Monto por invertirse hasta 2022 (USD)
jun-13	Vilonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Eólico	16,5	64	44%	Loja	Loja	14.390.338
jun-13	Baba	Hidrofloral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	44%	Los Ríos	Buena Fé	15.925.721
oct-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	85%	Zamora Chinchipe	Chinchipe	788.665
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	64%	Bolívar	Chilanes	11.881.083
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	75%	Pichincha	Quito	29.789.269
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	68%	Cañar	Azogues	36.895.023
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	75%	Esmeraldas	Esmeraldas	77.010.600
mar-14	Saymirin V	Elecausto S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	52%	Azuay	Cuenca	6.016.072
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	22%	Varias	Varios	579.500.000
jul-14	Chorrillos	Hidroamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	67%	Zamora Chinchipe	Zamora	5.607.660
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	68%	Tungurahua	Baños	25.769.923
sep-14	Victoria	Hidrovidoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	73%	Napo	Quijos	9.647.764
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	71%	Pichincha	Quito	11.200.000
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	66%	Pichincha	Quito	117.900.000
dic-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	80%	El Oro	Machala	83.624.176
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051,2	80%	Guayas	Guayaquil	195.000.000
abr-15	Paule - Sopladora	CELEC EP - Hidropaule	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	66%	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448.982.923
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotopi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	54%	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341.640.104
may-15	San Bartolo	HidroSanbartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	75%	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63.020.000
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	80%	El Oro	Machala	167.005.757
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	89%	Zamora Chinchipe	Zamora	120.384.060
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	81%	Napo	Quijos	86.409.669
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjibones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	53%	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419.025.709
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	67%	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbagui	1.482.772.582
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecausto S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	78%	Azuay	Cuenca	59.017.586
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	70%	Napo	Archidona	30.188.491
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruc S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	68%	Zamora Chinchipe	El Pangui	250.000.000
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408,0	58%	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173.760.000
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Contrato firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	420,9	97%	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	70.333.050
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	80%	Guayas	Guayaquil	325.000.000
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	80%	Guayas	Guayaquil	162.500.000
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	80%	Zamora Chinchipe	Zamora	60.133.365
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enernorte	Prefectibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.765,9	57%	Pichincha	Quito	561.380.000
dic-21	Paule - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaule	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.355,8	68%	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041.000.000
	<b>TOTAL</b>					<b>5.227</b>	<b>30.142</b>	<b>66%</b>			<b>7.083.499.590</b>

### 1.9.1.1 Inversiones por proyecto

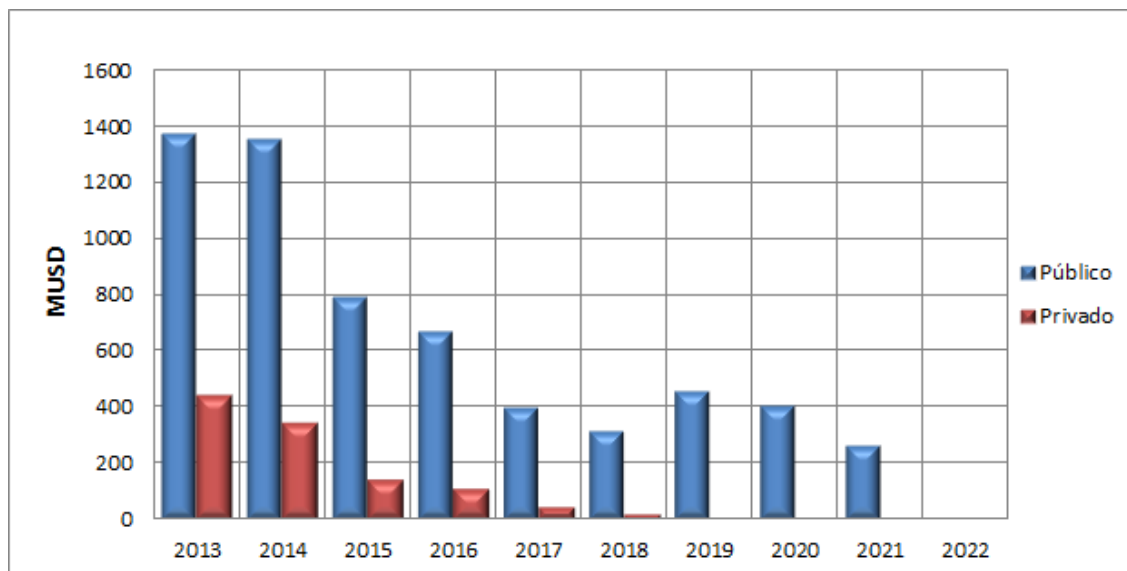
En la **Tabla No. 2.14** se presenta un desglose de costos de las inversiones públicas y privadas requeridas.

**TABLA No. 2. 14: Costos del Plan de Expansión de Generación 2013-2022**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia MW	Inversiones Públicas 2013-2022	Inversiones privadas 2013-2022
jun-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	14.390.338	
jun-13	Baba	Hidrolitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15.925.721	
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,25	788.665	
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0		11.881.083
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29.789.269	
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	Hidroeléctrico	21,0	36.895.023	
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77.010.600	
mar-14	Saymirín V	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	7,00	6.016.072	
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	ERNC	200,0		579.500.000
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	3,96	5.607.660	
ago-14	Topo	Pemaf Cía. Ltda.	Hidroeléctrico	29,2		25.769.923
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	9.647.764	
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	5,95		11.200.000
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	Hidroeléctrico	60,0	117.900.000	
dic-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	83.624.176	
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	Termoeléctrico	150,0	195.000.000	
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	448.982.923	
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoachi EP	Hidroeléctrico	253,0	341.640.104	
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Hidroeléctrico	48,1		63.020.000
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	167.005.757	
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	120.384.060	
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	50,0	86.409.669	
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	419.025.709	
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	1.482.772.582	
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	27,8	59.017.586	
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	30.188.491	
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Hidroeléctrico	129,0		250.000.000
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	80,0	173.760.000	
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Hidroeléctrico	49,7		70.333.050
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC EP	Termoeléctrico	250,0	325.000.000	
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC EP	Termoeléctrico	125,0	162.500.000	
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Hidroeléctrico	30,0		60.133.365
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	351,0	561.380.000	
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	564,0	1.041.000.000	
	<b>TOTAL</b>			<b>5.227</b>	<b>6.011.662.169</b>	<b>1.071.837.421</b>

### 1.9.1.2 Programación de desembolsos

En la **FIG. No. 2.11** se presenta el programa de desembolsos estimado para el periodo 2013 – 2022, necesario para la implementación del plan de expansión de generación propuesto.



**FIG. No. 2. 11:** Desembolso de capitales públicos y privados - periodo 2013-2022

## 2.10 Costos de la expansión de la generación

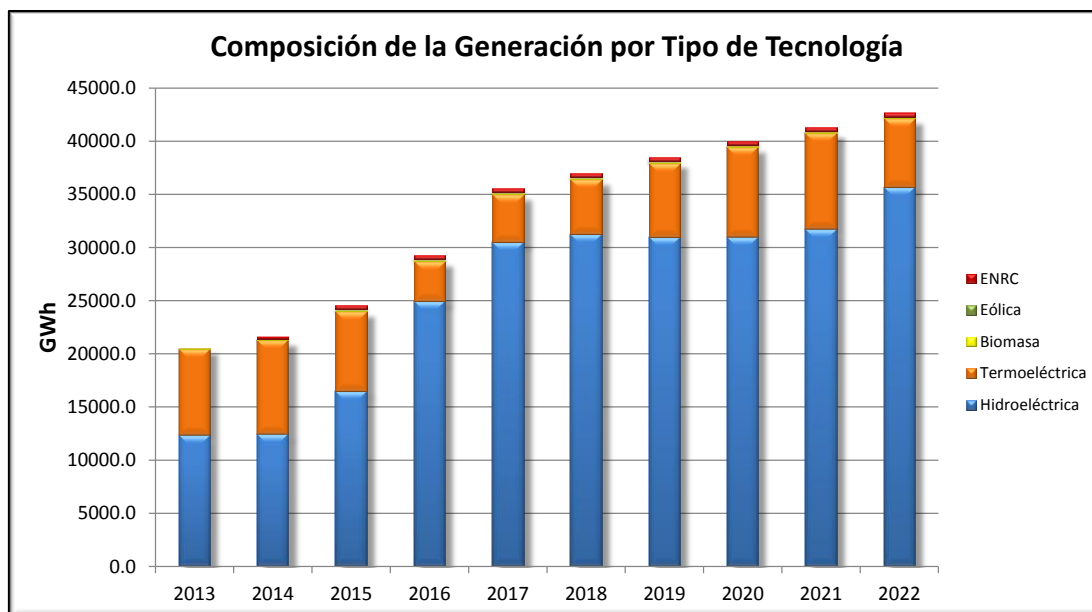
El Plan de Expansión de Generación 2013 – 2022 propuesto, representa una inversión por parte del Estado Ecuatoriano del orden de USD 6.012 millones y de USD 1.072 millones de empresas privadas de generación, con el detalle mostrado en la **Tabla 2.15**:

**TABLA No. 2. 15:** Inversiones para el Plan de Expansión de Generación 2013-2022

Resumen de Inversiones			
Año	Monto Público MM USD	Monto Privado MM USD	TOTAL MM USD
2013	1.293	434	1.727
2014	1.431	340	1.771
2015	792	136	929
2016	672	106	778
2017	398	39	437
2018	314	15	329
2019	456	0	456
2020	399	0	399
2021	257	0	257
2022	0	0	0
Total 2013-2022	6.012	1.072	7.083
Monto invertido hasta 2012	2.019	70	2.089

## 2.11 Generación por tipo de tecnología

En la **FIG. No. 2.12** se presenta la evolución proyectada de la generación por tipo de tecnología en el periodo 2013-2022. Se aprecia claramente que la matriz energética hacia el futuro se sustenta fundamentalmente en el aporte de energía hidroeléctrica, fruto de la consecución de los importantes proyectos actualmente en construcción y en estudios.



**FIG. No. 2. 12:** Composición de la generación por tipo de tecnología

## 2.12 Proyectos de generación con capital privado

La capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, actualizada a diciembre de 2012 es de 4.642,15 MW. La suma de las potencias de las centrales operativas del Sistema Nacional Interconectado y de las centrales operativas no incorporadas al S.N.I. es de 5.454,40 MW.

Si a la cifra anterior se añaden las potencias nominales de las interconexiones con Colombia (540 MW) y Perú (110 MW), da un gran total de 6.104,40 MW, que sería la potencia eléctrica total del Ecuador, incluidos Sistema Nacional Interconectado, Sistemas No Incorporados e Interconexiones Internacionales.

Para determinar la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, estimada a diciembre de 2012, fecha de terminación de la vigencia de las condiciones preferentes de la Regulación 004/11, se incorporaron los valores de la central eólica Villonaco (16,5 MW) y de la central hidroeléctrica Baba (42 MW), resultando: 4.700,65 MW.

El CONELEC realizó una estimación del 6% de la potencia instalada del Sistema Nacional Interconectado, éste valor resultó en **284 MW**, valor que fue utilizado para la aplicación de la Regulación CONELEC 004/11.

Al 31 de diciembre de 2012, los proyectos con energías renovables no convencionales (ERNC) privados que tienen firmado contrato o que se encuentran en trámite de permiso o concesión por parte del CONELEC son:

- a) Desarrollos Fotovoltaicos del Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico SHYRI – 1, 50 MW de capacidad, ubicado en el Distrito Metropolitano de Quito, parroquia de Calderón, provincia de Pichincha.
- b) Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Imbabura – Pimán, 25 MW de capacidad, ubicado en Pimán, provincia de Imbabura.
- c) Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Santa Elena, 25 MW de capacidad, ubicado en el cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena.
- d) Condorsolar S.A., Proyecto Fotovoltaico Condorsolar, 30 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- e) Generación de Energía Solar Solarconnection S.A., Proyecto Fotovoltaico Solarconnection, 20 MW de capacidad, ubicado en Cayambe – Tabacundo, provincia de Pichincha.
- f) Energía Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Manabí, 30 MW de capacidad, ubicado en Los Bajos – Montecristi, provincia de Manabí.
- g) Guitarsa S.A., Proyecto Fotovoltaico Vaiana, 20 MW de capacidad, ubicado en Cerecita, provincia del Guayas.

La suma de las potencias de los siete proyectos antes citados es de 200 MW.

1. Número de Certificados de Calificación otorgados y su capacidad:

En la sesión de 1 de noviembre de 2012, el Directorio del CONELEC autorizó la entrega del Certificado de Calificación a favor de las empresas siguientes:

- a) Enercay, Proyecto Fotovoltaico Mitad del Mundo 25 MW;
- b) Racalser y Asociados S.A., Proyecto Chota – Pimán 20 MW;
- c) Compesafer S.A. Proyecto Biomasa con Basura del Cantón Chone, 10,7 MW;
- d) Supergaleon S.A., Proyecto Fotovoltaico San Alfonso 15 MW;
- e) Energías Manabitas S.A., Proyecto Fotovoltaico Montecristi 30 MW;
- f) AtlanticEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Tonchigue 25 MW;
- g) AtlanticEnergy Ecuador S.A., proyecto Fotovoltaico Lagarto 25 MW;
- h) Gran Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Salinas 5 MW;
- i) Solar Energy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Rancho Solar Catamayo 20 MW;
- j) SunEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Solar Villa Cayambe 20 MW;
- k) GalapagosPower S.A., Proyecto Fotovoltaico Zapotillo 20 MW;

La capacidad total de los certificados antes indicados es: 215,7 MW.

2. Número de solicitudes

Se han ingresado un total de 131 solicitudes de proyectos de generación de energía fotovoltaica, de los cuales, 41 son mayores a 1 MW, y 90 menores a 1 MW.

Por Resolución del Directorio del CONELEC, en sesión de 27 de diciembre de 2012, se reformó la Regulación CONELEC-004/11, en el sentido de que en el cupo disponible del 6% se excluyan los Registros, es decir los proyectos de generación menores a 1 MW.

## 2.13 Proyectos hidroeléctricos de iniciativa privada

En el plan de equipamiento de generación, se han considerado siete proyectos de generación de iniciativa privada los mismos que se presentan a continuación:

**TABLA No. 2. 16:** Proyectos de generación de iniciativa privada en ejecución

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Factor de planta	Provincia	Cantón
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Hidroeléctrico	8.0	45	64%	Bolívar	Chillanes
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Hidroeléctrico	29.2	175	68%	Tungurahua	Baños
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Hidroeléctrico	5.95	37	71%	Pichincha	Quito
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	En construcción	Hidroeléctrico	48.1	315	75%	Morona Santiago	Santiago de Méndez
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruc S.A.	En estudios	Hidroeléctrico	129.0	768	68%	Zamora Chinchipe	El Pangui
jul-17	Due	Hidroalio S.A.	Contrato firmado	Hidroeléctrico	49.7	420.9	97%	Sucumbios	Gonzalo Pizarro
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Hidroeléctrico	30.0	210	80%	Zamora Chinchipe	Zamora
				SUBTOTAL:	300.00				

Se mencionan las principales características:

### Proyecto hidroeléctrico San José del Tambo (8 MW)

Ubicado en el cantón Chillanes, provincia de Bolívar, captará las aguas del río Dulcepamba. Es un aprovechamiento hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis.

### Proyecto hidroeléctrico Topo (29,20 MW)

Ubicado en la parroquia Río Negro, cantón Baños, provincia de Tungurahua. Es un aprovechamiento del río Topo, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis.

### Proyecto hidroeléctrico San José de Minas (5,95 MW)

Ubicada en la parroquia San José de Minas, cantón Quito, provincia de Pichincha. Es un aprovechamiento de los ríos Perlabí y Cubí, tipo autogeneración, hidráulica de pasada. Se instalará una turbina Pelton. Se estima su entrada en operación para 2014.

### Proyecto hidroeléctrico Santa Cruz (129 MW)

Ubicado en el sector El Pangui, provincia de Zamora Chinchipe. Es un aprovechamiento del río Machinaza, en donde se represarán las aguas del río. Se prevé su operación para diciembre de 2016.

### Proyecto hidroeléctrico San Bartolo (48,10 MW)

Ubicado en el cantón Santiago de Méndez, provincia de Morona Santiago, cerca de la población de Copal. Es un aprovechamiento del río Negro, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Francis de eje vertical. Se prevé su operación para mayo de 2015.

#### **Proyecto hidroeléctrico Sabanilla (30 MW)**

Ubicado en la parroquia el Limón, cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe. Es un aprovechamiento del río Sabanilla, tipo hidráulico de pasada. Se instalarán dos turbinas Pelton de eje horizontal.

Adicionalmente, existen otros proyectos hidroeléctricos que, una vez que inicien su construcción serán incorporados en el Plan de Expansión de Generación.

**TABLA No. 2. 17:** Proyectos de generación de iniciativa privada futuros

Inicio de operación	Operación más temprana	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia
ene-16	ene-16	Huapamala	Iniciativa ITT-Yasuní	Estudios finalizados	Hidroeléctrico	5.2	29.7	Loja
ene-16	ene-16	Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia. Ltda.	En obras preliminares paralizado	Hidroeléctrico	9.3	70.0	Cotacachi
ene-16	ene-16	Rio Luis	Energyhdine S.A.	Financiamiento	Hidroeléctrico	15.5	83.0	El Oro
					<b>SUBTOTAL</b>	<b>30</b>	<b>183</b>	

## **2.14 Reservas energéticas y consumo de combustibles, periodo 2013 - 2022**

### **2.14.1 Reserva de energía**

En función del diagnóstico del parque generador ecuatoriano, el criterio adoptado para el presente plan de expansión de generación, es el de garantizar, en lo posible, una reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco (90 % de probabilidad de excedencia), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin interconexiones internacionales. Adicionalmente se ha realizado una verificación del VERE (Valor Esperado de Racionamiento de Energía) y VEREC (Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado), metodología utilizada en varios países de América Central y de Sudamérica.

A continuación se presentan los resultados de las reservas de energía considerando precios internacionales de combustibles, para los siguientes escenarios:

- Escenario hidrológico promedio

En el caso de presentarse un escenario hidrológico promedio, se muestra el gráfico de la oferta y demanda para el PEG 2013 – 2022 propuesto, en el que se identifica la composición según el tipo de tecnología, siendo predominante la generación hidroeléctrica especialmente desde la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

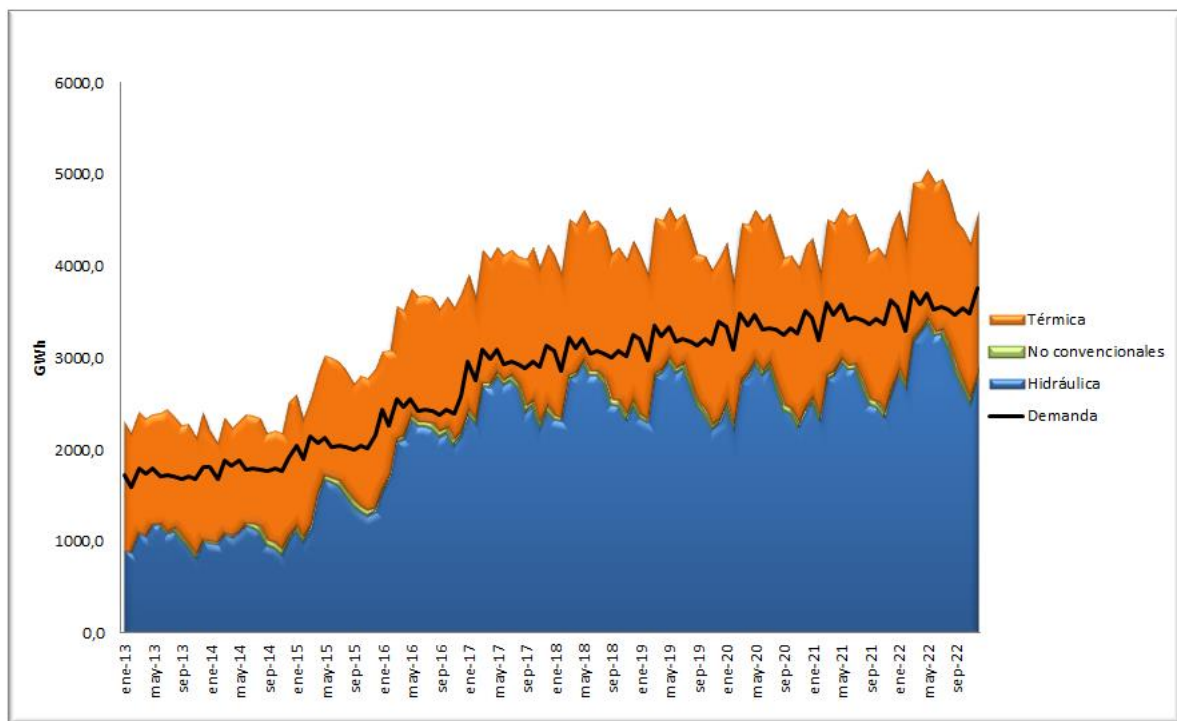


FIG. No. 2. 13: Reserva por tipo de energía, hidrología media

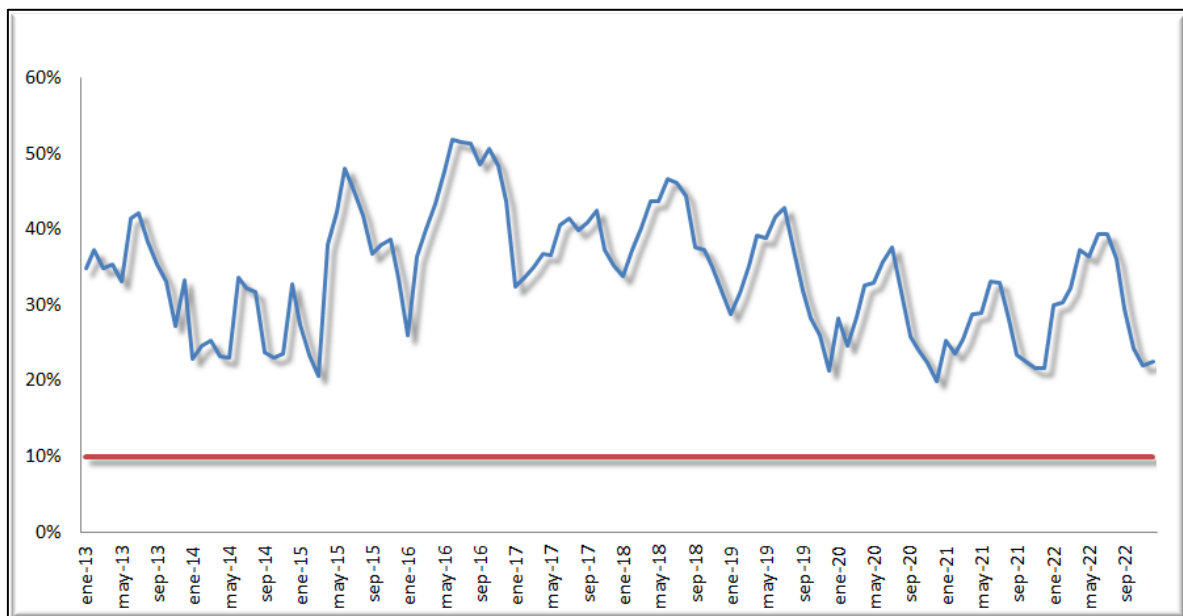


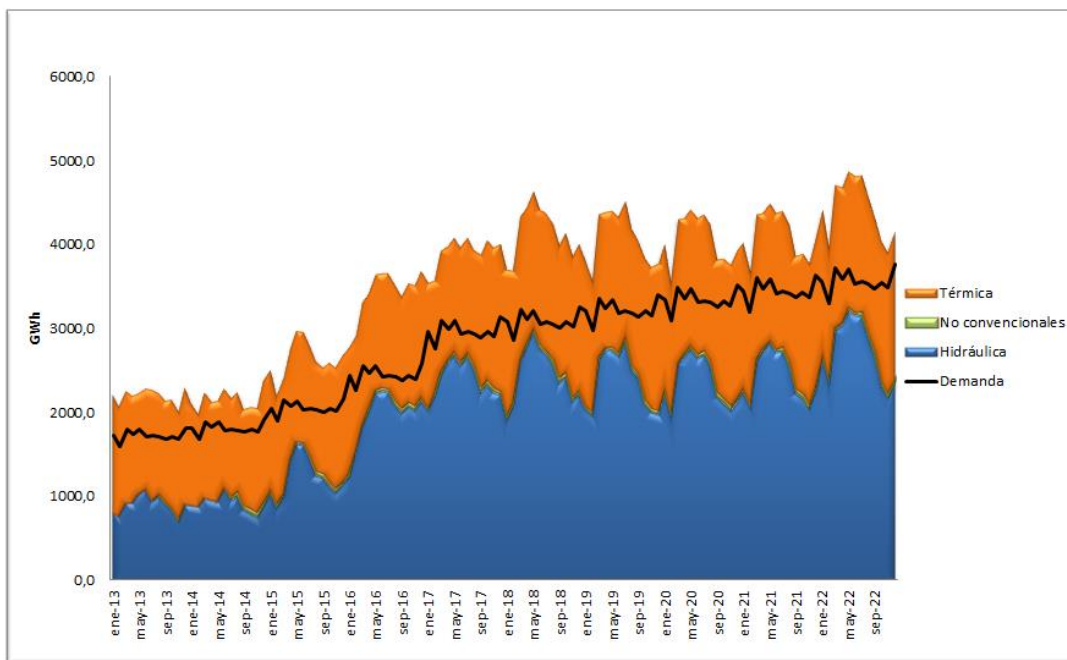
FIG. No. 2. 14: Reserva de energía, hidrología media

Según lo observado en la FIG. No. 2.14, los niveles de reserva se ubican entre el 20% y el 52%.

- Escenario hidrológico semi – seco (75 % de probabilidad de excedencia)

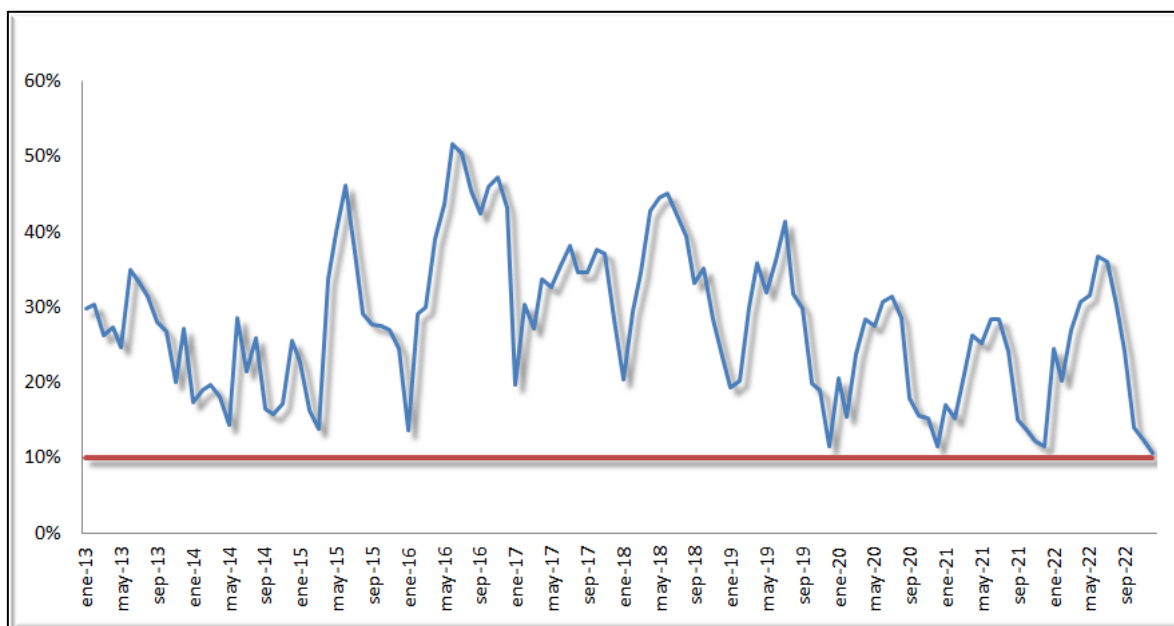


Para el caso de un escenario hidrológico intermedio, entre promedio y seco, se presenta el gráfico de oferta y demanda de energía eléctrica.



**FIG. No. 2. 15:** Reserva por tipo de energía, hidrología semi-seca

Las reservas se proyectan según se muestra en la siguiente figura:

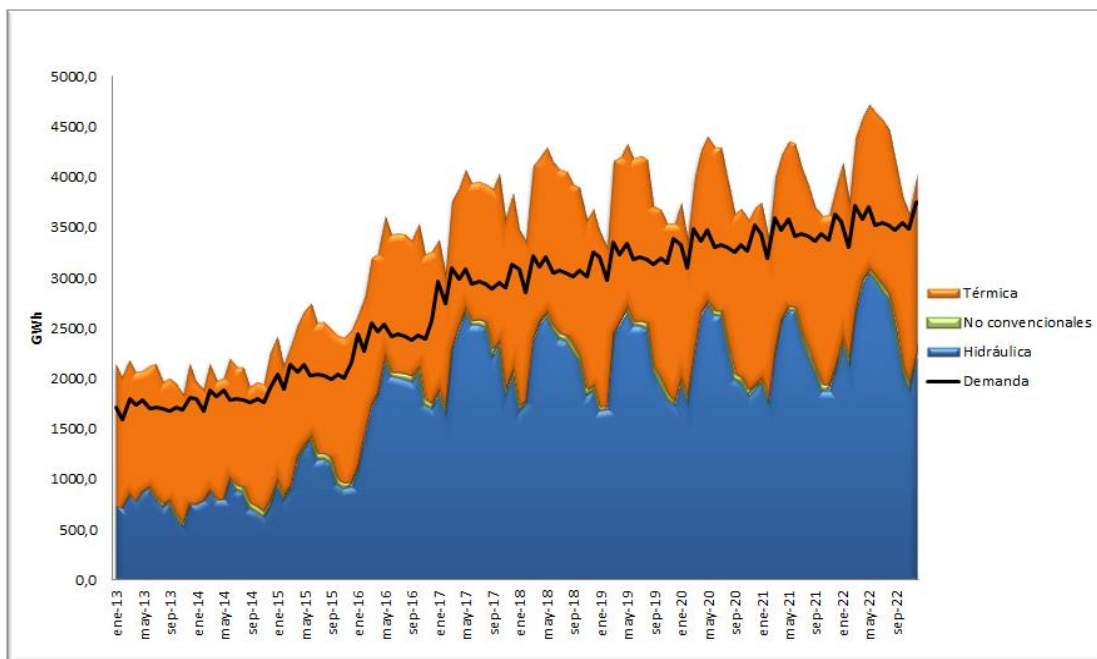


**FIG. No. 2. 16:** Reserva de energía, hidrología semi-seca

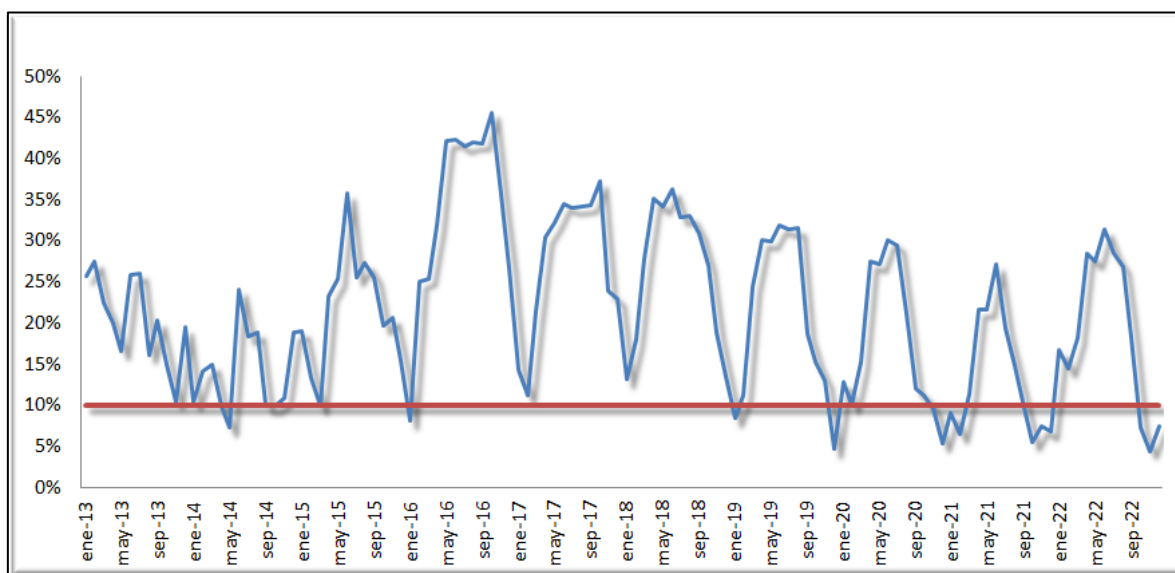
Según lo observado en la **FIG. No. 2.16**, los niveles de reserva se ubican entre el 11% y el 51%.

- Escenario hidrológico seco (90 % de probabilidad de excedencia)

Para el caso de un escenario hidrológico seco, se obtiene el gráfico de oferta y demanda de energía eléctrica que se presenta en la **FIG. No. 2.17**; en este caso, el componente térmico tiene una participación importante.

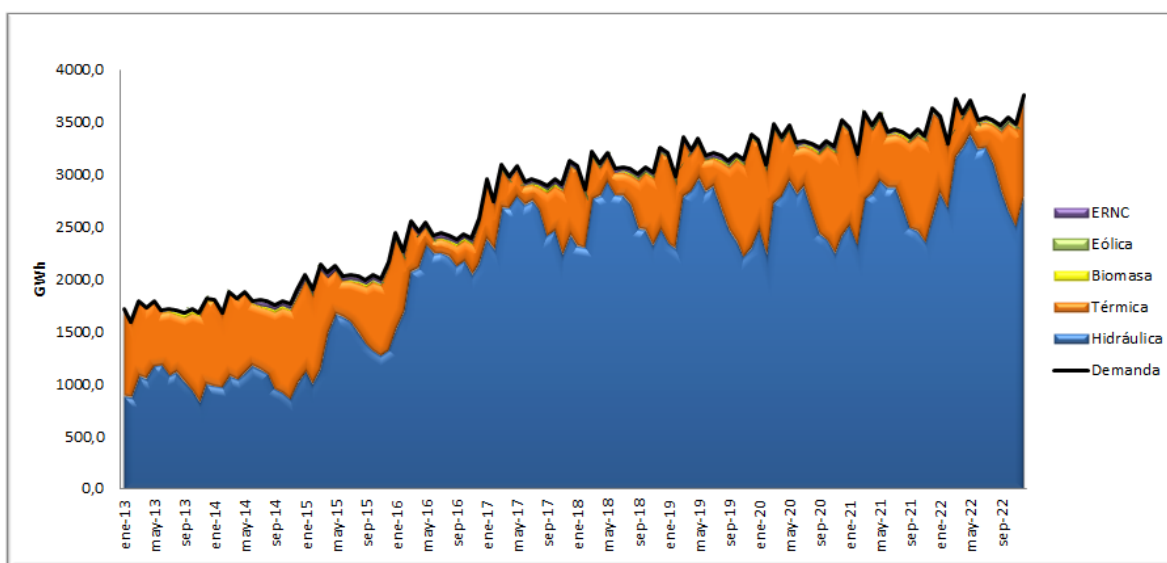


**FIG. No. 2. 17:** Reserva por tipo de energía, hidrología seca



**FIG. No. 2. 18:** Reserva de energía, hidrología seca

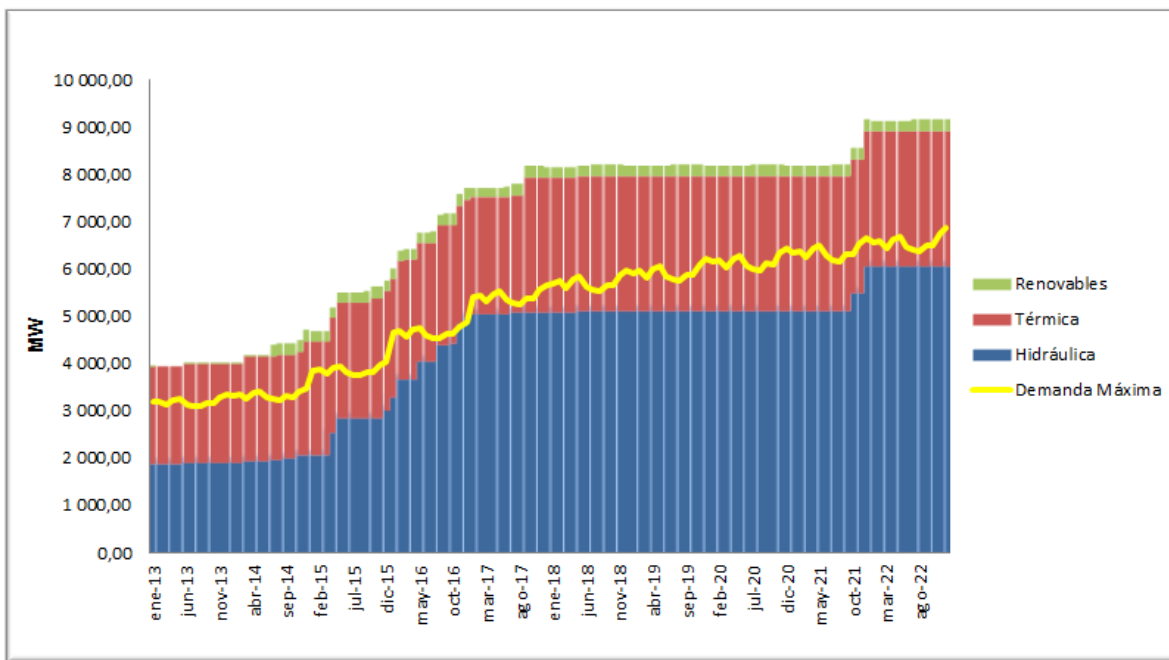
En la **FIG. No. 2.18** se observa que durante algunos meses del periodo de análisis (enero 2013 – diciembre 2022) los niveles de reserva disminuyen bajo el umbral del 10%, sin embargo se ubican siempre sobre el 5%. Esta situación puede ser superada con el manejo de los embalses, especialmente en el período octubre – marzo, con el objeto de incrementar los niveles estimados. Se debe considerar que este gráfico representa el caso crítico, tanto para el crecimiento de la demanda (Hipótesis 5) como para el escenario hidrológico; además, no se consideran las interconexiones internacionales con Colombia y Perú, las que en la práctica incrementarían los niveles de reserva. Una vez que PETROECUADOR EP presente los resultados de reservas probadas del Golfo de Guayaquil (2014) se analizará la posibilidad de modificar la generación con gas natural, la cual daría mayor firmeza al Sistema. El gráfico de balance energético entre oferta y demanda, para el período 2013 – 2022, ante condiciones hidrológicas medias se presenta a continuación:



**FIG. No. 2. 19:** Balance de energía en hidrología media

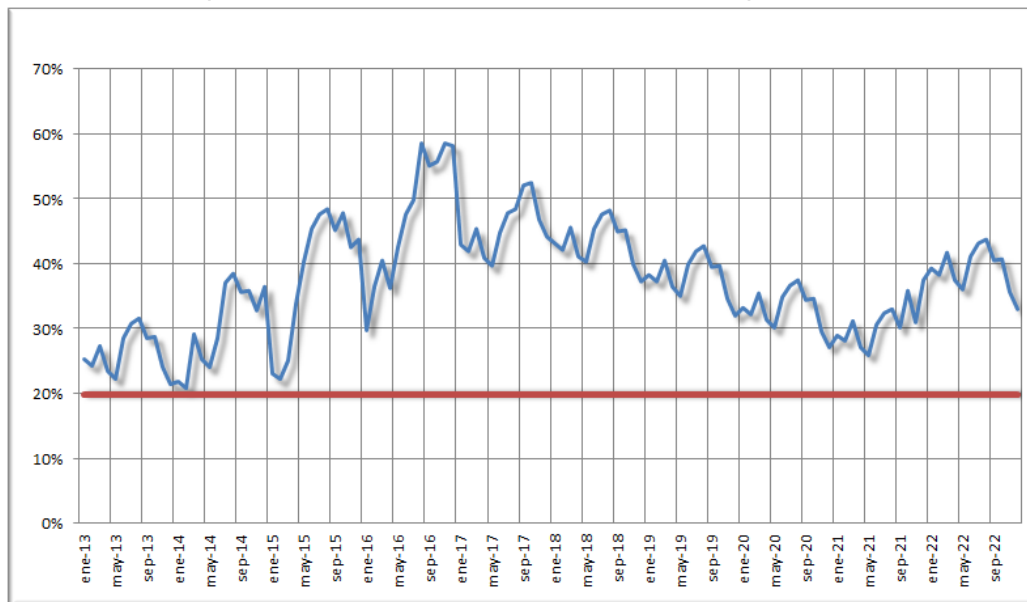
## 2.14.2 Reserva de potencia

Con relación a la reserva de potencia, se presentan dos gráficos, uno con la evolución de la potencia instalada entre el 2013 y 2022, y otro con la máxima demanda de potencia.



**FIG. No. 2. 20:** Evolución de la potencia instalada en el S.N.I. periodo 2013 - 2022

Con relación a la reserva de potencia, el margen adoptado es de al menos un 20%. En la **FIG. 2.21** se observa el comportamiento de la reserva de potencia en el período 2013 – 2022. Durante todo el período se tendrían niveles de reserva superiores al 20%.



**FIG. No. 2. 21:** Reserva de potencia, período 2013 – 2022

### 2.14.3 Índices de verificación VERE y VEREC

Varios países de Centroamérica y Sudamérica utilizan en su planeación los denominados: “Índices de verificación de racionamientos de energía en el horizonte del planeamiento operativo”.

Se introducen los criterios de confiabilidad de energía VERE y VEREC. Estos índices deben ser verificados para establecer la viabilidad de los programas de mantenimiento para un determinado mes.

#### *Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE)*

El VERE se define como el porcentaje promedio de la demanda que se raciona en un periodo determinado (un mes). El promedio se toma con respecto a las hidrologías que se simulan. En otras palabras, este índice impide planes de mantenimiento en los que durante un mes se presente un racionamiento promedio mayor al 1 % de la demanda (en algunos países de Latinoamérica se utiliza el 1,5%).

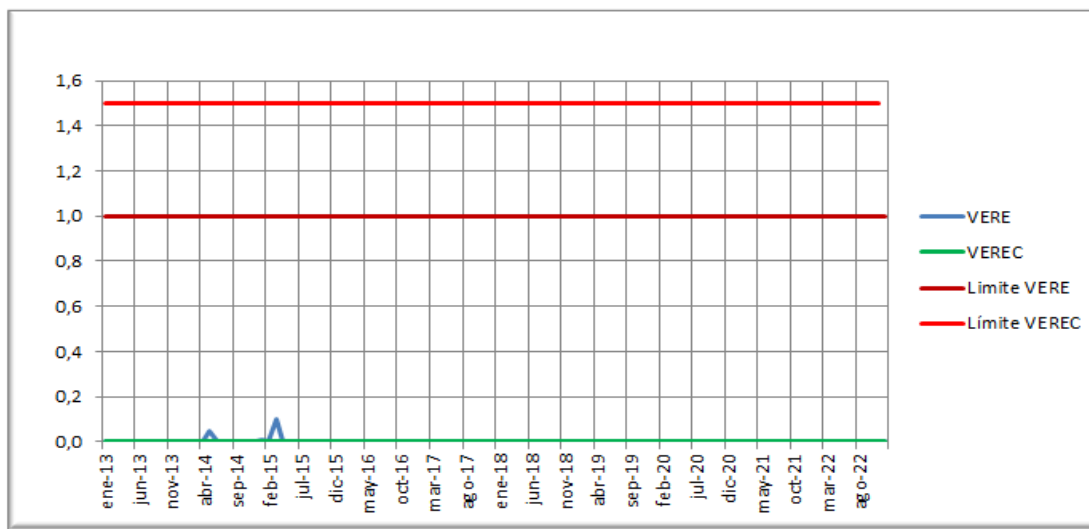
#### *Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC)*

El VEREC es el porcentaje promedio esperado de demanda racionado en un periodo determinado. El porcentaje se toma sobre aquellas secuencias hidrológicas en las que se presenta racionamiento. Por lo tanto, si se toma el 5% de las series hidrológicas (50 series) más secas, el racionamiento promedio de estos 3 escenarios no puede ser mayor del 1,5% de la demanda. (En algunos países de Latinoamérica se utiliza el 2 %).

El criterio adoptado para el presente PEG 2013 – 2022 ha sido:

- VERE: límite máximo 1%
- VEREC: límite máximo 1,5%

En la **FIG. No. 2.22**, se presenta el comportamiento del VERE y VEREC que presentaría el S.N.I, en el caso de cumplir con las fechas de entrada en operación del PEG 2013 – 2022 propuesto. Se observa que se cumple con el criterio de confiabilidad definido.



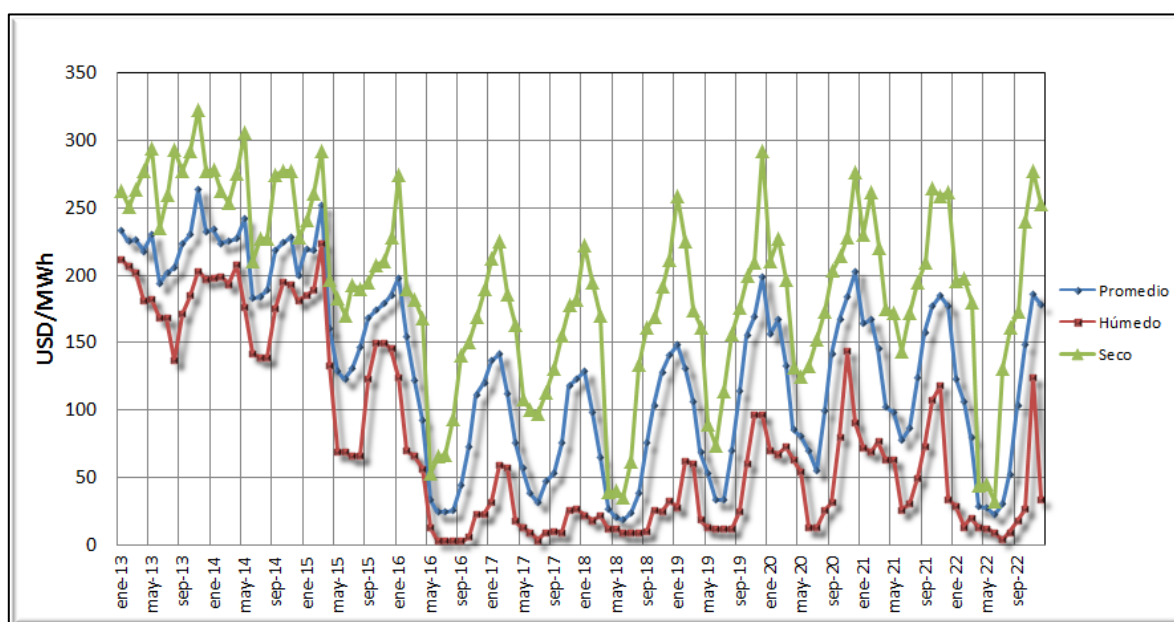
**FIG. No. 2. 22:** Índices de confiabilidad, VERE Y VEREC, con el PEG 2013 2022 propuesto

## 2.15 Proyección de costos marginales

En la **FIG. No. 2.23** se presenta el costo marginal del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el Plan de Expansión de Generación propuesto y los principales escenarios hidrológicos simulados: promedio, semi-seco y seco.

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

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

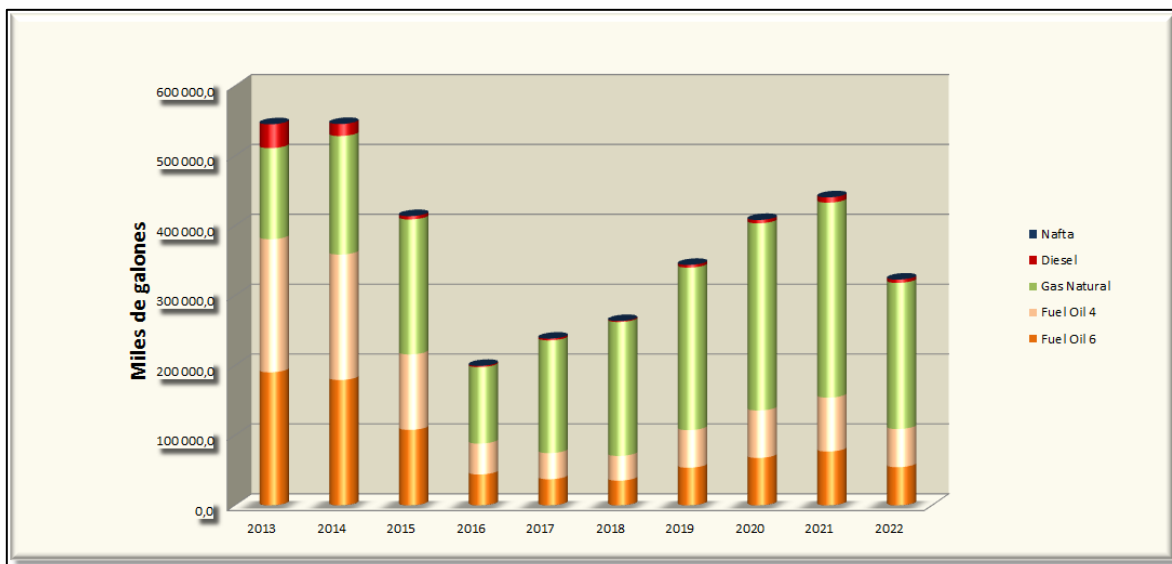


**FIG. No. 2. 23:** Costo marginal para tres escenarios hidrológicos

## 2.16 Consumo de combustibles

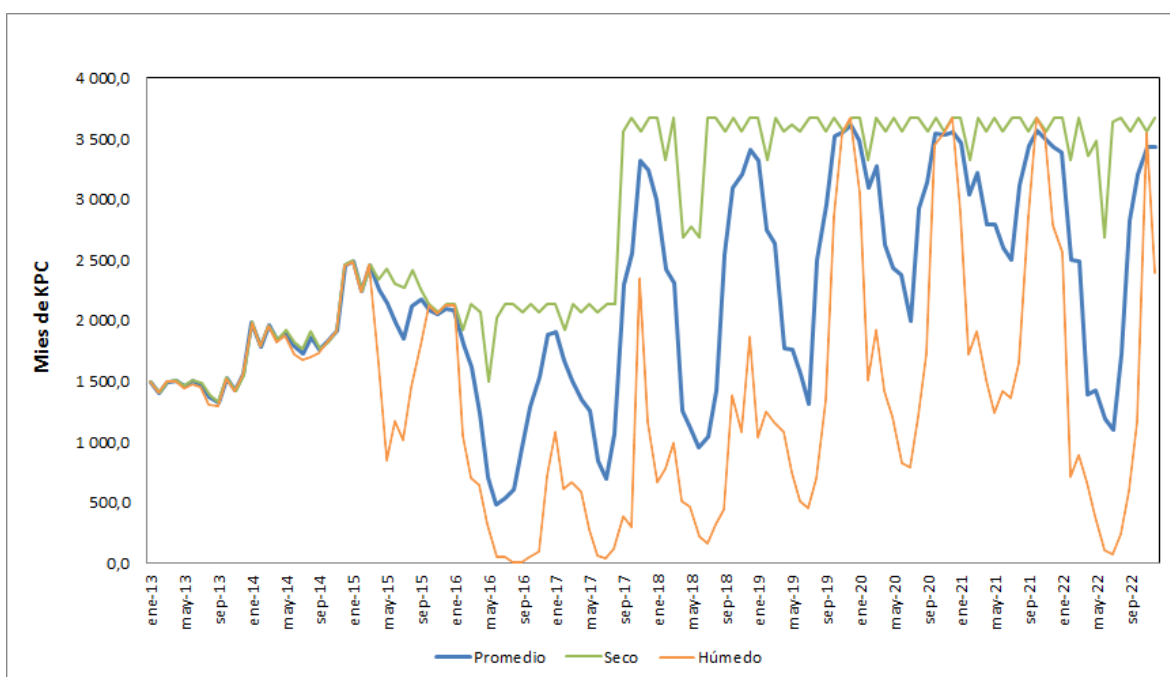
El Plan de Expansión de Generación propuesto da como resultado la utilización intensiva de combustibles líquidos y gas natural durante los primeros tres años, siendo el fuel oil y gas natural los recursos energéticos con mayores tasas de utilización durante este período, tal como se observa en la **FIG. No. 2.24**, que presenta el consumo estimado de combustibles fósiles en etapas anuales para un escenario hidrológico medio.

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



**FIG. No. 2. 24:** Consumo estimado de combustibles, período 2013 – 2022, escenario hidrológico medio

Con relación al consumo de gas natural, en la **FIG. No. 2.25**, se presenta la tendencia prevista para el período 2013 – 2022, con tres escenarios hidrológicos.

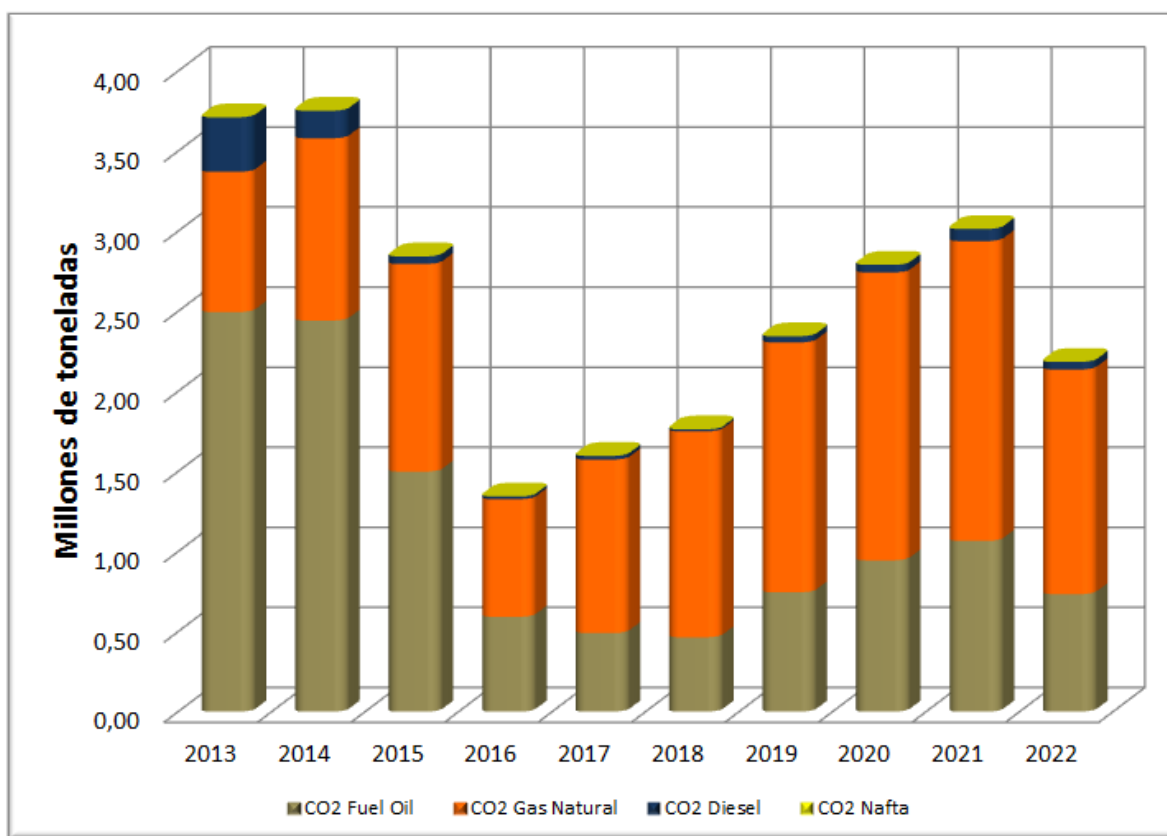


**FIG. No. 2. 25:** Consumo estimado de gas natural, período 2013 – 2022, para tres escenarios hidrológicos

## 2.16 Emisiones de CO<sub>2</sub>

Una de las bondades del Plan de Expansión de Generación propuesto, tiene relación con las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. En la **FIG. No. 2.26**, se presentan las emisiones de CO<sub>2</sub> en etapas anuales, asumiendo un escenario hidrológico promedio.

Los resultados muestran que en el 2013 se emitirían a la atmósfera alrededor de 3,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> originadas en la operación de centrales térmicas, y de cumplirse con el PEG propuesto, éstas podrían reducirse significativamente a partir del 2015, llegando a valores mínimos de 1,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2016. Posteriormente, se incrementarían los niveles de emisión hasta 2,9 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el 2021.



**FIG. No. 2. 26:** Emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible 2013 - 2022





# ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN (PME) 2013 – 2022***

## **Capítulo 3: EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

***Quito - Ecuador***

# Capítulo 3

## 3. Expansión de la Transmisión

### 3.1. Introducción

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, ha establecido los lineamientos, objetivos y políticas sectoriales e intersectoriales relacionados con el desarrollo del sistema eléctrico ecuatoriano en el marco del Plan Maestro de Electrificación.

Un aspecto particularmente importante que contribuye a garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, se relaciona con una adecuada expansión del Sistema Nacional de Transmisión, SNT. Esta tarea es de responsabilidad de la Empresa Pública Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, cuya acción oportuna y responsable se dirige a mantener adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico a los ecuatorianos.

El presente plan ha sido elaborado teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por parte del MEER, destacándose la adopción de las políticas y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013 y de la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico. Un objetivo clave es asegurar el autoabastecimiento energético, maximizando el aprovechamiento de los recursos renovables con que cuenta el país.

El plan de expansión es elaborado con una visión integral de país, priorizando la atención de la demanda, cuya proyección incluye a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de importantes cargas al sistema, el cambio de la matriz energética y la necesidad de interconectar el sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión.

En el presente documento se detalla el plan de expansión elaborado por CELEC EP como unidad de negocio TRANSELECTRIC que asegura la continuidad de la operación de la red de transmisión hasta finales del período de planificación (2013-2022), cumpliendo con las exigencias establecidas en las regulaciones vigentes, permitiendo la incorporación al sistema de los nuevos proyectos de generación definidos y garantizando el suministro de energía eléctrica a los centros de distribución.

#### 3.1.1. Exigencias Regulatorias

Los estudios eléctricos para la elaboración del plan de expansión del sistema de transmisión consideran las exigencias de calidad, seguridad y confiabilidad establecidas en la normativa vigente, y en especial lo indicado en las siguientes regulaciones:

- Regulación No. CONELEC 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación.
- Regulación No. CONELEC 004/02, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- Regulación No. CONELEC 003/08, Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.
- Regulación No. CONELEC 006/12, Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano.

En estas regulaciones se establecen los parámetros de calidad que se consideran en los estudios de expansión del sistema de transmisión. Los citados parámetros son: voltajes, generación de potencia reactiva, factor de potencia de la carga conectada a barras del sistema de transmisión y cargabilidad de las instalaciones.

## **3.2. Sistema actual**

### **3.2.1. Descripción del sistema actual**

Para realizar el diagnóstico de las condiciones operativas del SNT en función de su demanda y generación actuales y futuras, las instalaciones totales se muestran en el mapa geográfico de la FIG. No. 3.1, las cuales se han agrupado en cinco zonas operativas: Norte, Nororiental, Noroccidental, Sur y Suroccidental, de acuerdo al esquema organizacional del sistema de transmisión de la FIG. No. 3.2. La configuración topológica del sistema es la existente a diciembre 2012.

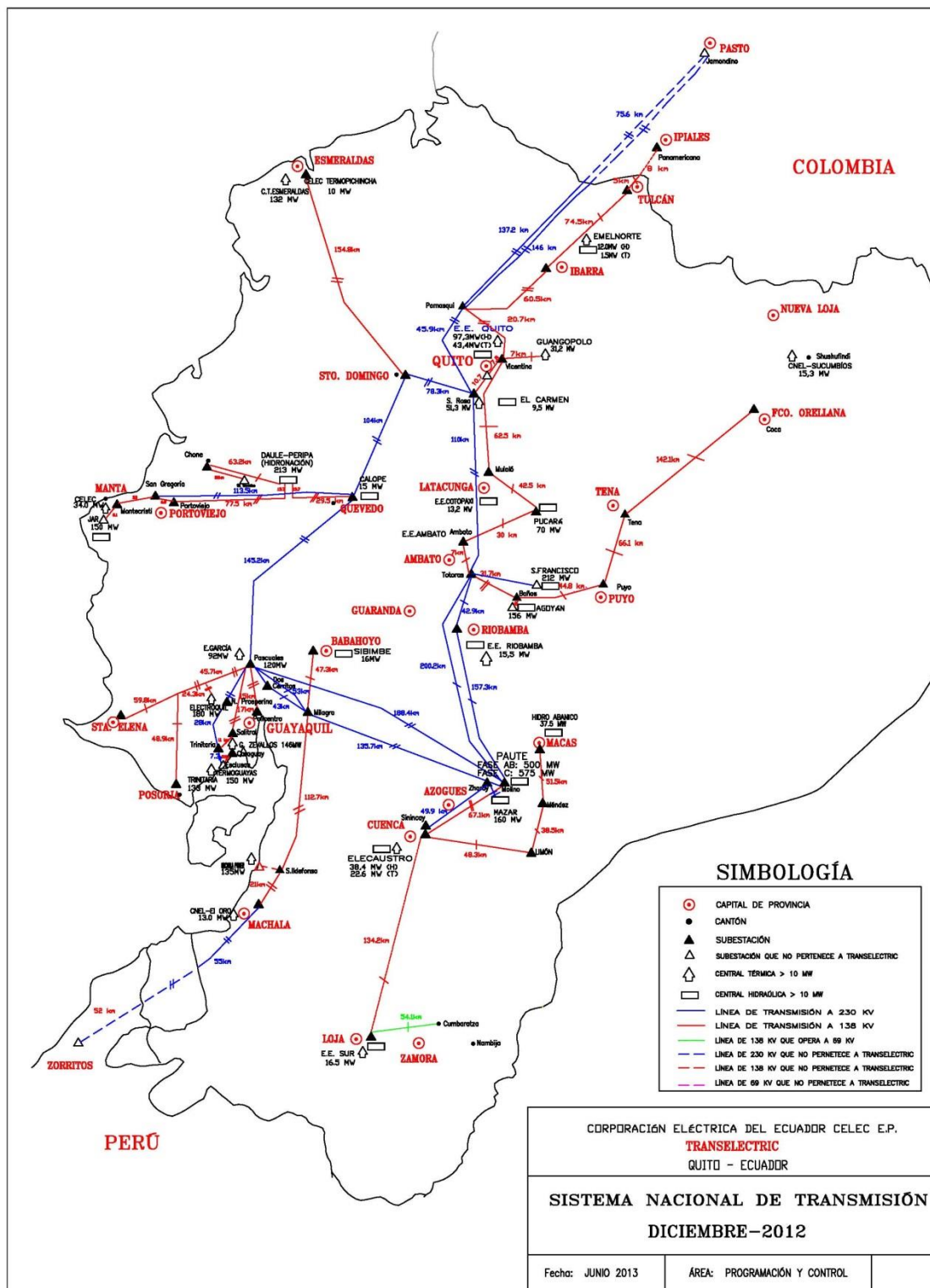
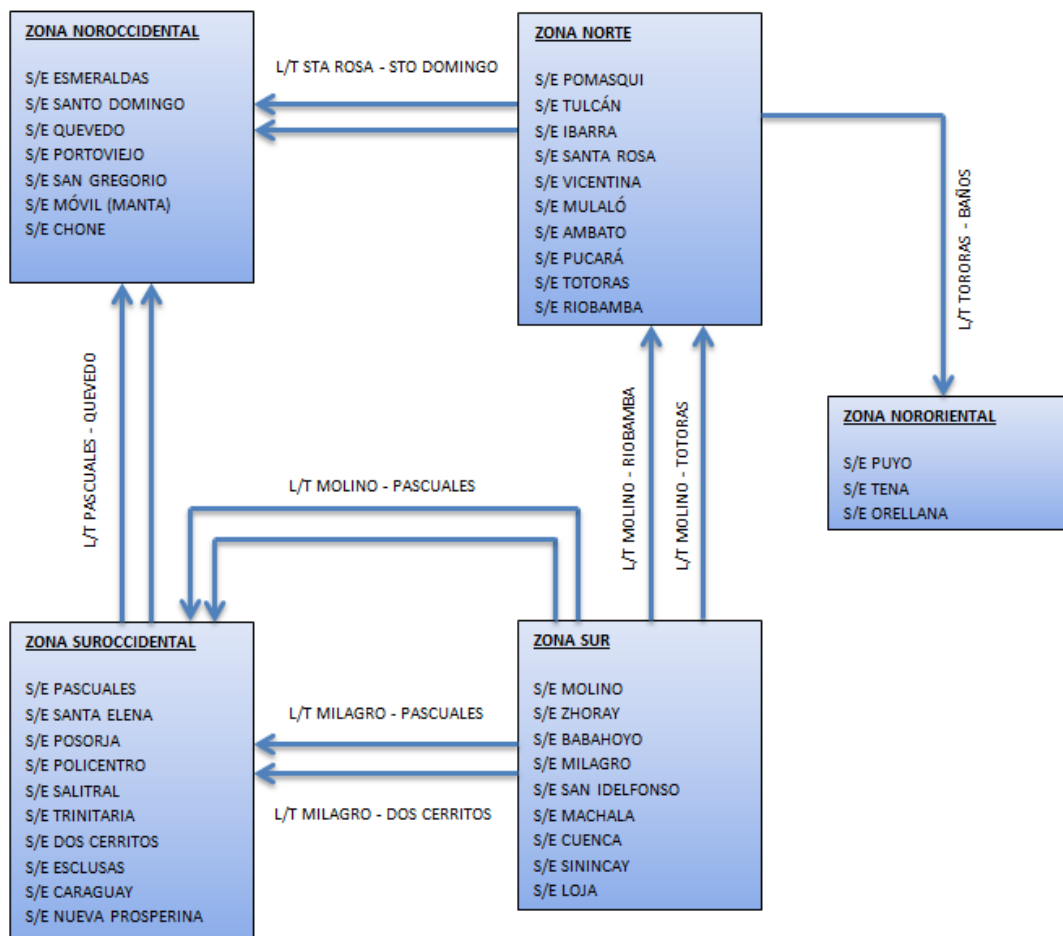


FIG. No. 3.1: DIAGRAMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN - 2012



**FIG. No. 3.2: ZONAS OPERATIVAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN**

Fuente: CELEC EP

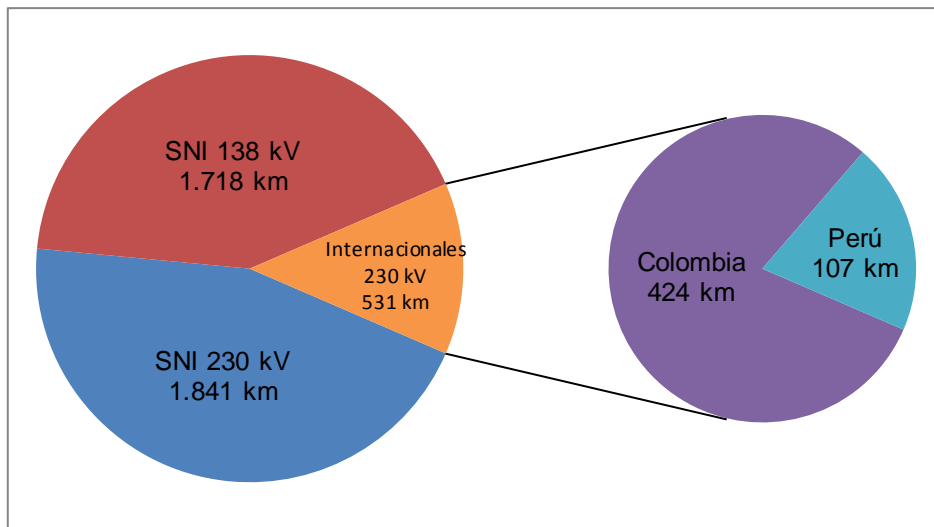
### 3.2.1.1. Líneas de transmisión

A nivel de 230 kV existen 1.285 km de líneas en doble circuito y 556 km en simple circuito, gran parte de ellas formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba, vinculando de forma directa a los principales centros de generación con los grandes centros de consumo del país.

A nivel de 138 kV se cuenta con 625 km de líneas en doble circuito y 1.093 km en simple circuito, que fundamentalmente parten de manera radial desde el anillo de 230 kV.

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

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 212 km de longitud cada una, que enlazan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano y que permiten la transferencia de hasta 500 MW.
- Con Perú: una línea de transmisión de 107 km de longitud, que conecta a las subestaciones Machala en el lado ecuatoriano con Zorritos en el lado peruano y que permite la transferencia de hasta 100 MW.



**FIG. No. 3.3: COMPOSICIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT**

Fuente: CELEC EP

### 3.2.1.2. Subestaciones

En cuanto a capacidad de transformación y equipamiento de maniobra, en el sistema de transmisión se cuenta con 39 subestaciones, distribuidas de la siguiente manera:

- 15 subestaciones de transformación de relación 230/138/69 kV.
- 20 subestaciones de transformación de relación 138/69 kV.
- 2 subestaciones de transformación móviles, una de relación 138/69 kV y otra de relación 69/13,8 kV.
- 2 subestaciones de seccionamiento, una a 230 kV y otra a 138 kV.

La configuración de barras predominante en las subestaciones de 230 kV es la de doble barra principal y a nivel de 138 kV y 69 kV la de barra principal y transferencia; con equipamiento, en su mayoría, de tipo convencional y algunas instalaciones con equipo compacto en SF6.

La capacidad máxima instalada en los transformadores de las subestaciones del SNT es del orden de los 8.521 MVA, de los cuales 917 MVA corresponden a la capacidad de reserva de los transformadores monofásicos en varias subestaciones.

### 3.2.1.3. Compensación de potencia reactiva

Es el equipamiento utilizado para mantener los perfiles de voltaje en las barras del SNT de acuerdo a las bandas de variación establecidas en la normativa vigente, para las diferentes condiciones de demanda e hidrología del SNI, tanto en estado normal de operación como en condiciones de contingencia.

Se cuenta con un total de 306 MVAR de equipos de compensación capacitiva y 100 MVAR de compensación inductiva, distribuidos en varias subestaciones del SNT.

**TABLA No. 3.1: COMPENSACIÓN CAPACITIVA INSTALADA EN EL SNT**

Subestación	Nivel de Tensión 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	2	6	12
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	30	60
Esmeraldas	69	2	12	24
<b>Total</b>		<b>22</b>	<b>156</b>	<b>306</b>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.2: COMPENSACIÓN INDUCTIVA INSTALADA EN EL SNT**

Subestación	Nivel de Tensión 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

Subestación	Nivel de Tensión Kv	Reactores No.	Capacidad Unitaria MVAR	Capacidad Total MVAR
Total		10	70	100

Fuente: CELEC EP

### 3.2.2. Diagnóstico de la operación del sistema

El plan de expansión fundamentalmente comprende las obras de transmisión necesarias para levantar restricciones operativas existentes en el Sistema Nacional de Transmisión, así como las obras que deben ejecutarse para atender el crecimiento de la demanda. En este contexto se desarrolló un diagnóstico de la operación del sistema en las condiciones actuales, cuyos resultados se presentan a continuación.

#### 3.2.2.1. Condiciones operativas del sistema

El SNT presenta problemas específicos en ciertas zonas que podrían poner en riesgo la seguridad operativa y calidad del servicio. Bajo ciertas condiciones operativas y en determinadas zonas, el sistema opera al límite de los criterios establecidos en la normativa, registrándose barras cuyos perfiles de voltaje se encuentran por debajo del mínimo aceptable y nexos de transmisión (líneas y transformadores) con niveles de cargabilidad superiores a los límites establecidos en la normativa.

El Anexo A contiene, para años representativos, los flujos de potencia que permiten visualizar las respectivas condiciones operativas esperadas del sistema.

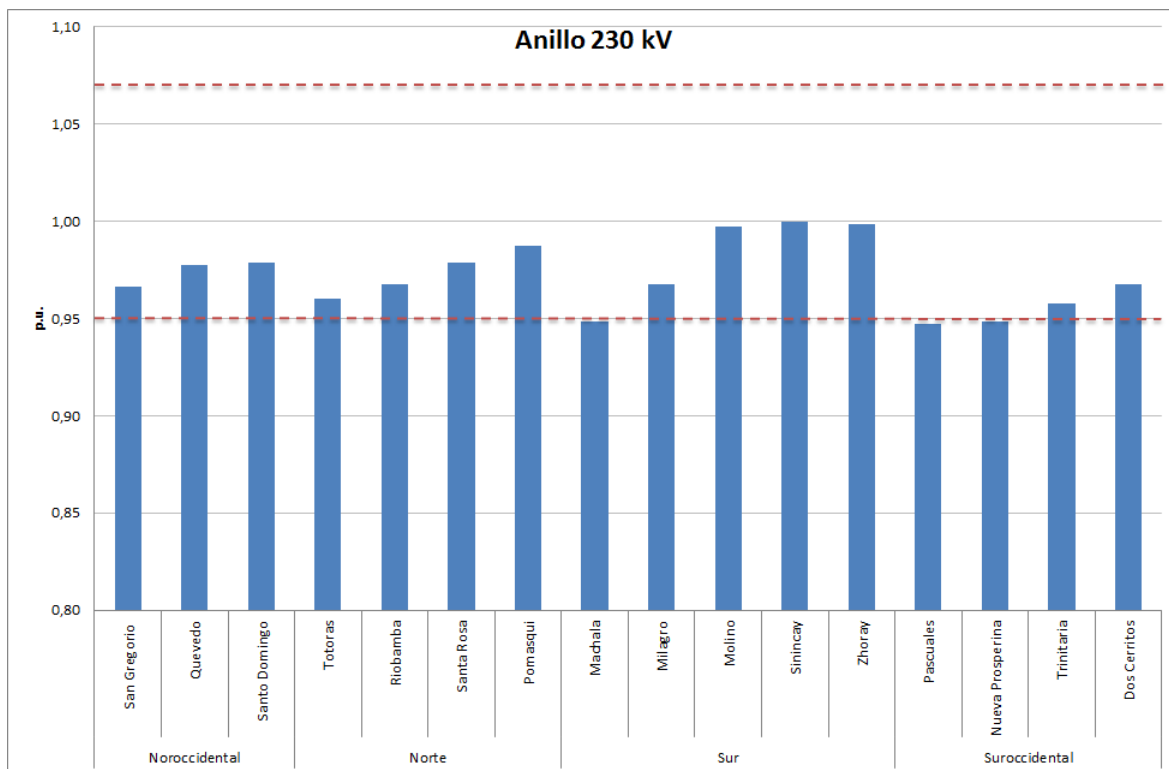
##### 3.2.2.1.1. Perfiles de voltaje (demanda máxima)

Es importante señalar que para mejorar las condiciones de calidad y seguridad del SNI es indispensable mantener un adecuado perfil de voltaje (dentro de la banda +7% / -5%) en todo el anillo troncal de transmisión de 230 kV.

En las FIG. No. 3.4 y FIG. No. 3.5 se muestran los valores promedio de voltajes en barras de 230 kV y 138 kV, respectivamente, del SNI registrados en demanda máxima, para condiciones de hidrología alta en la cadena Mazar-Paute y normales de operación. Como se observa, en 230 kV todas las barras mantienen su voltaje dentro de los límites admisibles, pero hay problemas de baja tensión en barras de 138 kV de las subestaciones Orellana y Loja.

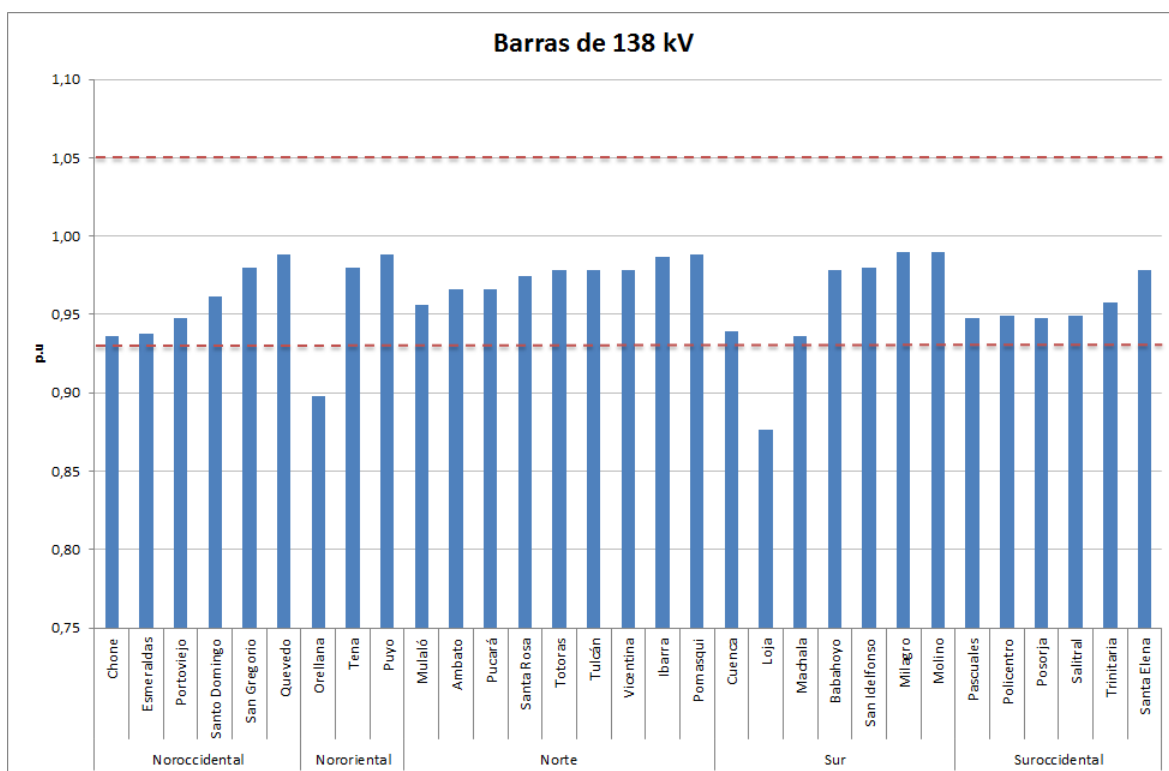
En la zona Suroccidental las subestaciones Pascuales y Nueva Prosperina presentan bajos perfiles de voltaje debido al disminuido aporte de la generación térmica local en condiciones de alta hidrología, mientras que en la zona Sur el perfil de voltaje es bajo en la subestación Machala en caso de indisponibilidad de la generación de la central Termogas Machala.





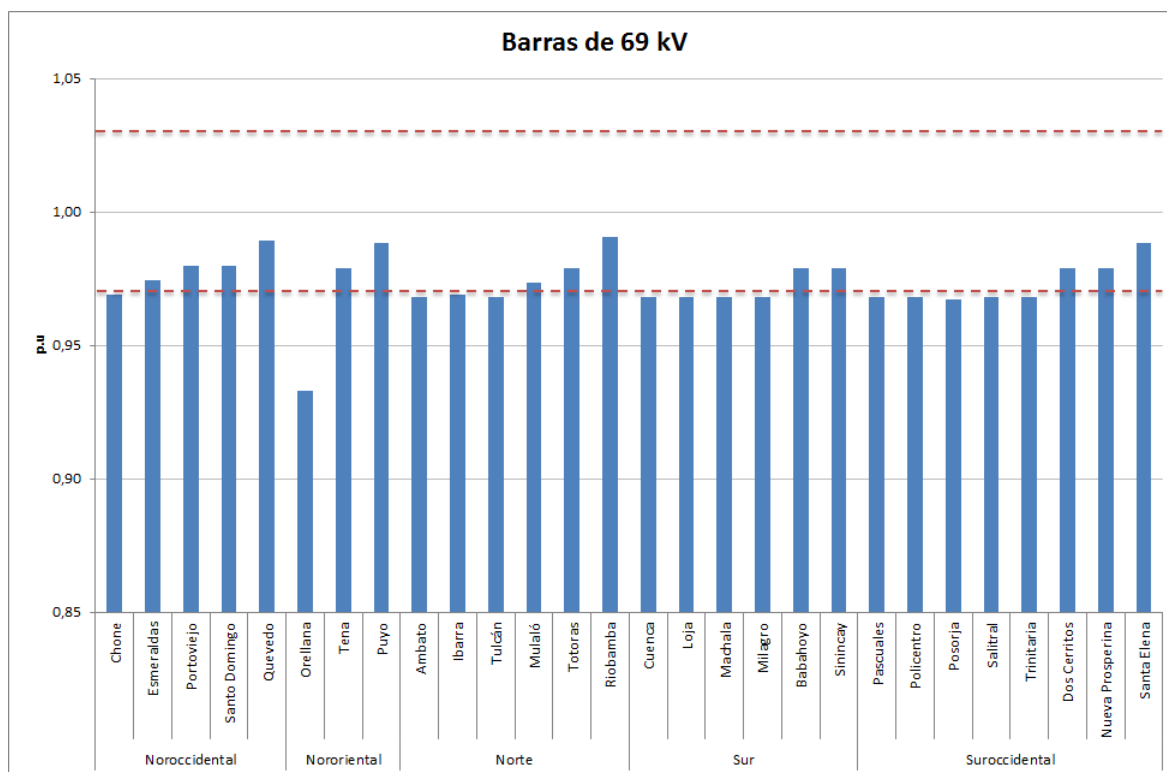
**FIG. No. 3.4: PERFILES DE VOLTAJE EN EL ANILLO DE TRANSMISIÓN 230 kV**

Fuente: CELEC EP

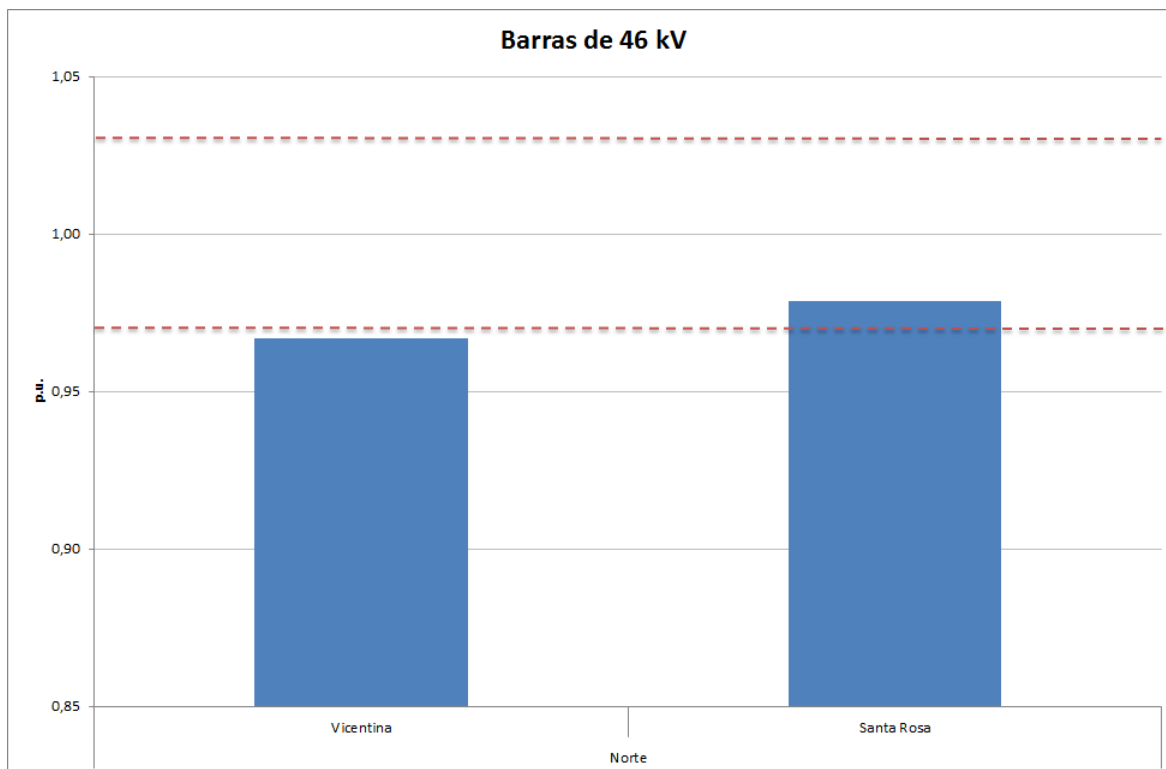


**FIG. No. 3.5: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 138 kV**

En barras de entrega 69 kV y 46 kV no existe problemas con el perfil de voltaje para demanda mínima. Para demanda máxima, como se muestra en las FIG. No. 3.6 y FIG. No. 3.7, la única subestación que presenta bajo perfil de voltaje a nivel de 69 kV, en la zona Nororiental, es Orellana.



**FIG. No. 3.6: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 69 kV**



**FIG. No. 3.7: PERFILES DE VOLTAJE A NIVEL DE 46 kV**

Fuente: CELEC EP

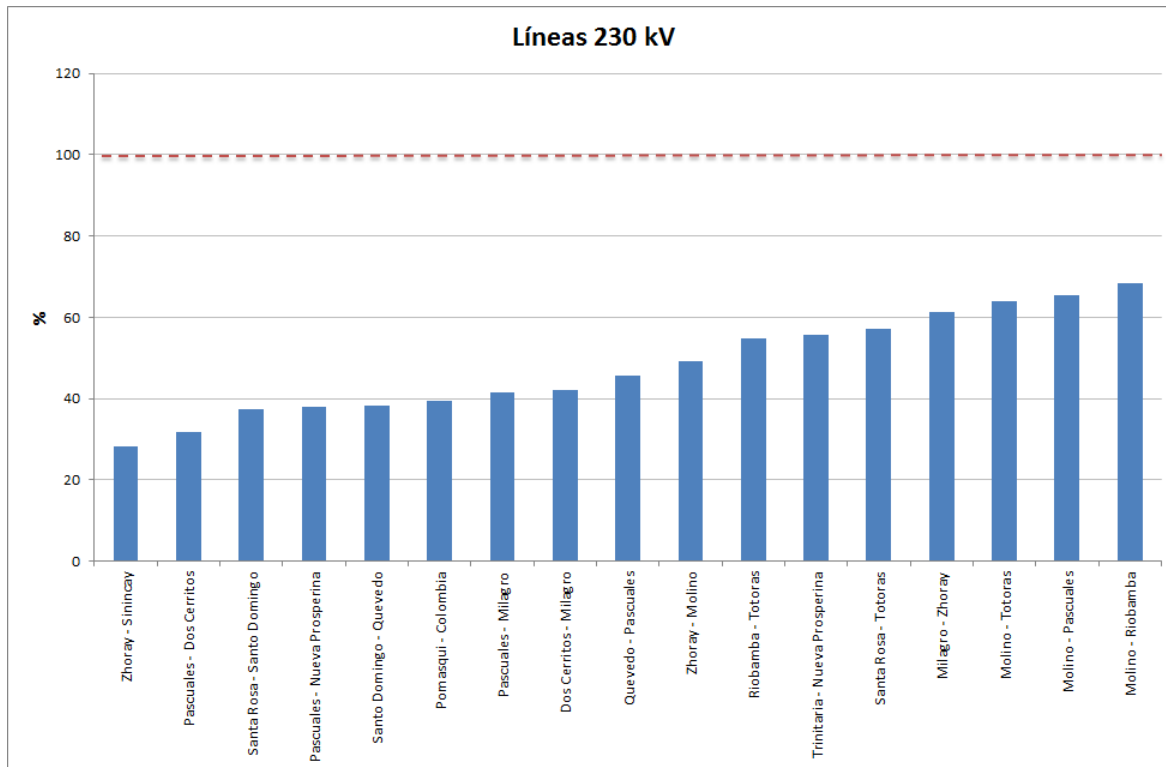
Una situación muy particular en la operación del SNT se registra durante el período de alta hidrología de las cadenas energéticas Mazar - Paute y Agoyán - San Francisco, puesto que para mantener un adecuado perfil de voltaje con el objeto de garantizar la estabilidad del sistema ante contingencias, se requiere del ingreso de generación forzada, principalmente en la Zona Suroccidental.

En resumen, las barras con perfiles de voltaje inferiores al mínimo son:

- En condiciones normales:
  - ✓ Zona Sur: subestación Loja
  - ✓ Zona Nororiental: subestación Orellana
- En caso de indisponibilidad de generación:
  - ✓ Subestación Loja, debido a indisponibilidad de la central Catamayo de la Empresa Eléctrica Regional Sur.
  - ✓ Subestación Machala, por la indisponibilidad de la central Termogas Machala.
  - ✓ Subestación Orellana, provocadas por la indisponibilidad de unidades de generación de CNEL EP - Sucumbíos (central Jivino).
  - ✓ Subestaciones Pascuales y Trinitaria, debido a indisponibilidad de generación termoeléctrica de la zona de Guayaquil en condiciones de alta hidrología de la cuenca Mazar - Paute.

### 3.2.2.1.2. Cargabilidad de líneas y transformadores

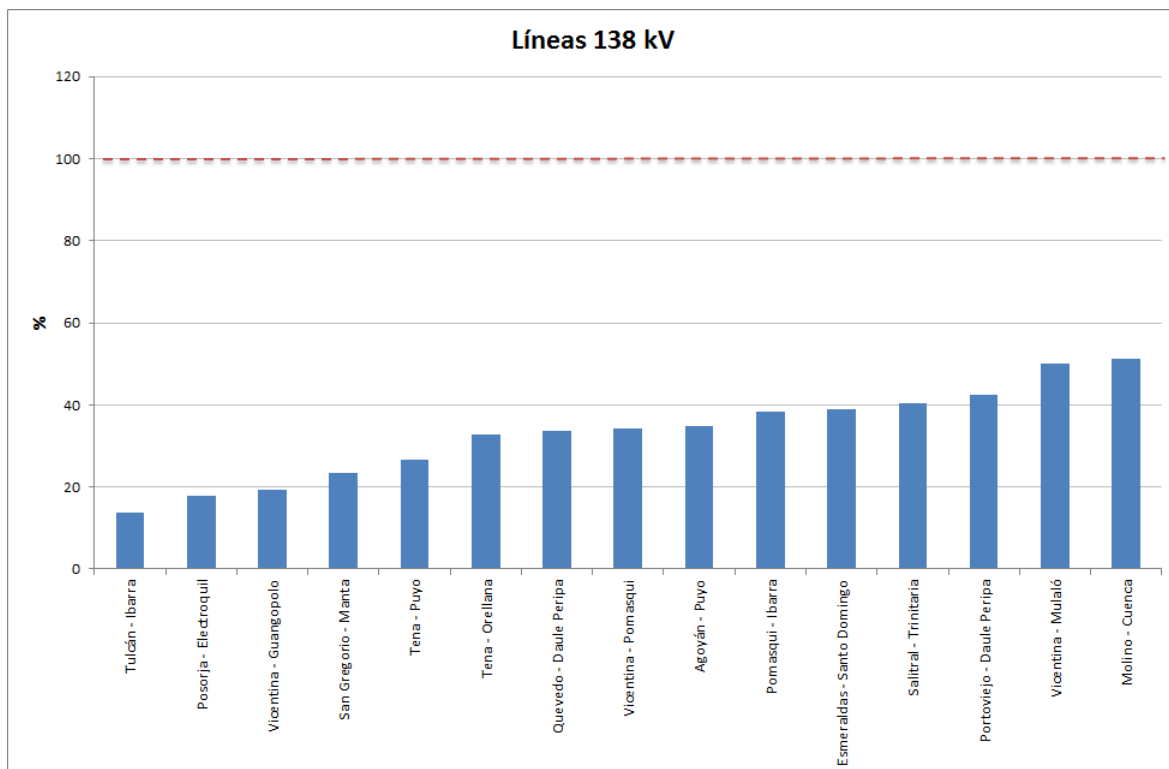
En las FIG. No. 3.8 a FIG. No. 3.12 se muestran los niveles de cargabilidad de líneas y transformadores del SNT que se registran en condiciones normales de operación.



**FIG. No. 3.8: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV**

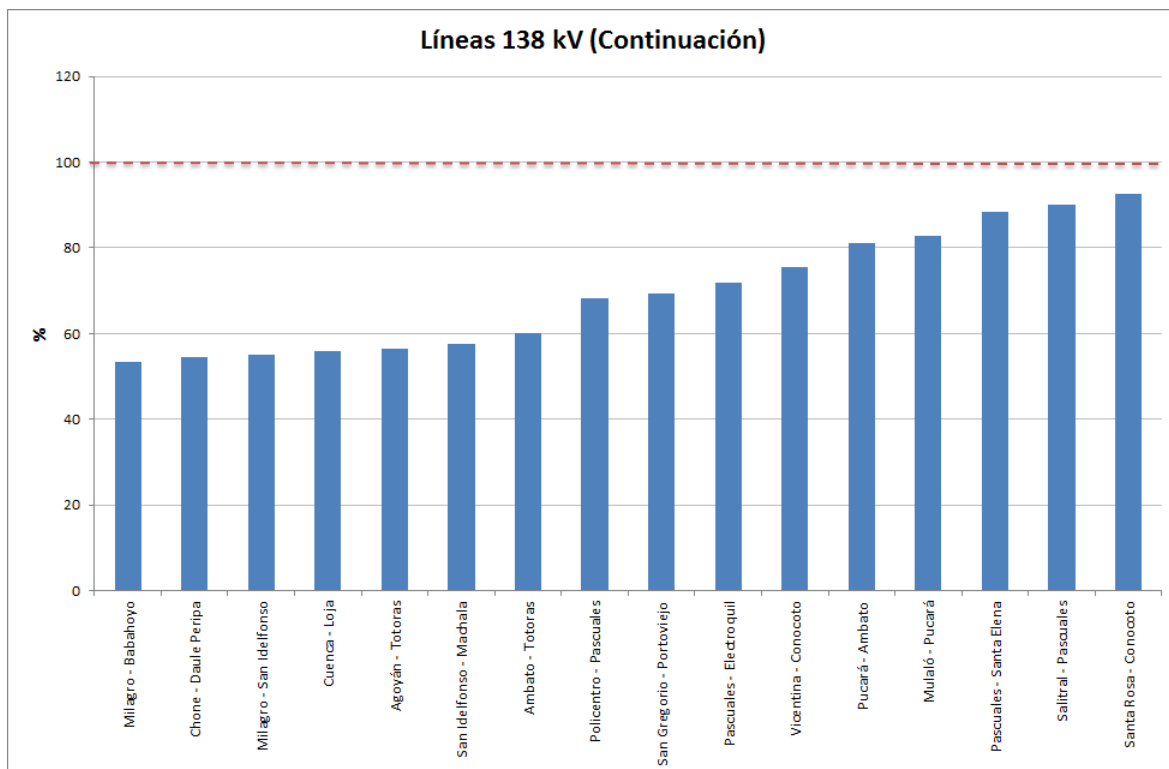
Fuente: CELEC EP

Como consecuencia de la falta de generación en la Zona Norte del SNI, en condiciones de máxima y media demanda, por la línea de transmisión Totoras – Santa Rosa 230 kV, de 110 km de longitud, normalmente se registran altas transferencias de potencia, en varios casos superiores a los 400 MW. Si bien las condiciones de operación en esta zona del sistema de transmisión y de esta línea en particular presentan voltaje y cargabilidad aceptables, la indisponibilidad de la línea por fallas, causa serios riesgos operativos para el suministro de energía a Quito y parte norte del país, a pesar de que la actuación de protecciones sistémicas ayudan a mitigar los efectos de esta contingencia en el sistema.



**FIG. No. 3.9: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV**

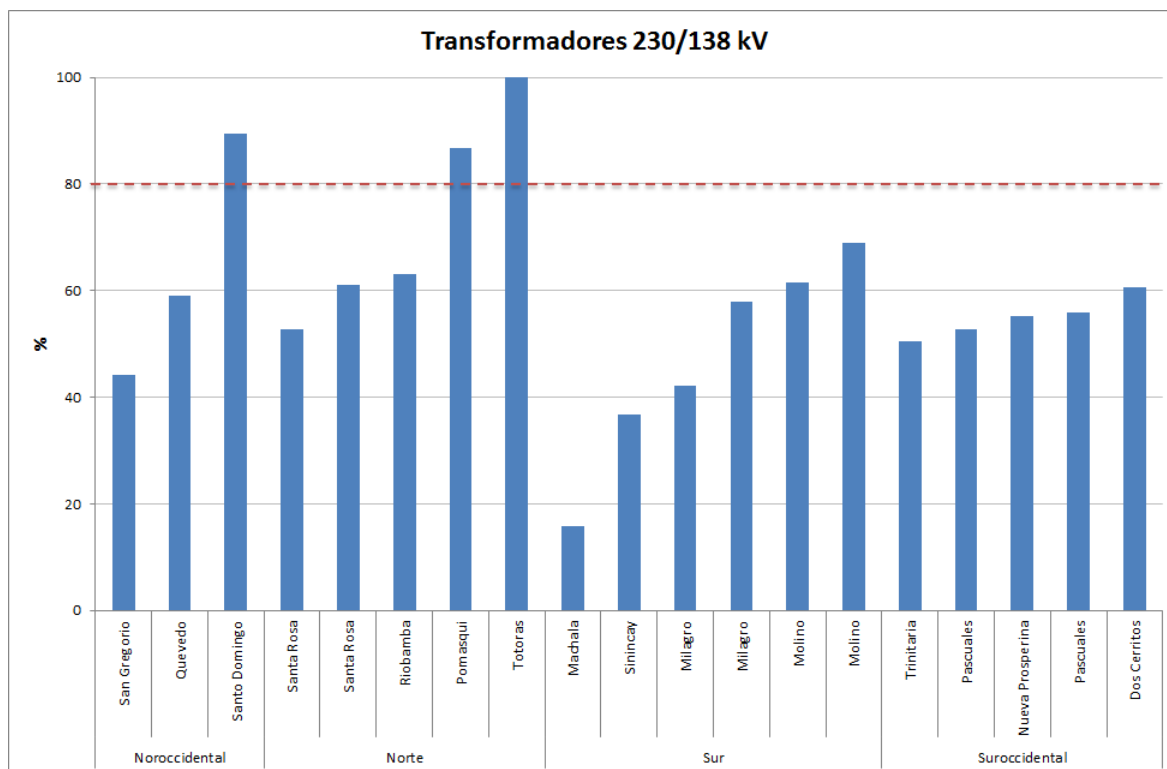
Fuente: CELEC EP



**FIG. No. 3.10: CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV (cont.)**

Fuente: CELEC EP

En las FIG. No 3-10 y FIG. No. 3-11, se puede apreciar que las líneas Ambato – Pucará y Pucará – Mulaló de 138 kV sobrepasan el 80% de su capacidad para aquellos casos en que se considera la indisponibilidad de la central hidroeléctrica Pucará; igualmente la línea Pascuales – Salitral de 138 kV presenta altas transferencias de potencia en el período de estiaje de la cadena Mazar - Paute, cuando se requiere una elevada generación térmica en las zonas de Salitral y Trinitaria.

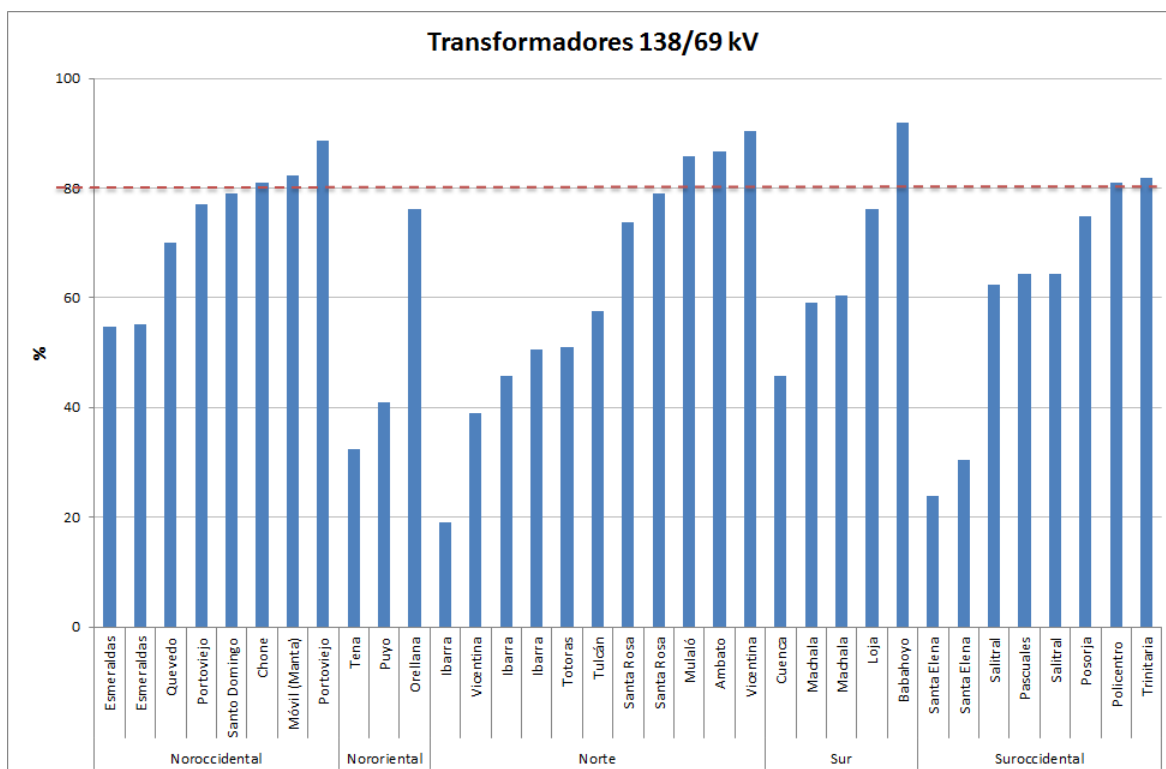


**FIG. No. 3.11: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 230/138 kV**

Fuente: CELEC EP

Los transformadores 230/138 kV que tienen niveles de carga superiores al 80% de su capacidad nominal son:

- Pomasqui 300 MVA, debido al crecimiento de la demanda de la zona Norte.
- Santo Domingo 167 MVA, en caso de indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.
- Totoras 100 MVA, en circunstancias de indisponibilidad de la central Pucará.



**FIG. No. 3.12: CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 138/69 kV**

Fuente: CELEC EP

Los transformadores 138/69/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia son los siguientes:

- Babahoyo, 67 MVA.
- Chone, 60 MVA.
- Trinitaria, 150 MVA.
- Ambato, 44 MVA.
- Mulaló, 67 MVA.
- Móvil, instalado en la zona de Manta, 32 MVA.
- Portoviejo, 75 MVA.

El transformador 138/46/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia es el siguiente:

- Vicentina, 48 MVA.

### 3.2.3. Restricciones operativas del sistema y sus soluciones

A continuación se presentan las restricciones operativas del sistema considerando tanto perfiles de voltaje como niveles de cargabilidad de nexos de transmisión. Las restricciones son identificadas por zona operativa, indicándose en cada caso los proyectos de corto plazo propuestos para levantarlas.

**TABLA No. 3.3: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NORTE**

<b>Voltajes críticos en barras</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>
Subestación Pomasqui: Barra 230 kV.	Registra voltajes del orden de 1,05 p.u.  Causa: Se opera abriendo circuitos de las líneas de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, afectando la confiabilidad del SNI.	Instalación reactor 25 MVAR 230 kV en subestación Pomasqui.

<b>Sobrecargas en transformadores</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>
Subestación Ambato: Transformador 138/69 kV, 43 MVA.	Registra cargabilidad del 89%.  Causa: crecimiento de la demanda en ELEPCO y E.E. Ambato.	Instalación de un transformador 138/69 kV, 75 MVA.
Subestación Mulaló: Transformador 138/69 kV, 55 MVA.	Registra cargabilidad del 87%.  Causa: crecimiento de la demanda en ELEPCO.	Instalación de un autotransformador 138/69 kV, 66 MVA, con ULTC.
Subestación Totoras: Transformador 230/138 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del orden del 104%. Causa: Sobrecargas por indisponibilidades de la central Pucará y disminución de generación en central Agoyán.	Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 150 MVA.
Subestación Pomasqui: Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Registra cargabilidad del 88%.  Causa: Transferencia alta de potencia desde Colombia, con restricciones operativas en centrales Pucará y Agoyán; crecimiento de la demanda en la Zona Norte del país.	Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.
Subestación Vicentina: Transformador 138/46 kV, 100 MVA.	Registra cargabilidad del 91%.  Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de la EEQSA.  Máxima demanda en el anillo de la EEQSA.	Construcción subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA.
<b>Sobrecarga en líneas</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>
Circuito 1 de la línea de transmisión Totoras – Agoyán, 138 kV.	Circuito 2 indisponible, Posición 138 kV de línea en subestación Agoyán es utilizada para alimentar a la Zona Nororiental del país.	Energización del patio de 138 kV de la subestación Baños, permitirá normalizar el Circuito 2 de la línea indicada.
Línea de transmisión Mulaló - Pucará, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (112 MVA) hacia la zona norte del país por crecimiento de la demanda de ELEPCO.	Repotenciación de la línea de transmisión (cambio de conductor) Pucará – Mulaló, 138 kV.



Línea de transmisión Pucará – Ambato, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (77 MVA) por el corredor Totoras-Pucará, 138 kV, ante indisponibilidad de la central Pucará.	Normalización de la operación de la central Pucará.
Línea de transmisión Santa Rosa – Conocoto, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (112 MVA) debido a indisponibilidad de la central Pucará.	Seccionamiento de la línea de transmisión Mulaló – Vicentina, 138 kV, en la subestación Santa Rosa.

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.4: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NORORIENTAL**

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Orellana: Barras 138 y 69 kV.	Se registran voltajes de 0,90 y 0,93 p.u respectivamente. Causa: Condiciones topológicas del Sistema en la Zona Nororiental del país.; indisponibilidades de centrales Agoyán y Jivino.	Entrada en operación en CNEL EP - Sucumbíos de central térmica Jivino 40 MW.
Subestación Tena: Barras 138 y 69 kV.	Registran tensiones de 0,95 p.u. Causa: Condiciones topológicas del Sistema en la Zona Nororiental del SNI; indisponibilidad de central Agoyán.	Entrada en operación en CNEL EP - Sucumbíos de la central térmica Jivino 40 MW y normalización del circuito 2 de la línea Agoyán – Baños – Totoras 138 kV.
Sobrecargas en transformadores	Restricción operativa	Solución
Sin restricciones.		
Sobrecargas en líneas	Restricción operativa	Solución
Sin restricciones.		

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.5: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA NOROCCIDENTAL**

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Esmeraldas: Barras 138 y 69 kV.	Se registra voltajes de 0,94 y 0,96 p.u. Causa: Indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas y crecimiento de la demanda en esta zona.	Construcción de la subestación Quinindé 138/69 kV, 100 MVA; normalización operativa de la central Esmeraldas; construcción del sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas -Santo Domingo.
Subestación Portoviejo: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,95 y 0,97 p.u respectivamente. Causa: Crecimiento de la demanda, y falta de potencia reactiva en la zona de Manabí.	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA; instalación de generación térmica en la zona.

Subestación Chone: Barras 138 y 69 kV.	<p>Registran voltajes de 0,94 y 0,97 p.u respectivamente.</p> <p>Crecimiento de la demanda y falta de potencia reactiva en la zona norte de la provincia de Manabí.</p> <p>Restricciones operativas por falta de calidad del servicio en el sistema de subtransmisión de CNEL EP - Manabí.</p>	<p>Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA; instalación de generación térmica en la zona.</p> <p>Análisis conjuntos de los planes de expansión de transmisión y subtransmisión, con fines de mejora de la calidad del servicio en la zona norte de la provincia de Manabí.</p>
---	--	--

Sobrecargas en transformadores	Restricción operativa	Solución
Subestación Santo Domingo: Transformador 230/138 kV, 167 MVA. Transformador 138/69 kV, 100 MVA.	<p>Registra cargabilidad del 90 y 80%, respectivamente.</p> <p>Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Santo Domingo y Esmeraldas; indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.</p>	Instalación de un transformador 138/69 kV, 167 MVA.
Subestación Móvil: Transformador 138/69 kV, 32 MVA	<p>Registra cargabilidad del 82%.</p> <p>Causa: Crecimiento de la demanda en la Zona de Manta.</p>	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA.
Subestación Chone: Transformador 138/69 kV, 60 MVA.	<p>Registra cargabilidad del 82%.</p> <p>Causa: Crecimiento de la demanda en la zona norte de la provincia de Manabí.</p>	Reemplazo del transformador actual por uno de 100 MVA, con ULTC.
Subestación Portoviejo: Transformador AA1 138/69 kV, 75 MVA.	<p>Registra cargabilidad del 90%.</p> <p>Causa Crecimiento de la demanda en la zona de Manabí.</p>	Construcción de la subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA.
Sobrecargas en líneas	Restricción operativa	Solución
Sin restricciones		

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.6: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA SUR**

Voltajes críticos en barras	Restricción operativa	Solución
Subestación Machala: Barras 230, 138 y 69 kV.	<p>Registran voltajes de 0,93, 0,94 y 0,96 p.u. respectivamente.</p> <p>Causa: Indisponibilidad de la generación de Machala Power.</p>	Construcción de la línea de transmisión Milagro – Machala, 230 kV. Montaje de un circuito.
Subestación Loja: Barras 138 y 69 kV.	<p>Registran voltajes de 0,94 y 0,95 p.u. respectivamente.</p> <p>Causa: Crecimiento de la demanda en la E.E. Regional Sur.</p>	Montaje del segundo circuito de la línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV.
Sobrecargas en transformadores	Restricción operativa	Solución

Subestación Babahoyo: Transformador 138/69 kV, 66,7 MVA.	Registra cargabilidad del 93%. Causa: crecimiento de la demanda en CNEL EP - Los Ríos; indisponibilidades de la central Sibimbe.	Construcción de una nueva subestación Babahoyo 138/69 kV, 2 x 67 MVA.
<b>Sobrecargas en líneas</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>
Sistema de transmisión 69 kV Cuenca – Limón - Méndez - Macas.	Sistema de subtransmisión sobrecargado operando a 69 kV.	Repotenciación a 138 kV del sistema Cuenca – Limón – Méndez - Macas, y construcción de subestaciones 138/13,8 kV en las subestaciones intermedias.

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.7: RESTRICCIONES OPERATIVAS: ZONA SUROCCIDENTAL**

<b>Voltajes críticos en barras</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>
Subestación Salitral: Barras 138 y 69 kV.	Registran voltajes de 0,95 y 0,98 p.u respectivamente. Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema. Operación del Sistema en condiciones no económicas de generación.	Incremento de la confiabilidad operativa de la generación térmica en la zona de Guayaquil.
Subestación Trinitaria: Barras 230 y 138 kV.	Registran voltajes de 0,94 y 0,96 p.u. respectivamente. Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema. Operación del Sistema en condiciones no económicas de generación.	Incremento de la confiabilidad operativa de la generación térmica en la zona de Guayaquil.
Subestación Posorja: Barra 138 kV.	Registra voltajes de 0,95 p.u. Causa: Crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santa Elena en Posorja.	Construcción del sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena; que operará inicialmente a 138 kV.
<b>Sobrecargas en transformadores</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>
Subestación Salitral: Transformador ATQ 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 96% Causa: Salida de generación térmica en la zona, en condiciones de alta hidrología en el Sistema.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Subestación Policentro: Transformador 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 83%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
Subestación Trinitaria: Transformador 138/69 kV, 150 MVA.	Registra cargabilidad del 86%. Causa: Crecimiento de la demanda en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.
<b>Sobrecargas en líneas</b>	<b>Restricción operativa</b>	<b>Solución</b>

Línea de transmisión Pascuales - Santa Elena, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (113,5 MVA). Causa: generación térmica de las centrales APR Energy 2 y Santa Elena.	Construcción del sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena; que operará inicialmente a 138 kV.
Línea de transmisión Pascuales – Salitral, 138 kV.	Altas transferencias de potencia (190 MVA). Causa: crecimiento de la demanda y alta generación térmica en la zona de Guayaquil.	Construcción de la subestación Las Esclusas 230/138 kV; y transferencia de carga hacia la subestación Caraguay.

Fuente: CELEC EP

### 3.3. Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2022

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

El Art. 62 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico señala: *“La expansión del Sistema Nacional de Transmisión, para atender el crecimiento de la demanda, cumpliendo con los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía, que se establezcan en la normativa aplicable, será planificada obligatoriamente por la compañía única de transmisión en coordinación con el CENACE, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, formará parte del Plan Maestro de Electrificación.”*

La expansión del sistema de transmisión en el período indicado del plan, se hace en base a estudios técnico - económicos que son aprobados por el CONELEC, y que establecen el plan de expansión de transmisión necesario para garantizar la operación del Sistema Nacional de Transmisión dentro de los límites de calidad y seguridad exigidos por la normativa vigente, permitiendo la incorporación al Sistema Nacional Interconectado de nuevos proyectos de generación; y, asegurando el suministro de energía eléctrica a la demanda, tanto a empresas distribuidoras como a grandes consumidores.

#### 3.3.1. Procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2022

##### 3.3.1.1. Objetivos

El Plan de Expansión del SNT tiene como finalidad determinar la red de transmisión que se debe implementar para atender los requerimientos del crecimiento de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación al SNI en el período de diez años, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía para el servicio de transporte de energía eléctrica hacia los diferentes centros de consumo del sistema eléctrico ecuatoriano.

##### 3.3.1.2. Información de entrada

La información básica utilizada en la elaboración del Plan de Expansión de la Transmisión es la siguiente:

- Regulaciones referentes a calidad, seguridad y confiabilidad del servicio.
- Proyección de la demanda anual de potencia y energía.
- Plan de Expansión de Generación (escenarios de suministro que aseguren el cumplimiento de las políticas energéticas nacionales).

- Plan de Expansión de cada una de las Empresas Distribuidoras.
- Estadísticas de operación del SNI disponibles en el CENACE y en el Centro de Operaciones de Transmisión – COT.
- Proyectos que se encuentran en construcción y aquellos cuya ejecución se prevé iniciar en el corto plazo.
- Costos de inversión de suministros y de construcción de los proyectos ejecutados por CELEC EP – TRANSELECTRIC, actualizados con los últimos procesos de contratación.

#### **3.3.1.3. *Análisis de criterios y procedimiento***

La formulación del plan de expansión de transmisión se realiza luego del análisis de diferentes alternativas de equipamiento técnicamente realizables y económicamente viables para cada uno de los años del período de planificación, mediante la ejecución de estudios eléctricos para condiciones de demanda máxima, media y mínima y para los escenarios de alta y baja hidrología en el SNI.

#### **3.3.1.4. *Definición de hipótesis***

La determinación del plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión toma como base para los análisis, el estado de avance de los proyectos de expansión en ejecución y los cronogramas de aquellos que iniciarán próximamente su construcción. A esta información, considerada como referencial, se suma para el estudio las siguientes proyecciones y simulaciones:

- Proyección decenal de la demanda anual de potencia y energía de las empresas de distribución.
- Despachos de generación: se formulan en función de los resultados de las simulaciones energéticas del SNI entregadas por el CONELEC y de los costos variables de producción de cada una de las unidades de generación del sistema publicados por el CENACE.
- Análisis eléctricos: se realizan considerando la demanda máxima no coincidente del sistema, desagregada por barra de entrega del SNI de acuerdo con las estadísticas de operación disponibles.
- Capacidad de nuevas 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.
- Líneas de transmisión: en condiciones normales de operación no deben superar el 100% de su capacidad de transporte.
- Normativa vigente: se debe cumplir principalmente lo indicado en las regulaciones: “Procedimientos de Despacho y Operación (No. 006/00)”, “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM (No. 004/02)” y “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el SNI (No. 003/08)”, mediante las cuales se establecen los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad que deben ser observados por el transmisor y demás agentes del MEM.

Las alternativas son analizadas mediante criterios económicos (considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red, operación del sistema, restricciones, energía no suministrada y pérdidas de potencia y energía), con la tasa de descuento referencial del 12% definida por SENPLADES y una vida útil de 30 años para subestaciones y de 45 años para líneas de transmisión.

Para la valoración de la energía no suministrada se considera un costo de 1.533 USD/MWh, de acuerdo con lo establecido por el CONELEC.

### 3.3.1.5. Evaluación de costos

De los resultados de estudios eléctricos realizados por CELEC EP se determina el correspondiente plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión para el período 2013-2022. Los proyectos que constituyen el plan de expansión permitirán obtener los siguientes beneficios en el Sistema Nacional Interconectado:

- Abastecer el crecimiento de la demanda en diferentes zonas del país.
- Incrementar los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad en el servicio eléctrico.
- Posibilidad de incorporar nueva generación al SNI.
- Mejorar las condiciones operativas del SNI.
- Disminuir las pérdidas de potencia y energía en el SNT.
- Mejorar el despacho económico de generación en el sistema.

Los presupuestos de los proyectos de expansión fueron formulados en base a costos unitarios tomados de los antecedentes de CELEC EP - TRANSELECTRIC en la contratación de obras similares; y, de la información definida para las obras de 500 kV por la consultoría contratada para este efecto..

El siguiente es un detalle de esos costos:

**TABLA No. 3.8: BAHÍAS DE SUBESTACIÓN**

Tensión kV	Tecnología	Tipo	Costo MUSD
500	Convencional	Línea acoplamiento	2.948
		Transformador	2.398
		Acoplamiento	1.904
		Reactor de línea (sin interruptor, con reactor de neutro)	231
		Reactor de barras	858
230		Línea	770
		Transformador	747
		Acoplamiento	614
		Capacitor	584
138		Línea	625

Tensión kV	Tecnología	Tipo	Costo MUSD	
69		Transformador	594	
		Transferencia	484	
		Capacitor	525	
		Línea	470	
		Transformador	448	
		Transferencia	349	
		Capacitor	352	
230	SF <sub>6</sub>	Línea	1.389	
		Transformador	1.314	
		Acoplamiento	1.290	
		138	Línea	927
			Transformador	867
			Transferencia	855
		69	Línea	504
			Transformador	488
			Transferencia	480
			Capacitor	488

Fuente: CELEC EP

Estos costos corresponden a los siguientes esquemas de subestaciones:

- 230 kV: doble barra principal
- 138 kV: barra principal y transferencia
- 69 kV: barra principal y transferencia

**TABLA No. 3.9: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**

Tensión kV	Tipo	Descripción	Costo unitario MUSD	Costo total (1) MUSD
500	Σ o □	Transformador 500/230 kV, 150 MVA	6.138	7.986

Tensión kV	Tipo	Descripción	Costo unitario MUSD	Costo total (1) MUSD	
230		Autotransformador 230/138 kV, 75/100/125 MVA	4.764	4.865	
		Autotransformador 230/138 kV, 33/44/55 MVA	2.682	2.782	
		Autotransformador 230/69 kV, 33/44/55 MVA, con ULTC	3.591	3.691	
		Autotransformador 230/69 kV, 20/26/33 MVA, con ULTC	3.249	3.349	
138		Autotransformador 138/69 kV, 30/40/50 MVA, con ULTC	3.471	3.571	
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA	701	2.203	
		Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA, con ULTC	958	2.974	
230		Trifásico	Autotransformador 230/138 kV, 180/240/300 MVA	3.406	3.506
			Autotransformador 230/138 kV, 135/180/225 MVA	2.754	2.854
			Autotransformador 230/69 kV, 100/133/166 MVA	2.207	2.307
138	Autotransformador 138/69 kV, 45/60/75 MVA		1.512	1.612	
	Autotransformador 138/69 kV, 40/53/66 MVA		1.374	1.474	
	Autotransformador 138/69 kV, 33/44 MVA		1.010	1.110	
	Autotransformador 138/69 kV, 20/26/33 MVA		807	907	
	Autotransformador 138/69 kV, 224 MVA		2.033	2.133	
	Autotransformador 138/69 kV, 100/133/167 MVA		1.637	1.737	

(1) Incluye obras civiles y montaje

(2) Los costos incluyen IVA

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.10: CAPACITORES**

Tensión kV	Descripción	Suministro MUSD	Montaje MUSD	Total MUSD
<b>230</b>	Banco 2 x 60 MVAR	1.026,0	266,8	1.292,8
	Banco 1 x 60 MVAR	513,0	133,4	646,4
<b>138</b>	Banco 3 x 25 MVAR	1.041,0	270,0	1.311,0
	Banco 2 x 25 MVAR	694,0	180,0	874,0
	Banco 1 x 25 MVAR	347,0	90,0	437,0
	Banco 2 x 30 MVAR	774,0	180,0	954,0



Tensión kV	Descripción	Suministro MUSD	Montaje MUSD	Total MUSD
	Banco 1 x 30 MVAR	387,0	90,0	477,0
69	Banco 2 x 12 MVAR	379,0	60,0	439,0
	Banco 1 x 12 MVAR	189,5	30,0	219,5
	Banco 1 x 12 MVAR	118,0	30,0	148,0
	Banco 1 x 6 MVAR	70,0	30,0	100,0

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.11: REACTORES**

Ítem	Capacidad	Total MUSD
1	Banco de 90 MVAR para línea (incluye reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2.739 (1)
2	Banco de 30 MVAR para línea (incluye con reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR)	2.035 (1)
3	Banco de 30 MVAR para barra	1.705 (1)
4	Reactor monofásico 30 MVAR	693
5	Reactor monofásico 10 MVAR	462
6	Reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR	303

(1) Incluye obras civiles y montaje

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.12: LÍNEAS**

Tensión kV	Ítem	Línea	Longitud km	Costo Unitario MUSD	Costo Total MUSD
500	1	Línea de transmisión 1 circuito, 4 conductores/fase	1	308	308
230	2.1	Línea de transmisión Milagro – Machala	135	130	17.549
	2.2	Línea de transmisión Zhoray – Cuenca	52	146	7.573
	2.3	Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui	67	180	12.088

Tensión kV	Ítem	Línea	Longitud km	Costo Unitario MUSD	Costo Total MUSD
	2.4	Línea de transmisión Tap a subestación Nueva Prosperina (2 líneas)	3	127	760
	2.5	Línea de transmisión Milagro - Las Esclusas	54	295	15.945
	2.6	Línea de transmisión Trinitaria - Las Esclusas	7,3	454	3.315
	2.7	Línea de transmisión Esmeraldas - Santo Domingo	155	188	29.212
<b>138</b>	3.1	Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena	81	152	12.329
	3.2	Línea de transmisión Las Esclusas – Caraguay	6	596	3.575
	3.3	Línea de transmisión Deriv. Manta – Montecristi	7	203	1.418

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.13: INSTALACIONES COMUNES (PROTECCIONES, SERVICIOS AUXILIARES, CONTROL, ETC.)**

Tipo	Módulo	Costo unitario MUSD
1	Para barras con 6 bahías o menos	6.570
2	Para barras con más de 6 bahías	7.821

Fuente: CELEC EP

### 3.3.2. Proyectos de expansión de transmisión

La necesidad no sólo de solucionar los problemas operativos detectados en el diagnóstico sino también de integrar al SNI la producción de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en construcción, especialmente Sopladora (487 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW), previstos para los años 2015 y 2016, respectivamente (que desplazarán generación térmica, principalmente la existente en la ciudad de Guayaquil), requiere de un sistema de transmisión de capacidad suficiente para evacuar la energía de dichos proyectos.

El Plan de Expansión de Transmisión 2013 -2022 determina la necesidad de ejecutar varios proyectos, que se resumen en:

- La implementación de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito.

- La FIG. No. 3.13 muestra el sistema ampliado propuesto:

**FIG. No. 3.13: MAPA DE LAS OBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PROPUESTO**

**Fuente: CELEC EP**

Para ubicar la subestación a la cual se conectará el proyecto hidroeléctrico Sopladora se consideró la necesidad de contar con un sitio estratégico que permitiera además la conexión del

proyecto de generación Cardenillo, determinándose que el lugar más idóneo para la construcción de la misma se ubica en el sector de Taday, provincia del Cañar.

Por otro lado, para evacuar la generación del proyecto Coca Codo Sinclair se estableció como mejor alternativa la implementación de un sistema de 500 kV, que además de vincular Coca Codo Sinclair con Quito (subestación El Inga) permitirá interconectarlo con el principal centro de carga del país, Guayaquil (subestación Daule).

Cabe señalar que debido a la falta de experiencia que se tiene en el país respecto al diseño, construcción y operación de instalaciones de 500 kV, para definir la configuración del sistema de transmisión de Extra Alta Tensión del Ecuador que se adapte a las necesidades energéticas de mediano y largo plazo del país, CELEC EP – TRANSELECTRIC, con el aporte del BID, a través de una cooperación técnica no reembolsable, contrató la consultoría del Consorcio CESI-EFFICACITAS.

### 3.3.2.1. Obras de Transmisión con inicio de operación en el 2012

A continuación se presenta un resumen de las obras de transmisión que en cada una de las zonas operativas del SNT ingresaron en operación en el año 2012.

**TABLA No. 3.14: CRONOLOGÍA DE OBRAS POR ZONA OPERATIVA AÑO 2012**

Fecha de entrada en operación	Obra	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 230 kV Bajo Alto – San Idelfonso: Montaje del segundo circuito, inicialmente energizado a 138 kV.	Evacuación de generación de la zona de Bajo Alto.	Sur
2do. trimestre 2012	Subestación Ibarra: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA y modernización subestación.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del SNI.	Norte
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Nororiente: Construcción subestación Baños, patio 138 kV y tramo de línea.	Normalizar el segundo circuito de la línea de transmisión Agoyán (Baños) – Totoras, 138 kV; y, alimentación a la Zona Nororiental del SNI (línea de transmisión Baños – Puyo, 138 kV).	Nororiental
3er. trimestre 2012	Subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA. Línea de transmisión Victoria – Montecristi, 138 kV, doble circuito, 7 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona de Manta y mejora de la calidad de servicio.	Noroccidental
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Gualaceo - Límón - Méndez – Macas: Cambio de voltaje a 138 kV de líneas de subtransmisión.	Mejorar la calidad de servicio en la zona. Disminución de pérdidas de potencia en el sistema de transmisión.	Sur

Fecha de entrada en operación	Obra	Objetivo	Zona
3er. trimestre 2012	Modernización de la subestación Pascuales patios 230, 138 y 69 kV, segundo transformador 138/69 kV, 224 MVA, instalación bahía transformador ATT 230 kV.	Confiabilidad de los sistemas de control.	Suroccidental
3er. trimestre 2012	Subestación Pomasqui: Instalación reactor 230 kV, 25 MVAR.	Controlar los perfiles de voltaje en la Zona Norte del SNI en casos de bajos intercambios de potencia con el sistema colombiano.	Norte

Fuente: CELEC EP

Las FIG. No. 3.14 y FIG. No. 3.15 muestran la ubicación geográfica de los sitios de los proyectos mencionados anteriormente.

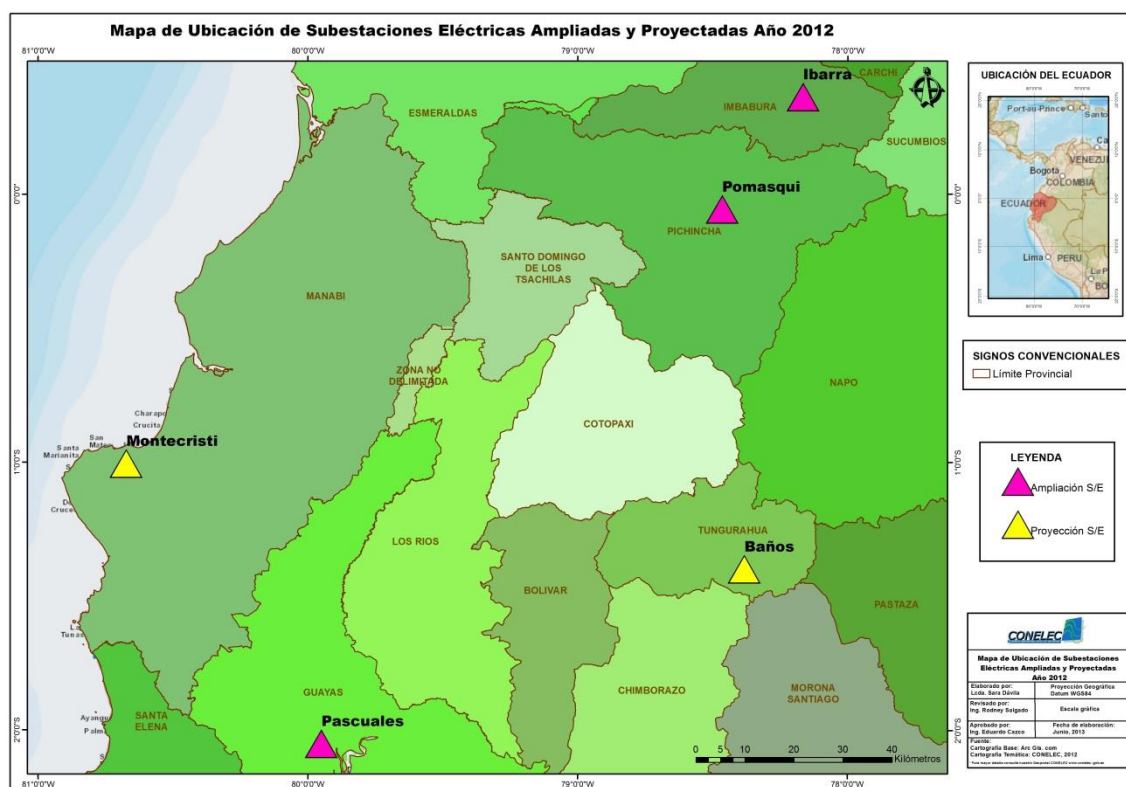
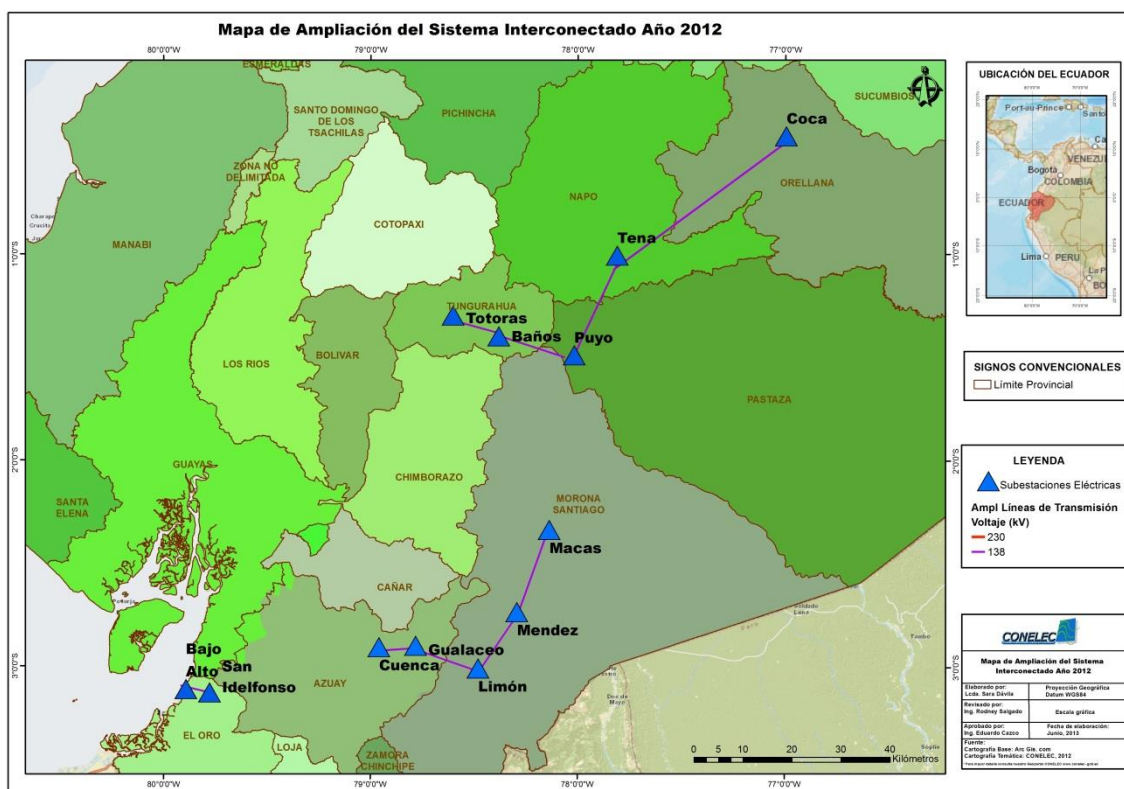


FIG. No. 3.14: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES AÑO 2012





**FIG. No. 3.15: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2012**

A continuación se presenta una descripción detallada de las obras que entraron en operación en el 2012.

### 3.3.2.1.1. Obras zona Norte

#### 3.3.2.1.1.1. Subestación Ibarra, instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la zona norte del SNI, se programó la entrada en operación de un transformador trifásico 138/69 kV de 67 MVA, y adicionalmente se terminaron los trabajos de modernización de la subestación.

Esta obra entró en operación en abril de 2012.

#### 3.3.2.1.1.2. Subestación Pomasqui, instalación de un reactor 25 MVAR a 230 kV

Como parte del nuevo proyecto de interconexión 230 kV entre las subestaciones Pomasqui y Jamondino de Ecuador y Colombia, respectivamente, se planificó la instalación de un reactor de 25 MVAR en la subestación Pomasqui, a nivel de 230 kV, que permite mejorar las condiciones operativas de la interconexión, especialmente en horas de mínima demanda.

Esta obra entró en operación en septiembre de 2012.

### *3.3.2.1.2. Obras Zona Nororiental*

#### *3.3.2.1.2.1. Sistema de transmisión 138 kV Nororiente*

La etapa final de este sistema de transmisión mejora las condiciones de suministro de energía eléctrica a la zona nororiental del país, y consiste en la construcción de una subestación ubicada en las cercanías de Agoyán, que seccionó los dos circuitos de la línea Agoyán - Totoras y desde ésta hacia el Puyo mediante una línea de 138 kV.

La entrada en operación, en una primera etapa, del patio de 138 kV de esta subestación, permite normalizar la operación del segundo circuito de la línea de transmisión Totoras - Agoyán de 138 kV y así evitar la salida de las centrales de generación Agoyán y San Francisco ante la indisponibilidad de este único enlace entre estas subestaciones. En una segunda etapa, prevista para el 2013, se realizará la instalación de un transformador de 20/27/33 MVA de capacidad, para satisfacer los requerimientos de la demanda de Baños y Pelileo.

El patio de 138 kV de la subestación Baños, entró en operación en julio de 2012.

Debido a que el transformador de la subestación Ibarra 138/69 kV de 33 MVA iba a ser instalado inicialmente en la subestación Baños, este proyecto fue aplazado al reubicar dicho transformador en la subestación Orellana ya que éste presentaba problemas en el cambiador automático de taps bajo carga, lo que imposibilitaba mejorar los perfiles de voltaje en la zona de Orellana, especialmente en casos en que no se cuenta con la generación interna de CNEL EP - Sucumbíos.

La fecha de entrada en operación del transformador de la subestación Baños está prevista para el 2013, una vez que CELEC EP – TRANSELECTRIC realice la compra del nuevo transformador 138/69 kV de 67 MVA para la subestación Orellana.

### *3.3.2.1.3. Obras Zona Noroccidental*

#### *3.3.2.1.3.1. Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - Portoviejo*

Como parte de este sistema de transmisión, las condiciones de calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica a la provincia de Manabí, han mejorado con el ingreso en operación las siguientes obras:

- Dos circuitos de la línea de transmisión Quevedo – Portoviejo (San Gregorio), 230 kV, 115 km, encuclados en sus extremos.
- Subestación San Gregorio 230/138 kV, 225 MVA.
- Ampliación de una bahía de 138 kV en la subestación Portoviejo y la entrada en operación de la línea Portoviejo – Manta a 138 kV, de propiedad de CNEL EP – Manabí, permitiendo con ello la energización de manera temporal de la subestación Móvil 138/69 kV de 32 MVA instalada junto a la subestación Manta 2 de la empresa distribuidora.
- Un tercer banco de capacitores de 12 MVAR en la subestación Portoviejo.

De manera complementaria, este sistema consideraba la construcción de una subestación en la zona de Montecristi y su alimentación desde la subestación San Gregorio, mediante el seccionamiento de la línea San Gregorio – Manta de 138 kV, en el sector de La Victoria, ubicada a 7 km al nororiente de Manta.

El detalle de las obras ejecutadas es el siguiente:

- Subestación Montecristi 138 /69 kV, 100 MVA.

- Línea de transmisión Portoviejo - San Gregorio - La Victoria, 138 kV, 27 km, un circuito (adquisición de un tramo de la línea de propiedad de CNEL EP - Manabí).
- Línea de transmisión La Victoria –Montecristi, 138 kV, 7 km de longitud en estructuras doble circuito.

La subestación Montecristi alimentada a 138 kV desde la subestación San Gregorio del sistema de transmisión, entró en operación en julio de 2012.

#### *3.3.2.1.4. Obras Zona Sur*

##### *3.3.2.1.4.1. Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Gualaceo - Limón - Méndez - Macas*

El sistema Cuenca - Plan de Milagro - Macas que operaba a nivel de 69 kV, y que formaba parte del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A., registraba un nivel de pérdidas de potencia importante, alrededor de 7 MW, debido a que en su extremo se cuenta con la operación de la Central Hidroeléctrica Abanico de 37,5 MW de capacidad. Con la finalidad de aprovechar de mejor manera la generación de esta central, conectada en Macas, se determinó la necesidad de operar el sistema Cuenca - Gualaceo - Limón – Méndez - Macas a nivel de 138 kV, integrándose al Sistema Nacional de Transmisión, lo cual reduciría en aproximadamente en aproximadamente 5 MW las pérdidas de potencia en el sistema.

Esta obra entró en operación en julio de 2012.

#### *3.3.2.1.5. Obras Zona Suroccidental*

##### *3.3.2.1.5.1. Modernización de la subestación Pascuales*

La aplicación de la Regulación No. CONELEC 003/08 tiene implicaciones directas en el equipamiento de los sistemas de protección, control y medición del SNT, por lo cual se ha implementando la modernización de la subestación Pascuales, con el cambio de los sistemas de protección, control y medición; y, de equipo primario.

Adicionalmente, como parte de este proceso se contempló la instalación de una bahía de transformador de 230 kV, utilizada por el banco de autotransformadores 230/138 kV ATT de la subestación Pascuales, liberando así la bahía de la línea de transmisión Pascuales - Trinitaria de 230 kV para poder reintegrarla al SNT. Sin embargo, hasta que no se cuente con la operación de la subestación Las Esclusas 230/138 kV, solamente se podrá utilizar este circuito como fuente de compensación capacitiva.

El nuevo sistema de control y protección de esta subestación entró en operación en agosto de 2012.

La posición de transformador 230 kV en la subestación Pascuales, entró en operación en julio de 2012.

#### *3.3.2.2. Proyectos de expansión en ejecución*

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

Desde la TABLA No. 3.15 hasta la TABLA No. 3.19 se muestra el listado de proyectos de expansión distribuidos por zonas geográficas con la descripción del objetivo de la obra, la fecha prevista de ingreso en operación al SNT y el grado de avance estimado a diciembre de 2012.



**TABLA No. 3.15: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NORTE**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del SNI con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	4to. trimestre 2013	26%
Subestación Pomasqui: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del SNI (EEQSA y Emelnorte).	4to. trimestre 2013	25%
Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del SNI y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	4to. trimestre 2013	45%
Subestación Mulaló: Intalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la provincia de Cotopaxi.	4to. trimestre 2013	10%
Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias: Cotopaxi y Tungurahua.	4to. trimestre 2013	10%
Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló – Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa.  Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa – Conocoto – Vicentina.  Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	4to. trimestre 2013	En diseño

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.16: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA NOROCCIDENTAL**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de las provincias de Santo Domingo y Esmeraldas.	1er. trimestre 2013	77%
Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	4to. trimestre 2013	24%
Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	4to. trimestre 2013	14%

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación Santo Domingo: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santo Domingo.	4to. trimestre 2013	15%

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.17: PROYECTOS EN EJECUCIÓN – ZONA SUR**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de línea de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala, 230 kV, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	2do. trimestre 2013	91%
Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Montaje segundo circuito línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV. Ampliación de bahías en subestaciones.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de concesión de la E.E. Sur.	2do. trimestre 2013	41%
Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza: Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km. Subestación Yanacocha 138 kV. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E. Sur en la provincia Zamora Chinchipe.	2do. trimestre 2013	25%
Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el SNI.	4to. trimestre 2013	60%

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.18: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - ZONA SUROCCIDENTAL**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	1er. trimestre 2013	90%
Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil. Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	1er. trimestre 2013	95%
Línea de transmisión 230 kV doble circuito 52 km Milagro – Las Esclusas.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	2do. trimestre 2013	55%

Subestación Lago de Chongón: Seccionamiento 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013	50%
Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena:  Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de uno operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	4to. trimestre 2013	48%

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.19: PROYECTOS EN EJECUCIÓN - GLOBALES**

Proyecto	Objetivo	Ingreso en Operación	% de Avance
Reserva de Subestaciones: Subestación Móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Subestación móvil para emergencias en instalaciones del SNT.	2do. trimestre 2013	45%
Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	4to. Trimestre 2013	47%

Fuente: CELEC EP

La FIG. No. 3.16 presenta información de los montos de inversión requeridos para las obras arriba indicadas, agregando el estado de avance de cada una a diciembre 2012 y su fecha prevista de entrada en operación.

Zona	Obra	Monto MUSD	Grado de Avance a diciembre 2012	Fecha de entrada en operación 2013			
				1er. Trim	2do. Trim	3er. Trim	4to. Trim
Norte	Subestación El Inga: Construcción subestación 230/138 kV, 300 MVA	11.546	26%				
	Subestación Pomasqui: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA	3.829	25%				
	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui	17.130	45%				
	Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA	3.559	10%				
	Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA	2.216	10%				
	Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento línea de transmisión Mulaló - Vicentina	1.988					
Noroccidental	Subestación Santo Domingo: Ampliación subestación 230/138 kV, 167 MVA	4.590	77%				
	Subestación Quinindé: Construcción subestación 138/69 kV, 60 MVA	6.764	24%				
	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA	72	15%				
	Subestación Santo Domingo: Ampliación subestación 138/69 kV, 167 MVA	5.665					
Sur	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Machala II Etapa	23.372	91%				
	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja	5.469	41%				
	Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza	13.060	25%				
	Subestación Babahoyo: Construcción subestación 138/69 kV, 2x67 MVA	10.641	60%				
Suroccidental	Subestación Dos Cerritos: Instalación Capacitores 69 kV, 2x12 MVAR	1.684	90%				
	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas	30.512	55%				
	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena	17.725	48%				
Global	Reservas de Subestaciones: Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV	3.842	47%				
	Reserva de Subestaciones: Subestación móvil 138/69 kV, 60 MVA	4.144	45%				

FIG. No. 3.16: PERFIL DE OBRAS EN CURSO EN EL SNT

Fuente: CONELEC

### 3.3.2.3. Proyectos de expansión en el corto plazo (2013 - 2016)

#### 3.3.2.3.1. Año 2013

**TABLA No. 3.20: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA - AÑO 2013**

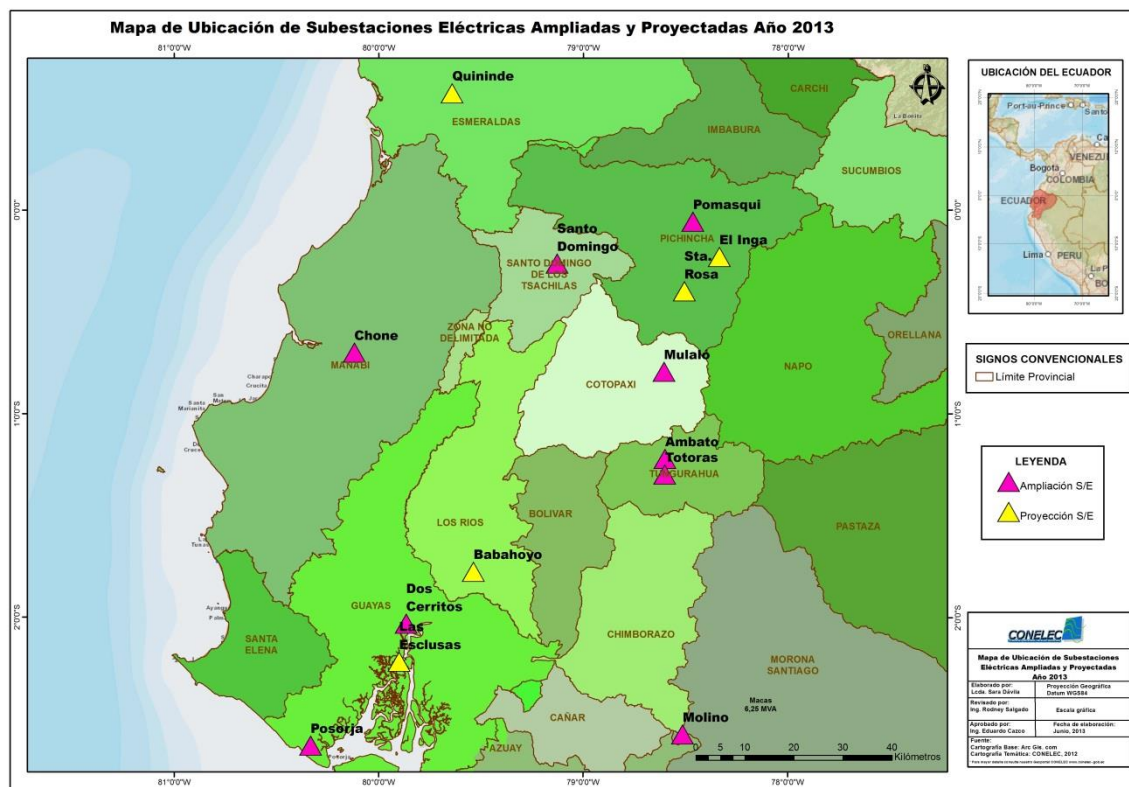
Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er. trimestre 2013	Subestación Santo Domingo: Instalación segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la provincia de Santo Domingo.	Noroccidental
1er. trimestre 2013	Subestación Molino: Modernización de la subestación.	Mejora tecnológica de los sistemas de protección, control y medición.	Sur
1er. trimestre 2013	Subestación Las Esclusas: Instalación transformador 230/138 kV, 225 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.  Transferencia de potencia de centrales de generación Molino, Gas Machala y Minas San Francisco hacia la zona de Guayaquil.	Suroccidental
1er. trimestre 2013	Subestación Dos Cerritos: Instalación capacitores 69 kV, 2x12 MVAR y bahía de línea 69 kV.	Mejorar los perfiles de voltaje en la zona.	Suroccidental
2do. trimestre 2013.	Subestación Totoras: Instalación del segundo transformador 230/138 kV, 150 MVA.	Incremento de transferencia de potencia hacia el sistema de transmisión 138 kV Totoras – Ambato – Pucará – Mulaló, ante indisponibilidades de generación en centrales Pucará o Agoyán.	Norte
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV; montaje del segundo circuito.	Abastecimiento de la demanda de las zonas de Loja y Cumbaratza.	Sur
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza: Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km.  Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la E.E. Sur en la provincia de Zamora Chinchipe.	Sur
2do. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II: Montaje de segundo circuito de la línea de transmisión Milagro – San Idelfonso – Machala, 230 kV, doble circuito, 135 km.	Entrada en operación de nueva generación de central termogas El Oro.	Sur
2do. trimestre 2013	Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV, doble circuito, 52 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
2do. trimestre 2013	Reserva para subestaciones: Subestación móvil 138/69 kV, 60 MVA.	Equipo de reserva para casos de indisponibilidades de equipamiento en el SNT.	Global
4to. trimestre 2013	Subestación Pomasqui: Instalación del segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país (EEQSA y EMELNORTE).	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Ambato: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 75 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de las provincias de Cotopaxi y Tungurahua.	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Santa Rosa 138 kV: Seccionamiento de la línea Mulaló – Vicentina, 138 kV, en Santa Rosa.  Construcción de una posición de línea de 138 kV.	Evitar riesgos de sobrecarga de la línea Santa Rosa – Conocoto – Vicentina.  Alimentación a la subestación Machachi de la EEQSA.	Norte
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II.	Incrementar los niveles de confiabilidad para la Zona Norte del SNI y de la EEQSA y de los intercambios de energía con el sistema colombiano.	Norte
4to. trimestre 2013	Subestación Mulaló: Instalación segundo transformador 138/69 kV 67 MVA.	Abastecimiento de la demanda de las provincias de Cotopaxi y Tungurahua.	Norte
4do. trimestre 2013	Subestación El Inga: Construcción de una subestación 230/138 kV, 300 MVA.	Nuevo punto de suministro de energía para la provincia de Pichincha y subestación de interconexión del SNI con las futuras centrales Coca Codo Sinclair y Quijos.	Norte
4do. trimestre 2013	Subestación Quinindé: Construcción de subestación 138/69 kV, 60 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Quinindé, actualmente atendida a 69 kV desde la subestación Esmeraldas.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II: Ampliación de subestaciones.	Normalizar la operación del segundo circuito de la línea de transmisión Quevedo – San Gregorio, 230 kV	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	Abastecimiento de la demanda de la zona norte de la provincia de Manabí.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Santo Domingo 138/69 kV: Instalación autotransformador trifásico 138/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la CNEL EP - Santo Domingo.	Noroccidental
4to. trimestre 2013	Subestación Babahoyo: Construcción de una subestación 138/69 kV, 2x67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Los Ríos y mejorar la confiabilidad del suministro de energía desde el SNI.	Sur

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo: Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 230 kV, doble circuito, 47 km.	Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro en la zona de concesión de CNEL EP - Los Ríos. Inicialmente esta línea operará energizada a 138 kV.	Sur
4to trimestre 2013	Subestación Posorja: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 33 MVA.	Abastecimiento de la demanda en la zona de Posorja.	Suroccidental
4to. trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 230 kV, doble circuito, 81 km; montaje inicial de un circuito operando a 138 kV.	Brindar mayor seguridad y confiabilidad de servicio a la Península de Santa Elena.	Suroccidental
4to trimestre 2013	Reservas para subestaciones: Bahías de emergencia: 138 (2) y 69 (4) kV.	Equipos de reserva para casos de indisponibilidades de equipos en el SNT.	Global
4to trimestre 2013	Sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo: Subestación Central 230 kV. Línea de transmisión Central – Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km. Línea de transmisión Central - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, doble circuito, 2 tramos de 5 km.	Incremento de la confiabilidad del SNI.	Global

Fuente: CELEC EP

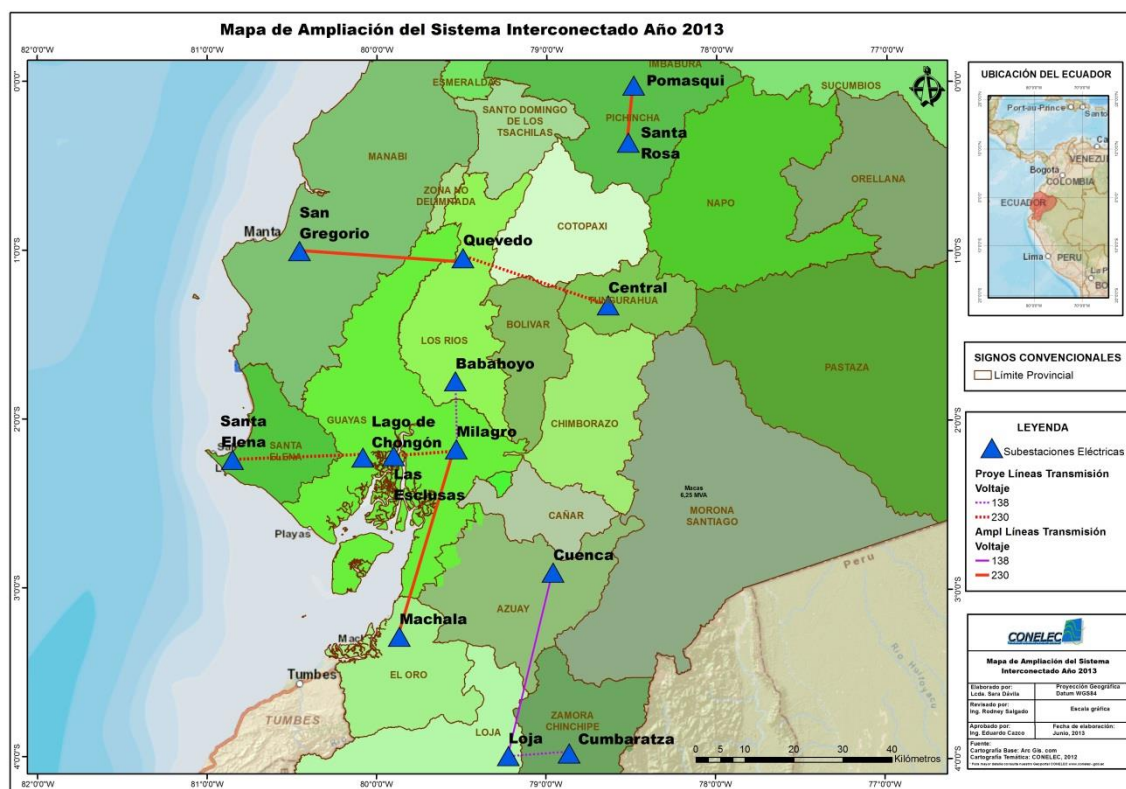
En la FIG. No. 3.17 se muestra la ubicación de las subestaciones y ampliaciones proyectadas para el año 2013.



**FIG. No. 3.17: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES AÑO 2013**

La FIG. No. 3.18 muestra la ampliación del SNT proyectada para el año 2013.





**FIG. No. 3.18: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2013**

#### 3.3.2.3.1.1. Proyectos para la Zona Norte

##### 3.3.2.3.1.1.1. Instalación del segundo transformador subestación Totoras 230/138 kV, 150 MVA

Cuando se encuentra indisponible por mantenimiento o por condiciones de despacho la central hidroeléctrica Pucará (70 MW), o una unidad de las centrales de Agoyán y San Francisco, se registran altos niveles de cargabilidad en el transformador 230/138 kV de 100 MVA de la subestación Totoras, superando incluso su capacidad nominal. Por tal motivo, se plantea la instalación de un transformador trifásico 230/138 kV de 90/120/150 MVA de capacidad.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del año 2013.

##### 3.3.2.3.1.1.2. Subestación El Inga 230/138 kV

De acuerdo con la revisión de los estudios realizados por la Empresa Eléctrica Quito S.A., se estableció que el sistema de subtransmisión a nivel de 46 y 23 kV de esta empresa distribuidora se encuentra saturado, razón por la cual la empresa ha previsto la construcción de un nuevo sistema a nivel de 138 kV, con la finalidad de descargar al sistema de subtransmisión actual y cubrir el crecimiento de la demanda de la distribuidora.

Esto evidencia la necesidad de crear un nuevo punto de entrega desde el SNT en el sector de El Inga, con la puesta en operación de una subestación 230/138 kV y 180/240/300 MVA de capacidad, cuya alimentación desde el SNT será a través del seccionamiento de la línea Santa Rosa- Pomasqui II; y, permitirá cubrir la demanda de energía eléctrica del nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito y de las subestaciones Tababela, El Quinche, Baeza y Alangasí, ubicadas en el

nororiente de la ciudad. Además, la subestación El Inga podrá ser el punto de conexión del proyecto de generación Quijos, de una capacidad de 50 MW.

Cabe indicar que se adquirió un terreno de alrededor de 17 ha que permitirá la implantación, en el mediano plazo, de un patio de 500 kV y transformación 500/230 kV asociado al proyecto de generación Coca Codo Sinclair de 1.500 MW de capacidad.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.1.3. Ampliación de la subestación Pomasqui.

Instalación de un segundo transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, para atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país (EEQSA y EMELNORTE).

Debido a la falta de recursos para la ejecución de varios proyectos de expansión CELEC EP - TRANSELECTRIC ha visto la necesidad de priorizar y buscar fuentes de financiamiento externas para su ejecución. Por tal motivo, se ha reprogramado la entrada en operación de este nuevo equipamiento.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.1.4. Subestación Ambato 138/69 kV

Se requiere ampliar la capacidad de transformación de esta subestación, a fin de atender el crecimiento de la demanda de las Empresas Eléctricas Ambato y Cotopaxi. En vista de que el transformador de 138/69 kV, 33/44 MVA, actualmente instalado en la subestación Ambato cuenta con más de 35 años de operación; y, con el objeto de garantizar el abastecimiento de la demanda de la zona del centro del país, en el mediano y largo plazo, se ha previsto la instalación de un nuevo transformador 138/69 kV, 45/60/75 MVA, con sus respectivas bahías de alta y baja tensión, en remplazo del transformador actual.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.1.5. Ampliación de la subestación Santa Rosa 138 kV

De acuerdo con los análisis eléctricos efectuados se observa que ante la contingencia de la línea Pucará – Mulaló de 138 kV existe riesgo de sobrecargas en las líneas Santa Rosa – Conocoto - Vicentina de 138 kV, además de bajos perfiles de voltaje en la subestación Mulaló, con el consecuente riesgo de corte de carga en esta zona. Por estas razones, se requiere seccionar la línea Mulaló – Vicentina de 138 kV, simple circuito, en la subestación Santa Rosa, mediante la instalación de dos bahías de línea de 138 kV, con lo cual se mejorarán las condiciones de confiabilidad y seguridad del suministro de energía eléctrica de la zona norte del SNI.

Una tercera bahía de línea de 138 kV se requiere en la subestación Santa Rosa para alimentar la nueva subestación Machachi 138/23 kV, 20/27/33 MVA, a ser construida por la Empresa Eléctrica Quito S.A., que brindará servicio al cantón Mejía y a una zona de la parroquia de Pastocalle del cantón Latacunga en el límite con la provincia de Pichincha. Esta subestación permitirá a su vez descongestionar el sistema de 46 kV de la empresa distribuidora, principalmente los transformadores 138/46 kV, 45/60/75 MVA de la subestación Santa Rosa.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.1.6. Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II

Con la finalidad de completar la configuración definitiva del sistema de transmisión asociado a la segunda interconexión con Colombia a nivel de 230 kV se requiere la construcción de otra línea de

transmisión Santa Rosa – Pomasqui 230 kV doble circuito, de 67 km, en haz de conductores 2 x 750 ACAR. Se ha estimado conveniente que el recorrido de esta línea se lo realice por el sector oriental de la ciudad de Quito, lo que permitirá que se pueda disponer de un nuevo punto de alimentación a la Empresa Eléctrica Quito S.A en el sector de El Inga.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.1.7. Subestación Mulaló 138/69 kV

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área de concesión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi se ha programado la entrada en operación de un segundo autotransformador trifásico 138/69 kV, 40/53/66 MVA con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión. La subestación Mulaló cuenta actualmente con una sola bahía de 69 kV, por lo que se requiere adquirir una adicional de transformador y la de transferencia para completar el esquema de barra principal y transferencia; e incluir dos bahías de línea de 69 kV para uso de la empresa distribuidora.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.2. *Proyectos para la Zona Noroccidental*

##### 3.3.2.3.1.2.1. Subestación Santo Domingo 230/138 kV

Instalación de un segundo transformador 230/138 kV, 167 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda de Santo Domingo y Esmeraldas, cubriendo especialmente las necesidades de estas dos zonas del país cuando se encuentra fuera de operación la central térmica Esmeraldas.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del año 2013.

##### 3.3.2.3.1.2.2. Subestación Quinindé 138/69 kV

Debido al desarrollo agroindustrial que se ha presentado en la zona de Quinindé y la saturación del alimentador de 69 kV a través del cual se abastece desde la subestación Esmeraldas, es necesario contar con un nuevo punto de entrega de energía desde el SNT para esta zona de la provincia de Esmeraldas, a fin de mejorar la calidad del servicio y brindar la suficiente capacidad de energía para satisfacer la demanda que ha permanecido represada en los últimos años. Cabe indicar que esta nueva subestación permitirá descargar los transformadores de 138/69 kV de la subestación Esmeraldas.

La alimentación de esta nueva subestación se realizará a través del seccionamiento de uno de los circuitos de la línea Santo Domingo - Esmeraldas de 138 kV, aproximadamente a 84 km de Santo Domingo.

Es importante señalar que como parte de la adquisición del suministro de esta subestación, se ha previsto la compra de un transformador 138/69 kV de 100 MVA. Sin embargo, a fin de optimizar las inversiones del SNT, este transformador será instalado en la subestación Chone, en remplazo del transformador 138/69 kV de 60 MVA de capacidad, el cual a su vez será reubicado en la subestación Quinindé.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

##### 3.3.2.3.1.2.3. Sistema de transmisión 230 kV Quevedo – San Gregorio, etapa II

CELEC EP - TRANSELECTRIC durante el primer semestre del año 2010, para mejorar las condiciones de suministro en la provincia de Manabí, concluyó la construcción de la línea de transmisión Quevedo San Gregorio (Portoviejo) de 230 kV, doble circuito. Este sistema incluyó la

ampliación de una bahía de línea de 230 kV en la subestación Quevedo y la construcción de la subestación San Gregorio 230/138 kV, 225 MVA.

A fin de minimizar los impactos sociales en la obtención de permisos y fajas de servidumbre a lo largo de la ruta de la línea, se tomó la decisión de realizar el montaje de los dos circuitos de esta línea de transmisión, que al momento están encuellados en sus extremos, razón por la cual se requiere complementar el equipamiento, con la finalidad de incrementar los niveles de confiabilidad de la línea de transmisión y del servicio a la provincia de Manabí.

- Subestación Quevedo, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 230 kV.
- Subestación San Gregorio, completar el esquema de barras de 230 kV:
  - ✓ Una bahía de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.2.4. Subestación Chone, ampliación de capacidad de transformación 138/69 kV

La ampliación de la capacidad de transformación en esta subestación permitirá satisfacer el crecimiento de los requerimientos energéticos de la zona norte de la provincia de Manabí, mediante la instalación de un autotransformador trifásico 138/69 kV, 60/80/100 MVA con ULTC, en reemplazo del actual transformador de 60 MVA, el cual a su vez será reubicado en la nueva subestación Quinindé que está en construcción por CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.2.5. Subestación Santo Domingo, ampliación de capacidad de transformación 138/69 kV

Comprende la instalación de un autotransformador trifásico de 138/69 kV, 100/134/167 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión, proyecto que permitirá atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Santo Domingo.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.3. *Proyectos para la Zona Sur*

##### 3.3.2.3.1.3.1. Modernización de la subestación Molino

Con la finalidad de mejorar las condiciones de disponibilidad de los equipos de protección, control y medición de la subestación Molino; y, dada la importancia de esta subestación para el Sistema Nacional Interconectado, ya que permite la evacuación de la producción de la central de generación de mayor capacidad del país, se ha planteado su modernización mediante el cambio de equipos de protección y medición, así como la actualización de su sistema de control.

Cabe indicar que la modernización de la subestación Molino se realizará de manera coordinada con CELEC EP - HIDROPAUTE, empresa que además ha previsto la modernización de los sistemas de control de las unidades de generación de la central Paute.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.3.2. Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Loja

Para mejorar los perfiles de voltaje en la subestación Loja se cuenta con la operación de un banco de capacitores de 12 MVAR a nivel de 69 kV. Este equipamiento constituye una solución parcial, por lo que para mejorar la calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en esta zona se requiere la construcción de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Cuenca – Loja, 138 kV, 135 km, montaje del segundo circuito.
- Subestación Cuenca, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación Loja, ampliación (completar esquema de barras de 138 kV):
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.3.3. Sistema de transmisión 138 kV Loja - Cumbaratza

De acuerdo con la revisión de los estudios de expansión del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Sur se observa que la línea Loja - Cumbaratza 138 kV de propiedad de CELEC EP - TRANSELECTRIC, que actualmente opera a 69 kV y a través de la cual se atiende a la provincia de Zamora Chinchipe (cantones: Zamora, Nambija, El Pangui, Gualaquiza, etc.), requiere cambiar su operación a su voltaje de diseño, ya que no es posible brindar un adecuado perfil de voltaje a pesar de la instalación de capacitores.

Con la finalidad de dar solución a la prohibición del Municipio de Loja de cruzar sobre el parque Jipiro de esa ciudad con la línea de transmisión de 138 kV hacia Cumbaratza, se ha previsto la construcción de un tramo de línea de 138 kV, doble circuito, desde el sector de Motupe (ubicado a 6 km al norte de la subestación Loja) hasta la zona de Yanacocha, sitio en el cual se efectuará la construcción de una subestación de seccionamiento de 138 kV y desde la cual se alimentará a la provincia de Zamora Chinchipe.

Por lo expuesto, se requiere la puesta en operación de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Motupe – Yanacocha, 138 kV, doble circuito, 10 km, 750 ACAR.
- Subestación Yanacocha:
  - ✓ Tres bahías de línea de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Subestación Cumbaratza:
  - ✓ Un transformador trifásico de 138/69 kV, 20/27/33 MVA.
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
  - ✓ Dos bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.3.4. Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, etapa II

Debido al traslado de las unidades de generación ubicadas en la central Pascuales II hacia la central Termogas Machala es indispensable fortalecer el sistema de transmisión de esta zona, adicionalmente para el año 2013 está previsto instalar una tercera unidad de 65 MW y una turbina de vapor de 100 MW para completar un ciclo combinado. Por tal motivo, es necesaria la instalación del segundo circuito entre Machala y Milagro a 230 kV, con una longitud de 134 km.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.3.5. Subestación Babahoyo 138/69 kV

Para garantizar el abastecimiento de la demanda de la zona sur de la provincia de Los Ríos, especialmente en los casos en que no se cuente con la generación de la central hidroeléctrica Sibimbe, se encuentra en construcción una nueva subestación en la zona de Babahoyo.

La subestación Babahoyo 138/69 kV, de 66 MVA de capacidad, cuenta con una sola bahía, tanto a nivel de 138 kV como de 69 kV, y está construida en terrenos de propiedad de CNEL EP - Los Ríos junto a la subestación Chorrera de esta empresa distribuidora. Los terrenos en los que se encuentra ubicada la subestación son propensos a inundaciones y en años recientes existió un alto riesgo de salir de servicio por esta causa. CELEC EP -TRANSELECTRIC decidió realizar la construcción de una nueva subestación en un sector cercano a la ex central de Generación Centro Industrial, en la cual se realizará la instalación de un transformador trifásico 138/69 kV, 40/53/67 MVA, de acuerdo con el siguiente detalle:

- Subestación Babahoyo 138/69 kV:
  - ✓ Un transformador trifásico 138/69 kV, 40/53/67 MVA.
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
  - ✓ Dos bahías de transformador de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de línea de 69 kV (una está actualmente operativa).
  - ✓ Dos bahías de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.

Una vez que se concluya con la construcción de la nueva subestación se procederá con la reubicación del transformador 138/69 kV de 67 MVA, el mismo que actualmente está en operación junto a la subestación Chorrera, así como la bahía de línea de 69 kV mediante la cual al momento se abastece la demanda de la distribuidora.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.3.6. Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo

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

Por lo tanto, se realizaron análisis técnico - económicos para determinar la mejor solución al problema de la altura de las fases a tierra, a fin de minimizar las fallas en esta línea de transmisión.

El diseño original de esta línea fue para un nivel de voltaje de 69 kV, motivo por el cual fue construida con postes de hormigón, y en 32 sitios, con estructuras tipo H haciendo la función de suspensión, los que para incrementar la altura de amarre, que es de apenas 8,5 m, deben reemplazarse por nuevas estructuras.

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

Adicionalmente, debido a las condiciones ambientales de la zona, que presentan un alto grado de contaminación y salinidad, y al tiempo de operación de esta línea de transmisión su conductor se encuentra en mal estado, motivo por el cual como parte de la expansión del SNT se plantea la construcción de una nueva línea de transmisión doble circuito hacia la zona de Babahoyo, aislada a 230 kV, inicialmente operará a 138 kV.

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

- Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 230 kV, doble circuito, 47 km (se energiza a 138 kV).
  - Subestación Milagro, ampliación:
    - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
  - Subestación Babahoyo, ampliación:
    - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.4. *Proyectos para la Zona Suroccidental*

##### 3.3.2.3.1.4.1. Subestación Dos Cerritos 69 kV

La instalación de dos bancos de 12 MVAR a nivel de 69 kV permitirá cumplir con la regulación vigente, esto es, con adecuados perfiles de voltaje en las barras del SNT ante el alto crecimiento de la demanda en la Zona Suroccidental.

Al momento se cuenta con el equipamiento necesario y están en ejecución las obras civiles.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del año 2013.

##### 3.3.2.3.1.4.2. Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas

Con la finalidad de brindar servicio al principal centro de carga del país, en las mejores condiciones técnicas y económicas, la generación producida por los proyectos hidroeléctricos Paute y Mazar y aquella que pueda desarrollarse en la zona de Machala (proyectos Minas - San Francisco y La Unión), se ha definido como mejor opción la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Milagro y Las Esclusas.

Este sistema de transmisión permitirá que el SNI tenga capacidad de superar contingencias en cualquiera de las líneas de transmisión Milagro - Pascuales y Milagro - Dos Cerritos - Pascuales, eliminándose cualquier posible sobrecarga en estos enlaces.

La ejecución de este proyecto contempla las siguientes obras:

- Subestación Las Esclusas, 230/138 kV:

- ✓ Un transformador trifásico de 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
- ✓ Cuatro bahías de línea de 230 kV.
- ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
- ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- ✓ Dos bahías de línea de 138 kV.
- ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
- ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas, 230 kV, 54 km, doble circuito, dos conductores por fase, calibre 750 ACAR.
- Subestación Milagro:
  - ✓ Ampliación de dos bahías de línea de 230 kV.

Al momento está en proceso la construcción de las obras civiles y el montaje electromecánico de la subestación Las Esclusas, desde la misma se alimentará a la subestación Caraguay, se conectarán las barcazas de generación ubicadas en el río Guayas y se interconectará la línea Milagro – Las Esclusas, formando un anillo de 230 kV alrededor de la ciudad de Guayaquil.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.4.3. Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón - Santa Elena

La mejor alternativa para la expansión del sistema de transmisión hacia Santa Elena es mediante la construcción de una línea de transmisión desde una subestación de seccionamiento ubicada cerca al embalse Chongón de CEDEGE, a la altura del sitio donde se deriva la línea Pascuales - Posorja hacia Electroquil. Este sistema permitirá dar mayor seguridad y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica a la Península de Santa Elena, con mejores perfiles de tensión.

Es importante señalar que debido a la dificultad en la obtención de los derechos de paso para la imposición de fajas de servidumbre, que actualmente ha evidenciado CELEC EP – TRANSELECTRIC, situación que será más crítica en el futuro, se ha previsto la construcción de la línea de transmisión aislada a 230 kV, para ser operada a 138 kV.

El equipamiento requerido es el siguiente:

- Subestación Santa Elena, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación de seccionamiento Lago de Chongón:
  - ✓ Seis bahías de línea de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, de 81 km de longitud, diseñada para 230 kV, que operará inicialmente a 138 kV con un solo circuito.

Al momento se cuenta con el equipamiento para las subestaciones Santa Elena y Lago de Chongón. Sin embargo, debido a que CELEC EP instaló generación termoeléctrica con una capacidad de 130 MW en Santa Elena, esta obra ha sido reprogramada para el tercer trimestre del año 2013.



Adicionalmente, en virtud del crecimiento poblacional que se identifica en los alrededores del sitio de la subestación Nueva Prosperina y a lo largo de la vía a la Costa, a futuro se podría implementar transformación en la subestación Lago de Chongón para el suministro de energía a esa zona de Guayaquil.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.4.4. Subestación Posorja, ampliación 138/69 kV

Conforme con la evolución de la demanda de esta zona, es necesario incrementar la capacidad de transformación en esta subestación mediante la instalación de un segundo transformador trifásico, para lo cual se requiere además completar el esquema de barra principal y transferencia a nivel de 138 kV.

- Un transformador trifásico de 138/69 kV, 20/27/33 MVA.
- Dos bahías de transformador de 138 kV (para completar el esquema de barras).
- Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Una bahía de transformador de 69 kV.
- Una bahía de transferencia de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.1.5. *Proyectos Globales*

En el año 2007 el CONELEC aprobó a TRANSELECTRIC un plan para la adquisición de equipos de reserva para instalaciones de transformación en operación en el sistema de transmisión. Sin embargo, debido a la falta de recursos económicos para la ejecución de varios proyectos de expansión CELEC EP - TRANSELECTRIC ha debido reprogramar la entrada en operación del equipamiento indicado a continuación:

##### 3.3.2.3.1.5.1. Bahías de emergencia o reserva a 230 kV, 138 kV y 69 kV

Con la finalidad de facilitar la conexión de la nueva generación que requiera el país en forma emergente, tal como ocurrió en años pasados y en el período de estiaje octubre 2009 – marzo 2010, está en proceso la adquisición de un stock de bahías a nivel de 230, 138 y 69 kV que permitirán reducir los tiempos de ingreso de dicha generación. Adicionalmente este equipo servirá para cubrir eventuales emergencias en el SNT.

Fecha de ingreso en operación: Hasta cuarto trimestre del año 2013.

##### 3.3.2.3.1.5.2. Sistema de transmisión 230 kV Central - Quevedo.

Con la puesta en servicio de los proyectos de generación hidroeléctrica en la zona Norte del SNI, tales como Toachi – Pilatón (253 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW), previstos para inicios del año 2015 y 2016, respectivamente, se produce, en condiciones de contingencia de un circuito de la línea de transmisión Santo Domingo - Toachi Pilatón, la saturación del segundo circuito, razón por la cual se requiere reforzar el anillo de 230 kV del SNT.

La mejor alternativa para superar esta restricción operativa, que además permite reducir los costos de operación del SNI, debido a una disminución importante de pérdidas de potencia en el sistema, es la construcción del sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo, el cual brindará adicionalmente mayor seguridad y confiabilidad al SNI ante diferentes contingencias de la red de 230 kV.

La subestación Central ha sido resultado de los estudios técnico - económicos realizados para optimizar el sistema de transmisión de 500 kV, que estableció la construcción de la línea de transmisión de 500 kV El Inga – Central - Daule, que inicialmente operará a 230 kV.

El sitio para la construcción de la subestación Central, sigue en análisis, estimándose que la misma estará ubicada entre los sectores de Tisaleo y Urbina.

El equipamiento contemplado en este sistema de transmisión es el siguiente:

- Línea de transmisión Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km.
- Subestación Central:
  - ✓ Seis bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
- Subestación Quevedo, ampliación:
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.

Para la interconexión de la subestación Central al SNT se ha previsto realizar el seccionamiento de los dos circuitos de la línea de 230 kV Molino – Riobamba - Totoras, para lo cual se requiere la construcción de dos tramos de línea de 230 kV doble circuito de 5 km de longitud cada uno.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2013.

#### 3.3.2.3.2. Año 2014

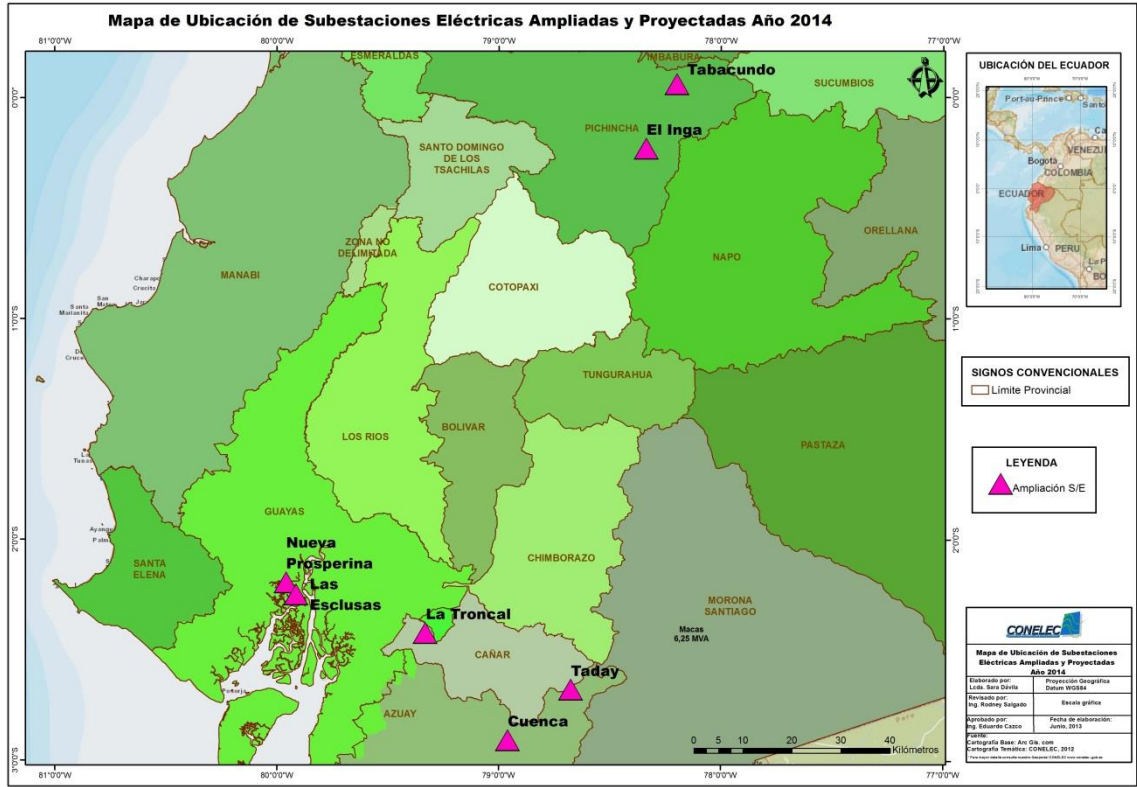
**TABLA No. 3.21: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA - AÑO 2014**

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
1er trimestre 2014	Varias subestaciones del SNI: Instalación de compensación capacitiva.	Control de voltaje en el SNT	Global
1er trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo: Subestación Esmeraldas 230/138 kV, 167 MVA. Línea de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, 230 kV, doble circuito, 155 km.	Conexión Proyecto Termoeléctrico Esmeraldas II con el SNI.	Transmisión asociada a generación
2do trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta: Subestación San Juan de Manta 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión San Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV, doble circuito, 35 km.	Atender el crecimiento de la demanda en la zona de Manta.	Noroccidental
2do trimestre 2014	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA.	Atender crecimiento de la demanda en la zona de concesión de CNEL EP - Milagro.	Sur

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
3er. trimestre 2014	Subestación Taday 230 kV Ampliación subestación Milagro. Línea de transmisión Taday – Milagro, 230 kV, doble circuito, 140 km.	Refuerzo del sistema de transmisión 230 kV Molino – Pascuales, ante entrada en operación de la central hidroeléctrica Sopladora.	Sur
4to trimestre 2014	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la EEQSA y EMELNORTE en la Zona Norte del SNI.	Norte
4to trimestre 2014	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos: Línea de transmisión Coca Codo Sinclair – Sucumbíos 230 kV doble circuito 105 km. Subestación Sucumbíos 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de CNEL EP - Sucumbíos, y de instalaciones de Ex Petroproducción en la zona.	Nororiental
4to trimestre 2014	Subestación Yanacocha: Transformador 138/69 kV, 67 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.	Sur
4to trimestre 2014	Subestación Las Esclusas: Transformador 230/69 kV, 167 MVA.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona sur de la ciudad de Guayaquil.	Suroccidental
4to trimestre 2014	Subestación Nueva Prosperina: Transformador 230/69 kV, 225 MVA.	Equipo de reserva para casos de contingencias en el sistema de transmisión.	Global
4to trimestre 2014	Subestación El Inga: Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	Equipo de reserva para casos de contingencias en el sistema de transmisión.	Global
4to trimestre 2014	Subestaciones móviles: Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA. Subestación móvil 138/22/13,8 kV, 33 MVA.	Equipo de reserva para casos de mantenimientos o emergencia en el sistema de transmisión.	Global
4to trimestre 2014	Sistema de transmisión 500 kV: Líneas de transmisión 500 kV, dos circuitos independientes 125 km El Inga – Coca Codo Sinclair. Línea de transmisión El Inga – Central 500 kV, un circuito 120 km. Subestación Central 230 kV.	Evacuar la generación de Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair al SNI. Operación inicial a 230 kV.	Sistema de transmisión 500 kV
4to trimestre 2014	Subestación Cuenca: Posición 69 kV para E.E. Azogues.	Atender el crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Azogues.	Sur

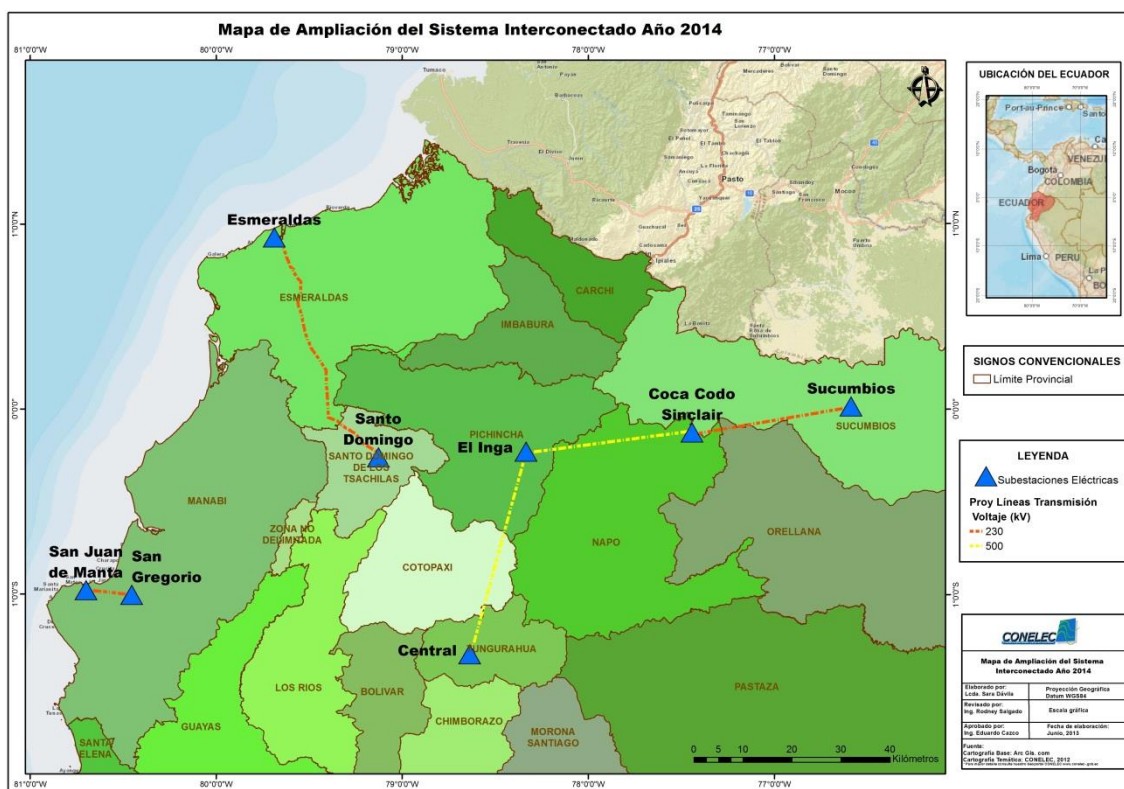
Fuente: CELEC EP

La FIG. No. 3.19 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el año 2014.



**FIG. No. 3.19: AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES AÑO 2014**

La FIG. No. 3.20 muestra la ampliación del SNT proyectada para el año 2014.



**FIG. No. 3.20: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2014**

### 3.3.2.3.2.1. *Proyectos para la Zona Norte*

#### 3.3.2.3.2.1.1. Subestación Tabacundo 230/138 kV

Ante la necesidad de la Empresa Eléctrica Quito, de construir la subestación San Antonio 138/23 kV, 33 MVA, para abastecer la demanda de la nueva zona industrial definida por el Distrito Metropolitano de Quito, seccionando un circuito de la línea Pomasqui – Ibarra de 138 kV, y con el objeto que esta instalación no cause problemas al sistema de EMELNORTE, especialmente en caso de contingencias, se ha determinado, de manera preliminar, la importancia de la construcción de una subestación 230/138 kV en las cercanías de Tabacundo.

La alimentación de la subestación Tabacundo se realizará mediante el seccionamiento de un circuito de la línea de la interconexión Pomasqui – Jamondino de 230 kV, mientras que la barra de 138 kV permitirá seccionar los dos circuitos de la línea Pomasqui – Ibarra, con lo cual se reforzará a su vez en el mediano y largo plazo el sistema de EMELNORTE, en virtud de que se contará con un nuevo punto de alimentación en 230 kV para la Zona Norte del SNI.

Las obras contempladas en este proyecto son las siguientes:

- Subestación Tabacundo 230/138 kV:
  - ✓ Transformador trifásico, 230/138 kV, 167 MVA.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

- ✓ Dos bahías de línea de 138 kV.
- ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
- ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Tramo de línea de 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR, 10 km de longitud.
- Tramo de línea de 138 kV, doble circuito, 750 ACAR, 11 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.2. *Proyectos para la Zona Nororiental*

##### 3.3.2.3.2.2.1. Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos

De acuerdo con los estudios realizados se determinó que la mejor alternativa para atender el crecimiento de la demanda futura de CNEL EP - Sucumbíos, así como la carga de Ex Petroproducción, es mediante la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre Quito (subestación El Inga) y Nueva Loja o Jivino, así como la implementación de una subestación de 230/69 kV en esta zona.

Por otro lado, para el año 2016 se tiene previsto la incorporación al SNI de la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, con una capacidad de 1500 MW, generación que obliga a reformular el esquema planteado anteriormente por una alternativa que permita el desarrollo integral del sistema de transmisión entre El Inga, Coca Codo Sinclair y Sucumbíos.

Debido a la necesidad de atender en el menor tiempo posible a la carga de Petroecuador EP y de la Zona Nororiental se ha decidido anticipar la implementación de las dos líneas de 500 kV que se deben construir como parte de ese proyecto de generación, para que con su operación temporal a 230 kV viabilicen la conexión del sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos, requiriéndose para ello implementar las siguientes obras:

- Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Sucumbíos (Jivino), 230 kV, doble circuito, 105 km, conductor ACAR 1200.
- Subestación Sucumbíos (Jivino):
  - ✓ Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Tres bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.
  - ✓ Un reactor de barra 30 MVAR, 230 kV, con interruptor.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.3. *Proyectos para la Zona Noroccidental*

##### 3.3.2.3.2.3.1. Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio – San Juan de Manta

La existencia de grandes consumidores que actualmente se autoabastecen, el alto crecimiento inmobiliario de la zona de Manta, la operación del puerto marítimo y su impacto en el desarrollo de

esta ciudad manabita, provocan que el transformador de 100 MVA, 138/69 kV, que está en proceso de instalación en la subestación Montecristi ingrese con niveles de carga elevados, que saturará este equipamiento en el corto plazo. Esta condición operativa se deriva del retraso de la implementación de esta subestación, la misma que en principio era responsabilidad de CNEL EP - Manabí, empresa que tenía previsto instalarlo en el sector del aeropuerto de Manta.

Sobre esta base y de acuerdo con los análisis realizados, se determinó que es necesaria la implementación de un nuevo sistema de transmisión que satisfaga los requerimientos energéticos de esta zona del país, por lo que se ha programado la construcción de una subestación de 230/69 kV en el sector de San Juan de Manta, la misma que será alimentada desde la subestación San Gregorio de Portoviejo mediante una línea de transmisión de 230 kV.

Adicionalmente esta subestación podría permitir la conexión de la Refinería del Pacífico, proyecto que está previsto ser desarrollado en el sector de El Aromo, a una distancia aproximada de 10 km de la subestación San Juan, la cual incluiría la instalación de generación termoeléctrica económica, que utilizará los residuos del proceso de refinación, generación que sería inyectada al SNI a través de este sistema de transmisión propuesto.

Las obras contempladas en este proyecto son las siguientes:

- Línea de transmisión San Gregorio – San Juan de Manta 230 kV doble circuito, 35 km.,
- Subestación San Juan de Manta:
  - ✓ Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Cuatro bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Subestación San Gregorio, ampliación:
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.4. *Proyectos para la Zona Sur*

##### 3.3.2.3.2.4.1. Subestación La Troncal, 230/69 kV

CELEC EP - TRANSELECTRIC y CNEL EP - Milagro, de manera conjunta, realizaron los estudios técnico-económicos de alternativas de abastecimiento al área de influencia de la distribuidora, determinándose, como la mejor alternativa, la construcción de una nueva subestación 230/69 kV de 167 MVA de capacidad en el sector de La Troncal, para lo cual se requiere seccionar uno de los circuitos de la línea Zhoray - Milagro de 230 kV, requiriéndose el siguiente equipamiento:

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

- Tres bahías de línea de 69 kV.
- Una bahía de transformador de 69 kV.
- Una bahía de transferencia de 69 kV.

Debe señalarse que esta obra sustituye la ampliación de capacidad de transformación de la subestación Milagro mediante la instalación de un segundo transformador 230/69 kV de 167 MVA de capacidad, propuesta en versiones anteriores del plan de expansión.

Fecha de ingreso en operación: segundo trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.4.2. Subestación Yanacocha 138/69 kV

Debido al crecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Regional del Sur se determinó la instalación de un segundo transformador 138/69 kV, 40/53/67 MVA en la subestación Loja. Sin embargo, con el objeto de optimizar la operación del sistema de subtransmisión de la distribuidora, se ha considerado conveniente la instalación de este transformador en la subestación Yanacocha, con sus respectivas bahías y con tres bahías de línea y una bahía de transferencia de la barra de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.5. *Proyectos para la Zona Suroccidental*

##### 3.3.2.3.2.5.1. Subestación Las Esclusas, ampliación 230/69 kV

Ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación de la subestación Trinitaria se ha previsto la ampliación de la subestación Las Esclusas, a fin de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del sur de Guayaquil, para lo cual se ha programado la ejecución de las siguientes obras:

- Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA
- Una bahía de transformador de 230 kV.
- Tres bahías de línea de 69 kV.
- Una bahía de transformador de 69 kV.
- Una bahía de transferencia de 69 kV.

Esta obra permitirá que la subestación Caraguay libere recursos de transformación, los que se utilizarían para atender mayores requerimientos de la carga del centro de la ciudad de Guayaquil.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.6. *Proyectos globales*

Debido a la falta de recursos económicos para la ejecución de varios proyectos de expansión en años anteriores, CELEC EP - TRANSELECTRIC ha debido reprogramar la entrada en operación del equipamiento indicado a continuación:

##### 3.3.2.3.2.6.1. Subestación Nueva Prosperina

Instalación de un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2014.



#### 3.3.2.3.2.6.2. Subestación El Inga

Instalación de un transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA, con las correspondientes bahías de alta y baja tensión.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.6.3. Subestaciones móviles

Se ha previsto la adquisición de dos subestaciones móviles de distinto nivel de tensión, como reserva para casos de mantenimiento de los transformadores del SNT o para cuando se produzca alguna emergencia de los mismos, especialmente en las subestaciones Santa Rosa, Vicentina, Gualaceo, Limón, Méndez y Macas.

Las subestaciones a ser adquiridas son las siguientes:

- Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA.
- Subestación móvil doble tap 138/22 y 138/13,8 kV, 33 MVA.

Fecha de ingreso en operación: Cuarto trimestre del año 2014.

#### 3.3.2.3.2.7. *Proyectos requeridos por la Expansión de la Generación*

Las fechas de ingreso en operación de los sistemas de transmisión que se señalan a continuación están asociadas a la puesta en servicio de los proyectos de generación correspondientes.

##### 3.3.2.3.2.7.1. Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Santo Domingo

CELEC EP ampliará la capacidad de la central térmica Esmeraldas, instalando 96 MW adicionales generados a partir de residuo de petróleo. Esta generación permitirá cubrir el crecimiento de la demanda del país, especialmente en el período previo al ingreso de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica que está desarrollando el gobierno nacional.

Para evacuar esta generación al SNI se requiere un sistema de transmisión que lo permita, y de acuerdo con los análisis efectuados por CELEC EP – TRANSELECTRIC la mejor alternativa es la implementación de un sistema de transmisión de 230 kV entre las subestaciones de Santo Domingo y Esmeraldas.

Las obras consideradas en este proyecto son las siguientes:

- Línea de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo 230 kV, doble circuito, 155 km.
- Subestación Esmeraldas:
  - ✓ Un banco de autotransformadores monofásicos 138/230 kV, 4 x 33/44/55 MVA.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV (generación).
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
- Subestación Santo Domingo, ampliación:
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.

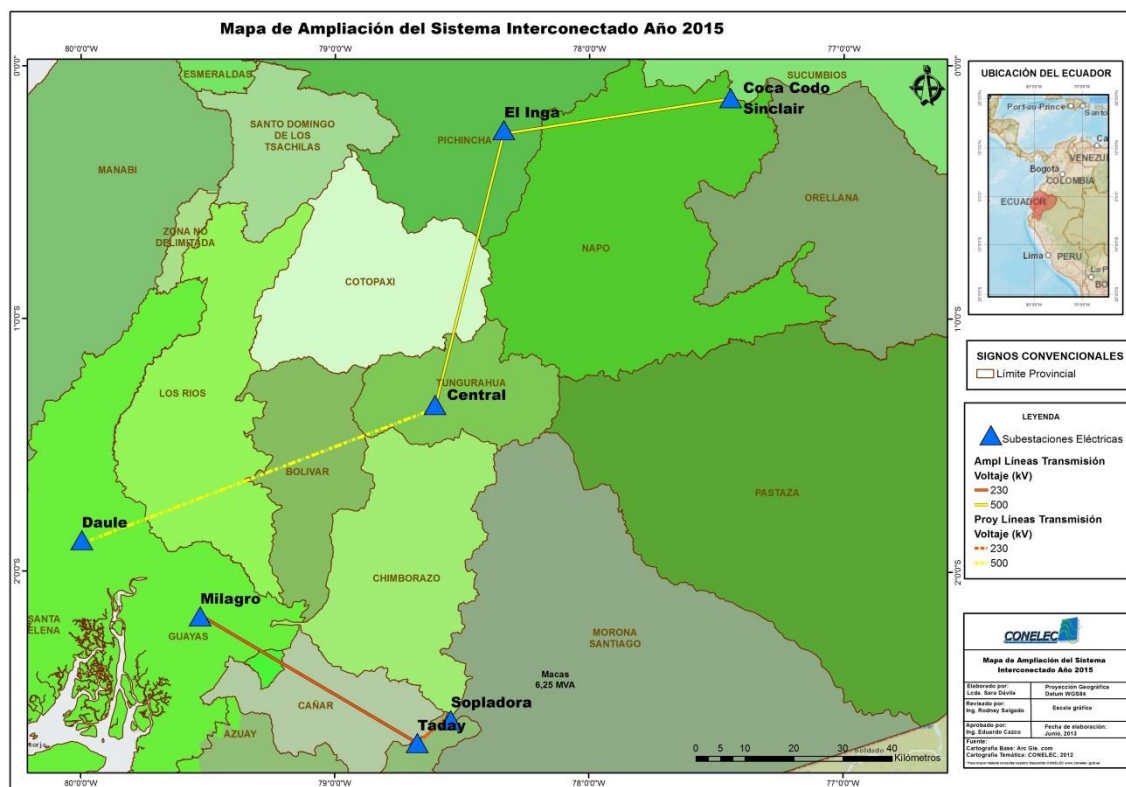
Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del año 2014.

### 3.3.2.3.3. Año 2015

**TABLA No. 3.22: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA - AÑO 2015**

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

La FIG. No. 3.21 muestra la ampliación del SNT proyectado para el año 2015.



**FIG. No. 3.21: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2015**

#### 3.3.2.3.3.1. Proyectos requeridos por la Expansión de la Generación

Las fechas de ingreso en operación de los sistemas de transmisión que se señalan a continuación están asociadas a la puesta en servicio de los proyectos de generación correspondientes.

##### 3.3.2.3.3.1.1. Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro

De acuerdo con lo establecido en el Plan de Generación vigente, para mediados del año 2015 ingresará en operación el proyecto hidroeléctrico Sopladora, motivo por el cual es necesario construir el sistema de transmisión asociado que permita evacuar esta generación al SNI. Con estos antecedentes se ha planteado la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre este proyecto y la subestación Taday.

Adicionalmente, conforme los resultados de los estudios eléctricos realizados, con la finalidad de cumplir con el criterio de seguridad estática del sistema, es necesario reforzar el corredor de 230 kV Molino - Pascuales, de manera que en caso de contingencia de un circuito de cualquiera de las líneas de transmisión que partan desde la subestación Molino con dirección hacia Milagro y Guayaquil no se produzcan sobrecargas en sus respectivos segundos circuitos, lo cual requiere la construcción de una línea de transmisión de 230 kV entre las subestaciones Taday y Milagro.

Las obras contempladas en este sistema son las siguientes:

- Línea de transmisión Sopladora – Taday 230 kV, doble circuito, 35 km, conductor 2 x 750 ACAR.
- Línea de transmisión Milagro – Taday 230 kV, doble circuito, 140 km, conductor 2 x 750 ACAR.
- Subestación Taday, ampliación:
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
- Subestación Milagro, ampliación:
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: primer trimestre del año 2015.

#### 3.3.2.3.3.1.2. Sistema de transmisión de 500 kV

El mapa energético ecuatoriano se está modificando debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica, lo que implica que en años futuros se reducirá a un mínimo el despacho de generación termoeléctrica, principalmente en la ciudad de Guayaquil, lo que implicará una mayor exigencia para el sistema troncal de transmisión que atiende a esta zona.

En concordancia con estas circunstancias, el Gobierno Nacional está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica, tales como Coca Codo Sinclair (1500 MW), el cual ha sido reprogramado para el año 2016. Igualmente, CELEC EP - HIDROPAUTE está ejecutando el proyecto hidroeléctrico Sopladora (487 MW), ubicado aguas abajo de la central Molino y previsto para el año 2015.

Para evacuar esas altas potencias hacia el SNI se requiere contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, como el de 500 kV que el CONELEC aprobó en el Plan de Expansión de Transmisión período 2007-2016 sobre la base de estudios preliminares realizados por CELEC EP – TRANSELECTRIC.

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

Con la finalidad de establecer la configuración definitiva del sistema de transmisión de 500 kV más adecuado, que permitiera optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles para el país en el mediano y largo plazo, CELEC EP - TRANSELECTRIC contrató en diciembre de 2010, con el Consorcio ECU500kV, conformado por las empresas CESI de Italia y EFFICACITAS de Ecuador, la ejecución de un estudio específico.

Según este estudio la mejor alternativa para evacuar la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair hacia el SNI requiere la implementación de dos líneas de 500 kV entre las subestaciones de El Inga, ubicada en el suroeste de la ciudad de Quito, y Coca Codo Sinclair; y la ampliación de la capacidad de transformación de la subestación El Inga con 3 bancos de autotransformadores 500/230 kV de 600 MVA de capacidad cada uno. Con estas obras, la mayor parte de la producción de la central Coca Codo Sinclair se utilizaría en la zona norte del SNI.

De acuerdo con los estudios técnico-económicos y considerando que se requiere contar con un refuerzo en la zona norte del SNI, se determinó que es necesaria la construcción de un enlace

diseñado a 500 kV entre Quito (El Inga) y Guayaquil (Daule), con una subestación intermedia en la zona del centro del país (subestación Central). Este enlace de transmisión se enmarca en la directriz política establecida por el Gobierno Nacional en conjunto con los países vecinos, que impulsa la creación de un corredor energético para integrar en el mediano plazo a los países de la Región Andina.

Cabe indicar que la operación de este enlace se realizará inicialmente a 230 kV, razón por la cual solamente se requiere la implementación de los patios de 230 kV en las subestaciones Daule y Central. La operación de la línea El Inga – Central - Daule se realizará a nivel de 500 kV cuando se desarrollen más proyectos de generación en la cuenca del río Guayllabamba o se concrete la integración del corredor energético de 500 kV de la Región Andina.

En los estudios antes referidos, relativos al sistema de transmisión de 500 kV, se analizó el desarrollo del corredor sur comprendido entre las zonas de Molino y Guayaquil, relacionado con la evacuación de la producción de los proyectos hidroeléctricos de generación de la cuenca Mazar-Paute, tales como Sopladora y Cardenillo, con un aporte de 1.000 MW aproximadamente, más el aporte del proyecto hidroeléctrico Delsi Tanisagua (116 MW).

Como resultado de los citados estudios se estableció que asociado a la incorporación del proyecto de generación Sopladora se requiere la construcción de un enlace de 230 kV, doble circuito, entre las subestaciones Taday y Milagro. Se concluyó que desde el punto de vista técnico- económico, esta opción presenta mayores beneficios que la alternativa de construir una línea de transmisión aislada a 500 kV.

CELEC EP – TRANSELECTRIC ha realizado ya varias gestiones a fin de ubicar un sitio para la construcción de la subestación de 500/230 kV en la zona de Guayaquil, identificando como más viable el sector de Chorrillo, cercano a la población de Daule, en lugar de Los Lojas o Yaguachi, por cuanto presenta mayores facilidades para el ingreso y salida de líneas de 230 y 500 kV, además de no encontrarse en zona inundable. El sector de Chorrillo (Daule) está ubicado a unos 7 km al noroeste de la subestación Pascuales.

De manera similar se realizaron estudios de campo para identificar el sitio más adecuado para la construcción de la subestación asociada al proyecto Sopladora, a fin de permitir en el futuro la conexión del proyecto de generación Cardenillo, estableciéndose que ésta podría estar ubicada en la zona de Taday, localizada a unos 30 km al oeste de la subestación Molino, sector por el cual cruzan las líneas de transmisión de 230 kV Molino – Pascuales, Zhoray - Milagro y Molino – Totoras - Riobamba.

Al momento se están realizando estudios de campo para ubicar el mejor sitio para la construcción de la subestación Central, la que se ubicaría entre los sectores de Tisaleo y Urbina.

Es importante señalar que las subestaciones Central y Taday se integrarán al SNT mediante el seccionamiento de los dos circuitos de la línea de 230 kV Molino - Riobamba - Totoras.

Sobre la base de lo expuesto, el sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga - Central - Daule está compuesto por las siguientes obras:

- Líneas de transmisión:
  - ✓ Línea de transmisión 500 kV El Inga – Coca Codo Sinclair, 125 km, dos líneas independientes de un circuito cada una, conductor 4 x 1100 ACAR.
  - ✓ Línea de transmisión El Inga – Central, construida a 500 kV y energizada a 230 kV, 120 km, un circuito, conductor 4 x 750 ACAR.
  - ✓ Línea de transmisión Central – Daule, construida a 500 kV y energizada a 230 kV, 180 km, un circuito, conductor 4 x 750 ACAR.

- ✓ Tres tramos de línea de 230 kV (10 km, doble circuito, conductor 1200 ACAR)  
Daule – Punto de seccionamiento de las líneas:
  - Molino - Pascuales (2 circuitos).
  - Quevedo - Pascuales (2 circuitos).
  - Trinitaria – Pascuales.
- Subestaciones:
  - ✓ Subestación El Inga, 500/230 kV:
    - Tres bancos de transformadores monofásicos 500/230 kV, 600 MVA.
    - Un transformador monofásico 500/230 kV, 200 MVA (reserva).
    - Dos bahías de línea de 500 kV.
    - Tres bahías de transformador de 500 kV.
    - Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
    - Dos bahías para reactor de línea de 500 kV con reactor de neutro, sin interruptor.
    - Dos bancos de reactores de línea de 500 kV, 30 MVAR, con reactor de neutro (72,5 kV; 0,3 MVAR).
    - Un reactor de línea de 500 kV; 10 MVAR (reserva).
    - Un reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR (reserva).
    - Módulo común de 500 kV (protecciones, servicios auxiliares, control, etc.).
    - Tres bahías de transformador de 230 kV.
    - Una bahía de línea de 230 kV.
  - ✓ Subestación Central, ampliación:
    - Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Subestación Daule 230 kV:
    - Diez bahías de línea de 230 kV.
    - Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Adicionalmente, como parte del sistema de transmisión de 500 kV se ha contemplado la construcción de la subestación Coca Codo Sinclair de 500/230 kV, con un banco de autotransformadores de 375 MVA de capacidad, la cual se enlazará con el sistema de transmisión de 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos para abastecer la demanda de energía eléctrica de la zona nororiental del país.

Esta subestación comprende el siguiente equipamiento:

- Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 kV:
  - ✓ Un banco de transformadores monofásicos 500/230 kV, 375 MVA.
  - ✓ Un transformador monofásico 500/230 kV, 125 MVA (reserva).
  - ✓ Cuatro bahías de línea de 500 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 500 kV.

- ✓ Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
- ✓ Dos bahías para reactor de línea de 500 kV con reactor de neutro, sin interruptor.
- ✓ Dos bancos de reactores de línea de 500 kV, 30 MVAR, con reactor de neutro (72,5 kV; 0,3 MVAR).
- ✓ Un reactor de línea de 500 kV; 10 MVAR (reserva).
- ✓ Un reactor de neutro 72,5 kV; 0,3 MVAR, (reserva).
- ✓ Módulo común de 500 kV (protecciones, servicios auxiliares, control, etc.).
- ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
- ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
- ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.

Para el cuarto trimestre del año 2014, se ha previsto el ingreso en operación de la línea de transmisión El Inga – Central de 500 kV, que será energizada inicialmente a 230 kV, a fin de reforzar la zona norte del SNT de manera independiente de la operación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

De manera similar, para mejorar las condiciones de suministro de energía eléctrica a la zona nororiental del país y abastecer la demanda de Petroecuador EP, se ha previsto que las dos líneas de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair de 500 kV ingresen en operación energizadas a 230 kV en el cuarto trimestre de 2014.

Las fechas de ingreso en operación de las subestaciones El Inga 500/230 kV, Coca Codo Sinclair 500/230 kV y Daule 230 kV y de la línea de transmisión 500 kV Central – Daule (que será energizada a 230 kV) está asociada al ingreso en operación del proyecto de generación Coca Codo Sinclair, para el 2016.

A continuación, la figura FIG. No. 3.22 detalla el Plan de Obras de Transmisión para el período 2013 - 2015.

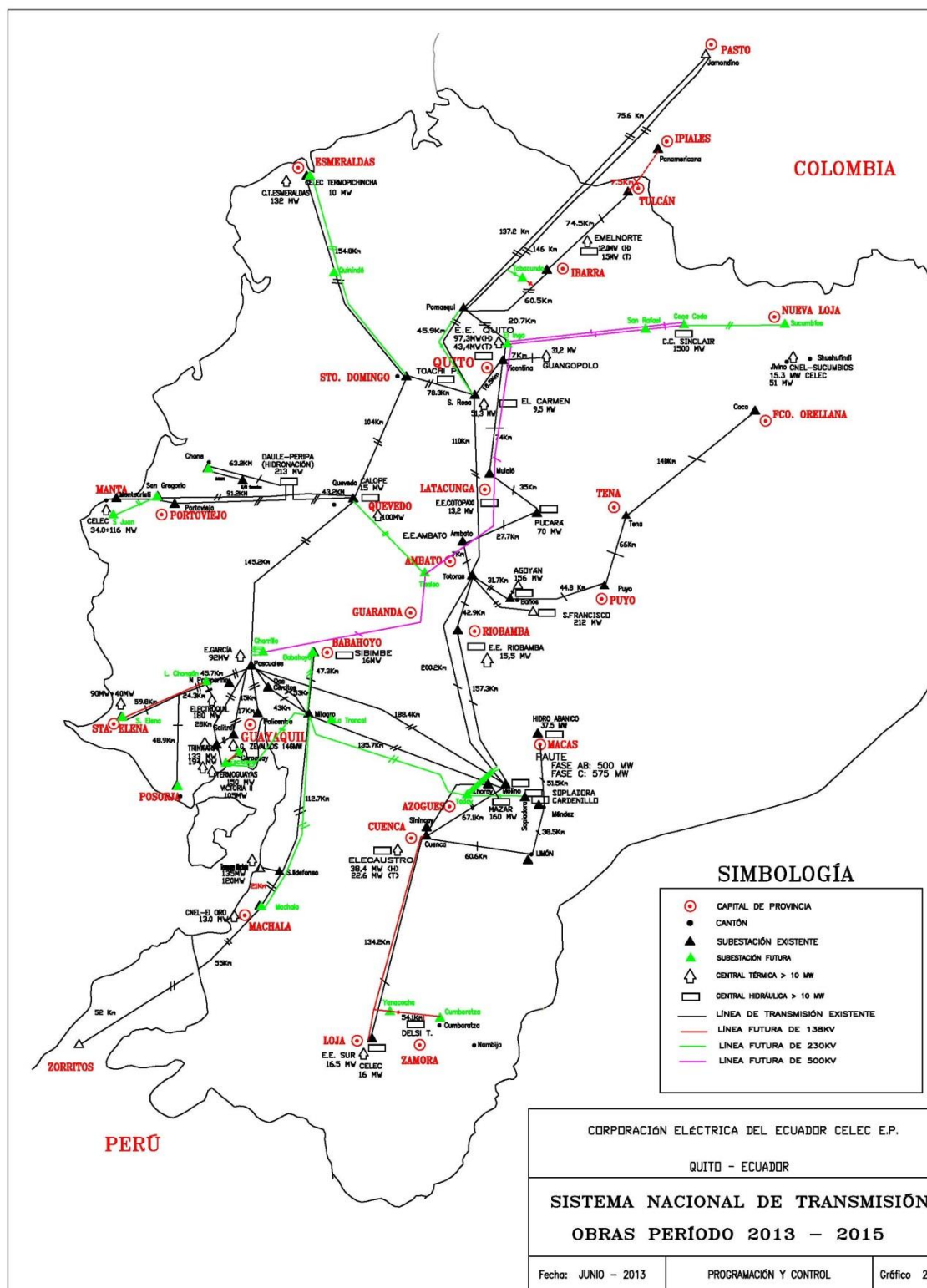


FIG. No. 3.22: EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN - 2015



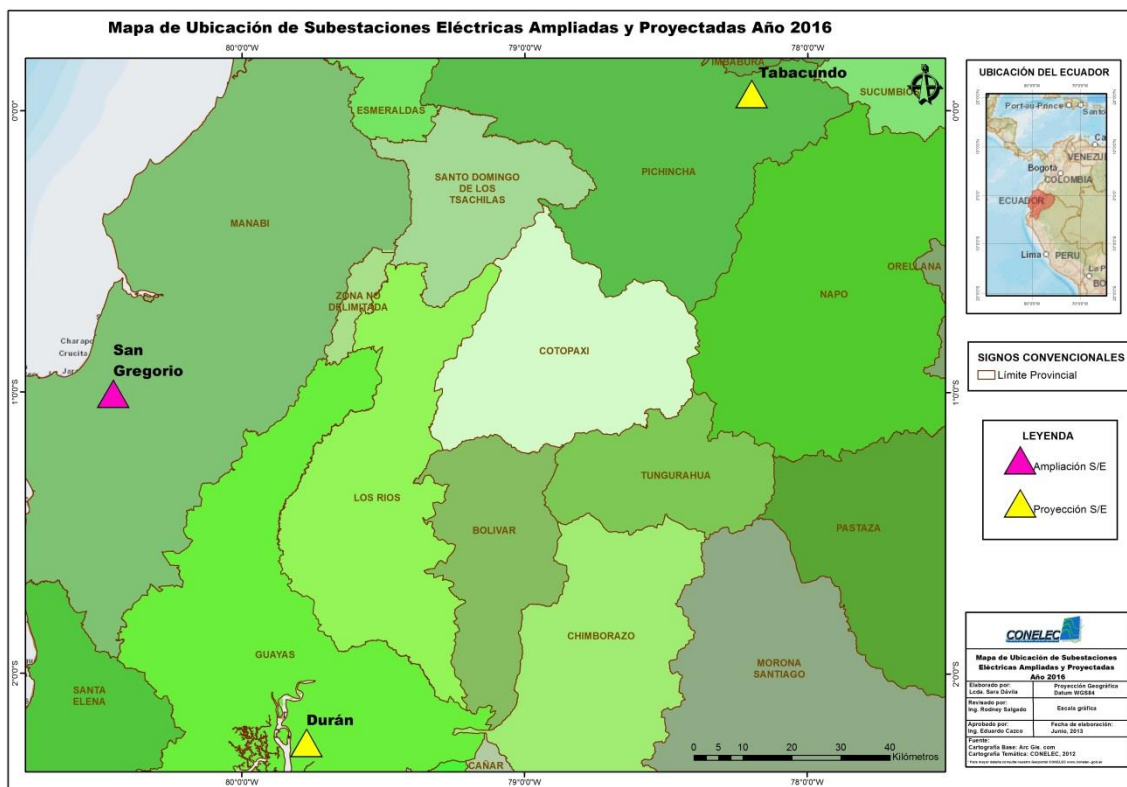
### 3.3.2.3.4. Año 2016

**TABLA No. 3.23: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA - AÑO 2016**

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

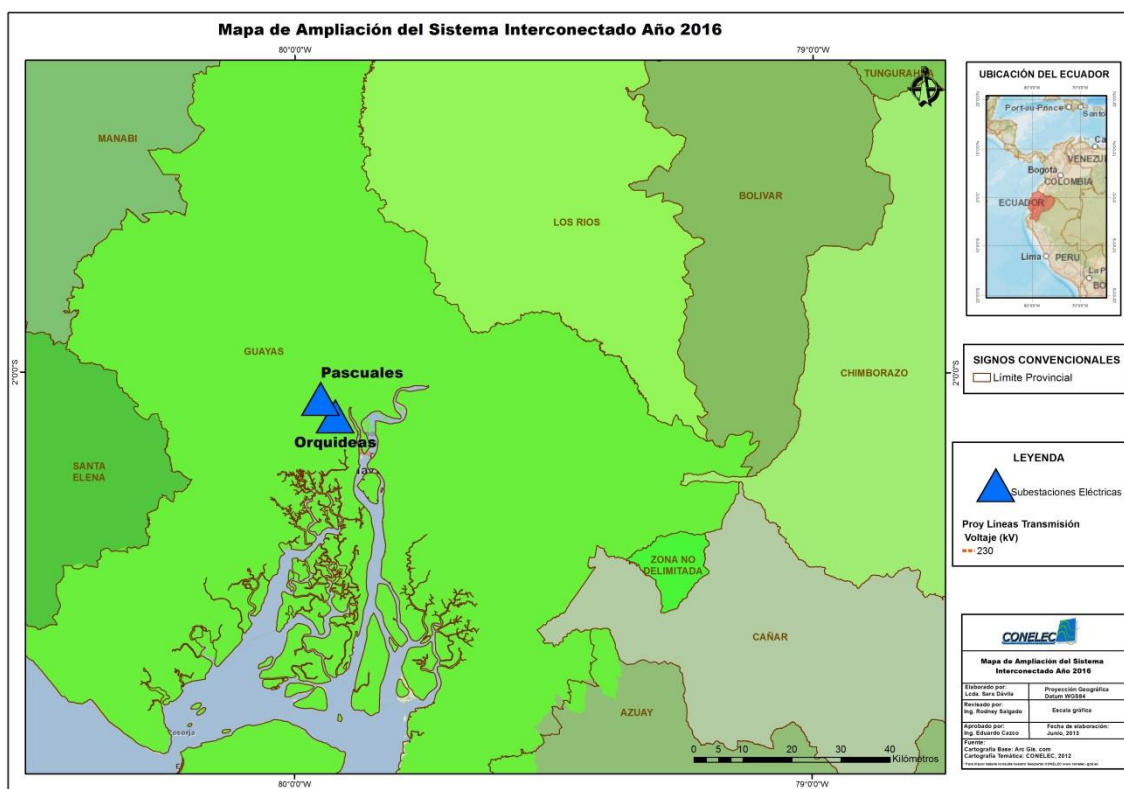
Fuente: CELEC EP

La FIG. No. 3.23 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el año 2016.



**FIG. No. 3.23: UBICACIÓN DE SUBESTACIONES AÑO 2016**

La FIG. No. 3.24 muestra la ampliación del SNT proyectado para el año 2016.



**FIG. No. 3.24: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2016**

#### 3.3.2.3.4.1. *Proyectos para la Zona Norte*

##### 3.3.2.3.4.1.1. Subestación Tabacundo ampliación 230/69 kV

De acuerdo con los análisis efectuados entre CELEC EP - TRANSELECTRIC y la empresa EMELNORTE para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica de la parte sur del área de concesión de esta empresa, así como para mejorar los perfiles de voltaje de esta zona, en la versión anterior del plan de expansión, se planteó la construcción de una subestación 138/69 kV, 67 MVA, en el sector de Chavezpamba. Sin embargo, al disponer de la subestación Tabacundo 230/138 kV se ha determinado la conveniencia, en lugar de construir la subestación Chavezpamba, de la instalación de un transformador 230/69 kV, 100 MVA de capacidad en Tabacundo, con lo cual se dispondría de un punto de entrega desde el SNT ubicado en el centro de carga de la parte sur del área de concesión de EMELNORTE.

Las obras contempladas en este proyecto son las siguientes:

- Subestación Tabacundo 230/69 kV:
  - ✓ Un transformador trifásico 230/69 kV, 100 MVA.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Tres bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2016.

#### 3.3.2.3.4.2. *Proyectos para la Zona Noroccidental*

##### 3.3.2.3.4.2.1. Ampliación de la subestación San Gregorio de Portoviejo

Instalación de un autotransformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA con ULTC, con las correspondientes bahías de alta y patio de 69 kV, obra que permitirá atender el crecimiento de la demanda de la parte central y sur de la provincia de Manabí y descargar los transformadores de la subestación Portoviejo.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2016.

#### 3.3.2.3.4.3. *Proyectos para la Zona Suroccidental*

##### 3.3.2.3.4.3.1. Sistema de transmisión 230 kV Pascuales – Las Orquídeas

Con la finalidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del área norte de la ciudad de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación en la subestación Policentro, es necesario contar con un nuevo punto de entrega desde el SNT. Una vez realizado el análisis de la distribución de la demanda futura de la ciudad de Guayaquil, se ha programado la instalación de un transformador trifásico 138/69 kV, 225 MVA, en una subestación que se ubicaría en el sector de Las Orquídeas, al norte de la subestación Policentro y aproximadamente a 10 km al sur oriente de la subestación Pascuales.

De los análisis realizados, el ingreso en operación de los proyectos hidroeléctricos reduce la generación térmica en Guayaquil, con el consecuente incremento de transferencias por los 2 transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV, de 375 MVA de capacidad cada uno, hasta niveles superiores al 80% de su capacidad nominal. Esto hace necesario definir alternativas que permitan disminuir estas altas transferencias de potencia, siendo una de las mejores alternativas la construcción de la nueva subestación Las Orquídeas que se interconectaría a la subestación Pascuales a nivel de 230 kV, aprovechando la disponibilidad de dos bahías de línea de 230 kV en Pascuales, como resultado de la construcción de la futura subestación Daule y del cambio en la topología de la línea Molino-Pascuales a Molino-Daule.

Las obras programadas son las siguientes:

- Subestación Las Orquídeas:
  - ✓ Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Tres bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión Pascuales - Las Orquídeas 230 kV, doble circuito, de 10 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2016.

### 3.3.2.3.4.3.2. Subestación Durán, 230/69 kV

En el plan de expansión de transmisión vigente se incluyó la ampliación de la subestación Dos Cerritos, mediante la instalación de transformación 230/138 kV con el objetivo de abastecer la demanda de Durán del sistema de CNEL EP - Guayas Los Ríos. Sin embargo, después de actualizar los estudios respectivos se ha determinado que la mejor alternativa para alimentar la subestación Durán es seccionando un circuito de la línea de 230 kV Milagro – Las Esclusas, con el fin de descongestionar el corredor de 230 kV Milagro – Dos Cerritos – Pascuales.

Por lo expuesto, se programaron las siguientes obras:

- Subestación Durán:
  - ✓ Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Cuatro bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 10 km de longitud, montaje inicial de dos, 2 x 750 ACAR.

Cabe indicar que el sistema de transmisión propuesto podría sufrir modificaciones en función de los análisis de demanda y de la expansión de la red de CNEL EP - Guayas Los Ríos, los cuales deberán ser desarrollados por la distribuidora.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2016.

### 3.3.2.4. Proyectos de expansión en el largo plazo (2017 - 2022)

#### 3.3.2.4.1. Año 2017

**TABLA No. 3.24: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA - AÑO 2017**

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

	230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, tramo de 1,5 km.	y descargar instalaciones de transmisión en la subestación Pascuales.	
--	--	---	--

La FIG. No. 3.25 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el año 2017.

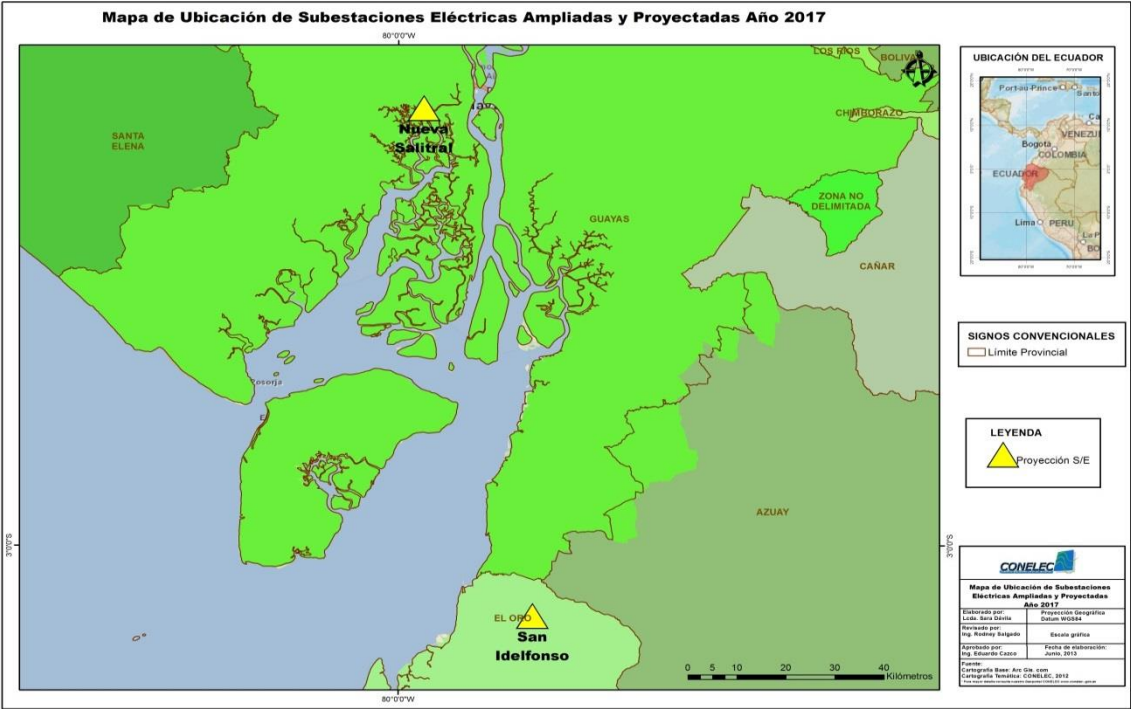


FIG. No. 3.25: AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES AÑO 2017

La FIG. No. 3.26 muestra la ampliación del SNT proyectado para el año 2017.



FIG. No. 3.26: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2017

#### 3.3.2.4.1.1. *Proyectos para la Zona Nororiental*

##### 3.3.2.4.1.1.1. Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos – Orellana

Con la finalidad de incrementar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en la zona nororiental del país y garantizar el suministro de la demanda de CNEL EP - Sucumbíos, que actualmente es atendida de forma parcial desde la subestación Orellana, se plantea la construcción de una línea de transmisión de 138 kV en estructuras de doble circuito entre Jivino y Francisco de Orellana, por lo que se requiere la instalación de transformación 230/138 kV en la Subestación Sucumbíos (Jivino).

Se ha programado el ingreso de este sistema de transmisión para el año 2017.

Las obras contempladas son las siguientes:

- Subestación Sucumbíos (Jivino):
  - ✓ Un transformador trifásico 230/138 kV, 167 MVA.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Dos bahías de línea de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Subestación Orellana:
  - ✓ Dos bahías de línea de 138 kV (para completar esquema de barras).
  - ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 138 kV.
- Línea de transmisión Sucumbíos (Jivino) - Orellana, 138 kV, doble circuito, 55 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2017.

#### 3.3.2.4.1.2. *Proyectos para la Zona Suroccidental*

##### 3.3.2.4.1.2.1. Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV

Con el objeto de optimizar la cargabilidad de los transformadores de la subestación Machala, que permiten abastecer la demanda de CNEL EP - El Oro; y, de evitar que el transformador 230/69 kV, 167 MVA se sobrecargue por el alto flujo que circulará por la línea de transmisión San Idelfonso – Machala de 230 kV, debido a la disponibilidad de generación de gas natural en la zona de Bajo Alto y del proyecto hidroeléctrico Minas - San Francisco, se requiere instalar un transformador 230/138 kV, 225 MVA en la subestación San Idelfonso, con sus respectivas bahías de alta y media tensión.

Este transformador también servirá para optimizar los flujos de las líneas de 138 y 230 kV existentes entre las subestaciones de San Idelfonso y Milagro.

El equipamiento a ser instalado en San Idelfonso es el siguiente:

- Un autotransformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
- Una bahía de transformador de 230 kV.
- Una bahía de transformador de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2017.

#### 3.3.2.4.1.2.2. Subestación Nueva Salitral 230/69 kV

Con el objeto de satisfacer el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y considerando que la subestación Salitral tiene altos niveles de carga, es necesario ampliar la capacidad de transformación de esta subestación, mediante la implantación de un patio de 230 kV y la instalación de un transformador 230/69 kV, 225 MVA. Esta nueva subestación permitirá descargar los transformadores 230/138 kV, 375 MVA de la subestación Pascuales y la línea doble circuito de 138 kV Pascuales - Salitral, minimizando riesgos de desconexión de carga ante contingencias simples en estos elementos del SNT.

Esta ampliación refleja la necesidad de disponer de nuevas instalaciones para dar servicio a la ciudad de Guayaquil, en este sentido es imprescindible que la Eléctrica de Guayaquil EP realice, en el menor tiempo posible, un estudio de expansión de su sistema de subtransmisión considerando este nuevo punto de entrega desde el SNT, para ratificar o rectificar la alternativa planteada así como para definir futuros equipamientos a fin de atender la principal carga del SNI.

La alimentación de la subestación Nueva Salitral se realizará seccionando los dos circuitos de la línea Pascuales – Trinitaria de 230 kV, mediante un tramo de línea de cuatro circuitos de 1,5 km.

Sobre esta base, las obras programadas son las siguientes:

- Subestación Nueva Salitral:
  - ✓ Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA.
  - ✓ Cuatro bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Cuatro bahías de línea de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 69 kV.
  - ✓ Una bahía de transferencia de 69 kV.
- Línea de transmisión a 230 kV, cuatro circuitos, 1.5 km de longitud.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2017.

#### 3.3.2.4.2. Año 2018

**TABLA No. 3.25: CRONOLOGÍA DE PROYECTOS POR ZONA OPERATIVA - AÑO 2018**

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to trimestre 2018	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino: Línea de transmisión Daule Peripa – Severino, 138 kV, simple circuito, 33,5 km. Ampliación de subestaciones 138 kV, Daule Peripa y Severino.	Atender el crecimiento de la demanda e incremento de la confiabilidad de la zona norte de la provincia de Manabí.	Noroccidental



Fecha de entrada en operación	Proyecto	Objetivo	Zona
4to trimestre 2018	<p>Sistema de transmisión 230 kV Daule – Lago de Chongón:</p> <p>Línea de transmisión Daule – Lago de Chongón, 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), tramo de 30 km.</p> <p>Subestación Lago de Chongón 230/138 kV, 225 MVA.</p>	Atender el crecimiento de la demanda de la ciudad de Guayaquil y de la provincia de Santa Elena.	Suroccidental
4to trimestre 2018	<p>Sistema de transmisión 230 kV Lago de Chongón – Posorja:</p> <p>Línea de transmisión 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), tramo de 70,4 km.</p> <p>Subestaciones 138 kV Daule y Lago de Chongón, ampliaciones.</p>	Mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad en la zona de Posorja. Inicialmente opera a 138 kV.	Suroccidental

Fuente: CELEC EP

La FIG. No. 3.27 muestra la ubicación de subestaciones con ampliaciones proyectadas para el año 2018.

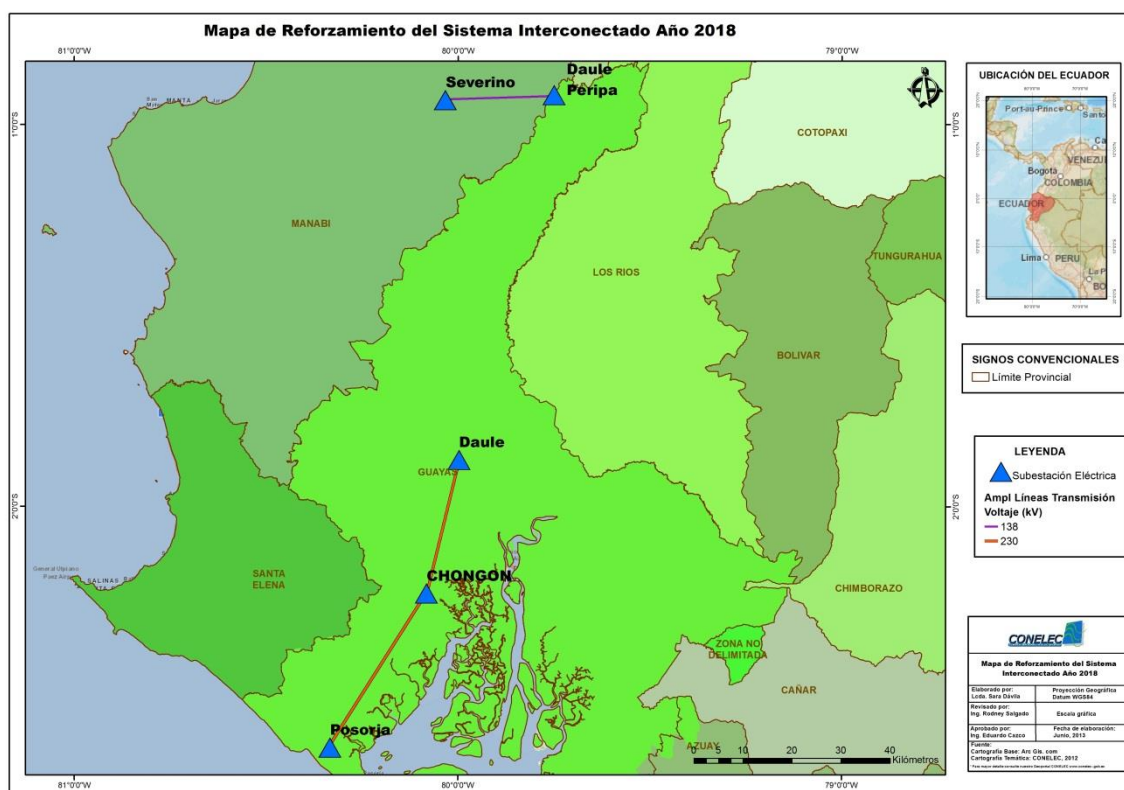


FIG. No. 3.27: AMPLIACIÓN DEL SNT AÑO 2018

#### 3.3.2.4.2.1. *Proyectos para la Zona Noroccidental*

##### 3.3.2.4.2.1.1. Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa - Severino

Con el objeto de incrementar la confiabilidad y seguridad de servicio a la zona norte de Manabí y considerando que actualmente se cuenta con la línea de transmisión Daule Peripa - Chone de 138 kV simple circuito, para cumplir el criterio N-1, se ha determinado la construcción de una línea simple circuito entre Daule Peripa y las bombas de Severino, con lo cual se completará un anillo de 138 kV entre Daule Peripa – Chone Severino – Daule Peripa, mejorando la confiabilidad del servicio a la zona de Chone.

Las obras que componen este sistema son las siguientes:

- Línea de transmisión Daule Peripa – Severino de 138 kV, simple circuito, 33,5 km de longitud, 750 ACAR.
- Subestación Daule Peripa, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación Severino, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2018.

#### 3.3.2.4.2.2. *Proyectos para la Zona Suroccidental*

##### 3.3.2.4.2.2.1. Sistema Daule – Lago de Chongón 230 kV

Con el objeto de brindar mayor seguridad y confiabilidad a la zona de Guayaquil y a la Península de Santa Elena en particular, ante la contingencia de uno de los dos transformadores 230/138 kV, 375 MVA, de la subestación Pascuales, se ha previsto la construcción del sistema de transmisión 230 kV Daule – Lago de Chongón, que permitirá evitar restricciones en el suministro de energía eléctrica a estas zonas. Este proyecto permitirá cumplir con el criterio de seguridad N-1 en la subestación Pascuales.

El sistema se compone de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Daule – Lago de Chongón 230 kV, doble circuito, montaje inicial de uno, 30 km de longitud, 1200 ACAR.
- Subestación Lago de Chongón, ampliación:
  - ✓ Un transformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de acoplamiento de 230 kV.
  - ✓ Una bahía de transformador de 138 kV.
- Subestación Daule, ampliación:
  - ✓ Dos bahías de línea de 230 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2018.

#### 3.3.2.4.2.2. Sistema Lago de Chongón – Posorja 138 kV

Con la finalidad de mejorar las condiciones de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad a la zona de Posorja y de optimizar el uso de fajas de servidumbre, se ha previsto la construcción de una línea de transmisión doble circuito, con montaje inicial de uno, para enlazar las subestaciones Lago de Chongón y Posorja. La línea se construirá aislada a 230 kV pero operaría inicialmente a 138 kV. Este sistema permitirá además atender la futura demanda del puerto de aguas profundas en caso de que se instale en esta zona.

El sistema de transmisión se compone de las siguientes obras:

- Línea de transmisión Lago de Chongón – Posorja 230 kV (que inicialmente operará energizada a 138 kV), doble circuito, montaje inicial de uno, 70,4 km de longitud, 1200 ACAR.
- Subestación Lago de Chongón, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.
- Subestación Posorja, ampliación:
  - ✓ Una bahía de línea de 138 kV.

Fecha de ingreso en operación: cuarto trimestre del año 2018.

#### 3.3.2.4.3. Período 2019 – 2022

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

A continuación, la figura FIG. No. 3.28 detalla el Plan de Obras de Transmisión para el período 2016 - 2022.

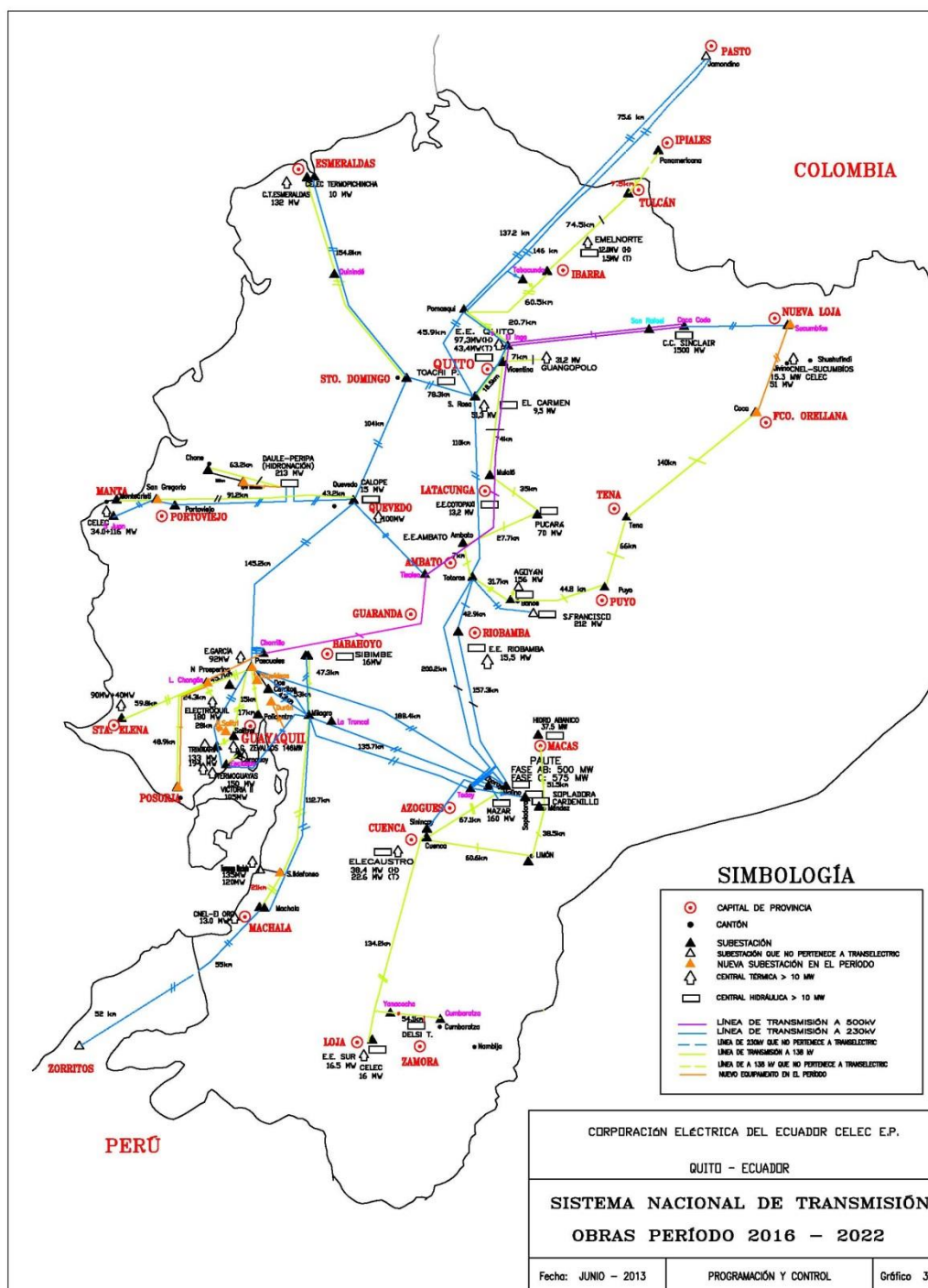


FIG. No. 3.28: EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN 2016 - 2022

### 3.3.3. Plan de equipamiento

El plan de expansión de transmisión establece varios proyectos, incluyendo aquellos que iniciaron su operación en el año 2012 y los que se encuentran en ejecución, que comprenden la construcción de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, la instalación de 7.645 MVA de transformación y la incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva, como se presenta en las siguientes tablas.

**TABLA No. 3.26: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Año	km por nivel de tensión			
	138 kV	230 kV	500 kV	Total
2012	83	323	-	406
2013	276	123	-	399
2014	6	305	370	681
2015	-	190	180	370
2016	-	20	-	20
2017	55	2	-	57
2018	34	100	-	134
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>453</b>	<b>1.063</b>	<b>550</b>	<b>2.065</b>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.27: SUBESTACIONES**

Año	MVA por nivel de tensión				
	138/69 kV	230 /138 kV	230/69 kV	500/230 kV	Total
2012	307	392	-	-	699
2013	486	750	-	-	1236
2014	66	634	951	-	1651

Año	MVA por nivel de tensión				
	138/69 kV	230 /138 kV	230/69 kV	500/230 kV	Total
2015	-	-	-	2.500	2.500
2016	-	-	717	-	717
2017	-	392	225	-	617
2018	-	225	-	-	225
2019	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>859</b>	<b>2.393</b>	<b>1.893</b>	<b>2.500</b>	<b>7.645</b>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.28: COMPENSACIÓN CAPACITIVA**

Año	MVAR por nivel de tensión			
	230 kV	138 kV	69 kV	Total
2012	-	-	24	24
2013	-	-	-	0
2014	-	-	12	12
2015	240	60	-	300
2016	-	30	24	54
2017	-	-	-	-
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-

Año	MVAR por nivel de tensión			
	230 kV	138 kV	69 kV	Total
<b>TOTAL</b>	<b>240</b>	<b>90</b>	<b>60</b>	<b>390</b>

Fuente: CELEC EP

En las tablas siguientes se presenta un resumen del plan de equipamiento propuesto para el período 2013 - 2022 por zona operativa, así como de los proyectos cuyo impacto engloba al SNT en su conjunto.

**TABLA No. 3.29: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NORTE**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación: 2 bahías de línea de 138 kV (seccionamiento línea de transmisión Mulaló -Vicentina 138 kV)	4to trim. 2013
2	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación: Transformador trifásico 230/138 kV, 90/120/150 MVA	2do trim. 2013
3	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación: Segundo transformador, 180/240/300 MVA	4to trim. 2013
4	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación Transformador 138/69 kV, 75 MVA	4to trim. 2013
5	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui. Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui, 230 kV, doble circuito	4to trim. 2013
6	Subestación Mulaló Transformador 138/69 kV, 67 MVA	4to trim. 2013
7	Subestación El Inga Transformador 230/138 kV, 300 MVA.	4to trim. 2013
8	Subestación Tabacundo 230/138 kV: Transformador trifásico de 100/133/167 MVA.	4to trim. 2014
9	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/138 kV, 60/80/100 MVA.	4to trim. 2016

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.30: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NORORIENTAL**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair - Sucumbíos Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - Sucumbíos, 230 kV, 105 Km, doble circuito, 1200 ACAR. Subestación Sucumbíos, 230/69 kV, 167 MVA.	4to trim. 2014
2	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos - Orellana: Subestación Sucumbíos 230/138 kV, 167 MVA. Subestación Orellana 138 kV, ampliación. Línea de transmisión Sucumbíos - Orellana, 138 kV, 55 km, doble circuito, 750 ACAR.	4to trim. 2017

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.31: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA NOROCCIDENTAL**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santo Domingo: Transformador 230/138 kV, 167 MVA.	1er trim. 2013
2	Subestación Quinindé: Transformador 138/69 kV, 60 MVA.	4to trim. 2013
3	Subestación Chone: Instalación transformador 138/69 kV, 100 MVA.	4to trim. 2013
4	Subestación Santo Domingo: Instalación transformador 138/69 kV, 167 MVA	4to trim. 2013
6	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, II etapa: Subestación Quevedo 230 kV, ampliación Subestación San Gregorio 230 kV, ampliación	4to trim. 2013
7	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta: Línea de transmisión San Gregorio - San Juan 230 kV, 35 km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación San Juan de Manta 230/69 kV, 225 MVA Subestación San Gregorio 230 kV, ampliación.	2do trim. 2014



Ítem	Proyecto	Entrada en operación
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo), ampliación: Un transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	4to trim. 2016
9	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino: Línea de transmisión Daule Peripa - Severino, 138 kV, 33,5 km, simple circuito, 750 ACAR Subestación Daule Peripa, 138 kV, ampliación Subestación Severino, 138 kV, ampliación	4to trim. 2018

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.32: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA SUR**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Modernización subestación Molino 230/138 kV.	1er trim. 2013
2	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja: Línea de transmisión Cuenca – Loja, montaje de segundo circuito.	2do trim. 2013
3	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza: Línea de transmisión 138 kV Motupe – Yanacocha. Subestación Cumbaratza 138/69 kV, 33 MVA	2do trim. 2013
4	Sistema 230 kV Milagro - Machala, Etapa II: Línea de transmisión Milagro - Machala, 230 kV, 134 km, montaje segundo circuito	2do trim. 2013
5	Sistema 138 kV Milagro - Babahoyo: Línea de transmisión Milagro - Babahoyo, 230 kV, 47 km, doble circuito, 1200 ACAR (operará inicialmente energizada a 138 kV) Subestación Milagro 138 kV, ampliación Subestación Babahoyo 138 kV, ampliación	4to trim. 2013
6	Subestación La Troncal 230/69 kV: Transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	2do trim. 2014
7	Subestación Yanacocha, ampliación: Transformador 138/69 kV, 40/53/66 MVA.	4to trim. 2014

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.33: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ZONA SUROCCIDENTAL**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas: Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas 230 kV. Transformador 230/138 kV, 225 MVA.	2do trim. 2013
2	Subestación Dos Cerritos 69 kV: Instalación 2x12 MVAR Capacitores	1er trim. 2013
3	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Santa Elena: Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 138 kV. Subestación 138 kV.	4to trim. 2013
4	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación: 1 Transformador trifásico, 20/27/33 MVA.	4to trim. 2013
5	Subestación Las Esclusas, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/69 kV, 100/133/167 MVA.	4to trim. 2014
6	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas: Subestación Las Orquídeas, 230/69 kV, 225 MVA. Línea de transmisión Pascuales - Las Orquídeas, 230 kV, 10 Km, doble circuito, 1200 ACAR	4to trim. 2016
7	Subestación Durán 230/69 kV, 225 MVA. Tramo Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 10 km, montaje inicial de dos, 2x750 ACAR.	4to trim. 2016
8	Subestación San Idelfonso, ampliación: 1 Transformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.	4to trim. 2017
9	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 225 MVA. Tramo Línea de transmisión 230 kV, cuatro circuitos, 1.5 km.	4to trim. 2017
10	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón: Subestación Daule, 230 kV, ampliación Línea de transmisión Daule - Lago de Chongón, 230 kV, 30 km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno) Subestación Lago de Chongón 138/230 kV, 225 MVA	4to trim. 2018

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
11	<p>Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja:</p> <p>Subestación Posorja, 138 kV, ampliación</p> <p>Línea de transmisión Posorja - Lago de Chongón, 230 kV, 70,4 km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno, se energizará a 138 kV)</p> <p>Subestación Daule 138 kV, ampliación</p>	4to trim. 2018

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.34: PROYECTOS DE EXPANSIÓN GLOBALES**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	<p>Bahías de emergencia y/o reserva 138/69 kV:</p> <p>Dos bahías de línea de 138 kV</p> <p>Cuatro bahías de línea de 69 kV</p>	4to trim. 2013
2	<p>Sistema de transmisión 230 kV subestación Central – Quevedo:</p> <p>Línea de transmisión Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km.</p> <p>Subestación Central 230 kV.</p> <p>Subestación Quevedo 230 kV, ampliación.</p> <p>Línea de transmisión subestación Central - Punto de seccionamiento SNT, 230 kV, 5 km, 2 tramos doble circuito, 1200 ACAR</p>	4to trim. 2013
3	<p>Subestación Nueva Prosperina, ampliación:</p> <p>Un transformador trifásico 230/69 kV, 135/180/225 MVA</p>	4to trim. 2014
4	<p>Subestación El Inga, ampliación:</p> <p>Transformador trifásico 230/138 kV, 180/240/300 MVA.</p>	4to trim. 2014
5	<p>Subestaciones móviles:</p> <p>Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA</p> <p>Subestación móvil doble tap 138/22 y 138/13,8 kV, 33 MVA</p>	4to trim. 2014
6	Compensación capacitiva	Ver TABLA No. 3.28

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.35: PROYECTOS DE EXPANSIÓN ASOCIADOS A PROYECTOS DE GENERACIÓN**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	<p>Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo:</p> <p>Modernización subestación Esmeraldas:</p> <p>Subestación Esmeraldas, 230/138 kV, 167 MVA.</p> <p>Subestación Santo Domingo, 230 kV, ampliación.</p> <p>Línea de transmisión Esmeraldas - Sto. Domingo, 230 kV, 155 km, doble circuito, 1200 ACAR.</p>	1er trim. 2014
2	<p>Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday - Milagro:</p> <p>Subestación Taday 230 kV.</p> <p>Subestación Milagro 230 kV.</p> <p>Línea de transmisión Sopladora – Taday, 230 kV, doble circuito, 35 km, 2 x 750 ACAR.</p> <p>Línea de transmisión Taday - Milagro, 230 kV, doble circuito 140 km, 2 x 750 ACAR.</p>	<p>3er trim. 2014</p> <p>3er trim. 2014</p> <p>3er trim. 2014</p> <p>1er trim. 2015</p>

Fuente: CELEC EP

**TABLA No. 3.36: PROYECTOS DE EXPANSIÓN 500 kV**

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	<p>Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga – Daule:</p> <p>Línea de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair, 500 kV, 2 circuitos independientes, 125 km, 4 x 1100 ACAR.</p> <p>Línea de transmisión El Inga - Central, 500 kV, 120 km, 4 x 750 ACAR. (se energizará a 230 kV).</p> <p>Subestación Central 230 kV.</p> <p>Línea de transmisión Central - Daule, 500 kV, 180 km, 4 x 750 ACAR. (se energizará a 230 kV).</p> <p>Línea de transmisión Daule - Punto seccionamiento SNT, 230 kV, 3 tramos doble circuito, 10 km, 1200 ACAR.</p> <p>Subestación El Inga, 500/230 kV, 3 x 600 MVA.</p> <p>Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 kV, 375 MVA.</p> <p>Subestación Daule 230 kV.</p>	<p>4to trim. 2014</p> <p>4to trim. 2014</p> <p>4er trim. 2014</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p> <p>1er trim. 2015</p>

Fuente: CELEC EP

### 3.3.4. Presupuesto expansión del SNT

El presupuesto requerido para la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2012-2022, entre obras en marcha y obras nuevas, es de USD 838,24 millones, de los cuales USD 30,51 millones serán financiados con recursos del Fondo de Solidaridad, conforme el Mandato No. 9, mientras que los restantes USD 807,73 millones, que incluyen los USD 288,14 millones correspondientes al presupuesto del sistema de transmisión de 500 kV asociado al proyecto de generación Coca Codo Sinclair, corresponden a recursos del Estado Ecuatoriano, conforme lo establecido en el Mandato No. 15.

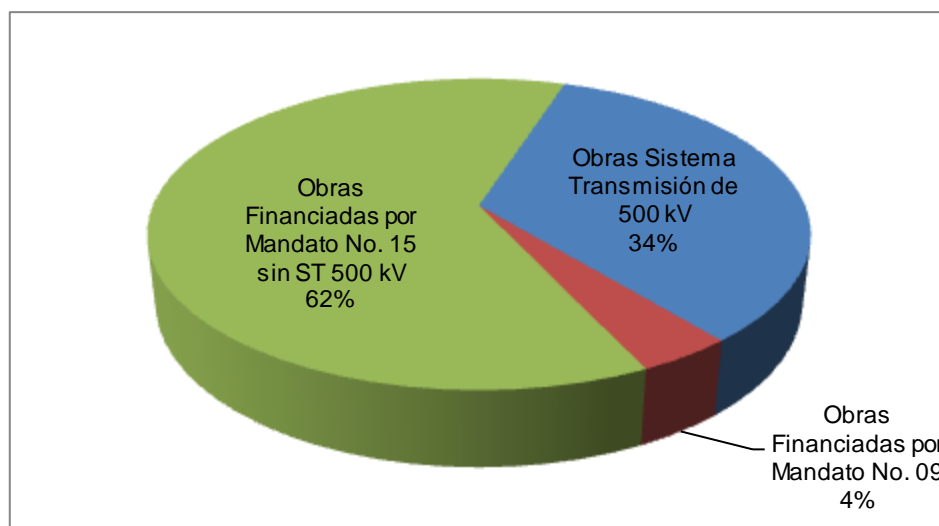


FIG. No. 3.29: PRESUPUESTO TOTAL

Fuente: CELEC EP

#### 3.3.4.1. Presupuestos del Sistema Nacional de Transmisión

El presupuesto total requerido para ejecutar el Plan de Expansión de la Transmisión en el período 2012 - 2022 alcanza la cifra de USD 838,2 millones, cuya composición se muestra en la tabla que sigue.

TABLA No. 3.37: PRESUPUESTO TOTAL

Detalle	Monto MUSD
Obras financiadas mediante el Mandato No. 09	30.512,26
Obras financiadas mediante el Mandato No. 15 (sin obras del sistema de transmisión de 500 kV)	519.589,85
Obras del sistema de transmisión de 500 kV	288.142,19
<b>TOTAL</b>	<b>838.244,30</b>

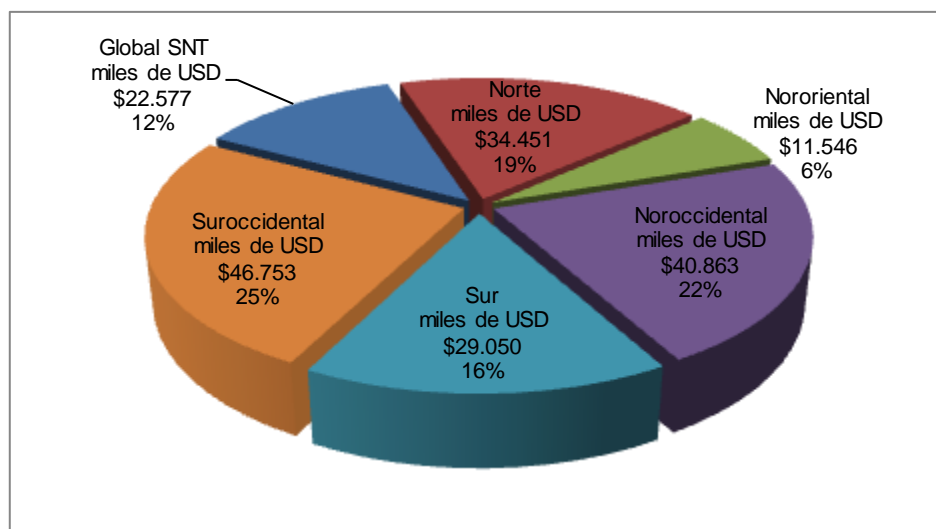
Fuente: CELEC EP

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

**TABLA No. 3.38: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA**

Ítem	Descripción	Total MUSD
1	Subestación Ambato 138/69 kV, ampliación	2.216,00
2	Subestación Mulaló 138/69 kV, ampliación	3.559,00
3	Sistema de transmisión 230 kV Santa Rosa - Pomasqui II	17.130,41
4	Subestación El Inga 230/138 kV, 300 MVA	11.546,15
5	Sistema de transmisión 138 kV Nororiente	8.778,03
6	Subestación Santo Domingo 230/138 kV, ampliación capacidad transformación	4.590,00
7	Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio)	10.283,46
8	Subestación Santo Domingo 138/69 kV, ampliación	5.664,97
9	Subestación Chone 138/69 kV, ampliación	72,00
10	Subestación Quinindé 138/69 kV, 60 MVA	6.764,43
11	Subestación Babahoyo 138/69 kV, ampliación capacidad transformación	10.641,42
12	Subestación Cuenca 69 kV, ampliación	438,00
13	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja	5.469,24
14	Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza	13.059,70
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala	23.372,00
16	Sistema de transmisión 138 kV Plan de Milagro - Macas	4.852,00
17	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón - Santa Elena	17.724,70
18	Modernización subestación Pascuales	2.194,00
19	Compensación capacitiva	1.684,00
20	Sistema de transmisión 230 kV Milagro - Las Esclusas	30.512,26
21	Subestación móvil 138/69 kV	4.144,00
22	Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV	3.842,00
<b>TOTAL</b>		<b>188.537,77</b>

La FIG. No. 3.30 presenta la distribución por zonas del presupuesto de proyectos en marcha:



**FIG. No. 3.30: PRESUPUESTO DE PROYECTOS EN MARCHA DISTRIBUIDO POR ZONAS**

Fuente: CONELEC

**TABLA No. 3.39: PRESUPUESTO DE NUEVOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN**

Ítem	Descripción	Total MUSD
1	Subestación Pomasqui 230/138 kV, ampliación	3.829,00
2	Subestación Santa Rosa 138 kV, ampliación	1.988,12
3	Subestación Totoras 230/138 kV, ampliación	4.496,81
4	Subestación Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA	12.353,48
5	Subestación Tabacundo 230/69 kV, 100 MVA, ampliación	4.652,16
6	Sistema de transmisión 138 kV Sucumbíos – Orellana	14.693,09
7	Sistema de transmisión 230 kV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos	24.850,50
8	Subestación San Gregorio (Portoviejo) 230/69 kV, ampliación	5.349,31
9	Sistema de transmisión 230 kV Quevedo - San Gregorio, Etapa II	3.382,00
10	Sistema de transmisión 230 kV San Gregorio - San Juan de Manta	17.200,21
11	Sistema de transmisión 138 kV Daule Peripa – Severino	4.088,27

Ítem	Descripción	Total MUSD
12	Subestación Yanacocha 138/69 kV, ampliación	4.440,00
13	Subestación La Troncal 230/69 kV, 167 MVA	7.804,04
14	Sistema de transmisión 138 kV Milagro – Babahoyo	11.518,00
15	Sistema de transmisión 230 kV Milagro – Machala, Etapa II	9.110,00
16	Modernización subestación Molino	8.623,00
17	Subestación Las Esclusas 230/69 kV, ampliación	6.721,31
18	Subestación Posorja 138/69 kV, ampliación	3.150,68
19	Subestación San Idelfonso 230/138 kV, ampliación	4.234,00
20	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV	10.074,71
21	Sistema de transmisión 230 kV Pascuales - Las Orquídeas	11.443,97
22	Subestación Durán 230/69 kV	11.498,00
23	Sistema de transmisión 230 kV Daule - Lago de Chongón	12.820,00
25	Sistema de transmisión 138 kV Lago de Chongón – Posorja	12.410,00
26	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, ampliación	5.486,56
27	Subestación El Inga 230/138 kV, ampliación	4.962,05
28	Subestaciones móviles	8.024,79
30	Bahías de emergencia y/o reserva 138 y 69 kV	1.647,00
31	Compensación capacitiva	7.046,85
32	Sistema de transmisión 230 kV Central – Quevedo	30.140,00
34	Sistema de transmisión 230 kV Esmeraldas - Sto. Domingo	43.379,44
35	Sistema de transmisión 230 kV Sopladora - Taday – Milagro	50.147,00
36	Sistema de transmisión 500 kV Coca Codo Sinclair - El Inga – Daule	288.142,19
<b>TOTAL</b>		<b>649.706,53</b>

Fuente: CELEC EP

### 3.3.4.2. Presupuesto por año

La tabla que sigue muestra el flujo anual de fondos previsto para el normal desarrollo del plan de expansión propuesto.



**TABLA No. 3.40: PRESUPUESTO POR AÑO EN MUSD**

<b>Año</b>	<b>Proyectos en ejecución</b>	<b>Nuevos proyectos (sin sistema de transmisión 500 kV)</b>	<b>Sistema de transmisión de 500 kV</b>	<b>Total</b>
2012	98.027,56	10.454,12	-	108.481,67
2013	89.203,61	66.786,49	-	155.990,10
2014	-	176.244,71	115.546,00	291.790,71
2015	-	14.794,56	172.596,19	187.390,75
2016	1.307,28	34.964,40	-	36.271,68
2017	-	29.001,80	-	29.001,80
2018	-	29.318,27	-	29.318,27
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>188.538,44</b>	<b>361.564,34</b>	<b>288.142,19</b>	<b>838.244,97</b>

Fuente: CELEC EP

Dado que estas cifras tienen como única finalidad proporcionar una visión indicativa sobre los requerimientos presupuestarios globales, los montos indicados para cada año fueron determinados considerando que la inversión total es realizada recién en el año de entrada en operación de cada proyecto. Es necesario tener presente que el flujo real de fondos que demanda la ejecución de proyectos de este tipo, con períodos de ejecución normales de dos a tres años, es generalmente de tipo multianual, por lo que para tener información más detallada sobre el flujo de fondos es necesario definir la programación y el cronograma pormenorizado de cada uno de los proyectos.

El Anexo B muestra el presupuesto para el plan de equipamiento, información proporcionada por CELEC EP - TRANSELECTRIC en marzo de 2012.

En lo concerniente al financiamiento, es necesario recordar que con fecha 23 de julio de 2008 la Asamblea Nacional Constituyente emitió el Mandato Constituyente No. 15, que estableció cambios importantes en el manejo del sector eléctrico, particularmente en el tema tarifario, eliminando la componente destinada a financiar la expansión de la transmisión y determinando que los recursos necesarios para tales fines serían cubiertos por el Estado, a través de su presupuesto general.

Sin embargo, el cumplimiento de este mandato se ha realizado de manera parcial, por cuanto no se ha efectivizado la transferencia total y oportuna de los recursos determinados para el desarrollo de los proyectos de expansión, lo cual implica la necesidad de obtener fuentes de financiamiento nuevas para la ejecución del Plan.

Con este fin CELEC EP –TRANSELECTRIC, conjuntamente con los ministerios de Electricidad y Energía Renovable y de Finanzas, está desarrollando desde el mes de julio de 2009 las actividades necesarias para concretar el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo para las obras que se señalan a continuación, por un monto total de USD 52,99 millones. Al la fecha se cuenta con la autorización del préstamo por parte del Comité del Banco y está pendiente la suscripción del contrato de préstamo por parte del Ministerio de Finanzas:

- Subestación Pomasqui, instalación del segundo transformador 230/138 kV, 300 MVA.
- Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena, 230 kV (que será energizada a 138 kV), doble circuito, montaje inicial de uno.
- Subestación Cuenca, ampliación de una bahía de línea de 69 kV.
- Subestación Quinindé 138/69 kV, 100 MVA.
- Sistema de transmisión 138 kV Cuenca – Loja.
- Sistema de transmisión 138 kV Loja – Cumbaratza.

### **3.3.5. Obras de transmisión adicionales por consideraciones de nuevos incrementos en las proyecciones de demanda en el SNI**

#### **3.3.5.1. Antecedentes**

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

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

Estos cambios en la proyección de la demanda consideran la sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017), la alimentación desde el SNI a las instalaciones de la Refinería del Pacífico (380 MW) a partir del año 2016, y el incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al SNI.

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

### 3.3.5.2. Proyección de la nueva demanda

La nueva proyección de la demanda de potencia del sistema a nivel nacional, fue elaborada por el CONELEC y proporcionada a CELEC EP para los análisis de planificación de la expansión del sistema de transmisión. En la TABLA No. 3.41 se presentan los valores de proyección de demanda considerados en los nuevos análisis.

**TABLA No. 3.41: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA COINCIDENTE NACIONAL REAJUSTADA POR NUEVA POLÍTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

DEMANDA										
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MW	3.185	3.310	3.527	4.059	4.969	5.529	5.774	6.029	6.244	6.469

Fuente: CONELEC

### 3.3.5.3. Plan de expansión de generación

Con el objeto de atender la demanda proyectada bajo las nuevas hipótesis, el CONELEC determinó el plan de expansión de generación que se resume en la TABLA No. 3.42:

**TABLA No. 3.42: PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN**

Inicio de operación	Proyecto	Tipo	Potencia MW	Provincia	Cantón	Punto Conexión SNI
Jun-13	Villonaco	Eólico	16,50	Loja	Loja	Subestación Loja
Jun-13	Baba	Hidroeléctrico	42,00	Los Ríos	Buena Fé	Línea de transmisión Santo Domingo - Quevedo, 230 kV
Oct-13	Isimanchi	Hidroeléctrico	2,25	Zamora Chinchipe	Chinchipe	Empresa Eléctrica Regional Sur
Mar-14	San José del Tambo	Hidroeléctrico	8,00	Bolívar	Chillanes	CNEL EP - Los Ríos
Mar-14	Guangopolo II	Termoeléctrico	50,00	Pichincha	Quito	Subestación Guangopolo
Mar-14	Mazar-Dudas	Hidroeléctrico	21,00	Cañar	Azogues	Subestación Cuenca
Mar-14	Esmeraldas II	Termoeléctrico	96,00	Esmeraldas	Esmeraldas	Subestación Esmeraldas
Mar-14	Saymirin V	Hidroeléctrico	7,00	Azuay	Cuenca	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur

Inicio de operación	Proyecto	Tipo	Potencia MW	Provincia	Cantón	Punto Conexión SNI
Jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	ERNC	200,00	Varios	Varios	En sistemas de subtransmisión de varias Empresas Distribuidoras <sup>1</sup>
Jul-14	Chorrillos	Hidroeléctrico	3,96	Zamora Chinchipe	Zamora	Subestación Cumaratza
Ago-14	Topo	Hidroeléctrico	29,20	Tungurahua	Baños	Línea de transmisión Baños – Puyo, 138 kV
Sep-14	Victoria	Hidroeléctrico	10,00	Napo	Quijos	Subestación El Inga
Oct-14	San José de Minas	Hidroeléctrico	5,95	Pichincha	Quito	Subestación Tabacundo
Nov-14	Manduriacu	Hidroeléctrico	60,00	Pichincha	Quito	Subestación Santo Domingo
Dic-14	Machala Gas 3ª unidad	Termoeléctrico	70,0	El Oro	Machala	Subestación San Idelfonso
Dic-14	Generación Térmica	Termoeléctrico	150,00	Guayas	Guayaquil	Subestación Pascuales (referencial)
Abr-15	Paute - Sopladora	Hidroeléctrico	487,00	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	Subestación Taday
May-15	Toachi - Pilatón	Hidroeléctrico	253,00	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Santo Domingo de los Colorados, Sigchos	Línea de transmisión Santa Rosa – Santo Domingo, 230 kV
May-15	San Bartolo	Hidroeléctrico	48,10	Morona Santiago	Santiago de Méndez	Subestación Sopladora
Oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	Termoeléctrico	100,00	El Oro	Machala	Subestación San Idelfonso

<sup>1</sup> El detalle de la ubicación de los proyectos se presenta en el Capítulo de Expansión de la Generación.

Inicio de operación	Proyecto	Tipo	Potencia MW	Provincia	Cantón	Punto Conexión SNI
Dic-15	Delsi Tanisagua	Hidroeléctrico	116,00	Zamora Chinchipe	Zamora	Línea de transmisión Cumbaratza – Yanacocha, 138 kV
Dic-15	Quijos	Hidroeléctrico	50,00	Napo	Quijos	Subestación El Inga
Ene-16	Minas -San Francisco	Hidroeléctrico	276,00	Azuay	A 92 km al Este de la ciudad de Cuenca	Subestación San Idelfonso
Feb-16	Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrico	1.500,00	Napo y Sucumbíos	Chaco y Lumbaqui	Subestación El Inga
Mar-16	Soldados Yanuncay Minas	Hidroeléctrico	27,80	Azuay	Cuenca	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
Oct-16	La Merced de Jondachi	Hidroeléctrico	18,7	Napo	Archidona	Subestación Tena (referencial)
Dic-16	Santa Cruz	Hidroeléctrico	129,00	Zamora Chinchipe	El Pangui	Subestación Bomboiza
Ene-17	Tigre	Hidroeléctrico	80,00	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	Subestación Santo Domingo
Jul-17	Due	Hidroeléctrico	49,70	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro	CNEL EP - Sucumbíos
Sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	Termoeléctrico	250,00	Guayas	Guayaquil	Subestación Refinería del Pacífico
Oct-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	Termoeléctrico	125,00	Guayas	Guayaquil	Subestación Refinería del Pacífico
May-18	Sabanilla	Hidroeléctrico	30,00	Zamora Chinchipe	Zamora	Subestación Delsi Tanisagua
Oct-21	Chontal - Chirapí	Hidroeléctrico	351,00	Pichincha	Quito	Subestación Santo Domingo
Dic-21	Paute - Cardenillo	Hidroeléctrico	564,00	Morona Santiago	Santiago de Méndez	Subestación Taday

Fuente: CONELEC

#### 3.3.5.4. Plan de equipamiento adicional futuro

En razón de que los principales incrementos de la nueva demanda se producirán a partir del 2016, los análisis eléctricos del sistema se enfocaron a los años 2016, 2017, 2019 y 2022, considerados representativos del período 2013 – 2022.

Sobre la base de los resultados de estos análisis, en la TABLA No. 3.43 se presenta un resumen de los requerimientos de equipamiento y montos de inversión adicionales que se deberían ejecutar en el sistema de transmisión.

**TABLA No. 3.43: REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN TOTAL**

Inversiones año 2016 MUSD		
Subestación Riobamba	Cambio de transformador a 167 MVA	2.884
Subestación Mulaló	Nueva subestación	11.285
Alimentación a la Refinería del Pacífico	Varias instalaciones	63.405
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		3.879
Costos indirectos (10%)		7.757
<b>Total 2016</b>		<b>89.210</b>

Inversiones año 2017 MUSD		
Subestación Tisaleo 230/69 kV	Nueva subestación	15.192
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		760
Costos indirectos (10%)		1.519
<b>Total 2017</b>		<b>17.471</b>

Inversiones año 2018 MUSD		
Subestación Tulcán 230/69 kV	Nueva subestación	11.285
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		564
Costos indirectos (10%)		1.129
<b>Total 2018</b>		<b>12.978</b>

Inversiones año 2019 MUSD		
Subestación Lago de Chongón 138/69 kV	Nueva subestación	5.377
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		269
Costos indirectos (10%)		538
<b>Total 2019</b>		<b>6.184</b>

Inversiones año 2020 MUSD		
Subestación Sinincay 230/138 kV	Nueva subestación	8.060
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		403
Costos indirectos (10%)		806
<b>Total 2020</b>		<b>9.269</b>

Inversiones año 2021 MUSD		
Subestación Posorja	Cambio de transformador	4.106
Terrenos nuevos e indemnizaciones (5%)		205
Costos indirectos (10%)		411
<b>Total 2021</b>		<b>4.722</b>

<b>TOTAL 2016 – 2021</b>	<b>139.834</b>
--------------------------	----------------

Fuente: CELEC EP

### 3.3.5.5. *Requerimiento presupuestario para el Plan de Expansión de Transmisión*

En la TABLA No. 3.44 se indican las inversiones anuales requeridas para la expansión del sistema de transmisión considerando las condiciones iniciales de demanda, así como los incrementos y asumiendo que las inversiones se realizan hipotéticamente en los años en que entran en operación las instalaciones de transmisión.

**TABLA No. 3.44: PRESUPUESTO ANUAL REQUERIDO PARA EL PET 2013 – 2022**

Inversiones PET 2013 – 2022 MUSD			
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022 (estimación marzo 2012)	Incremento obras transmisión por aumento de demanda	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022
<b>2012</b>	108.482	-	108.482
<b>2013</b>	155.990	-	155.990
<b>2014</b>	291.791	17.842	309.633
<b>2015</b>	187.391	57.020	244.411
<b>2016</b>	36.272	30.920	67.192
<b>2017</b>	29.002	12.518	41.519
<b>2018</b>	29.318	8.160	37.478

Inversiones PET 2013 – 2022 MUSD			
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022 (estimación marzo 2012)	Incremento obras transmisión por aumento de demanda	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022
2019	-	7.743	7.743
2020	-	4.687	4.687
2021	-	945	945
2022	-	-	-
<b>Total</b>	<b>838.244</b>	<b>139.834</b>	<b>978.078</b>

Fuente: CELEC EP

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

La FIG. No. 3.31 muestra gráficamente los valores indicados.

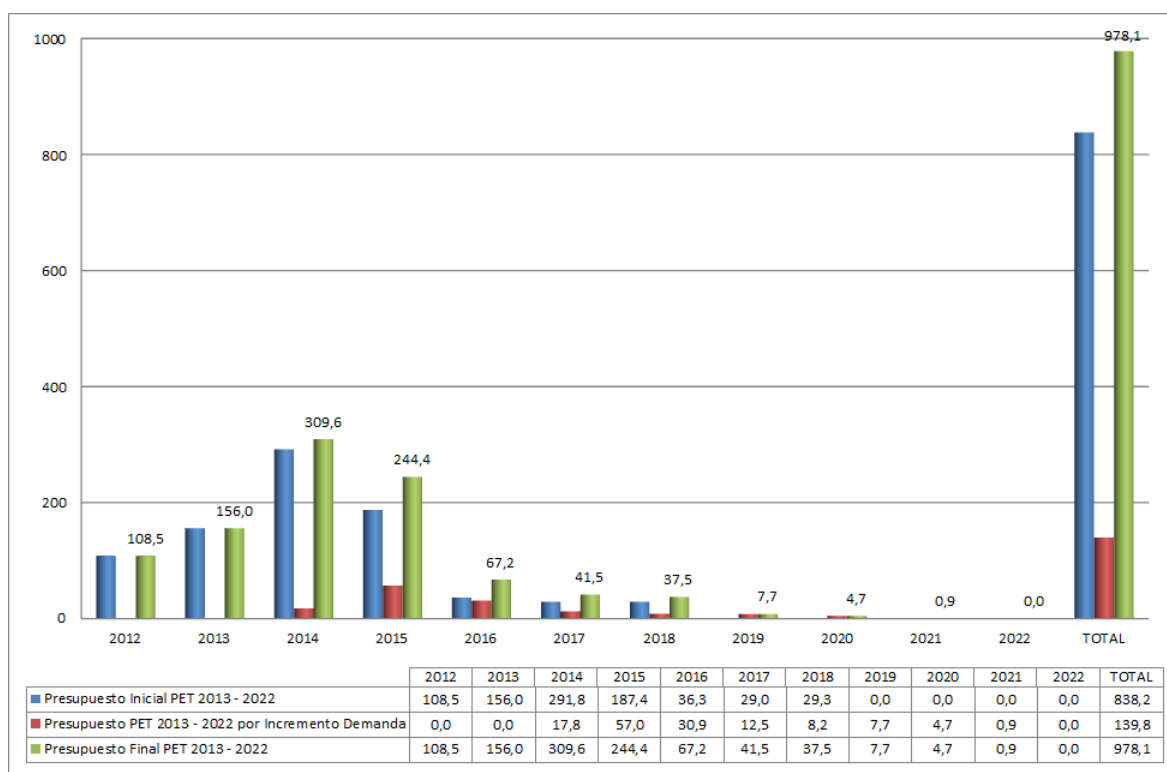


FIG. No. 3.31: INVERSIONES REQUERIDAS EN EL PET 2013 – 2022, EN MMUSD

Fuente: CONELEC



Es necesario tener en cuenta que el flujo real de fondos necesarios para que el transmisor ejecute los proyectos de transmisión, demanda en la mayoría de los casos de cronogramas plurianuales con períodos de entre 2 y 3 años.

Considerando las inversiones reales de obras en ejecución realizadas por el transmisor y los requerimientos adicionales para la construcción de obras de transmisión relacionadas a la nueva demanda, en la TABLA No. 3.45 se presenta el flujo de fondos necesario para la realización del Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2022.

**TABLA No. 3.45: FLUJOS FINANCIEROS PET 2013 – 2022**

Flujos Financieros PET 2013 – 2022 MUSD			
Año	Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022 (estimación marzo 2012)	Incremento obras transmisión por aumento de demanda	Presupuesto total Plan de Expansión de Transmisión 2013-2022
2012	178.997	-	178.997
2013	184.122	-	184.122
2014	221.391	17.842	239.233
2015	98.424	57.020	155.444
2016	29.474	30.920	60.394
2017	28.086	12.518	40.604
2018	21.533	8.160	29.693
2019	-	7.743	7.743
2020	-	4.687	4.687
2021	-	945	945
2022	-	-	-
<b>Total</b>	<b>762.027</b>	<b>139.834</b>	<b>901.862</b>

Fuente: CONELEC

Cabe indicar que, si bien los planes de expansión de transmisión cubren un período de 10 años de análisis, su elaboración se inicia dos años antes de que empiece el período, razón por la cual el estudio de las condiciones de operación del Sistema, considerando las obras de transmisión y generación en ejecución de los dos años previos, es una proyección realizada por el Transmisor y el Operador.

De lograrse el financiamiento externo al Estado, su asignación puede traer aparejada demoras importantes en las fechas de efectiva disponibilidad de las obras, en tal sentido es recomendable que para aquellas de largo plazo, la gestión de los respectivos créditos se comience de manera anticipada.

La no ejecución de los proyectos en los términos contenidos en este Plan generaría situaciones de riesgo para el Sistema Nacional de Transmisión, que podrían afectar a mediano plazo la calidad y la seguridad en el suministro de energía en el SNI.

# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## ***Capítulo 4: EXPANSIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN***

***Quito- Ecuador***

## Capítulo 4

### Expansión de la Distribución

#### 4.1. Introducción

Este capítulo presenta planes de inversión con un horizonte de ejecución de corto plazo, resultado de la planificación anual que realizan las empresas de distribución; con el propósito de mejorar esta tarea, se presenta una propuesta para iniciar un proceso integral de planificación de la distribución en el país, actividad que en el futuro podrá producir planes de corto, mediano y largo plazo, incorporando criterios en los cuales se puedan evidenciar los resultados, posibles alternativas e indicadores; entre otros aspectos, y que además permitan evaluar y calificar la importancia de cada uno de los planes propuestos, así como los logros alcanzados.

Más allá del modelo utilizado, se puede evidenciar que los datos que servirán de base para el desarrollo de los procesos sistemáticos y ordenados de planificación, se encuentran en etapa de recopilación y/o actualización, principalmente lo relacionado al empleo de las herramientas que implementa el Proyecto SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica), los cuales se convertirán en el sistema fundamental y fuente de información que sustentará las mejoras, desarrollo e incorporación de la planificación de los sistemas de distribución en el país.

En el capítulo se presentan los planes considerados como prioritarios por las distribuidoras, producto de los análisis y estudios realizados cuyo desarrollo se justifica en el corto plazo; por otra parte, los mismos permiten delinear una orientación para enfocar las acciones de la planificación de la distribución, considerando procesos debidamente estructurados y normalizados que se desarrollarán para su aplicación a nivel nacional; y considerando los distintos grados de mejoramiento que presenten las empresas de distribución.

#### 4.2. Antecedentes

La distribución de energía en el país se inició en el año 1897, en la ciudad de Loja, con la empresa “Luz y Fuerza”, y luego se incorporaron paulatinamente otras empresas en las ciudades de Quito, Cuenca, Guayaquil, Riobamba, entre otras. En 1940, el servicio de energía eléctrica fue adjudicado a las municipalidades, hasta que en 1961, mediante Decreto de Ley de Emergencia No. 24 de 23 de mayo del mismo año, se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, cuya responsabilidad fue integrar el sistema eléctrico nacional y elaborar el Plan Nacional de Electrificación.

De acuerdo a la Ley Básica de Electrificación, el INECEL se encargó de las obras de distribución; sin embargo, debido a que el Estado ya no disponía de recursos para la inversión de nuevos proyectos, se promovió la privatización del sector eléctrico y el desarrollo del modelo del Mercado Eléctrico Mayorista que fueron impulsados en toda América Latina desde 1990, lo que provocó la terminación de la vida jurídica de este Instituto, el 31 de marzo de 1999. Se esperaba que con este modelo el sector privado realice las inversiones en generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

El 10 de octubre de 1996, se publicó La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE que reformó el sector, con participación del Estado y abriéndolo a la privatización y a la competencia, con la creación de un modelo basado en el Mercado Eléctrico Mayorista, como paso previo a la privatización.

La LRSE creó el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, como ente regulador, planificador y controlador del sector eléctrico y el Centro Nacional de Control de Energía CENACE, como administrador de transacciones técnicas y financieras del mercado eléctrico mayorista.

En el 2008, se aprobó la nueva Constitución de la República del Ecuador, en la que se definió al sector eléctrico como un sector estratégico y con la expedición de los Mandatos Constituyentes Nos. 9 y 15, se inició una reestructuración del sector eléctrico, con los objetivos de tener un mercado verticalmente integrado donde el Estado es el propietario único, durante este proceso, el Fondo de Solidaridad termina sus funciones en el 2009, las acciones de las empresas de generación, transmisión y distribución fueron transferidas al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER (creado por Decreto Ejecutivo en el 2007), el cual se constituyó en el principal accionista de las mismas; mientras tanto, el CONELEC sigue cumpliendo su rol de ente regulador, planificador y de control del sector eléctrico.

En el 2009, el Ecuador contaba con 20 empresas de distribución, a partir de la expedición del Mandato Constituyente No. 15 y con la reestructuración del sector eléctrico, se constituyeron 11 empresas y los planes de inversión pasaron a ser financiados con recursos del Presupuesto General del Estado.

Por otra parte, la decisión de trasladar al MEER las acciones, futuras capitalizaciones de las empresas eléctricas del Fondo de Solidaridad y facultar las acciones correspondientes para fusionar, disolver o reestructurar las empresas eléctricas con fines de mejoramiento en los aspectos técnicos, administrativos y de operación, fue el antecedente principal para la creación de la Corporación Nacional de Electricidad, CNEL, en el año 2009, la cual agrupó a las diez empresas con los más bajos índices de gestión. En la actualidad, la CNEL está asumiendo de manera paulatina las tareas administrativas y técnicas, e implementando procesos que permitan unificar todas las actividades e indicadores de las regionales que tenían limitaciones de distinto orden.

Las 11 empresas de distribución están conformadas por: diez empresas eléctricas y la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, que reúne a diez unidades de negocio; de acuerdo a lo expuesto en la TABLA No. 4.1, en la cual se exponen los principales datos de dichas empresas.

**TABLA No. 4.1: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA	DENOMINACIÓN	PROVINCIAS SERVIDAS	ÁREA DE CONCESIÓN Km²
Corporación Nacional de Electricidad	Bolívar	Bolívar	3.997
	El Oro	El Oro, Azuay	6.745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
	Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay	10.511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4.059
	Manabí	Manabí	16.865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6.175
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6.774
	Sto. Domingo	Sto. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6.574
	Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40.805
	Azogues	Cañar	1.187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28.962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
	Galápagos	Galápagos	7.942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11.979
	Quito	Pichincha, Napo	14.971
	Riobamba	Chimborazo	5.940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22.721
	Pública de Guayaquil EP	Guayas	1.104

### 4.3. Diagnóstico

Para atender los nuevos retos que el Estado se ha propuesto en el desarrollo del sector eléctrico, a continuación se presenta un diagnóstico de los sistemas de distribución en el que se considera la gestión, inversión, indicadores de desempeño, demanda eléctrica, tecnologías de desarrollo de sistemas de distribución, software especializado, recursos humanos, y sobre todo el cumplimiento de las políticas de estado.

#### 4.3.1 Legislación, regulación, normas y políticas aplicables a los sistemas de distribución

El sector eléctrico ha sido declarado como estratégico en la máxima Ley del Estado. Además a través del Plan Nacional para el Buen Vivir, las agendas sectoriales y los mandatos constituyentes se ha emitido, la política para los sectores estratégicos, por lo que en esta sección se considera pertinente realizar una rápida descripción de la normativa.

#### *4.3.1.1 Mandato Constituyente No. 15*

Expedido el 23 de julio de 2008, estableció una serie de acciones inmediatas de aplicación para las empresas de distribución, entre las cuales se destacan:

- El establecimiento de una tarifa única.
- La eliminación del concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación.
- La eliminación, en los costos de transmisión y distribución, de los componentes de inversión para la expansión.
- Las inversiones necesarias en generación, transmisión y distribución serán financiadas desde el Presupuesto General del Estado.
- Las diferencias entre la tarifa establecida por el CONELEC y los costos de generación, transmisión y distribución deben ser cubiertas mensualmente por el Ministerio de Finanzas.
- El Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) será financiado con recursos del Presupuesto General del Estado, incluyendo el alumbrado público.
- Adicionalmente, con el objeto de establecer un manejo eficaz y eficiente del sector eléctrico, se dispuso el proceso de reestructuración de las empresas eléctricas.

#### *4.3.1.2 Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013*

Desarrollado por la Secretaría Nacional de Planificación, SENPLADES, del cual se emiten, los siguientes objetivos y políticas:

Política 1.8 b: “Desarrollar iniciativas intersectoriales articuladas para la prestación de servicios públicos que promuevan la equidad territorial y los derechos de la población rural, así como la inclusión social y económica de poblaciones con discriminaciones múltiples”

Política 1.9 c: “Jerarquizar adecuadamente y mejorar los servicios relacionados con..., energía y comunicación, respondiendo a las necesidades diferenciales de la población”.

- Meta 4.3.4: Alcanzar el 97% de las viviendas con servicio eléctrico hasta el 2013.
- Meta 4.3.5: Alcanzar el 98% de las viviendas en zona urbana con servicio eléctrico hasta el 2013.
- Meta 4.3.6: Alcanzar el 96% de las viviendas zona rural con servicio eléctrico hasta el 2013.
- Meta 12.5.1: Aumentar, al menos, a 7 la percepción de calidad de los servicios públicos al 2013.
- Meta 12.6.1: Disminuir al 11% las pérdidas de electricidad en distribución hasta el 2013.

Todo lo antes expuesto, se enmarca en la decisión del Gobierno Nacional que ha propuesto mejorar la distribución de energía, mediante el incremento de la cobertura, la disminución de las pérdidas y el mejoramiento de la gestión de las empresas de distribución, para así garantizar calidad del servicio eléctrico y la satisfacción del cliente.

#### 4.3.1.3 *Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico*

Mediante Decreto Ejecutivo No. 796, de 10 de noviembre de 2005, se expidió el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro de Electricidad, para adaptarse a la nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Entre las principales responsabilidades asignadas a las empresas encargadas de la prestación del servicio eléctrico se establece:

“El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión, de acuerdo a estas normas y mantener el suministro de energía y la atención al consumidor, dentro de los límites de calidad previstos en la regulación correspondiente”;

“Los distribuidores deberán proporcionar el servicio dentro de los niveles de calidad exigidos en la regulación pertinente, para lo cual adecuarán sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales”.

Los principales indicadores que se consideran son la calidad del producto, del servicio técnico y del servicio comercial; para lo cual se establece que en el caso de nuevos servicios, los distribuidores deben brindar el servicio a todos los consumidores que lo requieran, siempre y cuando se encuentren dentro de su área de concesión.

Así mismo, para efectos de supervisión y control, las empresas distribuidoras deben recopilar, procesar y almacenar toda la información relacionada a la distribución y presentarla al CONELEC, siendo este el encargado de dictaminar las sanciones correspondientes en caso de incumplimiento.

#### 4.3.1.4 *Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas – Cálculo del VAD*

El objetivo es establecer las normas y procedimientos para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final; dentro de la metodología se definen los diferentes componentes de costos, entre los cuales se encuentra el Valor Agregado de Distribución, VAD, el cual será obtenido para los niveles de subtransmisión, media y baja tensión, que tiene componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

#### 4.3.1.5 *Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas*

En este Reglamento se establecen los procedimientos y medidas para que todas las actividades eléctricas contemplen, en cada una de sus etapas, los impactos ambientales negativos producidos; para que éstos se prevengan, controlen, reduzcan y/o compensen.

#### 4.3.1.6 *Regulaciones relacionadas con los sistemas de distribución*

A continuación se detallan las Regulaciones de mayor aplicación en los sistemas de distribución:

**TABLA No. 4.2: REGULACIONES APLICABLES PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN**

REGULACIONES	OBJETIVOS	INDICADORES
No. CONELEC 009/00 “Índices de Gestión para Elaboración de Pliegos Tarifarios”	Establecer los índices de gestión a aplicarse para la elaboración de los pliegos tarifarios que entraron en vigencia en el año 2000.	Activos en servicio Gastos de Operación y Mantenimiento Pérdidas eléctricas
No. CONELEC 004/01 “Calidad del Servicio de Distribución”	Las empresas distribuidoras deben prestar el servicio de energía eléctrica a todos los usuarios que se encuentren	Calidad del producto: <ul style="list-style-type: none"><li>• Voltaje</li><li>• Perturbaciones</li></ul>



	dentro de su área de concesión dentro de los niveles de calidad establecidos, bajo la supervisión y control de CONELEC, considerando la calidad del producto, del servicio técnico y del servicio comercial.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flicker</li> <li>• Factor de Potencia</li> </ul> Calidad del servicio técnico: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia de interrupción y,</li> <li>• Duración total de las interrupciones.</li> </ul> Calidad del servicio comercial
No. CONELEC 008/08 "Procedimientos para Presentar, Calificar, Priorizar y Aprobar los Proyectos FERUM"	Establecer el procedimiento que permita al CONELEC pre asignar recursos, calificar y aprobar los proyectos a ser financiados por el Fondo de Electrificación Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM, que presenten las empresas distribuidoras y la elaboración del programa anual.	Número de proyectos aprobados de los planes de inversión presentados al CONELEC, por las empresas distribuidoras, que se ubican en las áreas rurales y urbano-marginales y cumplen con la normativa indicada y el Mandato Constituyente No.15.
No. CONELEC 012/08 "Procedimientos para la Atención de Reclamos de los Consumidores de Empresas Eléctricas de Distribución"	Establecer los procedimientos que deben seguir las empresas distribuidoras para atender los reclamos de los consumidores.	<u>Reclamos:</u> Técnicos Comerciales Daños en los equipos Los cuales se miden en tiempos de atención de los reclamos indicados por los clientes.
No. CONELEC 013/08 "Regulación Complementaria N° 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15"	Establece, en su Capítulo VIII que la planificación de la expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas distribuidoras, el cual debe ser llevado a cabo con un horizonte de planificación de 10 (diez) años. Dichos planes de expansión deben contemplar el crecimiento de la demanda, de manera de brindar el servicio de energía eléctrica con la calidad requerida, acatando las regulaciones vigentes al respecto.	Número de distribuidoras que presentan sus planes antes del 31 de marzo de cada año, para ser sometido a revisión, calificación y aprobación por parte del CONELEC.
No. CONELEC 008/11 "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General"	<i>Establece que el alumbrado público "comprende las actividades de: administración, operación, mantenimiento, modernización reposición y expansión del sistema de alumbrado público general"</i> incluyendo dentro de este servicio los consumos de energía del alumbrado general, ornamental, sistemas de semaforización, de seguridad y alumbrado intervenido.	Número de distribuidoras que presentan en el plazo establecido los planes de alumbrado público.
No. CONELEC 005/09 "Procedimientos para el seguimiento y evaluación de los planes de inversión de las entidades de distribución de energía eléctrica"	Establece que el CONELEC es el "encargado de realizar la aprobación de los Planes de Expansión y Mejoras y de los Planes de Electrificación Rural y Urbano Marginal. Además, dentro del proceso de ejecución de estos planes, realizará la supervisión a los mismos.	Avance de los proyectos aprobados de los Planes y Programas de inversión de los sistemas de distribución, así como realizar su seguimiento y control.

En este contexto de la aplicación normativa vigente se observa:

- La planificación de la expansión de los sistemas de distribución se ha adaptado conforme los lineamientos técnicos y económicos de los últimos años, resultando procesos poco eficientes y con ausencia de una planificación integral. En la actualidad, es necesario desarrollar una norma específica relacionada con la planificación de la distribución.

- Con la expedición de la Regulación No. CONELEC-013/08, se da un paso hacia la normalización del proceso de planificación, al establecer la responsabilidad de las distribuidoras sobre los planes de expansión y los plazos para la aprobación de dichos planes. Con base a las experiencias de los últimos años, es necesario perfeccionar un proceso de acompañamiento durante la etapa de planificación de las distribuidoras con el objeto de garantizar el cumplimiento en los plazos de entrega de información y garantizar que los 30 días establecidos por la regulación sea optimizado, considerando el número de distribuidoras así como la información a revisar y evaluar.
- En el Mandato Constituyente No. 15 se elimina de la tarifa, el componente de inversión para la expansión de los sistemas de distribución y el FERUM; esta medida ha llevado a que las empresas tomen acciones para alcanzar su eficiencia, ya que en la actualidad las inversiones para la expansión del sistema de distribución son financiadas desde el Presupuesto General del Estado, PGE, lo cual hace que las mismas deban competir con otras necesidades prioritarias de la comunidad; en este sentido, es necesario que los planes cuenten con indicadores de resultado que garanticen la obtención de las asignaciones adecuadas, considerando que el aprovisionamiento de electricidad constituye un eje transversal sobre el cual se desarrollan todas las actividades que permitan alcanzar el buen vivir.

#### **4.3.1.7      *Proyectos, programas y planes de inversión***

El MEER y el CONELEC a través de las empresas distribuidoras impulsan los instrumentos legales, normativos y proyectos dirigidos a desarrollar el sector eléctrico y en particular a ordenar la gestión de las distribuidoras, con énfasis principal en la reducción de pérdidas de energía, mejorar la calidad de servicio y ampliar la cobertura; es así que se han diseñado programas de inversión relacionados con la Reducción de Pérdidas de Energía, PLANREP, mejora de calidad de servicio, Plan de Mejoramiento de la Distribución, PMD, y aumento de cobertura, Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal, FERUM, los cuales son actualmente planificados y financiados desde el Presupuesto General del Estado y administrados por el MEER.

- **Sistema Integrado para la Mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica**

El MEER ha impulsado el proyecto llamado Sistema Integrado para Mejorar la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE, con el cual se busca fortalecer la gestión de las empresas de distribución, implementando sistemas de clase mundial que cumplan condiciones de gestión integrada; prácticas de gobierno corporativo; criterios empresariales económicos, sociales y ambientales; y, responsabilidad social empresarial. Estos sistemas fomentan una mejor gestión operativa y de planificación, mediante la programación operativa de expansión, gestión de activos, homologación de procesos, sistemas de información, estandarización y la interoperabilidad entre los distintos sistemas, equipos y dispositivos.

El objetivo del SIGDE es dotar de sistemas de información confiables, que permitan sentar bases para iniciar con la planificación a mediano y largo plazo, de tal forma que se puedan tomar decisiones que sean implementadas en el corto plazo, lo cual permitirá dar el debido sustento a los planes e incluir metas alcanzables de acuerdo al horizonte de planificación.

De acuerdo a la organización actual de la actividad de las empresas de distribución, se puede observar que cada distribuidora, tiene su propia entidad y están caracterizadas por una razonable autosuficiencia en la gestión sujeta al control del CONELEC. La Corporación Nacional de Electricidad, CNEL, tiene actualmente una función de tipo administrativa y de coordinación para los aspectos técnicos que se realiza en cada una de las unidades de negocio, su carácter es de tipo gerencial; así mismo, se pueden identificar deficiencias en la organización como reflejo de los insuficientes recursos humanos capacitados en la mayoría de las áreas, que no permite lograr una

gestión aceptable, por lo que las inversiones que el Estado realiza tanto en equipamiento, requerimientos de infraestructura, tecnologías de información y demás, no serán suficientes para alcanzar los resultados esperados.

Las empresas de distribución, en general cuentan con un área de planificación (gerencia, departamento, dirección) o un área específica, solo en el caso de algunas empresas pequeñas se ha observado que esto no se cumple, por la carencia de organización y capacidades requeridas para este tipo de actividad. Sin embargo, estas áreas están centradas en determinar un plan de obras a nivel de subtransmisión considerando su vinculación con la red de transmisión, lo cual limita que la red de distribución sea mínimamente evaluada por lo que solamente se realiza una proyección de las necesidades de inversión en el corto plazo, es decir solo se consolidan listados de obras que son producto de las necesidades emergentes.

Con los actuales procesos de planificación, el desarrollo de los planes de inversión está enfocado a mejorar indicadores específicos de la situación de la distribución lo que causa en muchos casos que se realicen acciones temporales que no están alineadas a una planificación de mediano y largo plazo.

Los planes de inversión que actualmente son ejecutados, en su mayoría no cumplen con una planificación integral del sector, los mismos que mejoran ciertos indicadores que no necesariamente reflejan el desempeño general en los sistemas de distribución así como de la empresa encargada de su gestión.

#### **4.3.1.8 Manejo de la información, herramientas**

Las empresas distribuidoras han adoptado diferentes sistemas informáticos con diversos estándares, ocasionando en la mayoría de empresas una subutilización de los recursos de información que apoyen una buena gestión del suministro de electricidad para sus clientes. En la mayoría de casos, los procesos no son totalmente integrados entre sí, más bien en algunos la distribución tiene un gran divorcio entre los diferentes sistemas (comercialización, financieros, talento humano, entre otros), dejando ver que además no responden a una estrategia de planificación; es decir, en su gran mayoría se usan para realizar una gestión operativa.

En este sentido, el proyecto SIGDE considerado como de alto interés tiene un avance lento, debido a que en muchos casos las ED's no contaban en general con información que aporte en la obtención de parámetros e índices para la planificación, razón por la cual en su gran mayoría las empresas empezaron con la actualización masiva enfocada principalmente en actividades como levantamiento catastral y parámetros técnicos de las redes existentes.

El objetivo del SIGDE es dotar a las empresas de distribución de sistemas de información homologados que permitan sentar bases para iniciar con la planificación a mediano y largo plazo, así como tomar decisiones que puedan ser implementadas en el corto plazo lo cual permitirá dar el debido sustento a los planes e incluir metas alcanzables en el mediano y largo plazos.

Conjuntamente con la implementación del modelo SIGDE las distribuidoras deben considerar la homologación de sistemas financieros y de recursos humanos, que puedan brindar agilidad en la transferencia de información y un alto nivel de competencia en su recurso humano.

#### **4.3.1.9 Análisis técnico, flujos de carga**

En la actualidad, las distribuidoras paulatinamente están incorporando herramientas informáticas para el análisis técnico; en algunas ocasiones únicamente se registra información de las mediciones que realizan mediante contadores bidireccionales instalados en las cabeceras de los alimentadores.

La gestión técnica del sistema de distribución permite operar y mejorar el desempeño del sistema, para este fin se requiere el desarrollo de un conjunto de tareas, muchas de las cuales tienen relación con los estudios y análisis técnicos necesarios para el planeamiento de la expansión, que en la actualidad no se desarrollan al interior de las distribuidoras, excepto en casos puntuales relacionados a los estudios de subtransmisión.

En las empresas distribuidoras se realizan estudios de pérdidas técnicas a nivel de medio voltaje basados en datos sistematizados de las redes, mediciones de potencia de salida de alimentadores, y en ciertos casos de minimización de pérdidas, generalmente son de tipo operativo de corto plazo, es decir, para uno o dos años. Con esta consideración los estudios técnicos deberían implementarse sobre la base de una normalización metodológica, esto podrá conseguirse una vez que se haya concluido la implementación de los sistemas SIG, SCADA, CIS, Análisis Técnicos, DMS, OMS, AMI y otros, que son impulsados por el proyecto SIGDE.

El uso de las herramientas dotadas por el programa SIGDE, permitirá sustentar los indicadores de los programas de inversión de distribución, a través de los estudios que se desarrollen, en el corto, mediano y largo plazos.

#### **4.3.1.10 Talento Humano**

En general, las distribuidoras cuentan con talento humano suficiente; sin embargo, se observa escasez de personal debidamente formado y capacitado en las distintas actividades, tanto técnicas como administrativas y peor aún en las relacionadas con el área de planificación y recursos tecnológicos.<sup>1</sup>

En la mayoría de empresas, principalmente en las que se encuentran en el grupo de la CNEL, se aprecia una alta rotación del recurso humano, lo cual provoca retrasos y deficiencias en las actividades propias de las distribuidoras.

El principal fundamento en las consideraciones de la planificación de la distribución, es el cumplimiento de las políticas gubernamentales a través del PNBV, instrumentadas en la calidad del servicio de electricidad, índices de cobertura de electrificación, socialización del impacto ambiental, eficiencia energética, todas estas son razones por las cuales todos los sistemas de información deben estar vinculados entre sí, ya que es el único mecanismo para atender con calidad y eficiencia a los usuarios de los sistemas de distribución. El manejo oportuno de la información, el compromiso de servicio en cada uno de los servidores, llevarán a mejorar los índices de servicios comerciales y técnicos apoyados en plataformas de manejo de la información.

#### **4.3.1.11 Planificación Estratégica**

El sector se enfrenta a grandes cambios producto de presiones internas y externas, lo que obliga casi en forma inmediata a buscar respuestas para mejorar la eficiencia de las empresas y atender la demanda de la sociedad que exige calidad, continuidad, universalidad y equidad.

La planeación o planificación es "El proceso que permite la identificación de oportunidades de mejoramiento en la operación de la organización con base en la técnica, así como el establecimiento formal de planes o proyectos para el aprovechamiento integral de dichas

---

<sup>1</sup> Consultoría para el Estudio de la Planificación de la Distribución, Informe 1: Análisis de la Gestión de las Distribuidoras en cuanto a las Actividades de Planificación de la Expansión.

oportunidades". En ésta se declara la visión y la misión de la empresa, se analiza su situación interna y externa, se establecen los objetivos generales, y se formulan las estrategias y planes estratégicos necesarios para alcanzar dichos objetivos.

La planificación toma en cuenta a la empresa en su totalidad, ésta debe ser realizada por los directivos de la empresa y ser proyectada a largo plazo, teóricamente para un período de 5 a 10 años, aunque en la práctica, hoy en día se suele realizar para un período de 3 y como máximo de 5 años, esto debido a los cambios constantes principalmente en el ámbito político administrativo. Sobre la base de la planeación se elaboran los demás planes de la empresa, tanto tácticos como operativos.

Adicionalmente, la planificación es dinámica y flexible, cada cierto tiempo se debe analizar y ejecutar los cambios que fueran necesarios. Asimismo, es un proceso interactivo que involucra a todos los miembros de la empresa, los cuales deben estar comprometidos con la planificación y motivados a lograr los objetivos.

#### **4.4. Justificación**

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

El Plan Nacional para el Buen Vivir establece requisitos específicos que deben ser atendidos por las empresas de distribución, entre los que destacan:

- Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable; Objetivo 4.
- Alcanzar el 97% de las viviendas con servicio eléctrico hasta el 2013; Meta 4.3.4.
- Construir un Estado democrático para el Buen Vivir; Objetivo 12.
- Fomentar un servicio público eficiente y competente; Política 12.4.
- Promover la gestión de servicios públicos de calidad, oportunos, continuos y de amplia cobertura y fortalecer los mecanismos de regulación; Política 12.5.
- Mejorar la gestión de las empresas públicas y fortalecer los mecanismos de regulación; Política 12.6.
- Disminuir a 11% las pérdidas de electricidad en distribución hasta el 2013; Meta 12.6.1.
- Impulsar la planificación descentralizada y participativa, con enfoque de derechos; Política 12.7.

Todas estas razones, justifican la importancia de mejorar la planificación de los sistemas de distribución a través de procesos debidamente estructurados y estandarizados, de manera que puedan ser implementados en el corto plazo en todas las empresas del país.

## **4.5. Objetivos**

### **4.5.1 Objetivo General**

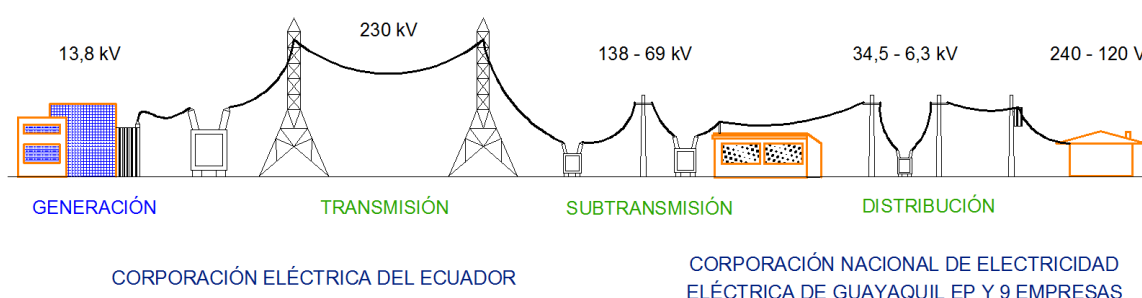
Presentar un plan de expansión de los sistemas de distribución en concordancia con los objetivos y metas propuestos en el Plan Nacional para el Buen Vivir y promover el cambio en la matriz energética, considerando que la prestación del servicio público y estratégico de energía eléctrica se basa en la eficiencia, eficacia y calidez, estableciendo criterios de planificación para lograr que dichos sistemas cumplan con sus funciones a un mínimo costo de inversión para expansión, reducción de pérdidas y operación.

### **4.5.2 Objetivos Específicos**

- Articular el marco legal adecuado que permita dar seguridad jurídica, financiera y facilidades institucionales a todos los actores, de manera que se inicie con el desarrollo de la planificación para la expansión de los sistemas eléctricos de distribución en el país.
- Elaborar un plan de expansión de distribución concebido técnicamente, que permita focalizar las inversiones necesarias para su construcción y el respectivo programa de ejecución.
- Identificar las normas necesarias que permitan iniciar la implementación del proceso de planificación de los sistemas eléctricos de distribución, de tal forma que la expansión del sistema de distribución sea ordenada y sistemática, optimizando los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.
- Realizar un diagnóstico de la información existente en las empresas, como insumo de las herramientas informáticas homologadas e implementadas por el proyecto SIGDE, de tal forma que se pueda mantener una base actualizada para los procesos de planificación y formulación de proyectos y programas de inversión.
- Articular procesos y procedimientos para incorporar información geográfica con fines de desagregación de la demanda a nivel de unidad geográfica para estudiar el comportamiento y evolución de los consumos.
- Utilizar los sistemas de información geográfica para establecer criterios que definan las microáreas en función de la densidad de la carga, una vez que se cuente con la información de demanda desagregada a nivel de zona geográfica.
- Establecer la necesidad de incorporar técnicas de planificación homologadas para desarrollar los sistemas de distribución, mismas que determinen resultados óptimos, contando con indicadores a mínimos costos y que maximicen los beneficios.
- Establecer criterios para la expansión de los sistemas de subtransmisión, tareas que se puedan realizar de manera conjunta, considerando áreas de servicio más amplias eliminando barreras de las áreas de concesión actuales, con un criterio de optimización de recursos.
- Promover el desarrollo continuo del talento humano (capacitación, formación académica, entre otros), mismo que constituye parte fundamental en el desarrollo de la planificación, así como el elemento indispensable para la implementación de todas las herramientas y procesos a corto, mediano y largo plazos, como factor de éxito.

## 4.6. Metas

En la cadena de suministro de energía eléctrica se distinguen tres etapas importantes, cada una con labores claras y definidas: la etapa de generación, se encarga de transformar la energía de diversas fuentes en energía eléctrica; la de transmisión, encargada de transportar los bloques de energía desde los puntos de generación hacia los centros de consumo; y, la de distribución, encargada de suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales y que se constituye en el segmento más cercano al cliente; esta etapa se encuentra en constante expansión debido a los cambios en la demanda de los consumidores y/o principalmente a nuevos asentamientos urbanos y rurales que constantemente se desarrollan en las áreas de servicio de las empresas de distribución.



**FIG. No. 4.1: ETAPAS DE LA CADENA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO**

A partir del 2008, con la expedición del Mandato Constituyente No. 9, se autorizó que el Fondo de Solidaridad invierta los recursos patrimoniales en la capitalización de sus empresas eléctricas, mediante la ejecución de planes de inversión; para este objetivo se tomaría en cuenta la expansión, mejoramiento, ampliación de infraestructura física o nuevos proyectos.

Así mismo, el Mandato Constituyente No.15 eliminó el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación y los componentes de inversión para la expansión de la distribución y transmisión de energía eléctrica, y dejó sin efecto el cobro del diez por ciento (10%) adicional en la categoría comercial e industrial a favor del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM.

Por otra parte, todos los recursos requeridos para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, son cubiertos por el Estado, es decir, las obras relacionadas a la expansión de la distribución de energía, se realizan con recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, PGE.

Para mantener concordancia con lo antes indicado, mediante Resolución No.138/08, de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC 013/08, denominada "Regulación Complementaria No. 1 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15". El numeral 30 de la citada regulación establece que la planificación de la expansión de los sistemas de distribución, para atender el crecimiento de la demanda y cumplir con los requerimientos de calidad de servicio, será realizada obligatoriamente por la empresa encargada de la prestación del servicio público de distribución y comercialización, con un horizonte de diez (10) años y una vez aprobada por el CONELEC, el citado plan formará parte del Plan Maestro de Electrificación.

El plan de expansión será remitido al CONELEC para fines de aprobación, hasta el 31 de marzo de cada año.

Bajo las condiciones establecidas a partir del 2008, para la elaboración del Plan de Expansión de Distribución, al interior de las empresas de distribución se realiza una planificación con una visión de corto plazo, en la cual se incluyen también algunas acciones de mediano y largo plazos; en este sentido, se han diseñado programas que consideran el mejoramiento en la gestión de las empresas de distribución, mejoras y expansión de la red de distribución; y, un plan dedicado exclusivamente a la disminución de las pérdidas de energía en todo el país.

La Expansión de la Distribución se compone de los siguientes planes:

**Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD;** cuyo objetivo es ampliar las redes de distribución con un enfoque en el mejoramiento de los índices de calidad de servicio eléctrico, y que en gran medida contribuyen al aumento de cobertura y la reducción de pérdidas de energía.

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

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

Con las consideraciones antes indicadas, las metas que han sido establecidas en conjunto con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se presentan en la TABLA No. 4.3, mismas que tienen el objeto de impulsar a las empresas a cumplir con aspectos de calidad del suministro que poseen incidencia directa sobre los usuarios finales.

**TABLA No. 4.3: METAS PARA EL AÑO 2013, CALIDAD DE SERVICIO**

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



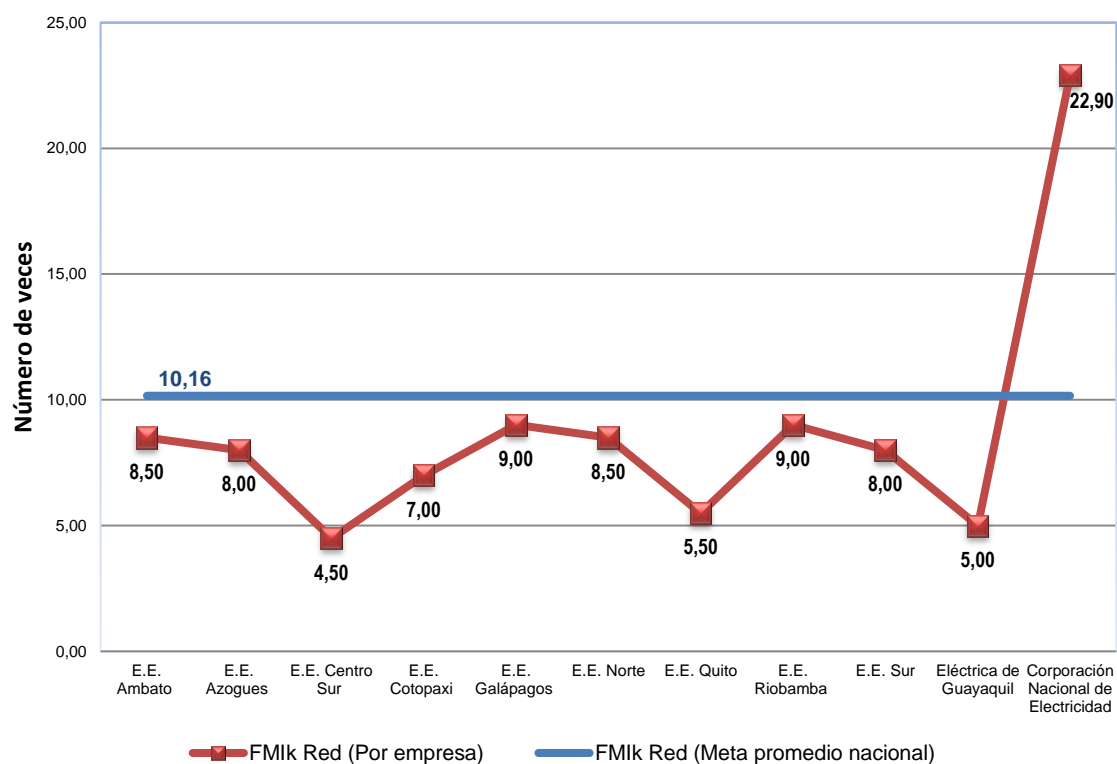


FIG. No. 4.2: METAS PARA LA FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, FMIK

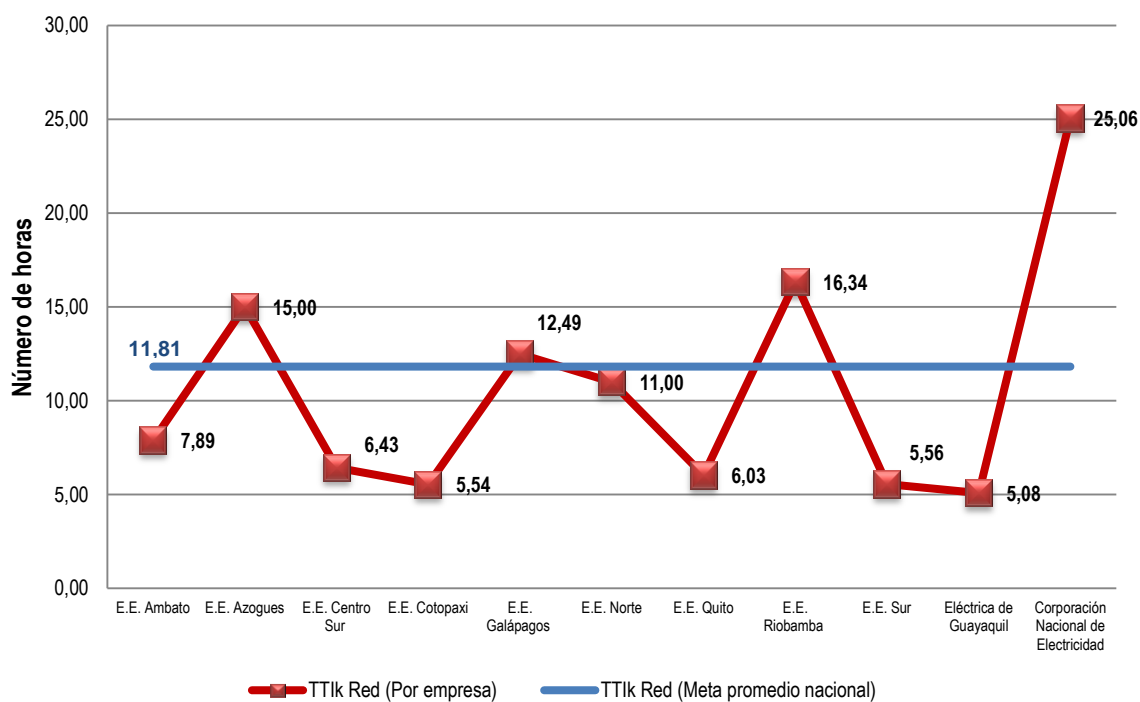


FIG. No. 4.3: METAS PARA EL TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN POR DISTRIBUIDORA, TTIK

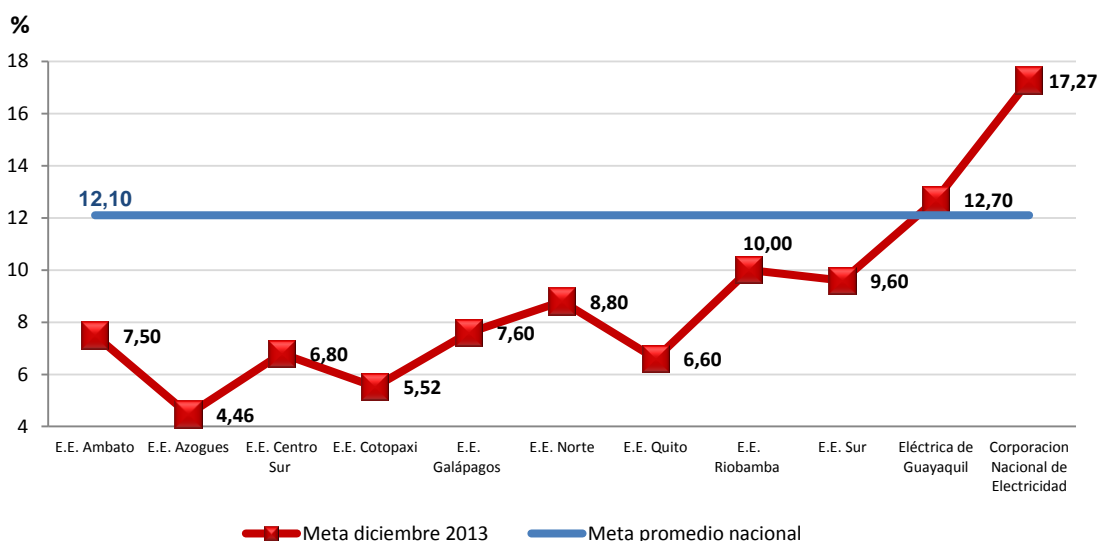
Las metas para la calidad del servicio en los años subsiguientes se establecerán, en función de los avances que se obtenga con la implementación del proyecto SIGDE, como se indicó anteriormente, este proyecto se enfoca en dotar de herramientas y procedimientos para mejorar el sistema de distribución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

**Plan de Reducción de Pérdidas, PLANREP;** tiene como propósito reducir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución a nivel de país, considera proyectos estratégicos y de alto impacto, focaliza acciones a fin de priorizar la reducción de las pérdidas comerciales, sin descuidar las pérdidas técnicas, para mejorar la eficiencia energética en el país.

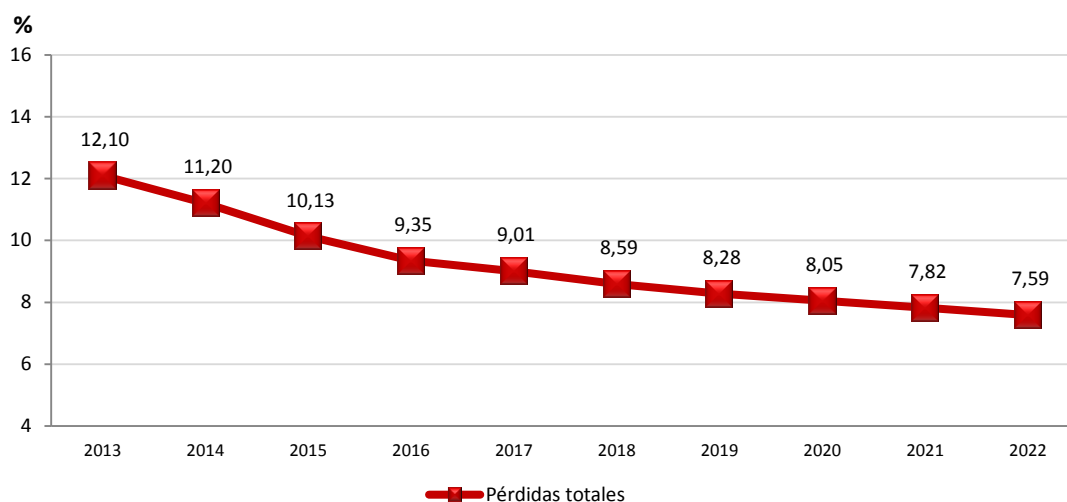
A diciembre de 2012 el índice de pérdidas totales de energía en los sistemas de distribución a nivel nacional., considerando los últimos años, fue del 13,63%

Considera reajustes en metas establecidas para el 2012, producto de un análisis conjunto con el MEER, en el cual se toma en cuenta el comportamiento en la gestión de cada distribuidora, las inversiones realizadas, estimaciones de pérdidas en el PLANREP y las obras propuestas para el 2013, de manera que permitan alcanzar las metas planteadas.

Para el período de planificación 2013-2022, las metas consideran el comportamiento en la gestión de las empresas, de manera que al finalizar cada año y en función de las inversiones realizadas, la incorporación de las nuevas cargas, el control en la gestión y los resultados alcanzados, puedan ser evaluadas y reajustadas de ser el caso; sin embargo se plantea como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6% en el 2022, como producto de un ajuste a las metas establecidas en el plan anterior.



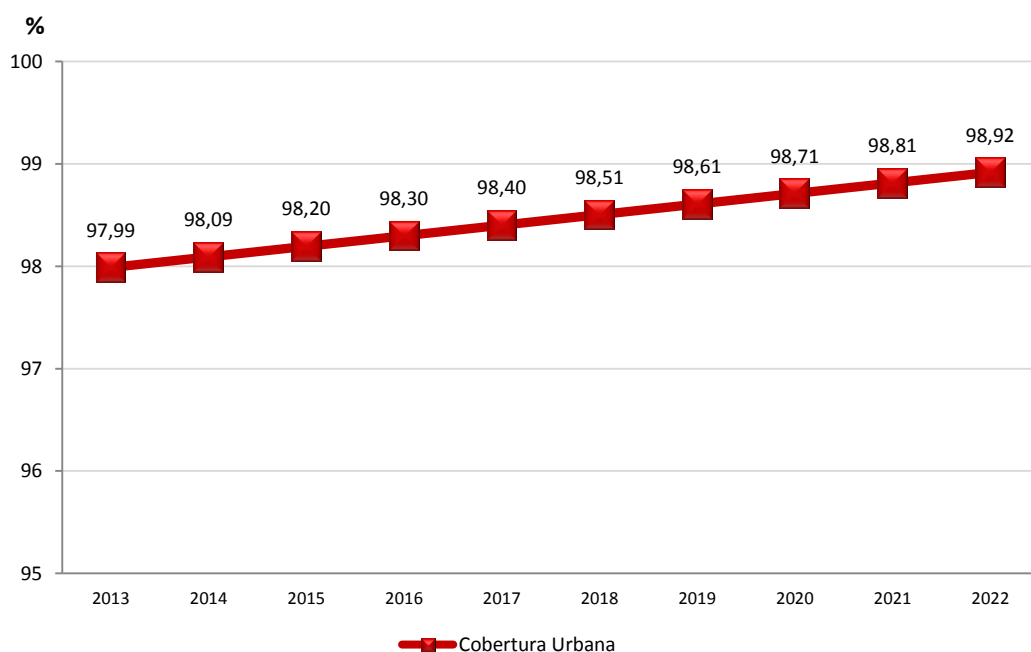
**FIG. No. 4.4: METAS PARA PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA A DICIEMBRE DE 2013**



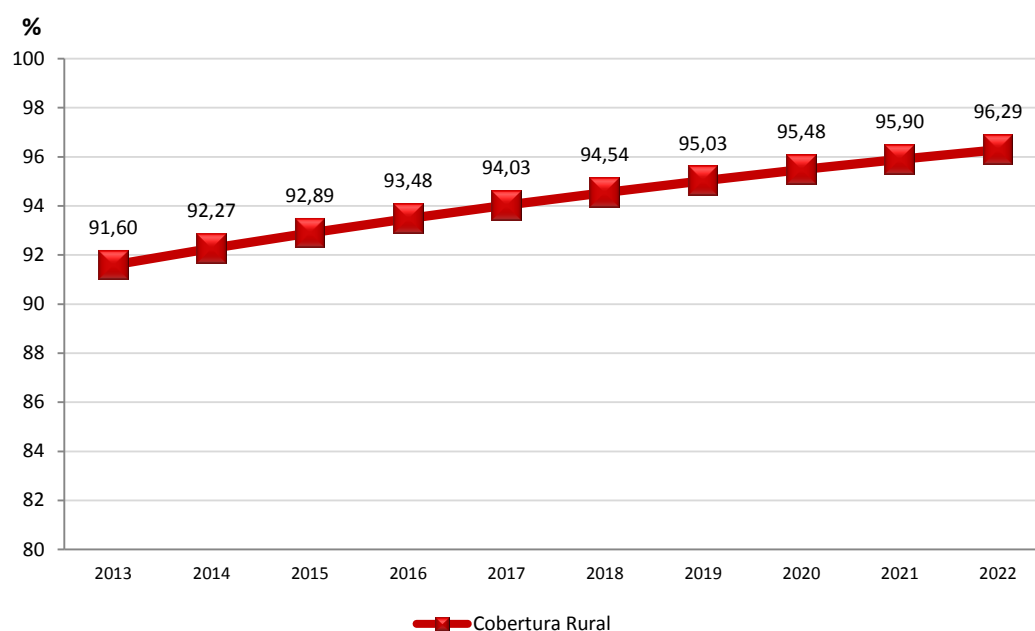
**FIG. No. 4.5: METAS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA PARA EL PERIODO 2013-2022**

**Plan de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal, FERUM;** se centra fundamentalmente en la dotación del servicio eléctrico a poblaciones que aún no cuentan con éste plan, el cual permite generar condiciones para el desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas; y, la mejora en la calidad de vida de la población.

Tomando como referencia las inversiones realizadas en los últimos años, el crecimiento demográfico y los criterios que se aprecian con mayor detalle en el volumen de estudio y gestión de la demanda del Plan Maestro de Electrificación 2013- 2022 se proyecta alcanzar en los próximos años los niveles de cobertura indicados en la FIG. No. 4.6 y FIG. No. 4.7.



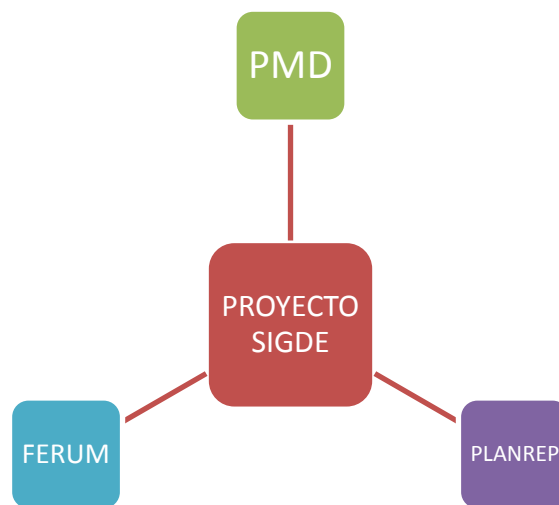
**FIG. No. 4.6: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA URBANA EN EL PERIODO 2013-2022**



**FIG. No. 4.7: METAS PARA LA COBERTURA ELÉCTRICA RURAL EN EL PERIODO 2013-2022**

**Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE;** adicionalmente, dada la necesidad de mejorar la gestión de las empresas de distribución en mayo de 2009, el MEER y las empresas eléctricas de distribución suscribieron el “Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, mediante el cual se estableció el compromiso de las máximas autoridades del sector, a fin de mejorar integralmente la gestión de las empresas de distribución.

Como resultado de este convenio se creó el proyecto SIGDE, el cual se complementa con los anteriores programas y además se centra en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas de distribución, mediante la dotación de herramientas físicas e informáticas, que permitan la evolución de las empresas de distribución hacia una nueva etapa en la cual se evidencie un incremento en la eficiencia y eficacia, basado en un modelo de gestión que privilegie la homologación de procesos, procedimientos, modelos comunes de información, estructuras, sistemas y tecnología, aprovechando siempre las mejores prácticas de cada una de las distribuidoras a nivel nacional e internacional.



**FIG. No. 4.8: RELACIÓN DEL SIGDE CON LOS PLANES DE INVERSIÓN**

## **4.7. Políticas**

Considerando que en la actualidad los objetivos nacionales se han reorientado y están dirigidos a un modelo de sociedad que prioriza el buen vivir; mediante el desarrollo de los servicios públicos considerados como estratégicos, basados en la eficiencia y en la incorporación de nuevos modelos y tecnologías para brindar servicios de calidad y calidez a los usuarios.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha emitido lineamientos encaminados al fortalecimiento en la gestión de las distribuidoras, apoyando la implementación de herramientas tecnológicas que aportan en la planificación, ejecución y evaluación de los proyectos de los sistemas de distribución, en el largo, mediano y corto plazos.

Este proceso de reestructuración de las empresas de distribución debe considerar las siguientes políticas:

- Fomentar el cambio en la matriz energética, principalmente en lo referido a la migración de los consumos del gas licuado de petróleo GLP, a electricidad, mediante el uso de cocinas de inducción en el sector residencial, toda vez que el país cuente con la producción de electricidad de los proyectos de generación que actualmente se encuentran en ejecución.
- Incursionar en un programa agresivo de reforzamiento de las redes de distribución para garantizar que la migración de GLP a electricidad tenga trascendencia, a bajos costos en los próximos años.
- Articular adecuadamente con todas las instituciones involucradas, de manera que en los próximos años se implementen programas eficientes de soterramiento de redes eléctricas a fin de disminuir los riesgos y la contaminación visual, empleando para ello la homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción de los sistemas de distribución establecidos por el MEER.
- Incorporar dentro de la planificación de las empresas criterios que garanticen el suministro de electricidad en zonas donde se encuentren en marcha proyectos de trascendencia estratégica para el desarrollo del país (minería, transporte, petroquímica, entre otros).

- Impulsar los aspectos normativos, mediante los cuales se determinen los procedimientos a seguir para la planificación de la expansión de la distribución, la misma debe incluir el procedimiento operativo, estableciendo criterios técnicos y económicos, que guíen a los responsables a elaborar planes óptimos, basados en una completa e integral actividad de planificación, estableciendo plazos de presentación, revisión, evaluación, priorización, seguimiento y control.
- Articular los criterios técnicos y económicos, aspectos y procedimientos para cada etapa del proceso de planificación, con la finalidad de optimizar los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado y que garanticen una adecuada formulación, ejecución de proyectos, planes y programas integrales en los sistemas de distribución.
- Incorporar en las empresas equipos multidisciplinarios dedicados a las tareas de planificación de la distribución, que se formen en los requerimientos actuales y futuros de los sistemas de distribución.
- Fomentar y propender al uso y desarrollo de herramientas para los procesos de planificación, en armonía con los lineamientos establecidos por el proyecto SIGDE, principalmente en lo referido con la modelación de redes de distribución, estudios y análisis futuros.
- Impulsar la zonificación por micro-áreas, que permitan sobre la base de la demanda definir los estudios eléctricos futuros.
- Estimular el proceso de actualización constante de la información, ya que la misma resulta de vital importancia para los estudios de planificación.

## **4.8. Estrategias**

En los próximos años será necesario contar con bases para el desarrollo de la planificación de la expansión de los sistemas de distribución, para lo cual se requieren incorporar algunas estrategias que el CONELEC, MEER y las empresas distribuidoras deberán tomar en cuenta para la realización de los planes de expansión, entre los cuales se detallan los siguientes:

### **4.8.1 Incorporación de aspectos normativos**

Se destacan acciones orientadas con el ajuste y complemento de la normativa vigente; en este sentido, se requiere realizar lo siguiente:

- Elaborar una regulación específica mediante la cual se determinen los lineamientos a seguir para una adecuada planificación de la expansión de la distribución, la misma debe incluir el procedimiento operativo, estableciendo criterios técnicos y económicos, que guíen a los responsables a elaborar planes óptimos basados en una completa e integral actividad de planificación, estableciendo plazos de presentación, revisión, evaluación, priorización, seguimiento y control.
- Estandarizar metodologías de planificación de la expansión de la distribución, que permitan articular los criterios técnicos y económicos, aspectos y procedimientos para cada etapa del proceso de planificación, con la finalidad de optimizar los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado.

El marco normativo desarrollado deberá orientar al planificador en la elaboración de planes viables en el corto, mediano y largo plazos, así como en la toma de acciones y decisiones eficientes en

tiempo y forma, ajustándose a las necesidades del sector eléctrico como un instrumento de desarrollo nacional y de carácter estratégico.

Se debe considerar que estas acciones son muy importantes debido a que la planificación de la distribución es el punto de partida para la planificación global del sector eléctrico, la cual a su vez debe coordinarse y sintonizarse con la planificación de la expansión de la generación y la transmisión, respectivamente.

#### **4.8.2 Preparación de la información para la planificación de los sistemas de distribución**

Los sistemas de información para distribución deberán tener las siguientes características a fin de contar con una base confiable para iniciar los procesos de planificación;

- Redes de subtransmisión y distribución: Estas redes deberán estar georeferenciadas y contener información asociada de los datos topológicos, topológicos operativos, datos físicos, eléctricos, de activos, entre los principales; así mismo tendrán gran nivel de detalle.

Ello permitirá articular distintas aplicaciones técnicas, económicas, administrativas, comerciales, de operación, calidad de servicio, manejo y valorización de activos, atención de reclamos, mantenimientos preventivos y correctivos, estudios de funcionamiento eléctrico, protecciones y optimización del funcionamiento operativo; como soporte fundamental para las actividades de planificación de la operación.

- Sistema de adquisición de datos SCADA: Las mediciones históricas y de tiempo real a nivel de alimentadores de media tensión, convenientemente tratadas, articuladas y combinadas con la topología de las redes de distribución, con datos del departamento comercial y/o campañas de medición en sitio, permitirán no solo conocer la historia de mediciones analógicas, digitales y consumos de los usuarios, sino elaborar sistemas de información de demanda en distintos puntos y niveles de las redes de distribución primarias y secundarias. Estas fuentes de información de demanda permitirán alimentar aplicaciones relativas a estudios eléctricos: optimización, protecciones, confiabilidad y planificación de la expansión.
- Caracterización de la demanda: El objetivo es contar con la demanda actual y proyectada, desagregada a nivel de micro-áreas, micro-zonas o cuadrículas geográficas-catastrales, de tal manera que se pueda caracterizar el área de concesión de las empresas distribuidoras, para así desarrollar los estudios técnicos (funcionamiento eléctrico, pérdidas) y de planificación; que permitan determinar estándares constructivos, o normalizados óptimos, según la densidad de demanda, los cuales optimizarán tanto las inversiones como los proyectos de redes de distribución primarias y secundarias.

La disponibilidad de estos sistemas de información facilitará la implementación de aplicaciones basadas en software comercial como el caso de Cymdist previsto en SIGDE, el cual toma los datos del SIG desde el ambiente ArcInfo. Esta migración se logra a través de interfaces disponibles comercialmente o propias desarrolladas por algunas de las empresas distribuidoras que poseen y manejan el sistema desde hace varios años.

- Uso del Modelo de Información Común, CIM: Adoptado bajo normas internacionales, permitirá la interoperabilidad tanto de las tecnologías como de los sistemas: SCADA, SIG, Comercial, DMS-OMS, entre otras. Todos ellos como sistemas de aplicaciones y sistemas de información. El proyecto SIGDE prevé la implementación gradual de todos estos sistemas para llevar a un mismo nivel a todas las empresas de distribución.

La incorporación de estas tecnologías es un proceso en el mediano y largo plazos, debido a su complejidad, necesidad de personal altamente capacitado, organización de la empresa

distribuidora y a la articulación de todos los procesos necesarios con las distintas gerencias o departamentos.

Para implementar estos criterios, se requiere de asistencia y soporte técnico, más allá del que pueda estar incluido en la provisión e implementación de los sistemas por parte de las empresas proveedoras. Para ello es necesario conformar en forma centralizada grupos de fuerza operacional que brinden la asistencia y el soporte en sitio, en forma continua a cada una de las empresas distribuidoras y durante ciertos períodos.

#### **4.8.3 Estudio de la demanda considerando aspectos geográficos**

Con la información actual que cuentan las empresas de distribución a nivel de consumos y que se encuentran registrados en sus sistemas de información, se deberá definir metodologías, procedimientos y análisis a fin de caracterizar, de manera exacta, el uso de la energía con el propósito de realizar las proyecciones de la demanda ajustadas a la realidad y que consideren indicadores macroeconómicos y sociales.

Posteriormente, se realizará:

- La desagregación de la demanda global, a nivel de unidad geográfica o de los nodos de carga de las redes de distribución, necesarios para posibilitar el proceso de planificación de largo plazo.
- Proyección de la demanda a nivel del área de concesión de las empresas distribuidoras para el período de largo plazo.
- Desagregación de la demanda proyectada de la ED a nivel geográfico-catastral de los puntos de carga en MT (futuras S/E MT/BT) identificando el año de entrada en servicio y la evolución de su potencia.

#### **4.8.4 Modelación de Redes de Distribución**

Los diagramas unifilares de las redes de subtransmisión, distribución en medio y bajo voltaje y los usuarios, deberán estar georeferenciados.

Desde el punto de vista de la organización de los datos de redes y usuarios, resulta conveniente la digitalización de unidades geográficas y/o eléctricas que permitan identificarlas dentro del Sistema de Información. De este modo se puede trabajar en forma discrecional contra una gran masa de datos e implementar aplicaciones que permitan utilizar información de otros sistemas.

Los sistemas eléctricos de distribución, aéreos o subterráneos, se modelan a través de diagramas unifilares topológicos, geográficos y operativos que incluyen: centros de distribución y/o subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución y capacitores, circuitos en bajo voltaje, postes y usuarios.

La modelación gráfica de las redes de distribución se complementan con una serie de elementos adicionales secundarios como: postes, luminarias, conductores, puestas a tierra, unidades de mantenimiento, entre otros denominados accesorios.

Los usuarios se identifican a través de un código (coincidente con el utilizado en comercial) conectado al poste o nodo más cercano y a un tramo de la red. Éste normalmente responde a una codificación que coincide con la utilizada por el departamento comercial o está basado en la nomenclatura catastral.

Se utiliza el concepto de nodos y ramas para la modelación topológica. Para el caso de la red de distribución los nodos son: los puntos de suministro, de cargas u otro punto de la red que sea necesario individualizar, como por ejemplo, un cambio de sección de conductor o la conexión de



un dispositivo de maniobra. El estado operativo de los aparatos de maniobra, se modela directamente habilitando o deshabilitando eléctricamente el tramo de red. El recorrido de los tramos es totalmente georeferenciado, modelado por una polilínea.

#### **4.8.5 Zonificación, definición de micro-áreas**

Como función de la densidad de carga, se definirá una guía para establecer las micro-áreas en cada empresa de distribución, para normalizar y uniformizar criterios. Además, deberá prever su evolución a medida que sube la densidad de carga.

#### **4.8.6 Proyección de demanda por micro-áreas**

Con base en los estudios técnicos de flujo de carga de los alimentadores y la energía facturada por transformador de distribución, se obtendrá la demanda máxima por cada micro-área para el año que se representó en la modelación. El primer cálculo de la demanda distribuida servirá de sustento para analizar las mejoras en las áreas de servicio de las subestaciones de distribución.

La definición de micro-áreas y las demandas obtenidas constituirán la base sobre la que se procesará la estadística de la evolución de la demanda correspondiente en todas las distribuidoras. A partir de este punto se inicia una base histórica que, con al menos 5 años, servirá para proyectar la demanda por micro-áreas como sustento de la planificación de la distribución.

#### **4.8.7 Planificación de la expansión del sistema de distribución**

La planificación de la expansión de los sistemas de distribución, visto en forma integral, debe considerar, la delimitación física de los sistemas eléctricos de la empresa distribuidora y el horizonte de planificación de la expansión (corto, mediano y largo plazos), cuya aplicación deberá brindar resultados óptimos; mismos que deben considerar lo siguiente:

##### **4.8.7.1 Estructura de los sistemas.**

Es la característica de la estructura misma de cada sistema o subsistema y que tiene gran incidencia con el funcionamiento conjunto del mismo.

- **Estructura de largo plazo para la subtransmisión.** Definir la arquitectura de suministro eléctrico; concretamente el nivel de voltaje, la cantidad y potencia de subestaciones y la topología de suministro (radial o en anillo). Esta definición se basa en una optimización conjunta del sistema de subtransmisión respecto a la distribución primaria.
- **Estructura de largo plazo para el sistema de distribución.** Considera el nivel de voltaje y definiciones respecto de la arquitectura de alimentadores de suministro; se refiere a definir la cantidad, potencia de salida y longitud-extensión, configuración topológica y topológica operativa (radial, en lazo, etc.) de los alimentadores; esta estandarización se basa en una optimización conjunta entre los subsistemas de subtransmisión y distribución utilizando como parámetro de coordinación las subestaciones de AT/MT.

##### **4.8.7.2 Estándares Nominales de los equipos.**

Característica particular de los equipos a utilizar y que deben ser estandarizados por razones técnicas y/o económicas.

- **Estandarización de largo plazo.** Se refiere a los módulos transformadores de las subestaciones, tipos y sección de conductor de las líneas. Los resultados se utilizan como referencia técnica, por ejemplo como insumo para elaborar proyectos.

- **Estandarización de mediano plazo.** Hace referencia a los módulos transformadores de distribución subestación AT/MT, tipos y secciones de conductor de las líneas (troncales y derivaciones). Esta estandarización se basa en una optimización conjunta de las redes de distribución primaria y las redes de distribución secundaria utilizando como parámetros de coordinación los transformadores de distribución.

#### **4.8.7.3 Fecha de entrada en servicio de un equipo o de una instalación.**

Característica que permite ajustar la oportunidad económica del momento en el que un equipo o instalación debe ingresar al sistema. En el largo, mediano y corto plazos, este tipo de resultado sufre cambios en forma continua ya sea en función de la evolución de los parámetros pronosticados como de las posibilidades presupuestarias. En el corto plazo este resultado sirve para adoptar decisiones técnicas en la construcción de proyectos.

#### **4.8.8 Preparación del talento humano**

La preparación del talento humano es una actividad transversal en todo el proceso de gestión de una organización, y que deberá ser parte integral del desarrollo de la planificación, para lo cual se considera lo siguiente:

La capacitación e inclusión de talento humano formado e instruido para las distintas actividades técnicas y administrativas, a fin de consolidar principalmente un área donde se pueda desarrollar la planificación, desde el punto de vista de la organización, así como planificación de la expansión, contando para ello con el apoyo de la implementación de recursos tecnológicos.

### **4.9. Plan de Expansión 2013-2022**

#### **4.9.1 Programa de Obras del Plan de Expansión**

Tomando en consideración que bajo la actual normativa, la expansión de los sistemas de distribución es responsabilidad de las empresas de distribución, mismas que para garantizar la provisión de energía deben planificar la ampliación y mejoramiento de los componentes de sus sistemas de distribución, se elaboran planes (PMD, PLANREP y FERUM), los cuales son presentados anualmente al CONELEC, a fin de conseguir su aprobación e inclusión como parte del Plan Maestro de Electrificación.

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

La ejecución oportuna de los planes de expansión permitirá a las distribuidoras cumplir con la normativa vigente en lo referente a los niveles de calidad de servicio hacia los consumidores, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales, a fin de llegar a los niveles establecidos.

Los planes consideran aspectos importantes establecidos en los reglamentos y regulaciones del sector eléctrico, los que se manifiestan a continuación:

- Aumento de la cobertura eléctrica;
- Mejoramiento de la infraestructura eléctrica;
- Reducción de pérdidas de energía; e,

- Incremento de los niveles de calidad del servicio eléctrico.

Por otra parte, se considera el mejoramiento de la imagen institucional de las distribuidoras, para lo cual los planes propuestos toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Implementar de procedimientos para mejorar la calidad en la gestión de las distribuidoras.
- Generar reportes, indicadores y estadísticas confiables.
- Implementar acciones para mejorar el nivel de satisfacción del usuario.
- Incorporar acciones para mejorar la recaudación de energía.

Se contemplan también acciones que permitan mejorar la calidad en la prestación del servicio, para lo cual se establecen los siguientes objetivos:

- Cumplir con la calidad del servicio eléctrico del sistema de distribución de acuerdo a la normativa vigente.
- Implementar el proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica - SIGDE, cuyo desarrollo se constituye como indispensable para el desarrollo del sector.
- Desarrollar en el personal de las distribuidoras y en los usuarios una cultura de comunicación, información y cumplimiento de obligaciones, a través de medios modernos.

Con estos criterios, los planes calificados y aprobados por el CONELEC, contienen en gran medida todas las acciones propuestas y consideradas como fundamentales para el desarrollo de las distribuidoras, proyectos que tienen las siguientes actividades:

**TABLA No. 4.4: ACTIVIDADES CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE DISTRIBUCIÓN 2013-2022**

ETAPA FUNCIONAL	DESCRIPCIÓN
Distribución	Adquisición e implementación de equipos de medición.
	Instalación y reposición de acometidas y medidores para clientes nuevos MT y/o BT.
	Reubicación de equipos de medición y/o acometidas MT y/o BT.
	Cambio de redes desnudas a preensambladas o antihurto.
	Estudios de prefactibilidad para la aplicación de nuevas tecnologías.
	Estudios para la construcción de redes en MT.
	Instalación de transformadores nuevos.
	Reconfiguración y/o incremento de calibre del conductor en MT.
	Red nueva de expansión en MT.
	Redes nuevas en BT.
	Remodelación de redes de BT existentes.
	Reposición de transformadores.
Generación Renovable	Estudios de proyectos con sistemas fotovoltaicos.
	Sistemas fotovoltaicos nuevos.
Subtransmisión	Estudio de preinversión.
	Estudios de prefactibilidad para líneas de subtransmisión.
	Líneas de subtransmisión nuevas.
	Repotenciación de líneas de subtransmisión existentes.
	Repotenciación de subestaciones existentes.
	Subestaciones nuevas.
Gestión Administrativa, Operativa, Comercial, Información, Socio Ambiental y Talento Humano	Adquisición de bienes inmuebles.
	Adquisición de bienes muebles.
	Adquisición de equipos de comunicación.
	Adquisición de grúas, carros canasta y vehículos de trabajo.
	Adquisición de herramientas.

Adquisición e implementación de equipos para hardware y software.
Adquisición e implementación de sistemas de información (SIGDE).
Campañas publicitarias.
Depuración de catastros.
Desarrollo del talento humano.
Implementación de medidas para la gestión socio-ambiental.
Levantamiento de información georeferenciado.

El financiamiento requerido para la ejecución de los plan de expansión de las distribuidoras, considera principalmente recursos provenientes del Presupuesto General del Estado, según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15 y la regulación vigente; asignaciones que deberán ser entregadas a las distribuidoras a través del MEER. Los recursos programados por las distribuidoras para el período 2013-2022, ascienden a un total de USD 3.377.703.436, compuesto por 4.479 proyectos de los planes PMD, FERUM, y PLANREP; además, el Plan de Migración de Cocción por Electricidad y el Plan de Soterramiento de Redes. En la TABLA No. 4.5 y TABLA No. 4.6 se presenta el monto total requerido en cada uno de los planes citados.

**TABLA No. 4.5: INVERSIÓN REQUERIDA POR CADA PROGRAMA DE INVERSIÓN, PERÍODO 2013-2022**

PROGRAMA	INVERSIÓN USD
FERUM	198.047.011
PMD	883.929.405
PLANREP	365.485.180
COCCIÓN	1.134.872.196
PLAN DE SOTERRAMIENTO	795.369.644
<b>TOTAL</b>	<b>3.377.703.436</b>

**TABLA No. 4.6: PLANES DE INVERSIÓN APROBADOS**

PROGRAMA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
FERUM	46.372.616	54.458.761	26.407.833	17.645.277	15.968.593	7.064.564	7.397.634	7.750.188	7.383.474	7.598.071
PMD	73.811.565	102.299.720	119.741.614	89.795.423	81.791.990	81.524.404	79.642.563	77.291.678	84.612.023	93.418.425
PLANREP	40.488.550	45.760.483	33.685.749	46.878.107	43.722.889	30.439.935	30.512.647	31.374.592	31.534.143	31.088.085
COCCIÓN	107.720.819	107.796.241	124.486.232	96.377.401	79.545.489	122.151.845	132.616.548	106.356.962	122.299.505	135.521.154
SOTERRAMIENTO	62.974.356	185.828.510	311.853.980	234.712.798						
<b>TOTAL</b>	<b>331.367.906</b>	<b>496.143.716</b>	<b>616.175.407</b>	<b>485.409.007</b>	<b>221.028.961</b>	<b>241.180.747</b>	<b>250.169.391</b>	<b>222.773.420</b>	<b>245.829.146</b>	<b>267.625.735</b>

#### 4.9.2 Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, PMD

Los proyectos contemplados en el Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución, considerados en este Plan Maestro, tienen un enfoque directo a la mejora de los índices de calidad del servicio eléctrico, expuestos en el apartado 4.6, sin perjuicio de que los proyectos propuestos contribuyan también al incremento de la cobertura y la reducción de pérdidas, del mismo modo el plan se ha desagregado en actividades por etapa funcional.

Las inversiones requeridas para el 2013-2022, llegan a USD 883.929.404 mientras que para el año 2013, se considera una inversión de USD 73.811.565, con un total de 498 proyectos.

**TABLA No. 4.7: INVERSIONES APROBADAS PARA EL 2013, PMD**

EMPRESA	2013 USD
Corporación Nacional de Electricidad	25.267.974
E. de Guayaquil	6.416.386
E.E. Ambato	1.224.300
E.E. Azogues	398.330
E.E. Centro Sur	11.285.219
E.E. Cotopaxi	806.634
E.E. Galápagos	105.106
E.E. Norte	2.309.451
E.E. Quito	19.617.769
E.E. Riobamba	480.390
E.E. Sur	5.900.007
<b>TOTAL</b>	<b>73.811.565</b>

En la TABLA No. 4.8, TABLA No. 4.9, TABLA No. 4.10 y TABLA No. 4.11 se observa, las inversiones aprobadas por cada etapa y año.

**TABLA No. 4.8: INVERSIONES APROBADAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	4.610.994	7.305.338	8.904.428	10.139.979	9.031.958	9.849.208	10.380.804	11.200.445	12.074.320	13.041.266
E.E. Ambato	-	1.631.929	1.961.189	1.917.698	1.858.767	1.941.181	2.027.249	2.117.133	2.211.005	3.476.910
E.E. Azogues	-	200.000	250.000	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	-	1.074.085	1.160.048	1.255.639	2.395.799	1.449.742	1.576.572	1.717.528	1.874.574	2.049.540
E.E. Cotopaxi	-	100.000	100.000	300.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
E.E. Norte	-	603.405	1.211.996	726.290	796.799	874.175	959.021	1.052.150	1.154.331	1.266.393
E.E. Quito	4.905.551	-	234.365	-	6.328.045	-	-	-	-	-
E.E. Riobamba	480.390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	1.050.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>11.046.935</b>	<b>10.914.757</b>	<b>13.822.026</b>	<b>14.339.607</b>	<b>20.511.369</b>	<b>14.214.306</b>	<b>15.043.645</b>	<b>16.187.256</b>	<b>17.414.230</b>	<b>19.934.109</b>

**TABLA No. 4.9: INVERSIONES APROBADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	3.096.537	8.135.901	11.221.554	11.377.105	8.553.727	7.514.763	6.809.078	7.701.562	7.856.656	9.509.122
E. E. de Guayaquil	578.719	-	1.188.225	2.064.985	234.532	1.064.745	-	984.845	96.964	14.363
E.E. Ambato	1.056.560	1.870.447	3.645.179	3.373.515	2.707.209	3.103.667	2.323.537	2.896.334	2.665.928	2.743.427
E.E. Azogues	380.330	-	248.974	1.020.887	268.463	736.410	-	86.316	-	1.000.000
E.E. Centro Sur	3.462.719	20.960.279	23.692.774	17.345.089	18.163.039	24.780.060	24.077.368	22.233.972	25.512.947	22.859.730
E.E. Cotopaxi	616.634	470.512	481.666	505.091	314.367	493.115	50.000	248.769	-	98.422
E.E. Galápagos	105.106	200.000	200.000	200.000	304.689	298.303	200.000	234.632	200.000	259.844

E.E. Norte	2.229.451	-	1.271.941	905.856	363.413	1.046.580	-	416.864	294.507	212.087
E.E. Quito	9.010.481	-	5.052.369	1.002.768	53.930	-	2.818.074	76.424	-	1.253.447
E.E. Sur	987.447	-	823.993	180.000	228.977	203.569	-	294.505	543.369	308.958
<b>TOTAL</b>	<b>21.523.984</b>	<b>31.637.139</b>	<b>47.826.675</b>	<b>37.975.297</b>	<b>31.192.347</b>	<b>39.241.212</b>	<b>36.278.057</b>	<b>35.174.223</b>	<b>37.170.370</b>	<b>38.259.399</b>

**TABLA No. 4.10: INVERSIONES APROBADAS PARA MEJORAR LA GESTIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	1.905.079	3.908.552	5.984.463	5.252.820	4.014.734	4.469.387	3.757.457	5.541.165	3.996.991	4.823.486
E.E. Ambato	-	3.540.564	3.281.897	4.910.173	3.160.193	3.300.312	4.376.863	3.599.465	3.759.062	3.925.735
E.E. Azogues	8.000	100.000	93.000	-	-	201.880	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	7.667.500	11.855.744	13.796.961	4.370.162	2.930.317	3.494.868	4.161.174	3.338.046	3.750.750	3.980.009
E.E. Cotopaxi	80.000	310.000	250.000	260.000	370.000	360.000	380.000	380.000	290.000	330.000
E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	80.000	53.790	59.169	65.085	63.218	115.750	17.325	19.058	17.500	32.200
E.E. Quito	-	-	500.000	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Riobamba	-	-	-	179.200	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	3.862.560	-	1.220.853	145.678	50.000	-	-	43.064	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>13.603.139</b>	<b>19.768.650</b>	<b>25.186.342</b>	<b>15.183.118</b>	<b>10.588.462</b>	<b>11.942.197</b>	<b>12.692.819</b>	<b>12.920.799</b>	<b>11.814.303</b>	<b>13.091.430</b>

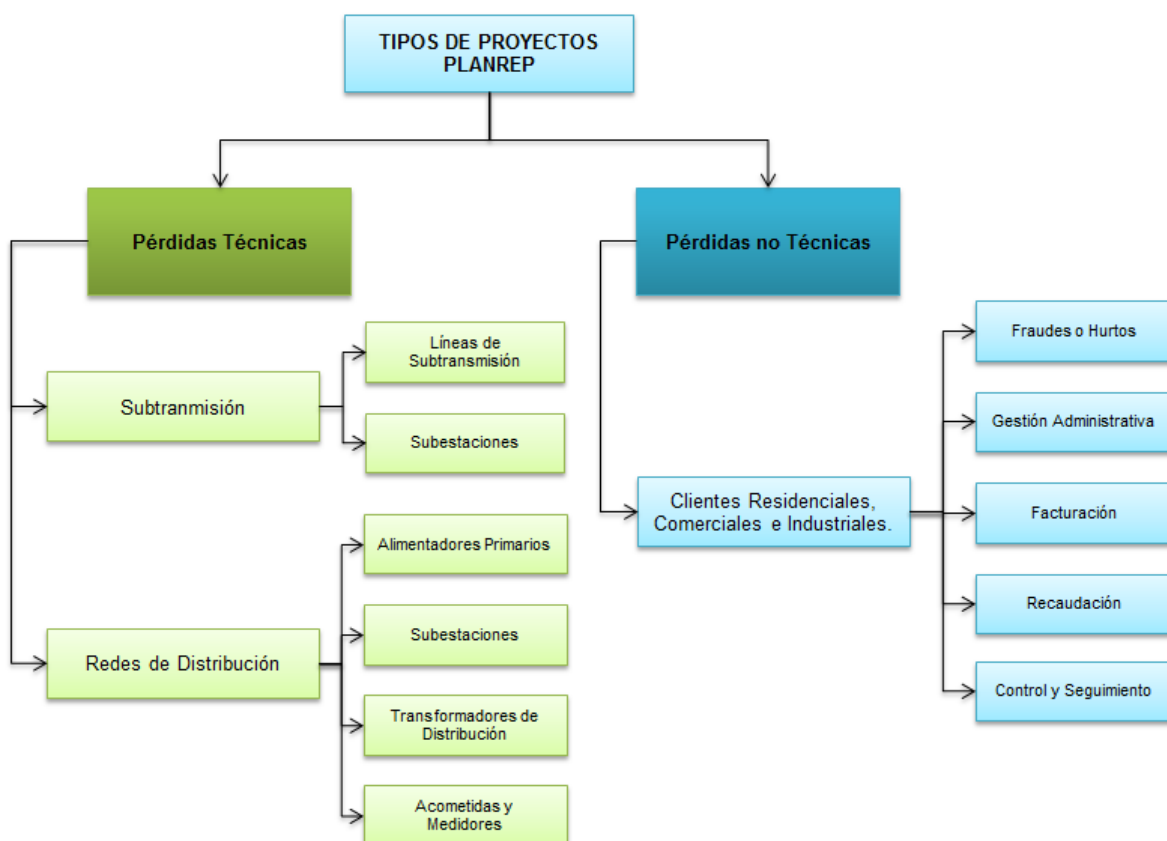


**TABLA No. 4.11: INVERSIONES APROBADAS EN SUBTRANSMISIÓN, PMD**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	15.655.364	12.997.630	12.415.516	10.991.164	8.822.699	10.683.323	10.889.230	5.987.775	10.337.010	16.410.227
E.E. de Guayaquil	5.837.667	-	3.419.603	2.872.053	-	1.233.674	-	3.522.485	2.813.076	758.174
E.E. Ambato	167.740	778.517	1.050.009	539.133	992.317	1.771.134	613.811	721.003	1.103.130	1.119.190
E.E. Azogues	10.000	-	-	-	2.400.670	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	155.000	6.141.386	5.748.990	1.936.197	2.048.219	590.920	-	40.000	20.000	-
E.E. Cotopaxi	110.000	200.000	300.000	400.000	300.000	400.000	300.000	540.000	500.000	500.000
E.E. Norte	-	-	334.121	1.875.512	100.000	-	-	-	-	-
E.E. Quito	5.701.736	19.861.642	8.948.330	3.683.342	4.785.907	1.337.638	3.825.000	2.198.137	2.739.904	1.545.896
E.E. Sur	-	-	690.000	-	50.000	110.000	-	-	700.000	1.800.000
<b>TOTAL</b>	<b>27.637.507</b>	<b>39.979.175</b>	<b>32.906.570</b>	<b>22.297.402</b>	<b>19.499.812</b>	<b>16.126.689</b>	<b>15.628.041</b>	<b>13.009.400</b>	<b>18.213.120</b>	<b>22.133.487</b>

### 4.9.3 Plan de Reducción de Pérdidas

El CONELEC, sobre la base de los planes de obras presentados por las empresas de distribución, para el PLANREP, ha calificado proyectos basados en diagnóstico y estudios técnicos que soportan los mismos, considerando la reducción de pérdidas en las etapas de subtransmisión, redes de distribución, intervenciones clandestinas y pérdidas comerciales; en la FIG. No. 4.9, se observa un detalle del área a intervenir con el PLANREP, considerando la disminución de las pérdidas técnicas y no técnicas, así como las acciones asociadas a las mismas.



**FIG. No. 4.9: TIPOS DE PROYECTOS QUE FORMA EL PLANREP**

Con las obras planificadas en el PLANREP, se estima obtener una disminución en las pérdidas <sup>2</sup> de energía del orden de 3.788 GWh; sin embargo, además de esta reducción, el plan aporta directamente en la mejora de la infraestructura, gestión técnica y comercial de las distintas etapas de la cadena de suministro de energía de las empresas de distribución.

Lo anteriormente indicado, con referencia a lo expuesto en la TABLA No. 4.12, TABLA No. 4.13, TABLA No. 4.14 y TABLA No. 4.15, se puede apreciar claramente que las inversiones se realizan en las distintas etapas de la distribución, lo cual hace notar que además el plan indirectamente cubre también algunos requerimientos de los demás planes, como por ejemplo, mejora a la calidad

<sup>2</sup> Según Plan de Reducción de Pérdidas presentados por las empresas en abril de 2012.

del servicio; asimismo se aprecia que las inversiones más representativas, se realizan principalmente en el corto plazo, debido a que el MEER anualmente establece metas en las cuales se compromete a las distribuidoras a llegar a niveles de pérdidas cada vez más bajos, a fin de alcanzar índices comparables tanto a nivel de país como de la región; esto ocasiona que las empresas tomen acciones correctivas de corto plazo, lo cual se traduce en inversiones casi inmediatas.

**TABLA No. 4.12: INVERSIONES APROBADAS EN SISTEMAS DE MEDICIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	7.160.787	18.207.274	14.262.254	12.340.375	13.259.090	10.020.419	10.053.947	10.224.324	10.470.555	9.194.849
E. de Guayaquil	3.174.006	4.197.413	3.029.269	16.547.802	3.334.760	3.391.291	2.753.297	2.800.041	2.020.643	2.055.000
E. E. Azogues	256.390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. E. Galápagos	81.347	85.178	89.009	92.885	96.716	100.547	104.378	108.209	112.085	115.916
E. E. Norte	96.000	1.452.514	131.634	144.545	158.586	175.299	190.061	208.654	228.609	249.961
E. E. Quito	2.202.289	-	-	-	135.922	-	-	-	-	-
E. E. Riobamba	229.960	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>13.200.779</b>	<b>23.942.379</b>	<b>17.512.166</b>	<b>29.125.607</b>	<b>16.985.074</b>	<b>13.687.556</b>	<b>13.101.683</b>	<b>13.341.228</b>	<b>12.831.892</b>	<b>11.615.726</b>

**TABLA No. 4.13: INVERSIONES APROBADAS EN SUBTRANSMISIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
E.E. Cotopaxi	170.000	130.000	130.000	160.000	130.000	140.000	182.000	145.000	130.000	180.000
E.E. Sur	2.920.000	-	-	-	2.620.000	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3.090.000</b>	<b>130.000</b>	<b>130.000</b>	<b>160.000</b>	<b>2.750.000</b>	<b>140.000</b>	<b>182.000</b>	<b>145.000</b>	<b>130.000</b>	<b>180.000</b>

**TABLA No. 4.14: INVERSIONES APROBADAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	17.679.485	20.594.328	15.976.862	16.591.329	21.940.128	16.529.053	17.142.931	17.799.531	18.480.523	19.197.638
E.E. Ambato	1.762.752	-	-	-	136.810	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	1.514.989	-	-	923.000	1.000.000	-	-	-	-	-
E.E. Cotopaxi	1.096.919	-	-	-	830.171	-	-	-	-	-
E.E. Sur	2.080.736	840.000	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>24.134.881</b>	<b>21.434.328</b>	<b>15.976.862</b>	<b>17.514.329</b>	<b>23.907.109</b>	<b>16.529.053</b>	<b>17.142.931</b>	<b>17.799.531</b>	<b>18.480.523</b>	<b>19.197.638</b>

**TABLA No. 4.15: INVERSIONES APROBADAS PARA MEJORAS EN LA GESTIÓN, PLANREP**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	62.890	253.777	66.720	78.172	80.706	83.325	86.034	88.833	91.728	94.721
<b>TOTAL</b>	<b>62.890</b>	<b>253.777</b>	<b>66.720</b>	<b>78.172</b>	<b>80.706</b>	<b>83.325</b>	<b>86.034</b>	<b>88.833</b>	<b>91.728</b>	<b>94.721</b>

#### 4.9.4 Programa FERUM

Las obras del programa FERUM consideradas en el período 2013-2022 están orientadas a beneficiar un total de 246.461 viviendas a nivel nacional<sup>3</sup>, lo cual permitirá alcanzar una mayor cobertura del servicio eléctrico, principalmente en las zonas más alejadas del país.

Con referencia a la TABLA No. 4.17 y TABLA No. 4.18, se puede apreciar que los planes presentados por las empresas, están desarrollados principalmente para su ejecución en el corto plazo, situación que se evidencia con mayor detalle en la TABLA No. 4.16, donde se puede apreciar que los requerimientos para el año 2013, son del orden de<sup>4</sup> USD 46.372.616, lo cual permitirá beneficiar alrededor de 23.243 viviendas<sup>5</sup> nuevas; adicionalmente, con la ejecución de este programa se beneficiaran 433.342 viviendas<sup>6</sup> que actualmente disponen de servicio eléctrico.

**TABLA No. 4.16: INVERSIONES APROBADAS Y BENEFICIARIOS DEL FERUM, AÑO 2013**

EMPRESA	2013 USD	PROYECTOS	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS NUEVAS ELECTRIFICADAS
Corporación Nacional de Electricidad	29.343.024	1.060	18.340	15.876
E.E de Guayaquil	93.119	1	-	177
E.E. Ambato	700.073	23	500	244
E.E. Azogues	332.493	4	694	26
E.E. Centro Sur	3.243.758	87	400	1.077
E.E. Cotopaxi	622.243	21	348	246
E.E. Galápagos	120.259	5	13	44
E.E. Norte	3.650.191	138	4.737	809
E.E. Quito	2.257.089	87	302	1.188
E.E. Riobamba	1.356.449	44	7.491	1.537
E.E. Sur	4.653.916	170	517	2.019
<b>TOTAL</b>	<b>46.372.616</b>	<b>1.640</b>	<b>33.342</b>	<b>23.243</b>

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

<sup>3</sup> Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.

<sup>4</sup> Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.

<sup>5</sup> Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.

<sup>6</sup> Planes de Expansión de las Distribuidoras, remitidos al MEER, junio 2012.

**TABLA No. 4.17: INVERSIONES REQUERIDAS CON REDES DE DISTRIBUCIÓN, FERUM**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	29.333.364	26.772.824	15.423.760	10.340.124	9.241.785	3.824.535	3.981.341	4.145.682	3.577.996	3.577.996
E. de Guayaquil	93.119	4.694.277	633.387	46.717	41.619					
E. E. Ambato	700.073	2.346.733	581.333	191.056	270.480					
E. E. Azogues	332.493	659.627	84.200	50.742	84.358					
E. E. Centro Sur	1.589.358	3.978.782	2.882.857	2.896.459	2.945.978	2.600.029	2.776.293	2.964.506	3.165.478	3.380.076
E. E. Cotopaxi	607.243	383.822	443.873	137.371	121.812					
E. E. Galápagos	120.259	400.000	175.177	45.167	75.421					
E. E. Norte	3.650.191	3.110.218	2.174.912	713.521	596.616					
E. E. Quito	2.257.089	3.529.554	1.091.330	483.563	523.829					
E. E. Riobamba	1.356.449	3.439.851	650.774	99.835	156.072					
E. E. Sur	4.653.916	1.706.275	944.629	1.245.522	870.623					
<b>TOTAL</b>	<b>44.693.554</b>	<b>51.021.963</b>	<b>25.086.232</b>	<b>16.250.077</b>	<b>14.928.593</b>	<b>6.424.564</b>	<b>6.757.634</b>	<b>7.110.188</b>	<b>6.743.474</b>	<b>6.958.072</b>

**TABLA No. 4.18: INVERSIONES REQUERIDAS CON GENERACIÓN RENOVABLE, FERUM**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	9.660	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. E. Centro Sur	1.654.400	1.436.800	1.321.600	1.395.200	1.040.000	640.000	640.000	640.000	640.000	640.000
E. E. Cotopaxi	15.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. E. Quito	-	2.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.679.060</b>	<b>3.436.800</b>	<b>1.321.600</b>	<b>1.395.200</b>	<b>1.040.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>	<b>640.000</b>

Como se puede evidenciar, los planes presentados por las empresas de distribución consideran obras principalmente en el corto plazo, producto de la ausencia de procedimientos para planificación que puedan proporcionar planes con mayores detalles para los años futuros; sin embargo, con la aplicación de las estrategias expuestas en el numeral 4.8 de este capítulo se espera revertir la situación, de tal forma que en los próximos planes se cuente con mayor definición de las obras de largo, mediano y corto plazos.

#### **4.9.5 Migración de la cocción de gas licuado de petróleo a electricidad debido al cambio de la matriz energética**

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

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

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

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

##### ***4.9.5.1 Cambio de nivel de voltaje, remplazo de acometidas, medidores y reforzamiento de redes de distribución secundarias***

Para garantizar que la migración de GLP a electricidad tenga trascendencia, además de contar con suficiente energía eléctrica y a bajos costos en los próximos años, se debe incursionar en un programa agresivo de sustitución de acometidas y medidores residenciales monofásicos y convertirlos a suministros bifásicos, para lo cual se estima que las inversiones en los próximos tres años serán de USD 218.655.023, de acuerdo a lo expuesto en la TABLA No. 4.19.

La estimación de estas inversiones considera los componentes necesarios para la dotación del suministro a 220V, con un sistema de medición en el que se incluye: acometida, equipo de medición, protección eléctrica y caja de protección para el contador de energía, permitiendo de esta manera, el cambio de nivel de voltaje en 2.323.398 sistemas de medición monofásicos existentes en el país, según lo reportado por las empresas en el SISDAT; cabe indicar que en las estimaciones no se incluyen los costos que representan las adecuaciones en las instalaciones interiores de los consumidores.



**TABLA No. 4.19: INVERSIONES REQUERIDAS PARA LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD
Corporación Nacional de Electricidad	27.270.189	27.270.189	27.270.189
E.E. Ambato	6.396.657	6.396.657	6.396.657
E.E. Azogues	903.770	903.770	903.770
E.E. Centro Sur	7.088.240	7.088.240	7.088.240
E.E. Cotopaxi	2.691.107	2.691.107	2.691.107
E.E. Norte	3.575.835	3.575.835	3.575.835
E.E. Quito	5.155.283	5.155.283	5.155.283
E.E. Riobamba	4.275.888	4.275.888	4.275.888
E.E. Sur	3.236.066	3.236.066	3.236.066
Eléctrica de Guayaquil	12.125.870	12.125.870	12.125.870
E.E. Galápagos	166.104	166.104	166.104
<b>TOTAL</b>	<b>72.885.008</b>	<b>72.885.008</b>	<b>72.885.008</b>

Conjuntamente con las acciones descritas en los párrafos anteriores se debe incursionar en un programa de reforzamiento y modificación de las redes de distribución monofásicas a fin de, entre otras cosas, garantizar el abastecimiento a los consumidores, debido al cambio en el nivel de voltaje de los suministros; en este sentido, las modificaciones consideran el cambio a 55.344 km de ramales monofásicos y convertirlos a trifásicos, a un costo estimado de USD 138.359.933 con el siguiente detalle:

**TABLA No. 4.20: INVERSIONES REQUERIDAS PARA REFORZAMIENTO Y MODIFICACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA	2013 USD	2014 USD	2015 USD	2016 USD
Corporación Nacional de Electricidad	19.356.750	19.356.750	19.356.750	19.356.750
E.E. Ambato	1.317.387	1.317.387	1.317.387	1.317.387
E.E. Azogues	553.097	553.097	553.097	553.097
E.E. Centro Sur	5.675.380	5.675.380	5.675.380	5.675.380
E.E. Cotopaxi	1.225.563	1.225.563	1.225.563	1.225.563
E.E. Norte	43.188	43.188	43.188	43.188
E.E. Quito	1.992.986	1.992.986	1.992.986	1.992.986
E.E. Riobamba	238.127	238.127	238.127	238.127
E.E. Sur	1.608.735	1.608.735	1.608.735	1.608.735
Eléctrica de Guayaquil	2.397.507	2.397.507	2.397.507	2.397.507
E.E. Galápagos	181.263	181.263	181.263	181.263
<b>TOTAL</b>	<b>34.589.983</b>	<b>34.589.983</b>	<b>34.589.983</b>	<b>34.589.983</b>

#### 4.9.5.2 Transformadores de distribución

En la actualidad el país cuenta con una potencia total instalada en transformadores de distribución por el orden de 8.113 MVA, frente a una demanda máxima coincidente de 2.937 MVA, lo cual permite evidenciar que en general las capacidades de transformación cuentan con reservas suficientes; por lo tanto, en primera instancia se tendría las condiciones necesarias para garantizar el incremento de la nueva demanda, manteniendo además niveles de reserva adecuados que permitan, a más de la inclusión de la cocción eléctrica, aprovechar con mayor eficiencia la infraestructura existente; en este sentido, en los años subsiguientes se deberán realizar estudios complementarios que detallen las obras específicas en cada distribuidora.

Es así que, en primera instancia se considera que un aumento de las capacidades de transformación solo será necesario en ciertas empresas a partir del 2017 (TABLA No. 4.21) y en las demás, se debe incursionar en programas de manejo y reubicación de transformadores de distribución para aprovechar la capacidad actual; sin embargo, en los próximos años de manera similar al caso anterior, será necesario realizar estudios complementarios.

**TABLA No. 4.21: INVERSIONES NECESARIAS PARA EL AUMENTO DE CAPACIDAD EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

EMPRESA	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	3.283.818	1.191.934	929.671	3.936.563	3.343.309	4.291.197
E.E. Azogues	262.944	91.974	80.348	83.712	76.005	82.089
E.E. Cotopaxi				485.018	281.125	296.994
<b>TOTAL</b>	<b>3.546.762</b>	<b>1.283.908</b>	<b>1.010.019</b>	<b>4.505.292</b>	<b>3.700.439</b>	<b>4.670.280</b>

#### 4.9.5.3 Reconfiguración y repotenciación de alimentadores primarios

Bajo las condiciones actuales y con base en las mediciones obtenidas en las cabeceras de los alimentadores se ha determinado que se cuenta con la capacidad necesaria para permitir la incorporación de las nuevas cargas de acuerdo a lo considerado en la proyección de la demanda.

Con los criterios antes indicados, a partir del 2017 será necesario entre otras cosas, tomar acciones para repotenciar los alimentadores, sin perjuicio de que durante los años subsiguientes se realicen estudios con mayor detalle que sustenten las tareas de reconfiguración y modificación de ramales monofásicos para convertirlos a trifásicos; en este caso se estiman inversiones por USD 10.596.120 que en el corto plazo tendrán mayor detalle considerando las obras específicas necesarias en cada empresa.

**TABLA No. 4.21: INVERSIONES PARA REPOTENCIACIÓN Y RECONFIGURACIÓN DE ALIMENTADORES PRIMARIOS**

EMPRESA	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación Nacional de Electricidad	245.828	321.250	328.153	180.878	191.504	6.622.606
E.E. Azogues						2.705.902
<b>TOTAL</b>	<b>245.828</b>	<b>321.250</b>	<b>328.153</b>	<b>180.878</b>	<b>191.504</b>	<b>9.328.508</b>

#### 4.9.5.4 Líneas de subtransmisión

Los estudios preliminares realizados han puesto en evidencia que en algunas empresas existen líneas de subtransmisión que no están operando a su capacidad nominal, como consecuencia de aquello en los siguientes años, es necesario iniciar estudios a mayor detalle para definir, por una parte, las obras a corto plazo y, por otra, determinar las acciones necesarias con el afán de permitir la incorporación gradual de las nuevas cargas; principalmente la cocción eléctrica. Las inversiones necesarias a partir del 2016 se estiman en USD 179.693.805; sin embargo, de identificarse algunas obras emergentes, éstas podrán ser realizadas dentro de los planes de los próximos años, lo que permitirá de mayor manera preparar con anticipación la infraestructura.

**TABLA No. 4.22: INVERSIONES NECESARIAS PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN**

EMPRESA	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD
Corporación Nacional de Electricidad	27.668.400	27.668.400	27.668.400	27.668.400
E.E. Cotopaxi	1.225.875	1.225.875	1.225.875	1.225.875
E.E. Riobamba	38.952	38.952	38.952	38.952
Eléctrica de Guayaquil	5.550.263	5.550.263	5.550.263	5.550.263
E.E. Galápagos	10.439.962	10.439.962	10.439.962	10.439.962
<b>TOTAL</b>	<b>44.923.451</b>	<b>44.923.451</b>	<b>44.923.451</b>	<b>44.923.451</b>

#### 4.9.5.5 Subestaciones

Actualmente, las subestaciones existentes en el país presentan niveles de cargabilidad promedio del 42%;, esta consideración permite determinar que la inclusión de la demanda adicional debido a la migración de la cocción con electricidad permitirá aprovechar de mejor forma la capacidad actual, sin perjuicio que en el corto y mediano plazos se realicen repotenciaciones en algunas subestaciones, a fin de suplir necesidades emergentes y futuras; así mismo, se deberán iniciar los estudios técnicos con mayor detalle que permitan mantener niveles de confiabilidad adecuados, reservas necesarias y cubrir las demandas futuras.

Las inversiones requeridas en esta etapa se estiman en USD 568.850.612; las cuales se podrán ajustar en función de los resultados de los análisis a mayor detalle que se realicen en los próximos años.

**TABLA No. 4.23: INVERSIONES NECESARIAS PARA REPOTENCIACIÓN DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA			2015 USD	2016 USD	2017 USD	2018 USD	2019 USD	2020 USD	2021 USD	2022 USD
Corporación	Nacional	de	3.359.977	3.359.977	5.807.824	22.026.676	29.137.316	34.621.529	40.255.136	44.514.260
Electricidad										
E.E. Ambato					1.219.010	2.497.924	3.241.731	3.772.577	4.325.812	4.755.187
E.E. Azogues			590.562	590.562	865.376	1.045.475	1.108.470	1.163.503	1.220.840	1.272.899
E.E. Centro Sur			2.657.410	2.657.410	4.261.185	7.304.680	8.436.063	9.339.062	10.425.600	11.178.224
E.E. Cotopaxi						104.810	444.432	767.339	1.099.543	1.292.094
E.E. Norte						1.342.135	1.876.522	2.358.589	2.852.292	3.415.628
E.E. Quito					3.513.727	9.828.954	14.492.668	18.962.003	23.642.354	26.511.955
E.E. Riobamba						1.023.500	1.449.804	1.745.673	2.049.954	2.234.062
E.E. Sur					306.932	1.425.209	1.879.566	2.197.968	2.515.935	2.693.856
Eléctrica de Guayaquil			10.075.139	10.075.139	14.909.719	20.016.616	24.616.505	26.923.426	30.211.599	32.982.709
<b>TOTAL</b>			<b>16.683.088</b>	<b>16.683.088</b>	<b>30.883.772</b>	<b>66.615.977</b>	<b>86.683.077</b>	<b>101.851.670</b>	<b>118.599.066</b>	<b>130.850.874</b>

#### 4.9.6 Plan Nacional de Soterramiento de Redes

Mediante Disposición Presidencial 20370 y debido a la gran contaminación visual existente, se solicitó al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, desarrollar un plan de acción para la ejecución de proyectos de soterramiento de cables a nivel nacional, mismo que involucra realizar acciones conjuntas con distintos actores de manera que se puedan identificar las zonas o sectores que requieran intervención, así como establecer niveles de prioridad de tal forma que se pueda determinar el costo y capacidad técnica necesaria para su intervención.

En este sentido, a partir de septiembre de 2012, bajo los lineamientos del Ministerio Coordinador de los Sectores Estratégicos MICSE, el MEER en coordinación con el Ministerio de Telecomunicaciones MINTEL y la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT, realizaron un diagnóstico de la situación actual de las redes eléctricas aéreas existentes en zonas consolidadas y la capacidad operativa, tanto de las empresas eléctricas como de telecomunicaciones, para la implementación de proyectos de soterramiento. Como resultado de este trabajo conjunto se logró además identificar los actores que se muestran en la FIG. No. 4.10.

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



**FIG. No. 4.10: ACTORES INVOLUCRADOS EN EL SOTERRAMIENTO DE REDES**

Con las consideraciones indicadas anteriormente, los costos unitarios asociados de obra civil e infraestructura eléctrica, se han estimado para el área de un kilómetro cuadrado (1 km<sup>2</sup>), tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Densidad de carga (kW/km<sup>2</sup>), clasificada en baja (4-100), media (100-500) y alta (500-2000).
- Ubicación urbana o rural.
- Confiabilidad y tipo de circuito a ser implementado.
- Sistema de protecciones (seguridad).
- Región donde se requiere la implementación (sierra, costa, oriente, insular).

En función de estos aspectos se obtiene que el costo estimado para las inversiones relacionadas al soterramiento sean los indicados en la TABLA No. 4.24; así mismo, los rubros considerados para la infraestructura eléctrica se pueden apreciar en la TABLA No. 4.25.

**TABLA No. 4.24: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE OBRAS CIVILES Y REDES ELÉCTRICAS<sup>7</sup>, POLÍGONO DE 1km<sup>2</sup>**

OBRA CIVIL MM USD	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA MMUSD
4,2	7,15
<b>TOTAL INVERSIÓN POR km<sup>2</sup></b>	<b>11,39</b>

<sup>7</sup> Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL “PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES”, julio de 2013.

**TABLA No. 4.25: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA<sup>8</sup> PARA UN ÁREA DE 1 km<sup>2</sup>**

RUBRO	USD/km <sup>2</sup>
Cables	644.600
Transformadores	247.500
Protección	860.250
Alumbrado Público	643.498
Medición	2.576.050
Diseños	250.000
Subtotal	5.221.898
Administración EP	783.285
Imprevistos	522.190
IVA	626.628
<b>TOTAL</b>	<b>7.154.000</b>

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

**TABLA No. 4.26: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE TELECOMUNICACIONES<sup>9</sup> PARA UN ÁREA DE 1 km<sup>2</sup>**

ITEM	COSTO MMUSD
Obra civil	5,06
Infraestructura	1,07
<b>TOTAL</b>	<b>6,13</b>

Del análisis anterior se obtiene que el costo total para soterramiento de un área de 1 km<sup>2</sup>, es de USD 17,51 millones, considerando redes eléctricas por USD 11,39 millones, y de telecomunicaciones por USD 6,13 millones.

Las inversiones de la obra civil se deberán realizar de manera conjunta entre los sectores eléctrico y de telecomunicaciones, ya que la intervención se debe ejecutar de forma integral, por lo tanto, los costos de los dos sectores tendrán un componente total de USD 9,3 millones.

#### *4.9.6.1 Fases de implementación del Plan de Soterramiento*

---

<sup>8</sup> Según estimación realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, INFORME DE LA PROPUESTA PARA EL “PLAN NACIONAL DE SOTERRAMIENTO DE REDES”, julio de 2013.

<sup>9</sup> Ídem 8.

El Plan tiene como objetivo soterrar alrededor de 53,22 km<sup>2</sup> de los 1.013 km<sup>2</sup> urbanos a nivel nacional, para lo cual se plantea ejecutar durante el período 2013-2016, las siguientes fases:

**Fase 1**, a desarrollar durante los meses subsiguientes del año 2013, se espera soterrar alrededor de 4,16 km<sup>2</sup> con una inversión de USD 62,97 millones. Durante esta etapa se plantean realizar las siguientes acciones:

- Para llevar a efecto el Plan de Soterramiento, se iniciará con la conformación de una Unidad de Negocio en la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP);
- Ejecución de los estudios definitivos para el soterramiento de redes eléctricas y de telecomunicaciones para las ciudades de: Guaranda, Babahoyo y Francisco de Orellana;
- Dirigir el soterramiento hacia los proyectos gubernamentales del Programa de Intervención Territorial Integral (PITI), el cual fue creado con el afán de realizar la dotación de obras de servicios básicos, en territorios que estuvieron marginados de la atención estatal y con un énfasis en zonas fronterizas y turísticas; la intervención en estas ciudades se realizará de forma integral, tal que involucre servicios básicos y mejora urbanística. Estos proyectos se encuentran ubicados en las ciudades de Huaquillas, San Lorenzo, Puerto López y Río Verde;
- Iniciar con la intervención de la Avenida Interoceánica (Acceso al Aeropuerto de Tababela) y Avenida Córdova Galarza (Vía Mitad del Mundo); y
- Consolidar los mecanismos de financiamiento.

**Fase 2**, se extenderá durante los años 2014-2016, cuyo objetivo será soterrar un total de 49,1 km<sup>2</sup> a nivel nacional con una inversión de USD 732,4 millones. En esta fase se han planificado las siguientes acciones:

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

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

#### **4.9.6.2      *Inversión para las fases 1 y 2***

De acuerdo al presupuesto referencial obtenido para el soterramiento eléctrico y de telecomunicaciones, se requiere una inversión de USD 795,37 millones como se muestra en la siguiente tabla:

**TABLA No. 4.27: INVERSIÓN TOTAL DEL PLAN DE SOTERRAMIENTO**

PROVINCIA	ÁREA km <sup>2</sup>	2013 INVERSIÓN MMUSD	ÁREA km <sup>2</sup>	2014 INVERSIÓN MMUSD	ÁREA km <sup>2</sup>	2015 INVERSIÓN MMUSD	ÁREA km <sup>2</sup>	2016 INVERSIÓN MMUSD
Azuay			0,02	0,31	0,97	14,39	2,07	30,81
Bolívar			0,09	1,37			0,5	7,44
Cañar	0,2	2,96			0,7	10,42	0,9	13,40
Carchi			0,5	7,44	0,5	7,44		
Cotopaxi			0,33	4,85	0,5	7,44	0,3	4,47
Esmeraldas	0,42	6,25	0,5	7,44	0,5	7,44		
Guayas			1,77	26,36	3,9	58,05	3,4	50,60
Loja			1,45	21,58	1	14,88	1,2	17,86
Los Ríos			1,55	23,07	1	14,88	0,2	2,98
Manabí	0,49	7,29	1,3	19,35	2,5	37,21	1,2	17,86
Napo			0,34	5,13	0,2	2,98		
Orellana			0,38	5,66				
Pastaza			0,34	5,13			0,4	5,95
Pichincha	1,91	28,48	2,35	34,9	2,84	42,21	2,7	40,19
Santa Elena			0,8	11,91				
Tungurahua	0,14	2,08	0,61	9,08	0,9	13,4		
El Oro	1	14,88			2	29,77		
Galápagos					0,3	4,47		
Imbabura					1,3	19,35	0,6	8,93
Chimborazo					0,75	11,16	0,5	7,44
Morona Santiago							0,5	7,44
Sucumbios					0,3	4,47	0,4	5,95
Zamora Chinchipe							0,2	2,98
Santo Domingo					0,8	11,91	0,7	10,42
Creación de la Unidad Nacional de Soterramiento		0,4						
Estudios de soterramiento		0,62						
<b>TOTAL</b>	<b>4,16</b>	<b>62,96</b>	<b>12,33</b>	<b>183,58</b>	<b>20,96</b>	<b>311,87</b>	<b>15,77</b>	<b>234,72</b>





# ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022***

***ANEXO 1: ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS DE  
PROYECTOS CON FUENTES DE ENERGÍA  
RENOVABLE***

***Quito- Ecuador***

# ANEXO 1

## Estudios Complementarios de Proyectos con Fuentes de Energía Renovable

### 1. Introducción

El Ecuador posee un enorme potencial de fuentes renovables de energía para generación eléctrica, especialmente de carácter hídrico, cuya cuantificación es fundamental para la elaboración del Plan Maestro de Electrificación.

La planificación del sector eléctrico ecuatoriano se basa en un equilibrio armónico entre la oferta y la demanda. La oferta se sustenta en la potencia y energía que pueden entregar las centrales de generación existentes en el País así como las interconexiones internacionales. La demanda se estima con los requerimientos crecientes de electricidad de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público; ésta debe ser atendida en cantidad y calidad, de forma oportuna y con una optimización técnica - económica y ambiental de los recursos, para lo cual se requiere contar con un inventario de recursos energéticos para generación de energía eléctrica, debidamente actualizado.

Entre los recursos que dispone el País para generación eléctrica se tienen: **renovables**, cuando no disminuyen por efecto de su utilización (hidráulicos, eólicos, solares, geotérmicos, biomasa, etc.); y, **no renovables**, cuando su continuada extracción y uso los agota (petróleo, gas natural, carbón, uranio, etc.). Los recursos renovables tienen un reducido impacto sobre el ambiente, casi no producen desechos o contaminación (a excepción de la biomasa) como resultado de su uso; en cambio, los combustibles fósiles y el uranio contaminan el ambiente.

Se conocen como fuentes de energía convencionales a los recursos que tradicionalmente se han venido utilizando en el Ecuador, como el caso de los recursos hidráulicos, el petróleo, el gas, etc., de las cuales la única fuente renovable es la hidráulica.

Debido a los crecientes precios de los combustibles fósiles, en las últimas décadas se han desarrollado tecnologías para el aprovechamiento de los recursos renovables como el viento, sol, geotermia, biomasa y mareomotriz, de manera que se vuelven más competitivas ante las fuentes convencionales de energía.

La Constitución de la República de Ecuador, en su artículo 313 y siguientes, establece que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Se señala que uno de los sectores estratégicos es la energía en todas sus formas y, la provisión del servicio público de energía eléctrica es de responsabilidad del Estado, para lo cual constituirán empresas públicas y podrá delegar a empresas mixtas y, excepcionalmente, a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de dichas actividades, en los casos que establezca la ley.

En el presente documento, anexo al Capítulo de Expansión de la Generación Eléctrica 2013 – 2022, se trata de presentar en forma resumida el potencial de generación eléctrica en el Ecuador,

con información general sobre los recursos disponibles, especialmente hidroeléctricos, de energía solar, de energía eólica, biomasa y geotermia, e información complementaria de interés.

El Anexo se ha organizado como sigue:

- a. Potencial con recursos hidroenergéticos
- b. Potencial con recursos geotérmicos
- c. Potencial con recursos solares
- d. Potencial con recursos eólicos
- e. Potencial con biomasa y otras fuentes de energía
- f. Información complementaria

## **2. Potencial de generación hidroeléctrica en el Ecuador**

El desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables, especialmente hidroeléctricos, tienen muchos factores positivos: ventajas medioambientales, creación de puestos de trabajo, uso de recursos locales, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, seguridad geoestratégica, entre otras.

El potencial de generación hidroeléctrica del Ecuador ha sido el más estudiado y en el documento se lo presenta en forma resumida como sigue: recursos hidroenergéticos, potencial hidroeléctrico estimado, centrales hidroeléctricas en operación, proyectos hidroeléctricos futuros en construcción, proyectos hidroeléctricos futuros en estudios, resumen del inventario de proyectos hidroeléctricos disponibles para su desarrollo y selección de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad

### **2.1 Recursos hidroenergéticos**

El Ecuador cubre un área de 256.370 km<sup>2</sup>. La parte continental está dividida en dos vertientes hidrográficas: la del Océano Pacífico y la del Amazonas o del Atlántico; esto se debe a las especiales condiciones geomorfológicas del Ecuador. La Cordillera de Los Andes divide al territorio continental en las dos redes fluviales o vertientes antes indicadas. Ambas vertientes se dividen en sistemas hidrográficos y éstos en cuencas y subcuencas hidrográficas que se identifican de acuerdo al río que forma su cauce principal, como se puede apreciar a continuación:



FUENTE: CONELEC

FIG. No. 1: SISTEMAS HIDROGRÁFICOS Y VERTIENTES DEL ECUADOR

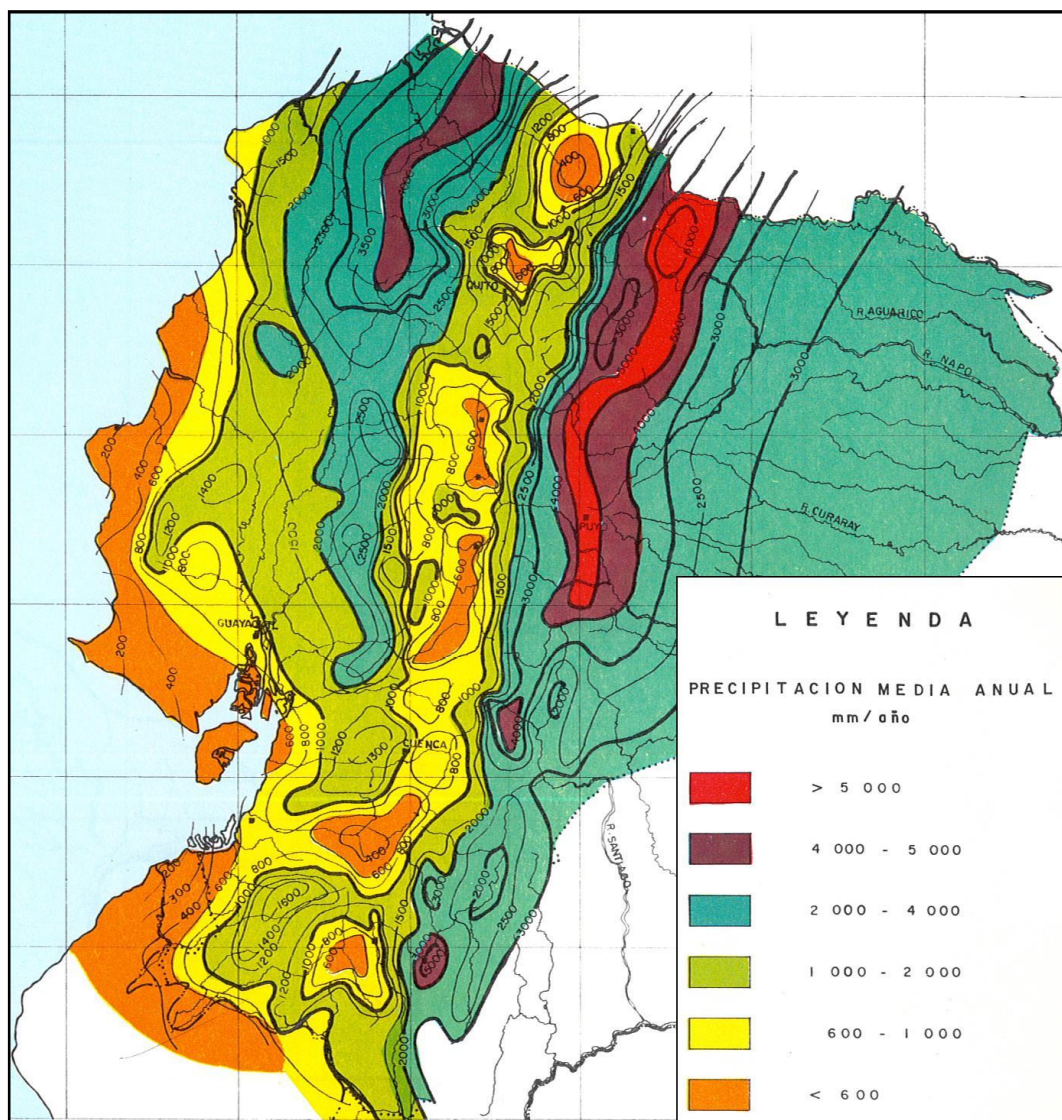
Por causas como el relieve del Ecuador, por su posición geográfica sobre la línea ecuatorial, que además es Zona de Convergencia Intertropical y por la presencia de sistemas atmosféricos, es muy marcada la sincronización que existe entre el inicio de la temporada de lluvias en la Vertiente Amazónica y la finalización de la temporada de lluvias de la Vertiente del Pacífico. Sin embargo, existe un período entre octubre y diciembre en el cual la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escasa, lo que se revierte en los bajos caudales de todos los ríos del país, de ahí la necesidad de tener disponible generación termoeléctrica.



### 2.1.1 El Potencial hidroeléctrico estimado

El potencial hídrico estimado, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 16.500 m<sup>3</sup>/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71% y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del País.

Entre los procesos metodológicos, información y herramientas utilizados para la evaluación del recurso hídrico, como parte del análisis hidrológico, la determinación de las curvas isoyetas medias anuales constituyó uno de los factores más importantes para el cálculo del potencial lineal teórico y para la obtención de los perfiles energéticos. A continuación se puede apreciar, a través de las curvas isoyetas, la distribución de las precipitaciones de lluvia en el todo el ámbito territorial del Ecuador.



FUENTE: INECEL

FIG. No. 2: MAPA DE ISOYETAS DEL ECUADOR

Según esta información se puede establecer que la zona más lluviosa es la estribación nororiental de la cordillera central, que alcanza a valores mayores que 5.000 mm/año, como precipitaciones medias anuales. Esta zona corresponde a la cuenca del río Napo principalmente, pero también a las cuencas de los ríos Curaray y Pastaza. En la cuenca del Napo se destacan los proyectos Coca Codo Sinclair (1.500 MW), actualmente en etapa de construcción; y, Verdeyacu Chico (1.172 MW), entre otros.

Después de las mencionadas, las cuencas hidrográficas con mayor potencial constituyen las de los ríos Santiago y Pastaza, en la vertiente del Amazonas y de los ríos Esmeraldas, Cayapas y Mira, en la vertiente del Pacífico. En la siguiente Tabla se puede apreciar la clasificación de las cuencas hidrográficas:

**TABLA No. 1: CLASIFICACIÓN DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS  
POR SU POTENCIAL ESPECÍFICO**

<b>CLASIFICACIÓN</b>	<b>CUENCAS HIDROGRÁFICAS</b>	<b>POTENCIAL ESPECÍFICO (MW/km)</b>
Alto interés	Napo, Pastaza Bajo, Santiago y Aguarico	> 6
Mediano interés	Mayo, Mira, Esmeraldas, S.M. Putumayo, Cenepa y Cayapas	3 a 6
Bajo interés	Curaray, Pastaza Alto, Morona, Cuayas, Babahoyo, Cañar, Jubones, Puyango y Catamayo	1 a 3
Sin interés	Mataje, Carchi, Verde, Muisne, Cojimíes, Jama, Chone, Portoviejo, Jipijapa, Guayas (Daule), Zapotal, Taura, Arenillas, Zarumilla, Balao y Tigre.	< 1

Fuente: INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989-2000, 1989.

El INECEL estableció que el mayor potencial se encuentra entre las cotas 300 y 1.200 msnm; y estimó el potencial entre las 11 cuencas de mayor interés como lo indica la tabla a continuación:

**TABLA No. 2: POTENCIAL TEÓRICO, TÉCNICO Y ECONÓMICO  
DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS**

Cuencas Hidrográficas	Area km2	Potencial teórico MW	Pot. Tec. Aprovechable MW	Pot. Econ. Aprovechable MW
<b>VERTIENTE DEL PACÍFICO</b>				
Mira	6 022	2 887,2	488,5	-
Esmeraldas	21 418	7 530,4	1 878,5	1 194,0
Guayas	32 675	4 204,7	310,7	-
Cañar	2 462	1 338,6	112,2	-
Jubones	4 326	1 122,7	687,7	590,0
Puyango	4 965	960,9	298,7	229,0
Catamayo	11 012	1 085,9	459,6	-
<b>SUBTOTAL 1</b>	<b>82 880</b>	<b>19 130,4</b>	<b>4 235,9</b>	<b>2 013,0</b>
<b>VERTIENTE DEL AMAZONAS</b>				
Napo - Coca	5 641	7 643,5	6 355,0	4 640,0
Napo - Napo	26 987	13 125,0	5 929,5	3 839,0
Pastaza	20 543	11 101,7	1 434,0	1 121,0
Santiago-Namangoza	14 321	11 259,7	5 810,6	4 006,0
Santiago-Zamora	11 806	9 395,5	5 857,6	5 401,0
Mayo	3 720	1 733,9	859,0	500,0
<b>SUBTOTAL 2</b>	<b>83 018</b>	<b>54 259,3</b>	<b>26 245,7</b>	<b>19 507,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>165 898</b>	<b>73 389,7</b>	<b>30 481,6</b>	<b>21 520,0</b>

Fuente: INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989-2000, 1989.

En años recientes se realizaron estudios coordinados por el CONELEC, que aumentaron el potencial económicamente factible como sigue: Cuenca de los ríos Santiago y Cayapas (Provincia de Esmeraldas): 105 MW; Cuenca del río Mayo Chinchipe (Provincia de Zamora Chinchipe): 278 MW.

Adicionalmente, en abril del 2009 concluyeron los estudios, que contrató el CONELEC a la compañía consultora ecuatoriana ASTEC, de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Parambas, de 144,5 MW de capacidad, localizado en el límite provincial de Carchi, Imbabura y Esmeraldas y que forma parte de la cuenca del Río Mira. Un resumen ejecutivo del mismo se incluye al final del presente documento.

## RESUMEN DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

El potencial hidroeléctrico teórico del Ecuador se estima como sigue:

- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Ecuador continental: 90.976 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Ecuador Continental: 37.981MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Amazonas: 66.501 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Amazonas: 29.404 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Pacífico: 24.475 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculados con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Pacífico: 7.647 MW

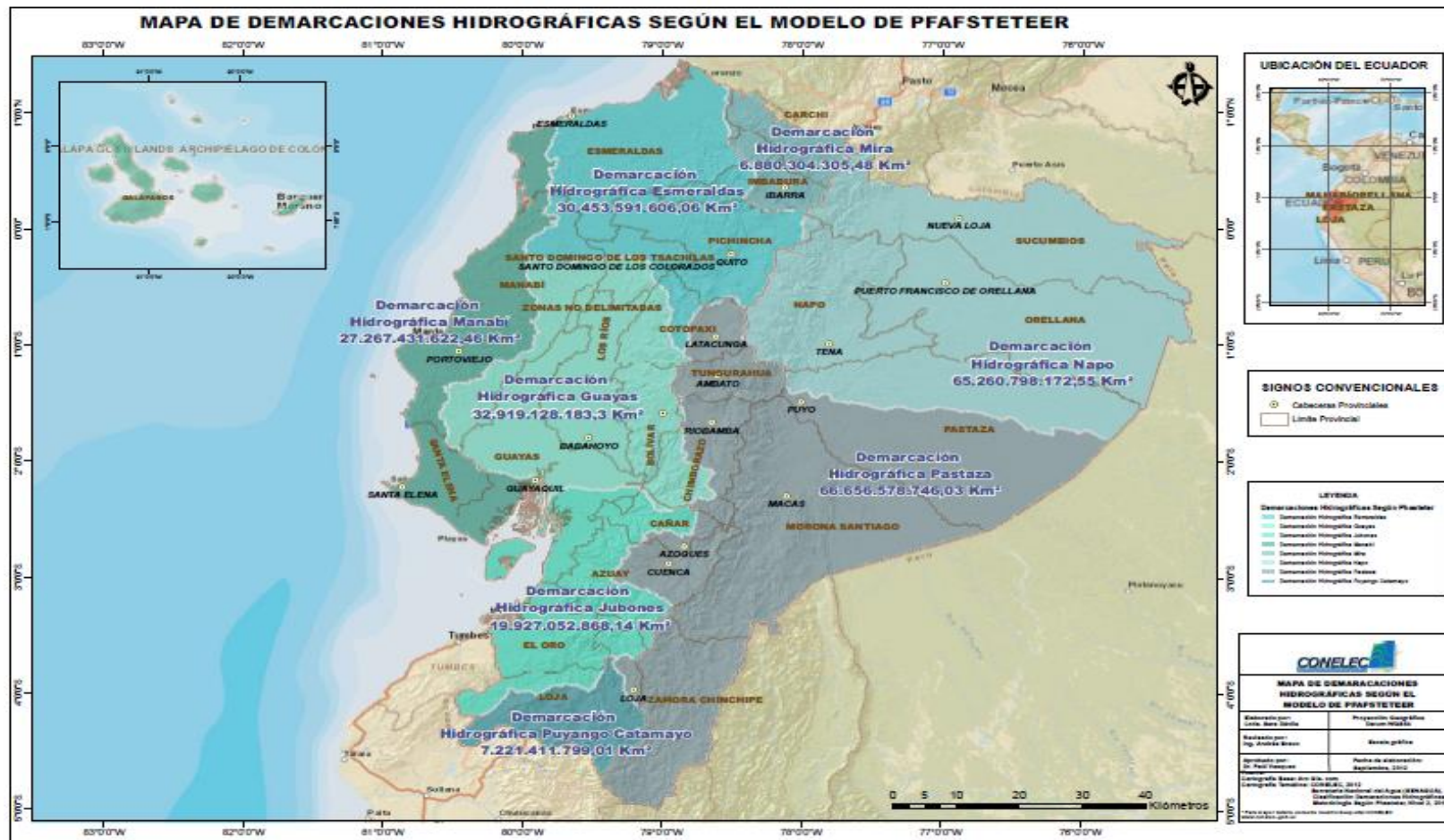
- Potencial hidroeléctrico teórico, calculado con caudales medios, de las 11 cuencas hidrográficas seleccionadas: 73.390 MW
- Potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 30.865 MW
- Potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 21.903 MW
- Potencial aprovechado en el Ecuador (suma de la capacidad de las centrales hidroeléctricas en operación): 2.273 MW de potencia nominal y 2.246 MW de potencia efectiva, que equivalen al 10,3% del potencial técnica y económicamente aprovechable.

El criterio de potencial económicamente aprovechable no es absoluto, sino más bien depende de las condiciones de entorno. En períodos en los cuales el precio del petróleo y sus derivados alcanza niveles como aquellos que se dieron especialmente el primer semestre de 2008, la viabilidad económica de los proyectos cambia y algunos que pudieron no ser considerados como económicamente factibles, pasan a serlo. Por ello es más recomendable guiarse más por el criterio de Potencial Técnicamente Aprovechable.

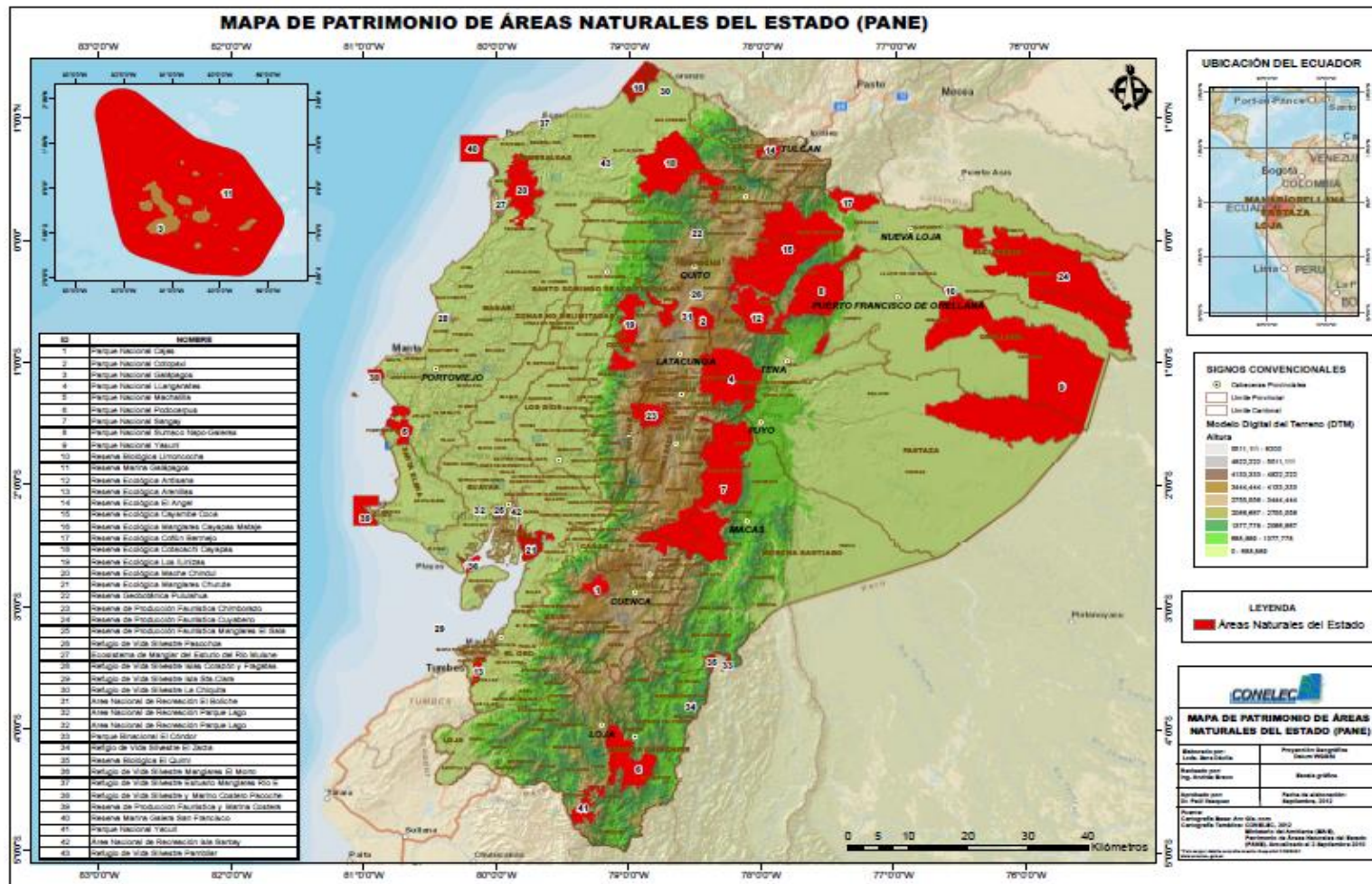
A continuación se presentan dos mapas; el primero, con los límites de las cuencas hidrográficas, según la metodología de Fasthether; y, el mapa de áreas de conservación, patrimonio natural del estado (PANE), bosques protectores y patrimonio forestal del Estado.



MAPA 1 (Hoja A3 en diagramación): LÍMITES DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS SEGÚN LA METODOLOGÍA DE FASTHETER



MAPA 2 (Hoja A3 en diagramación): MAPA DE AREAS DE CONSERVACIÓN: PATRIMONIO NATURAL DEL ESTADO (PANE), BOSQUES PROTECTORES Y PATRIMONIO FORESTAL DEL ESTADO



### 2.1.2 Centrales hidroeléctricas en operación

Al momento se encuentran en operación las siguientes centrales hidroeléctricas:

**TABLA No. 3: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN OPERACIÓN (1 de 2)**

Empresa	Central	Suma de Potencia Nominal Total (MW)	Suma de Potencia Efectiva Total (MW)
Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	0,12	0,11
Aec	Prueba 1	0,20	0,20
CNEL-Sucumbíos	Lumbaqui	0,20	0,10
Electrocórdova	Electrocórdova	0,20	0,20
Municipio A. Ante	Atuntaqui	0,40	0,32
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	0,10	0,09
	Sillunchi II	0,30	0,30
E.E. Centro Sur	Santiago	0,50	0,40
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	0,56	0,56
Hidroimbabura	Hidrocarolina	0,60	0,49
Electroandina	Espejo	0,20	0,16
	Otavalo	0,40	0,40
Moderna Alimentos	Geppert	1,65	1,65
CNEL-Bolívar	Chimbo	1,66	1,33
E.E. Sur	Carlos Mora	2,40	2,40
I.M. Mejía	La Calera	2,50	1,98
Perlabí	Perlabí	2,70	2,46
E.E. Ambato	Península	3,00	2,90
La Internacional	Vindobona	6,09	5,86
Ecoluz	Loreto	2,30	2,11
	Papallacta	6,63	6,20
Manageneración	La Esperanza	6,00	6,00
	Poza Honda	3,00	3,00
E.E. Cotopaxi	Angamarca	0,30	0,26
	Catazacón	0,80	0,76
	El Estado	1,70	1,66
	Illuchi No.1	4,19	4,00
	Illuchi No.2	5,20	5,20

**TABLA No. 3: CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN OPERACIÓN (2 de 2)**

Empresa	Central	Suma de Potencia Nominal Total (MW)	Suma de Potencia Efectiva Total (MW)
E.E. Norte	Ambi	8,00	8,00
	La Playa	1,32	1,32
	San Miguel de Car	2,95	2,95
E.E. Riobamba	Alao	10,40	10,00
	Nizag	0,80	0,75
	Río Blanco	3,13	3,00
Enermax	Calope	16,60	15,00
Hidalgo & Hidalgo	Corazón	1,00	0,98
	Sibimbe	16,00	14,50
	Uravia	1,00	0,95
EMAAP-Q	El Carmen	8,40	8,20
	Noroccidente	0,26	0,24
	Recuperadora	14,70	14,50
Hidroabanico	Hidroabanico	38,45	37,99
Elecaustro	Ocaña	26,10	26,10
	Saucay	24,00	24,00
	Saymirín	14,43	14,43
E.E. Quito	Cumbayá	40,00	40,00
	Guangopolo	20,92	20,92
	Los Chillos	1,76	1,76
	Nayón	29,70	29,70
	Oyacachi 1	0,10	0,07
	Paschoa	4,50	4,50
Hidronación	Marcel Laniado	213,00	213,00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	160,00	156,00
	Pucará	73,00	70,00
	San Francisco	230,00	212,60
CELEC-Hidropaute	Mazar	183,66	163,26
	Paute	1 075,00	1 100,00
<b>Total general</b>		<b>2 273,09</b>	<b>2 245,82</b>

## CENTRALES HIDROELÉCTRICAS RECIENTEMENTE INCORPORADAS

Las centrales hidroeléctricas incorporadas desde el año 2010 al S.N.I. han sido:

- Mazar (170 MW)
- Ocaña (26 MW)
- Buenos Aires (1 MW)
- Baba (42 MW)

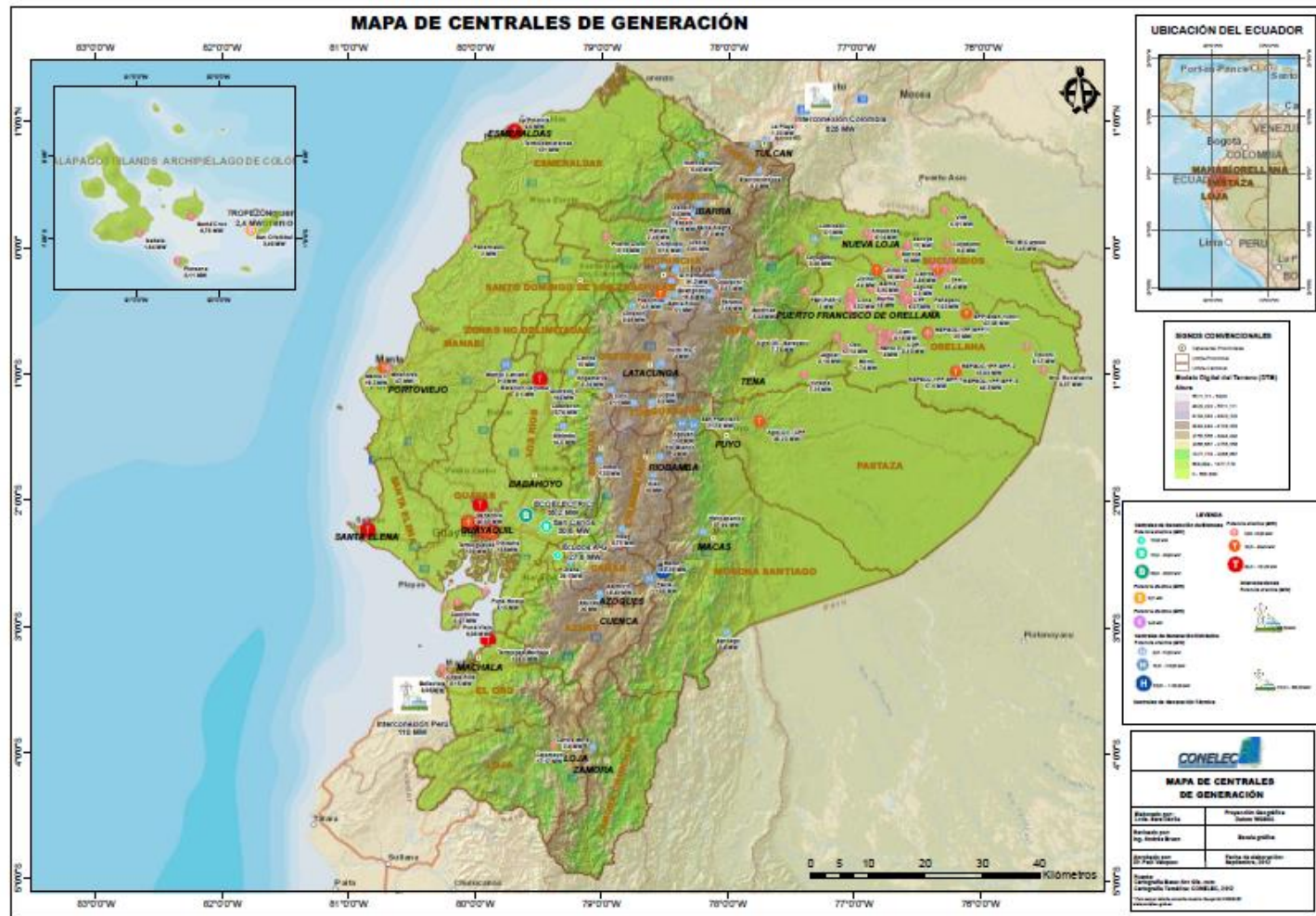




**FOTOGRAFÍA 1. VISTA DE LA PRESA MAZAR CON UN EMBALSE DE 410 Hm<sup>3</sup>**

*Fotografía: CELEC, junio 2011*

**MAPA 3 (Hoja A3 en diagramación) CENTRALES DE GENERACIÓN EN OPERACIÓN**



### 2.1.3 Proyectos en construcción

A julio de 2013 se encuentran en construcción los siguientes proyectos de generación eléctrica:

**TABLA No. 4: PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN**

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Provincia	Cantón
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Público	Hidroeléctrico	2,25	Zamora Chinchipe	Chinchipe
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Privado	Hidroeléctrico	8,0	Bolívar	Chillanes
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Público	Termoeléctrico	50,0	Pichincha	Quito
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	Público	Hidroeléctrico	21,0	Cañar	Azogues
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Público	Termoeléctrico	96,0	Esmeraldas	Esmeraldas
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	Público	Hidroeléctrico	7,00	Azuay	Cuenca
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Público	Hidroeléctrico	3,96	Zamora Chinchipe	Zamora
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	Privado	Hidroeléctrico	29,2	Tungurahua	Baños
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Público	Hidroeléctrico	10,0	Napo	Quijos
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Privado	Hidroeléctrico	5,95	Pichincha	Quito
nov-14	Manduriacu	CELEC EP Enernorte	Público	Hidroeléctrico	60,0	Pichincha	Quito
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Público	Hidroeléctrico	487,0	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	Público	Hidroeléctrico	253,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Privado	Hidroeléctrico	48,1	Morona Santiago	Santiago de Méndez
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Público	Hidroeléctrico	116,0	Zamora Chinchipe	Zamora
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	Público	Hidroeléctrico	50,0	Napo	Quijos
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	Público	Hidroeléctrico	276,0	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Público	Hidroeléctrico	1 500,0	Napo y Sucumbios	Chaco y Lumbaqui
	<b>TOTAL</b>				<b>3 023</b>		



**FOTOGRAFÍA 2. PROYECTO HIDROELÉCTRICO COCA CODO SINCLAIR, VISTA DEL EQUIPO TBM2**

*Fotografía: R. Salgado, mayo 2012*

#### **2.1.4 Proyectos hidroeléctricos futuros en estudios**

A julio de 2013 se tienen los siguientes proyectos hidroeléctricos, cuyos estudios de factibilidad se encuentran finalizados, de ellos, actualmente se encuentra en construcción el proyecto Manduriacu:



**TABLA No. 5: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD CONCLUIDOS**

<b>CAPITAL PUBLICO</b>	<b>Potencia</b>	<b>Unidad</b>
Chespí- Palma Real	460,00	MW
Chontal	184,00	MW
Chirapí	169,00	MW
Manduriacu	60,00	MW
Tortugo	200,00	MW
Tigre	80,00	MW
Llurimaguas	160,00	MW
Subtotal	1 313,00	MW
<b>CAPITAL PRIVADO</b>	<b>Potencia</b>	<b>Unidad</b>
Pilaló 3	9,30	MW
Apaquí	36,00	MW
Río Luis	15,50	MW
Angamarca	64,00	MW
Subtotal	124,80	MW
<b>Total</b>	<b>1 437,80</b>	<b>MW</b>

Por otro lado, se encuentran en etapa de estudios los siguientes proyectos hidroeléctricos:

### **1. CARDENILLO**

#### **ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD, FACTIBILIDAD Y DISEÑO DEFINITIVO PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO CARDENILLO**

El objetivo es desarrollar los estudios definitivos para la construcción de la Central Hidroeléctrica Paute – Cardenillo que corresponde a la cuarta etapa del complejo Hidroeléctrico Integral del Río Paute. (Mazar – Molino – Sopladora – Cardenillo). Contribuir con 400 MW adicionales a la potencia instalada y desplazar parte de la generación térmica cara y la importación de energía desde Colombia, ahorrando anualmente más de 220 millones al entrar en operación en 2017. Impacto positivo en la matriz energética del país, ahorro en consumo de combustibles.

Contratante: INP (Instituto Nacional de Preinversión)

Ejecutor: Consorcio PCA Pöyry-Caminosca Asociados

Potencia estimada: 450 MW – 600 MW. Para los estudios del Plan Maestro se ha utilizado 564 MW y 2700 GWh/año.

Monto de preinversión: USD 13.890.794,16

Monto de inversión estimada: USD 675.000.000

Fecha de inicio - terminación: enero 2011 - julio 2013

Ubicación: Cantón Méndez, Provincia de Azuay y Morona Santiago

### **2. ZAMORA**

#### **ESTUDIOS DE REVISIÓN, VALIDACIÓN Y COMPLEMENTACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO ZAMORA, CURSO INFERIOR**

El objetivo es determinar el potencial energético existente en el curso inferior de la cuenca del Río Zamora; y, establecer el aprovechamiento hídrico a nivel de Prefactibilidad que permita el uso óptimo del potencial hidroeléctrico del Curso Inferior del Río Zamora.

Contratante: CELEC EP

Ejecutor: Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, Acotecnic Cía. Ltda.

Potencia estimada: 2.500 MW

Monto de preinversión: USD 15.747.407,50

Inversión estimada: USD 2.500.000.000

Fecha de inicio - terminación: marzo 2012 - noviembre 2013

Ubicación: San Juan Bosco, Provincia de Morona Santiago

Según resultados de los estudios, a julio de 2013, se ha identificado un potencial de 3.565 MW (Río Santiago-G8). Para todo el complejo hidroeléctrico (G10, G9 y G8) se estima una potencia total de 7.190 MW y una producción energética media anual de 30.785 GWh.

### **3. BAEZA**

#### **COMPLEMENTACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DEFINITIVO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BAEZA**

El objetivo es revisar los estudios de factibilidad, evaluar, validar y actualizar los diseños existentes, tomando en consideración las normas, códigos, nivel de estudios e investigaciones de campo y demás aspectos que fueron utilizados para definirlos.

Contratante: INP

Ejecutor: Fitchterner – ICA Asociados

Potencia: 50 MW

Monto de preinversión: USD 1.745.879,73

Monto estimado de inversión: USD 75.000.000

Fecha de inicio - terminación: junio 2012 - agosto 2013

Ubicación: Cantón Quijos, Provincia de Napo

Según resultados de los estudios, a junio de 2013, debido a las condiciones geológicas – geotécnicas, el proyecto hidroeléctrico Baeza no resulta factible de ser ejecutado.

### **4. GUAYLLABAMBA**

#### **ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DE LA CUENCA ALTA DEL RÍO GUAYLLABAMBA**

El objetivo es establecer el aprovechamiento hídrico que permita el uso óptimo del potencial hidroeléctrico de la cuenca alta del río Guayllabamba, y desarrollar los estudios de prefactibilidad de los proyectos Cubí, Calderón y San Pedro

Contratante: INP

Potencia: 285 MW – 300 MW

Monto de preinversión: USD 2.110.457,09

Monto de inversión estimada: USD 450.000.000  
Fecha de inicio: septiembre 2012  
Ubicación: Cantón Quito, Provincia de Pichincha

## **5. CALUMA-PASAGUA**

### **ESTUDIOS DEFINITIVOS DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO CALUMA - PASAGUA**

El objetivo es atender el desarrollo energético de las zonas urbanas y rurales del cantón Caluma mediante la construcción de la Central Hidroeléctrica Caluma – Pasagua con importante participación de los gobiernos seccionales (Gobierno Provincial de Bolívar y Municipio de Caluma), aprovechando los recursos naturales de la zona. Desarrollar los diseños definitivos del proyecto.

Contratante: INP  
Ejecutor: Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento (de Quito)  
Potencia: 3,28 MW  
Monto de preinversión: USD 331.175,28  
Monto de inversión estimada: USD 5.000.000  
Fecha de inicio - terminación: mayo 2012 – abril 2013  
Localización: cantón Caluma, Provincia de Bolívar

## **6. PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

### **DESARROLLO DE ESTUDIOS DE PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

El objetivo es desarrollar un programa de preinversión que garantice una adecuada y oportuna ejecución de proyectos de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas; y desarrollar estudios de prefactibilidad, factibilidad de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas.

Contratante: INP  
Ejecutor: En proceso de calificación de ofertas (sep. 2012)  
Monto de preinversión: USD 3'437.461,24  
Potencia: 45,13 MW  
Fecha de inicio - terminación: diciembre 2012 – febrero 2014  
Ubicación: Varias provincias a nivel nacional

## **7. OCAÑA II**

### **ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD Y DISEÑOS DEFINITIVOS DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA II (LA UNIÓN)**

Contratante: INP  
Potencia: 20 MW  
Monto de Preinversión: USD 1.800.000  
Monto de inversión estimada: USD 70.000.000  
Localización: Cañar, Provincia de Cañar

## **8. ENERGÍA DE OLAS Y CORRIENTES**

### **ESTUDIOS DE ENERGÍA DE OLAS, CORRIENTES Y ENERGÍA CINÉTICA DE RÍOS EN EL ECUADOR PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

El INP se encuentra desarrollando los estudios de la energía cinética de las corrientes marinas, olas y ríos que no ha sido estudiada por los organismos del sector público del Ecuador, ligados al sector eléctrico (pese a que se conoce que se han realizado estudios a nivel privado ), por lo que se hace indispensable que el sector público ecuatoriano desarrolle también estudios de prefactibilidad básica para disponer de una cuantificación real del potencial existente en el País para la explotación de esta fuente y poder generar energía eléctrica para ir disminuyendo el déficit existente.

Contratante: INP

Potencia: Por definir

Monto de Preinversión: USD 307.131,97

Monto de inversión estimada: Por definir

Localización: A nivel nacional

#### **2.1.5 Resumen del inventario de proyectos hidroeléctricos disponibles para su desarrollo**

Actualmente el CONELEC dispone del documento: “Inventario de Recursos Energéticos con Fines de Generación Eléctrica”, publicado en el año 2010, disponible para ser entregado, tanto en formato impreso como en formato digital. En el citado documento se presentan resúmenes ejecutivos de los proyectos hidroeléctricos disponibles para ser desarrollados. En el siguiente cuadro se presenta un resumen de los proyectos de más de 1 MW disponibles.

**TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (1 DE 5)**

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia instalable (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Verdeyacu Chico	Verdeyacu	1.140,00	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Naiza	Namangoza	986,40	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza
Gualaquiza	Zamora	800,00	Prefactibilidad	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza
Catachi	Mulatos	727,60	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
San Antonio	Zamora	714,00	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza
San Miguel	Zamora	704,10	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza
Cedroyacu	Chalupas	272,40	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
El Retorno	Zamora	265,20	Inventario	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Abitagua	Pastaza	198,20	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Parambas	Mira	144,50	Prefactibilidad	Mira	Pacífico	Imbabura	Ibarra
Negro	Negro	91,10	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Santiago
Palanda 2	Palanda	87,70	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Las Cidras	Isimanchi	77,30	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Chota	Chota	75,30	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Soñaderos	Zamora	65,50	Inventario	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Lelia	Toachi	64,20	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Isimanchi	Isimanchi	51,10	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Jatunyacu	Jatunyacu	50,00	Anteproyecto	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Mira 2	Mira	47,80	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Cuyes	Cuyes	47,20	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza
Mira 1	Mira	45,50	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Vacas Galindo 2	Intag	42,00	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Intag 1	Cristopamba-Apuela	41,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
La Barquilla	Chingual	40,10	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Cascales
Guayabal	Mira	39,80	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira

**TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (2 DE 5)**

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia instalable (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Guayabal	Mira	39,80	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Numbalá	Numbalá	39,20	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Pilatón-Santa Ana	Pilatón-Sta. Ana-Chicto	36,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Puniyacu	Puniyacu	35,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Calderón	San Pedro	34,30	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Sucúa	Tutanangoza	34,30	Anteproyecto	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Sucúa
Alluriquin	Toachi	34,10	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Negro (2)	Negro	34,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Yacuchaqui	Toachi	32,20	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Los Bancos	Blanco	31,30	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Milpe	Blanco	31,90	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Chingual	Chingual	28,40	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Gonzalo Pizarro
Gualleturo	Cañar	27,70	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Udushapa I	Udushapa	27,70	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Oña
Escudillas	Escudillas	27,30	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro
Sarapullo	Sarapullo	27,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Langoa	Langoa	26,00	Prefactibilidad	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Paquishapa	Paquishapa	26,00	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Victoria	Pastaza	25,00	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Las Juntas	Toachi	24,70	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Due	Due	23,90	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Gonzalo Pizarro
Pilatón	Pilatón	23,90	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Chilma	Chilma	23,70	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán

**TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (3 DE 5)**

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia instalable (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Cosanga	Cosanga	23,60	Anteproyecto	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
Udushapa II	Udushapa	23,60	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Nabón
Valladolid	Valladolid	22,30	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Isinivi	Toachi	22,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Caluma Alto	La Playa (Tablas) - Escaleras	21,00	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Bolívar	Caluma
Agua Clara	Agua Clara	20,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Pamplona	Intag	19,70	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
El Angel	El Angel	19,10	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Bolívar
Misahualli-2	Misahualli	19,10	Anteproyecto	Napo	Amazonas	Napo	Archidona
Cinto	Saloya / Cinto	18,70	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Echeandia Alto	Limón-Chazo	18,00	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Bolívar	Echeandia
Raura	Cañar	15,80	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Susudel	León	15,80	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Nabón
Mindo	Mindo	15,70	Anteproyecto	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Blanco	Blanco	15,50	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Bombuscara	Bombuscara	15,50	Anteproyecto	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Tambo	Cañar	15,40	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Guangaje	Toachi	15,20	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Shincata	Shincata	14,90	Anteproyecto	Jubones	Pacífico	Azuay	Oña
Atenas	Sarapullo	14,40	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Plata	La Plata	14,20	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Pangor I	Pangor	14,00	Inventario	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Colta
Puela-2	Puela	13,70	Anteproyecto	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Penipe

**TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (4 DE 5)**

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia instalable (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Chambo	Cebadas	12,90	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Riobamba
Bellavista	Alambi	11,70	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Corazón	Corazón	11,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Sigsipamba	Blanco	10,90	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro
El Burro	El Burro	10,60	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Girón
Bravo Grande	Bravo Grande	10,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Cebadas	Cebadas	10,00	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Guamote
San Pedro II	San Pedro	9,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
San Francisco II	San Francisco	9,40	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel
Lucarqui	Catamayo	8,80	Anteproyecto	Catamayo	Pacífico	Loja	Sozoranga
Tandapi	Pilatón	8,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Echeandia bajo 2	Soloma	8,40	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Bolívar	Echeandia
Uchucay	Uchucay	8,40	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Chanchán	Chanchán	8,30	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Alausí
Balsapamba	Cristal	8,20	Anteproyecto	Guayas	Pacífico	Los Ríos	Montalvo
Blanco	Toachi	8,00	Inventario	Guayas	Pacífico	Los Ríos	Valencia
Mandur	Mandur	7,80	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Nabón
Palmar	San Miguel	7,80	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Bolívar
Tulipe	Tulipe	7,70	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Alausí	Alausí-Guasuntos	7,50	Inventario	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Chunchi
Rayo	Cochapamba-Rayo	7,50	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Casacay	Casacay	6,10	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje
Lachas	Lachas	6,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Tomebamba	Tomebamba	6,00	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca



**TABLA No. 6: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES PARA SER DESARROLLADOS (5 DE 5)**

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia instalable (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Vivar	Vivar	5,90	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Pucará
Collay	Collay	5,80	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca
Chuquiraguas	Chuquiraguas	5,60	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí
El Cañaro	Yanuncay	5,60	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca
Oña	Oña	5,30	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Oña
Chinambi	Chinambi	5,20	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Tandayapa	Alambi	5,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Solanda	Solanda	5,00	Inventario	Catamayo	Pacífico	Loja	Loja
Huarhuallá	Huarhuallá	4,80	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Riobamba
Pucayacu 1	Quindigua	4,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí
Ambato	Ambato	4,00	Inventario	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Ambato
Chillayacu	Chillayacu	3,92	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje
Chimbo-Guaranda	Chimbo-Guaranda	3,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda
Tahuín	Arenillas	3,50	Prefactibilidad	Arenillas	Pacífico	El Oro	Arenillas
Guápulo	Quebrada El Batán	3,20	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
La Concepción	Santiaguillo	3,17	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Nanegalito	Alambi	3,10	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Rircay	Rircay	3,10	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel
Monte Nuevo	Toachi Grande	2,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
El Laurel	La Plata	2,37	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán
Ganancay	Ganancay	2,29	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Tuminguina-Papallacta	Tuminguina-Papallacta	1,79	Prefactibilidad	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
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

Adicionalmente, la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética (SEREE) del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ha venido realizando estudios de varios proyectos hidroeléctricos. Un listado de los citados proyectos se presenta en la Tabla No. 7

**TABLA No. 7 LISTADO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES EN LA SEREE DEL MEER**

INFORMACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DISPONIBLES EN LA SEREE - DNER																
No.	Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia a instalar (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Provincia	Cantón	Caudal de diseño (m3/s)	Caída bruta (m)	Energía media estimada (GWh/año)	Costo unitario aproximado (USD/kWh)	Costo Total aproximado (Millones USD)	Coordenada geográfica (longitud)	Coordenada geográfica (latitud)	Caída neta (m)	Observaciones
1	Limón Indanza	Sucui	2,47	prefactibilidad	Santiago	Morona Santiago	Limón Indanza	5,45	60	14,04	1901,19	4,69	78° 30' 35,1" W	3° 3' 18,22" S		
2	Gualaquiza	Guabi	2,67	prefactibilidad	Santiago	Morona Santiago	Gualaquiza	2,53	140	15,32	1932,35	5,15	78° 39' 8,19" W	3° 23' 37,4" S		
3	Tigreuro	Payagua	2,84	factibilidad	Guayas	Bolivar	Guaranda	1,61	212,79	16,03	1432	4,07	79° 7' 22,08" W	1° 27' 21,92" S	208,42	
4	Huapamala	Escaleras	3,26	factibilidad	Guayas	Loja	Saraguro	0,76	507,65	18,31	1460	4,76	79° 26' 4,02" W	3° 29' 10,28" S	505,08	
5	Caluma-Pasagua	Escaleras	3,28	factibilidad	Guayas	Bolivar	Caluma	3,7	105,48	17,05	1175,00	3,86	79° 10' 8,94" W	1° 34' 32,74" S	104,56	
6	Salvias	Amarillo y caleras	3,34	prefactibilidad	Puyango	El Oro	Portovelo	2,29	200	17,58	1729,86	5,78	79° 32' 12,8" W	3° 37' 33,1" S		
7	Daule	Las Palmas	3,96	prefactibilidad	Puyango	El Oro	Portovelo	2,2	240	20,25	1910,53	7,57	79° 31' 7,32" W	3° 38' 36,4" S		
8	Macas 2	Jurumbaino	4,29	prefactibilidad	Santiago	Morona Santiago	Morona	7,03	80	24,45	1593,14	6,83	78° 7' 30,4" W	2° 17' 40,3" S		
9	Tulipe	Tulipe/Alambi	4,50	prefactibilidad	Esmeraldas	Pichincha Imbabura	Quito / Otavalo	11,2	50	29,50	2695	12,12	78° 41' 25,5" W 78° 41' 56,1" W	0° 11' 11,6" S 0° 11' 24,9" S	50	
10	Huarhuallá (alt1)	Huarhuallá	4,65	prefactibilidad	Pastaza	Chimborazo	Licto	2	307,05	25,60	1880,26	8,85	78° 32' 9" W	1° 53' 14" S	307,05	
11	Huarhuallá (alt2)	Huarhuallá	4,65	prefactibilidad	Pastaza	Chimborazo	Licto	2	307,05	27,90	1880,26	8,85	78° 32' 9" W	1° 53' 14" S	307,05	Alternativa sugerida
12	Caluma	Escaleras	5,04	prefactibilidad	Guayas	Bolivar	Caluma	4,1	160	25,98	1499,40	7,56	79° 9' 57,7" W	1° 34' 30,03" S		
13	Nanegal (alt 2)	Alambi	5,30	prefactibilidad	Esmeraldas	Pichincha	Quito	6	111	37,16	1748	9,27	78° 79' 36,4" W	0° 5' 38,2" N	111	Alternativa sugerida
14	San Mateo(alt1)	Oyacachi	5,59	prefactibilidad	Napo	Napo	Quijos	48	14	38,30	1758,83	9,83	83° 48' 45,8" W	0° 19' 27,1" S	13,2	
15	Cebadas	Cebadas	6,95	factibilidad	Pastaza	Chimborazo	Guamote	10,5	85	40,56	1528	10,62	78° 37' 2,67" W	2° 2' 59,75" S	77,71	
16	Chanchán	Chanchán	7,25	prefactibilidad	Guayas	Chimborazo	Alausí	4,2	220	38,78	1333	9,66	78° 56' 52" W	2° 15' 52,6" S	220	
17	San Mateo(alt2A)	Oyacachi	9,27	prefactibilidad	Napo	Napo	Quijos	48	22,7	63,20	1455,6	13,49	83° 48' 45,8" W	0° 19' 27,1" S	21,9	Alternativa sugerida
18	Infiernillos	Paquishapa	9,32	prefactibilidad	Jubones	Loja	Saraguro	3,5	351,7	56,44	1798	16,69	79° 15' 0,5" W	3° 31' 29,4" S	350,7	
19	Rayo 2	Toachi Grande	9,95	prefactibilidad	Guayas	St.Domingo de los Tsáchilas	St. Domingo	9,8	119,67	51,35	2061	20,50	79° 6' 40,49" W	0° 32' 20,13" S	115,78	
20	Rayo 1	Toachi Grande	9,99	prefactibilidad	Guayas	Cotopaxi	Sigchos	7,7	152,15	51,26	1732,14	17,30	79° 5' 22,81" W	0° 33' 24,61" S	146,83	
Potencia Total			108,55													

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

### **2.1.6 Preselección de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad**

En el año 2012, con el objeto de complementar el Inventario antes citado, se decidió realizar una preselección de los proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad (5 – 50 MW) que tienen estudios a nivel de inventario y seleccionar los diez mejores; para posteriormente realizar los estudios de Prefactibilidad de los proyectos hidroeléctricos con las mejores características.

Para cumplir con el objeto propuesto, se realizó la siguiente secuencia de labores:

- a. Recopilación de la información disponible
- b. Preselección en gabinete de los mejores proyectos a ser visitados
- c. Visitas de campo a proyectos preseleccionados
- d. Evaluación de los proyectos preseleccionados
- e. Elaboración del Informe de Preselección de Proyectos

Se elaboraron los Términos de Referencia y Pliegos para la contratación de la consultoría especializada. Al momento se encuentra en marcha el trámite precontractual para la contratación indicada ([www.incop.gob.ec](http://www.incop.gob.ec))

A continuación se describen los trabajos realizados, previa la contratación de consultoría:

#### **1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE**

Se realizó la recopilación de la información constante en CONELEC, básicamente en los siguientes documentos:

- a. Inventario de los Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2009, CONELEC.
- b. Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos, Provincia de Pichincha, Gobierno de la Provincia de Pichincha, Abril 2004.
- c. Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos para el Corto, Mediano y Largo Plazo, INECEL, 1997.
- d. Catálogo de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad ( $P_i = 5 - 50$  MW), INECEL, 1997.
- e. Catálogo de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad ( $P_i < 5$  MW), INECEL, 1997.
- f. Estudios de inventario de varios proyectos hidroeléctricos disponibles en el CONELEC.

#### **2. PRESELECCIÓN EN GABINETE DE LOS MEJORES PROYECTOS A SER VISITADOS**

Una vez recopilada y procesada la información encontrada, se determinaron 14 proyectos comprendidos entre 11,5 MW y 75,3 MW, con características técnicas, económicas, socio-ambientales convenientes para ser visitados, evaluadas a nivel de gabinete. Se realizaron visitas de campo a los 14 proyectos preseleccionados.

### 3. EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS PRESELECCIONADOS

Para evaluar los proyectos hidroeléctricos visitados se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- a. Vías de acceso
- b. Aspectos socio – ambientales
- c. Aspectos técnicos
- d. Aspectos económicos
- e. Evacuación de energía eléctrica
- f. Complementariedad hidrológica

#### A. VÍAS DE ACCESO

En base a la información recopilada antes de las visitas y, luego de efectuar la verificación de las condiciones de las vías de acceso durante las visitas técnicas, se estimó la longitud de vías de acceso que serían requeridas mejorar o construir para acceder a las principales obras de los proyectos. Se asignó un peso de 10%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

#### B. ASPECTOS SOCIO – AMBIENTALES

Para la evaluación de los aspectos socio – ambientales, se realizó previamente una determinación aproximada de la longitud de túneles, canales, alturas de presa o azud, longitud de línea de transmisión y poblaciones cercanas que tendrían influencia con la construcción de los proyectos hidroeléctricos. Se tomó en cuenta el posible impacto ambiental de las obras, así como el impacto social. Se asignó un peso de 25%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

#### C. ASPECTOS TÉCNICOS

En base a la información recopilada y a las visitas de campo se evaluó en función de aspectos generales relacionados con la geología, hidrología, emplazamiento, y complejidad de la ejecución del proyecto. Se asignó un peso de 25%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

#### D. ASPECTOS ECONÓMICOS

En base a la información recopilada y a las visitas de campo se evaluó en función de los presupuestos aproximados de obras, evaluadas en la mayoría de los casos en 1997, y con una actualización por corrección monetaria hasta 2012. Se asignó un peso de 25%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

#### E. EVACUACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se realizó, en forma preliminar, un trazado básico de la línea de transmisión requerida para evacuar la energía que se produciría en la central hidroeléctrica proyectada, así

como se siguió el trayecto hacia la subestación más cercana a la que se conectaría esa línea; se estimaron entre otras características: la longitud del trazado de la línea de transmisión requerida, su voltaje de transmisión según la subestación más cercana, la subestación que más aporte tenga al S.N.I. y la posibilidad de ampliar ciertas subestaciones que podrían intervenir en el proyecto. Se asignó un peso de 10%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

## F. COMPLEMENTARIEDAD HIDROLÓGICA

Considerando que la mayoría de las centrales hidroeléctricas ecuatorianas corresponden a la vertiente del Amazonas, y que se requiere instalar centrales, especialmente en la vertiente del Pacífico, por el tema de la cuasi-complementariedad hidrológica, se asignó un peso mayor a los proyectos pertenecientes a dicha vertiente, y uno menor a los de la vertiente del Amazonas. Se asignó un peso de 5%, en la evaluación total de los aprovechamientos.

De los catorce proyectos analizados, se recomendó que se realice la actualización de los estudios de inventario de los diez proyectos hidroeléctricos siguientes, a través de consultoría especializada (se indican las potencias determinadas en los estudios iniciales realizados por INECEL):

1. Pilatón – Santa Ana (36 MW), provincia: Pichincha, cantón: Mejía.
2. Intag 1 (41 MW), provincia: Imbabura, cantón: Cotacachi.
3. Corazón (11,5 MW), provincia: Pichincha, cantón: Mejía.
4. Cinto (18,7 MW), provincia: Pichincha, cantón: Los Bancos.
5. Cuyes (47,2 MW), provincia: Morona Santiago, cantón: Gualaquiza
6. Escudillas (27,3 MW), provincia: Imbabura, cantón: Pimampiro
7. Pamplona (19,7 MW), provincia: Imbabura, cantón: Cotacachi.
8. Los Bancos (31,3 MW), provincia: Pichincha, cantón: Los Bancos.
9. Mira 1 (45,5 MW), provincia: Carchi, cantón: Mira.
10. Chota (75,3 MW), provincia: Carchi, cantón: Mira.

En diciembre de 2012 se firmó el contrato entre CONELEC y ASTEC Asesoría Técnica Cía. Ltda. para la ejecución de los “Estudios de Inventario de diez proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad”, estudio que concluyó en julio de 2013.

En el mapa que se presenta a continuación se ubican los 10 proyectos preseleccionados.

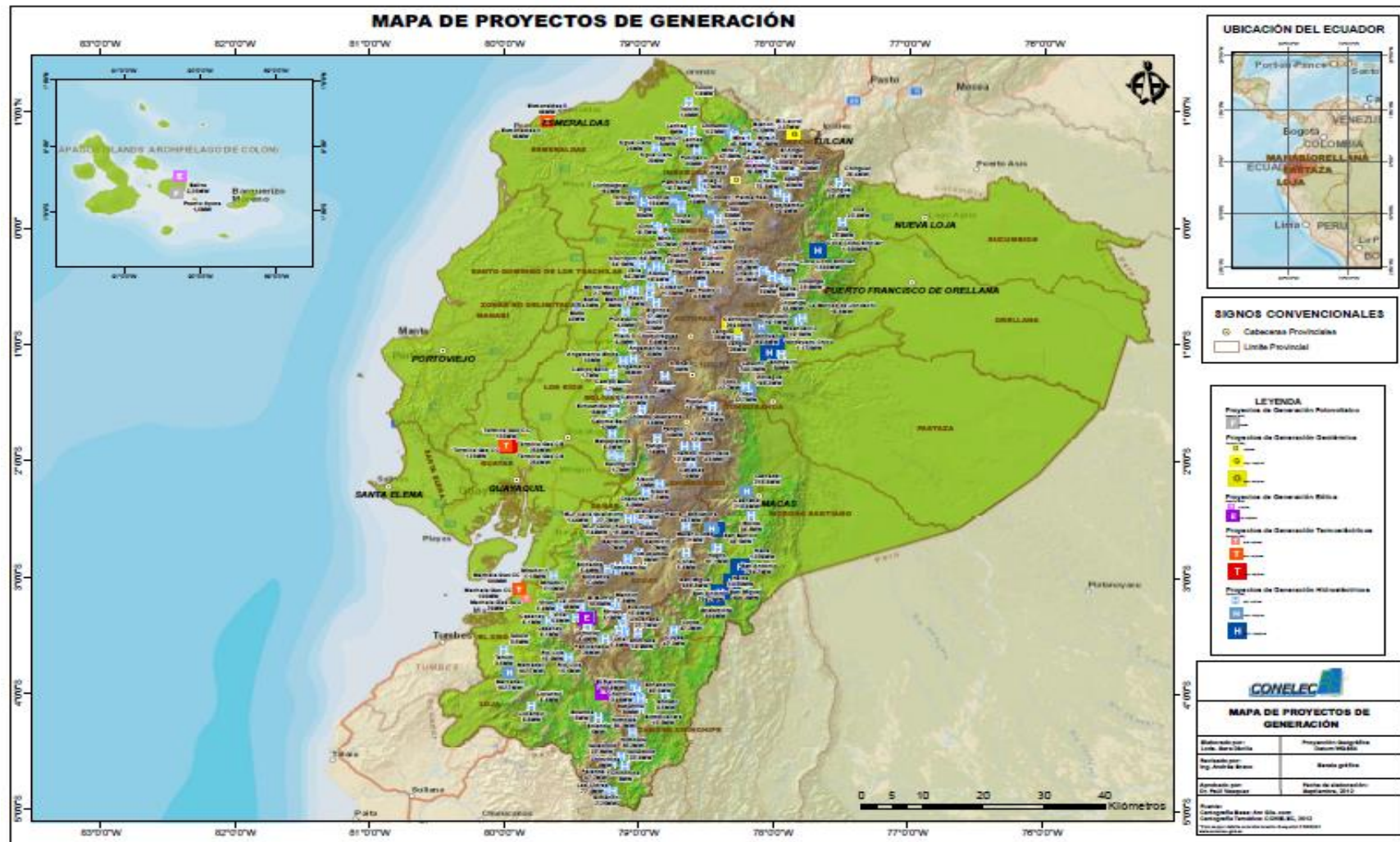
Los resultados de estudios de ASTEC, a julio de 2013, arrojan que ocho de los diez proyectos pueden pasar a la prefactibilidad. En la Tabla 8 se resumen las principales características.

**TABLA 8. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE OCHO DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DE MEDIANA CAPACIDAD (A JULIO 2013)**

<b>Aprovechamiento</b>	<b>Pilatón Santa Ana</b>	<b>Corazón</b>	<b>Mira</b>	<b>Pamplona</b>	<b>Cinto</b>	<b>Los Bancos</b>	<b>Íntag</b>	<b>Cuyes</b>
Provincia	Pichincha	Pichincha	Carchi	Imbabura	Pichincha	Pichincha	Imbabura	Morona Santiago
Cantón	Mejía	Mejía	Mira	Cotacachi	Los Bancos	Los Bancos	Cotacachi	Gualaquiza
Caudal de Diseño (m3/s)	28,98	10,9	45,35	31,43	44	65,79	6,67	18,73
Caída Bruta (m)	239,2	195	106,0	150	123	163	272,3	160,0
Factor de Planta	0,67	0,67	0,86	0,73	0,54	0,54	0,75	0,72
Conducción: Túnel (m)	6 198	1 530	6,090	8 813	4 035	9 465	6 573	4 900
Canal (m)	7 605	3 701	1,032		3 600	2800,000		820
Tubería de presión: N°	2	2	2	2	2	2	1	2
Longitud (m)	813,4	485	507,21	365	220	484	386,51	322,6
Diámetro (m)	2,65	2 350	3,55	2,95	3,50	4,00	1,95	3,20
Central: Tipo de turbina	Pelton	Pelton	Francis	Francis	Francis	Francis	Pelton	Francis
N°	4	3	4	2	6	8	2	2
Costo Total (US\$)	84 416 093	37 251 568	98 782 663	115 185 345	70 600 428	191 990 367	56 355 265	91 510 574
Costo Generación (US \$)	78 472 127	31 825 649	91 300 807	105 794 051	67 820 339	186 935 522	50 168 545	84 909 422
Potencia instalada (Kw)	58 450	17 990	40 989	40 466	45 784	92 172	15 287	51 313
Costo total por kilowatio (US\$/Kw)	1 444	2 071	2 410	2 846	1 542	2 083	3 687	1 783
Costo de generación por kilowatio (US\$/Kw)	1 343	1 769	2 227	2 614	1 481	2 028	3 282	1 655
Tasa de descuento (%)	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46
TIR (%)	22,22	12,55	14,36	16,17	29,71	9,50	12,72	19,82
VAN (US\$)	73 218 436	11 348 436	40 714 069	57 581 953	81 050 854	31 009 992	16 508 992	80 366 816
VPC (US\$)	138 162 399	60 969 015	161 675 922	189 710 939	121 608 812	307 316 318	92 817 451	151 178 556
VPB (US\$)	211 380 835	72 317 450	202 389 991	247 292 891	202 659 666	338 326 310	109 326 443	231 545 372
Relación B/C	1,53	1,19	1,25	1,30	1,67	1,1	1,18	1,53
Periodo de retorno (años, financiero)	5	14	12	21	3	20	13	7
Calificación porcentual asignada	83	78	72	79	90	76	74	89
Calificación aspectos técnicos (/40)	30	29	28	32	34	33	35	31
Calificación aspectos económicos (/30)	28	24	23	23	29	23	15	29
Calificación aspectos ambientales (/30)	25	25	21	24	27	20	24	29
RECOMENDACIÓN	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad	Puede pasar a prefactibilidad
VAN: VALOR ACTUAL NETO								
VPC: VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS								
VPB: VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS								
B/C: RELACIÓN BENEFICIO / COSTO								



MAPA 4 (Hoja A3 en diagramación) UBICACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN



## 2.2 Recursos geotérmicos

El Ecuador dispone de una alto potencial de recursos geotérmicos, sin embargo, aún no se dispone de ninguna central de generación de este tipo. La energía geotérmica se caracteriza por ser limpia, renovable, no le afecta el clima y su desarrollo es modular, además posee factores de planta muy elevados (entre 90 y 95%).

El Ecuador continental e insular tiene un lugar privilegiado en tema geotérmico. A continuación se resume aspectos citados en el documento: “Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Beate B., Quito, 2010” y del documento “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de generación eléctrica 2009, CONELEC, Quito, 2010”.

La exploración geotérmica se inició en Ecuador hace más de 30 años con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación –INECEL-, sin embargo fue cerrada en 1993, debido principalmente a los bajos precios del petróleo, a la falta de un marco regulatorio y a la no disponibilidad de capital inicial de riesgo. En los últimos años, el Gobierno ha retomado la iniciativa para el aprovechamiento geotérmico con la decisión política de incluir a la geotermia en el cambio de la matriz energética, cuya componente principal son las energías renovables.

Según el documento de B. Beate, el potencial hipotético establecido hasta 2010 es el siguiente:

- Potencial geotérmico hipotético total del Ecuador: 6.500 MWe
- El potencial geotérmico hipotético de los cuatro proyectos principales: 952 MWe
- Potencial geotérmico hipotético de los prospecto geotérmicos: Tufiño – Chiles (138 MWe), Chachimbiro (113 MWe), Chalupas (283 MWe) y Chacana (418 MWe)

En el estudio contratado por MEER (B. Beate, 2010) se realizó básicamente lo siguiente:

- a) Resumen de las áreas geotérmicas del Ecuador. Se definieron cuatro grupos:
  - A1. Prospectos de alta temperatura con estudios de Prefactibilidad inicial: Tufiño, Chachimbiro, Chalupas y Chacana
  - A2. Prospectos de alta temperatura en etapa de reconocimiento: Baños de Cuenca, Chimborazo, Guapán y Alcedo
  - A3. Prospectos en reconocimiento con fluidos a temperaturas más aptas para usos directos: Chalpatán, Ilaló, Salinas de Bolívar, San Vicente y Portovelo (aunque Chalpatán podría generar electricidad con una planta de ciclo binario).
  - A4: Áreas que no tienen datos geotérmicos suficientes, sino solo indicios principalmente vulcanológicos: Cuicocha, Cayambe, Pululahua, Guagua Pichincha, Tungurahua, Imbabura, Mojanda, Iguán, Soche, Reventador y otras.
- b) Priorización de los 11 prospectos más importantes en una matriz multiparamétrica, resultando la siguiente prioridad:
  - B1: Chachimbiro
  - B2: Chalpatán
  - B3: Chacana – Jamanco



B4: Chalupas  
B5: Guapán  
B6: Chacana – Cachiycu  
B7: Tufiño (binacional)  
B8: Chimborazo  
B9: Chacana – Oyacachi  
B10: Cuenca  
B11: Alcedo

- c) Propuesta de Plan para el Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos. Se propone un plan de acción a corto plazo para llevar cinco prospectos a factibilidad inicial: Chacana – Jamanco, Chacana – Cachiycu, Chalpatán, Chalupas y Guapán. Tufiño – Chiles es un proyecto binacional (Ecuador – Colombia).
- d) Lineamientos generales y recomendaciones para una futura Ley Geotérmica.

### **2.2.1 Proyectos geotérmicos futuros en estudios**

Los proyectos geotérmicos que se encuentran actualmente en estudios son:

#### **1. BINACIONAL TUFIÑO – CHILES – CERRO NEGRO**

En julio de 2010, entre los Gobiernos de las Repúblicas de Colombia y Ecuador, se suscribió el Convenio de Cooperación Técnica con el objeto de adelantar los estudios de prefactibilidad del Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro.

El 5 de abril de 2011, entre ISAGEN S.A. (Colombia) y la Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP- se suscribió el Convenio Específico de Cooperación Técnica, con el objeto de adelantar los estudios de prefactibilidad del citado proyecto. Para su realización las dos compañías acordaron invertir un total de USD 2,5 millones de dólares, por partes iguales. Estos recursos están siendo administrados por la Secretaría General de la Comunidad Andina de Naciones –CAN, entidad que se encarga igualmente de adelantar los aspectos logísticos de los procesos de contratación de los bienes y/o servicios requeridos durante la ejecución de los estudios.

En los estudios iniciales realizados hace más de 20 años por INECEL de Ecuador, se determinó una potencia estimada de 138 MWe.

#### **2. CHACHIMBIRO**

##### **ESTUDIOS DE IDENTIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DE FUENTES GEOTÉRMICAS-PRIMER COMPONENTE ESTUDIO DEL MODELO INTEGRAL GEOTÉRMICO CHACHIMBIRO**

El objetivo es realizar el mapeo semi-detalle de los alrededores, estableciendo el esquema de la circulación hídrica profunda y las características químico-físicas de los fluidos geotérmicos mediante estudios hidrogeológicos y geoquímicos. Interpretar las estructuras profundas mediante investigaciones geofísicas, en particular magneto-telúricas, localizar zonas de gradiente térmico anómalo mediante la perforación de pozos de gradiente y estimar, con base en el gradiente térmico registrado, la supuesta temperatura de los fluidos geotérmicos.

Total de Preinversión: 1.132.596,03  
Inversión Estimada: 160.000.000,00  
Localización: cantón de Urcuquí, Provincia de Imbabura  
Potencia a instalarse: 113 MW

### **3. CHALPATÁN**

#### **ESTUDIO DE IDENTIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A TRAVÉS DE FUENTES GEOTÉRMICAS-TERCER COMPONENTE ESTUDIO DEL MODELO INTEGRAL GEOTÉRMICO CHALPATÁN**

El objetivo es realizar el mapeo semi-detalle de los alrededores, estableciendo el esquema de la circulación hídrica profunda y las características químico-físicas de los fluidos geotérmicos mediante estudios hidrogeológicos y geoquímicos. Interpretar las estructuras profundas mediante investigaciones geofísicas, en particular magneto-telúricas, localizar zonas de gradiente térmico anómalo mediante la perforación de pozos de gradiente y estimar, con base en el gradiente térmico registrado la supuesta temperatura de los fluidos geotérmicos.

Total de Preinversión: 1.082.057,52  
Inversión Estimada: 160.000.000,00  
Localización: cantón Tulcán y Espejo, Provincia del Carchi  
Potencia a instalarse: 130 MW

En siguiente mapa se presenta la ubicación de los principales proyectos geotérmicos

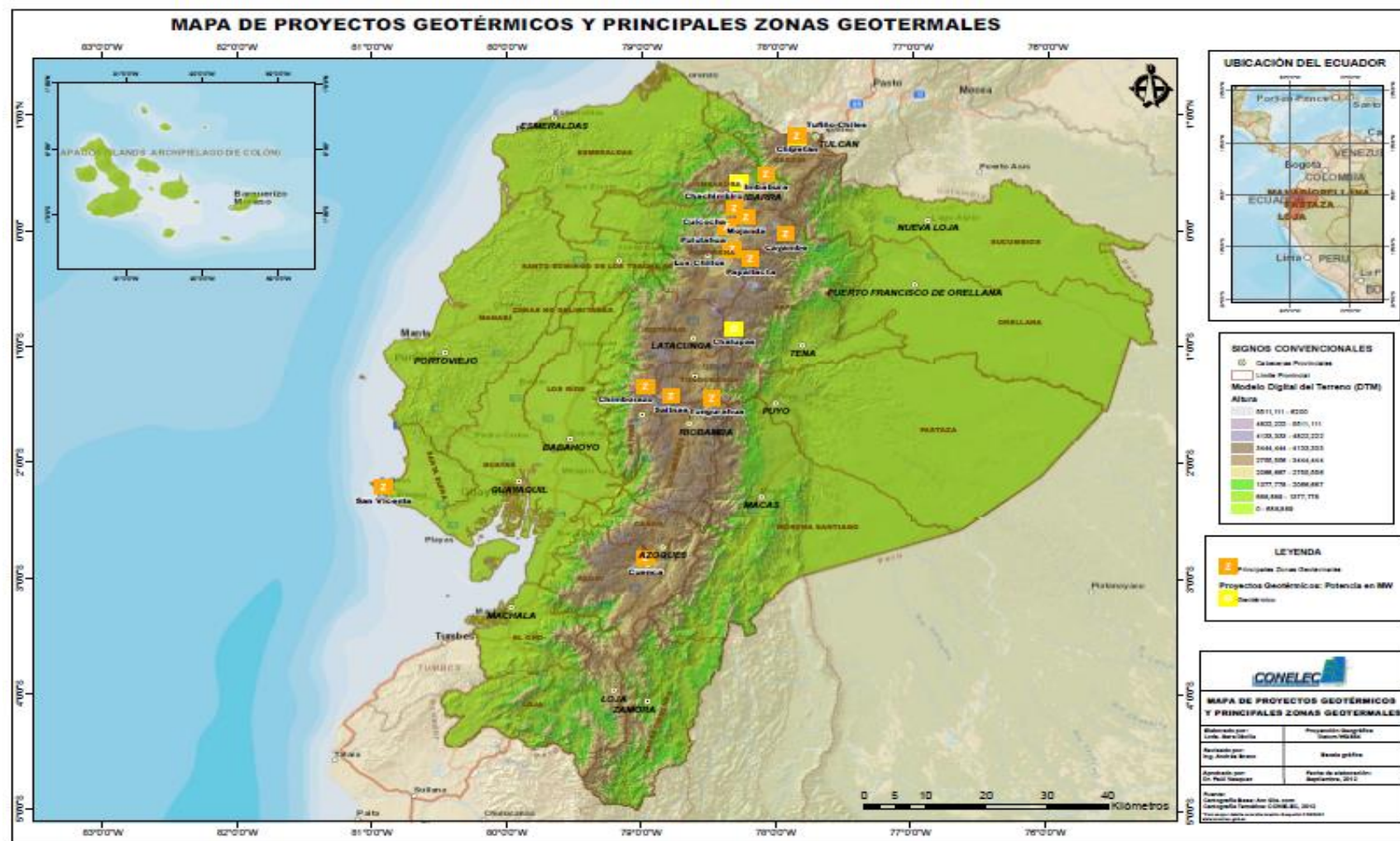
#### **2.2.2 Proyectos geotérmicos disponibles para su desarrollo**

En vista de que al momento se encuentran en ejecución los estudios de varios proyectos geotérmicos, todos los proyectos identificados aún se encuentran disponibles para su desarrollo por parte de empresas públicas o privadas. Los principales son:

- Chacana: 318 MWe
- Chachimbiro: 113 MWe
- Chalpatán: 130 MW

TOTAL: 561 MW

MAPA 5 (Hoja A3 en diagramación) MAPA DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS GEOTÉRMICOS Y ZONAS GEOTERMALES



## **2.3 Recursos solares para generación eléctrica**

### **2.3.1 Atlas Solar**

El Ecuador posee características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones únicas que le confieren un elevado potencial de energías renovables y limpias, las cuales no pueden quedar al margen del Inventario de los Recursos Energéticos para Producción Eléctrica, pues las condiciones de cobertura y satisfacción de la demanda que se presentan en la actualidad, demuestran un estrecho vínculo especialmente con la electrificación y energización rural.

El diseño de políticas, estrategias y medidas para incentivar el mayor uso de estas energías limpias que promuevan el desarrollo especialmente en zonas rurales, se fundamenta en su cuantificación, disponibilidad y distribución estacional en el territorio.

La utilización práctica de la energía solar, un recurso renovable y limpio, para generación eléctrica, tiene como objetivos principales: la contribución a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, la disminución de la generación con energías no renovables con el consecuente ahorro en combustibles fósiles, y la posibilidad de llegar con electricidad a zonas alejadas de las redes de distribución.

La necesidad de contar con un documento técnico que cumpla con esta exigencia a fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética motivó al CONELEC a publicar, en agosto de 2008, el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, el mismo que fue elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE.

El Atlas incluye la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, en base a mapas mensuales de radiación directa, global y difusa y sus correspondientes isohelias, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para obtener calor y electricidad para diversas aplicaciones como fabricar colectores térmicos y módulos fotovoltaicos.

El Ecuador por estar situado sobre la línea ecuatorial tiene un potencial solar que sin ser el mejor del planeta, se sitúa en niveles muy importantes. Los datos de radiación solar en Ecuador presentan homogeneidad de los valores a lo largo del año, así por ejemplo, en el observatorio del Coca en la Amazonía, los valores diarios oscilan entre los 3,35 kWh/m<sup>2</sup> en el mes de mayo y los 4,33 kWh/m<sup>2</sup> de septiembre.

El hecho que la radiación solar sea homogénea a lo largo del año reduce en forma significativa el problema de variaciones aleatorias de este parámetro, lo que hace muy confiable y rentable el uso tecnológico de este recurso para diversas aplicaciones. Estas podrían clasificarse en dos tipos: solar fotovoltaico y solar térmico.

La energía solar que se recibe en la superficie de la tierra se ha calculado equivalente a 178.000 TW-año. En 1990 se calculaba que esta cantidad era 15.000 veces mayor que el consumo global. No obstante, cerca del 30% de esta energía es reflejada en el espacio, 50% es absorbida, convertida en calor y reenviada a la superficie terrestre; de este 50%, 49.000 TW-año son reenviados como energía calorífica bajo la forma de radiación electromagnética y 40.000 TW-año

como energía calórica propiamente dicha. Los 20% restantes permiten la formación de los vientos (~350 TW), alimentan de energía los ciclos hidrológicos (~35.000 TW) y tan solo una muy pequeña parte de la energía solar es utilizada por la fotosíntesis, gracias a la cual la biodiversidad planetaria existe (100 TW).

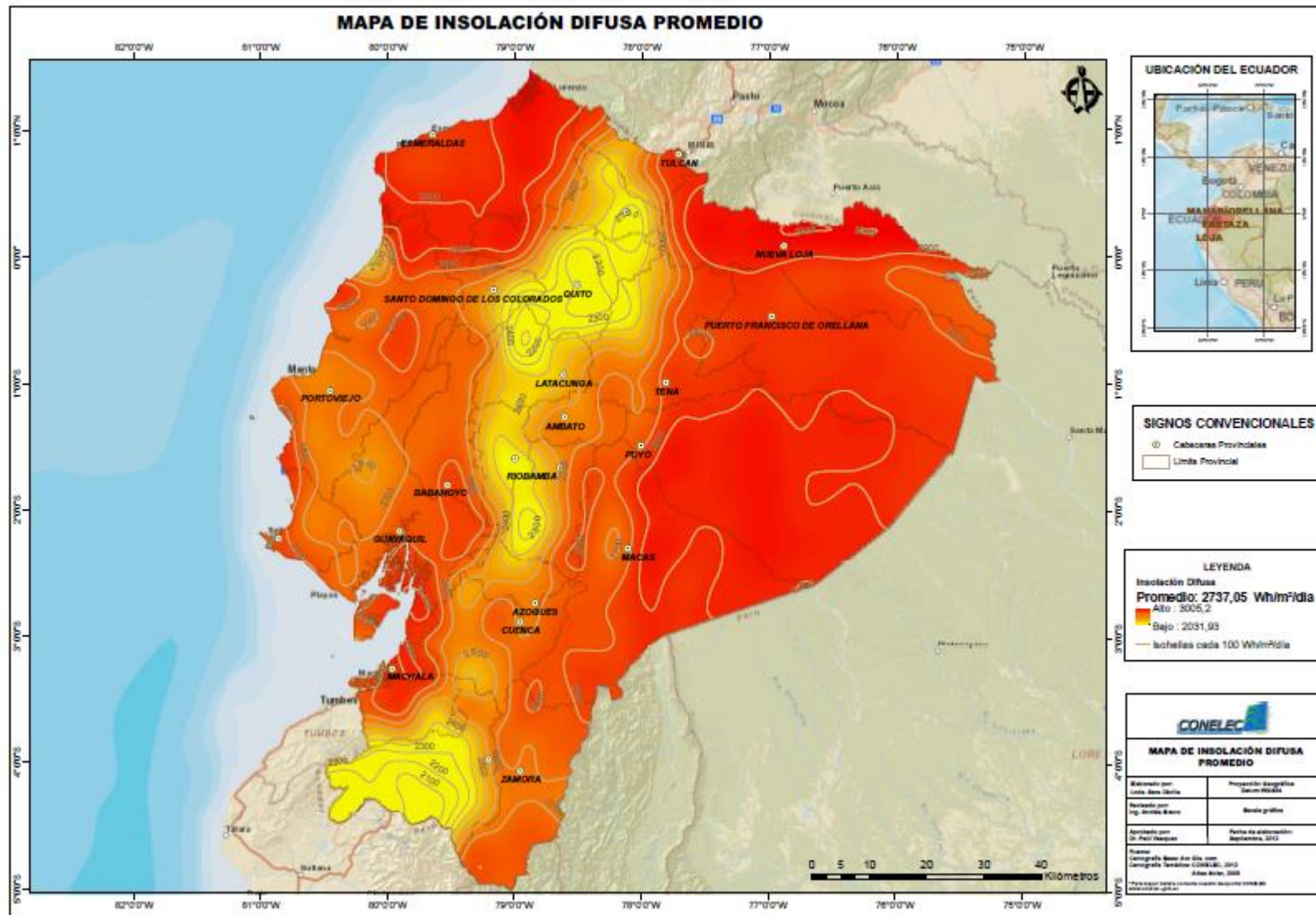
La energía geotérmica, considerada también renovable, y proveniente del proceso de formación cósmica, puede ser sustraída de la corteza terrestre hasta un valor de 30 TW-año. La energía de las mareas, creada por la atracción de la luna, puede también entregar una pequeña parte de la energía utilizable del orden de 3 TW-año.

Las estimaciones del potencial de las energías renovables (biomasa primaria, energía solar, energía hidráulica, energía eólica y energía geotérmica) muestran que su contribución se multiplicará por diez, pudiendo llegar hasta 10 o 15 TW-año. Este crecimiento de las energías renovables dependerá sobretodo de sus costos, de los impuestos a las energías no renovables y de las políticas energéticas.

En la elaboración del Atlas se utilizó la información generada por el modelo CRS, filtrando en primera instancia el amplio volumen de información proveniente de este modelo, hasta seleccionar aquellos que corresponden únicamente al territorio continental ecuatoriano, y mediante códigos, ser exportados a una base de datos para que sean compatibles con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG). A través del SIG se convirtió las referencias geográficas al Sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, en este caso Universal Transversal de Mercator (UTM), WGS84, Zona 17 Sur.

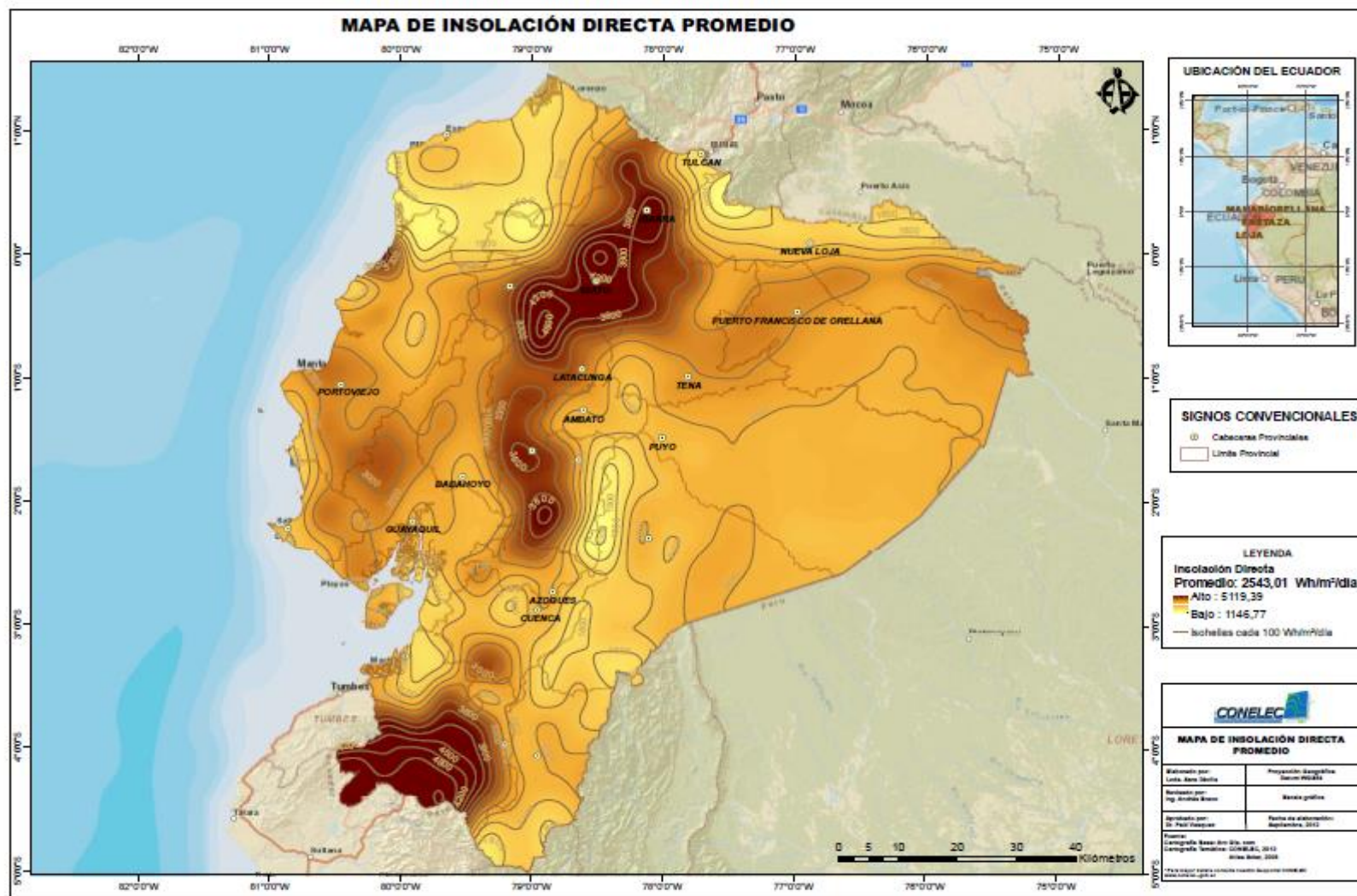
Los resultados de este trabajo se han plasmado en el Atlas Solar que dispone el CONELEC, y está a disposición de la ciudadanía a través del portal web <http://www.conelec.gob.ec>. Parte de este trabajo se presenta en los mapas que se indican a continuación:

MAPA 6 (Hoja A3 en diagramación) ATLAS SOLAR, INSOLACIÓN DIFUSA PROMEDIO

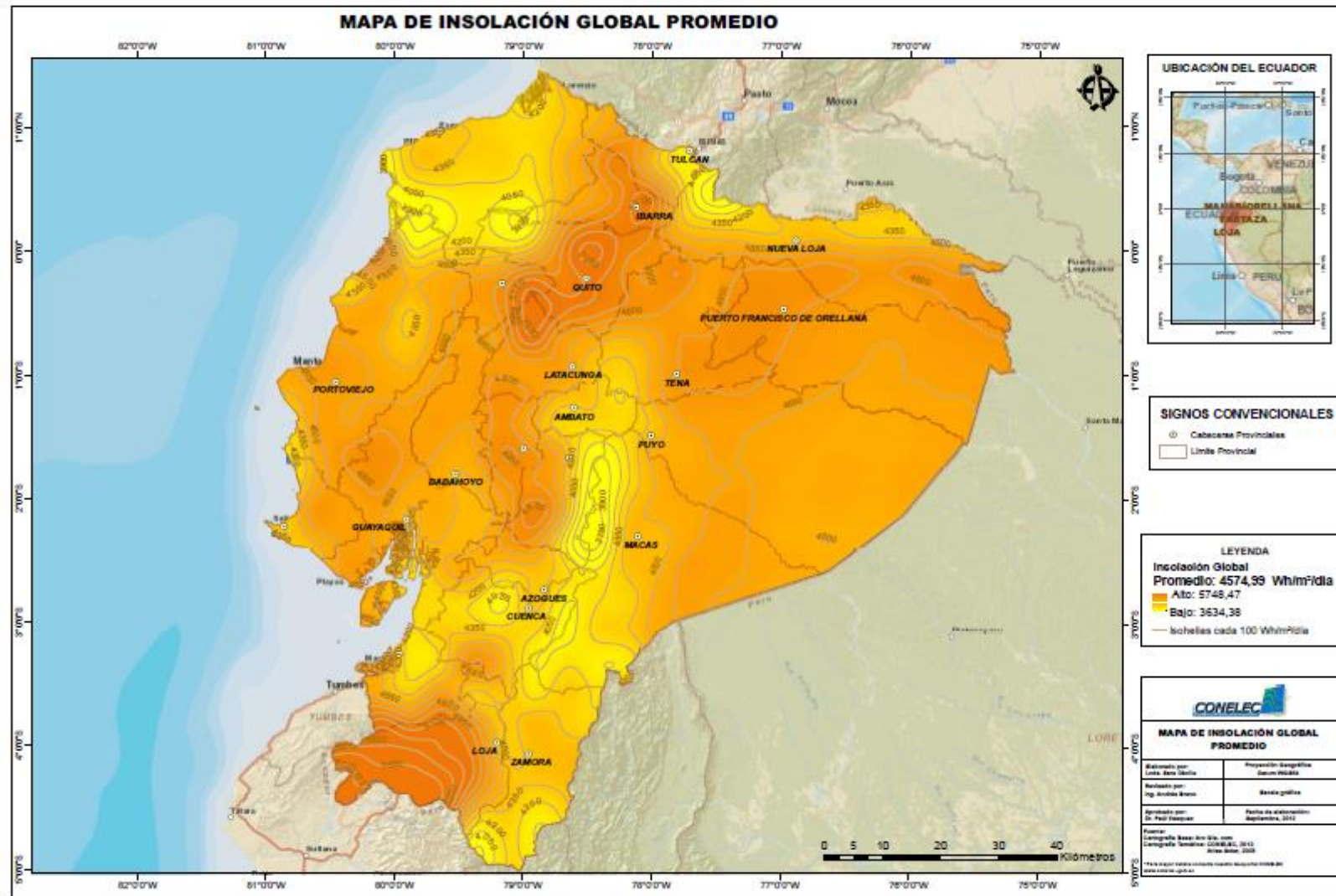




MAPA 7 (Hoja A3 en diagramación) ATLAS SOLAR, INSOLACIÓN DIRECTA PROMEDIO



MAPA 8 (Hoja A3 en diagramación) ATLAS SOLAR, INSOLACIÓN GLOBAL PROMEDIO





### 2.3.2 Proyectos solares

Al momento se encuentran en construcción o estudios los siguientes proyectos con energía solar:

#### **PROYECTO FOTOVOLTAICO PUERTO AYORA (1,5 MWp)**

El proyecto fotovoltaico de 1,5 MWp ubicado en la ciudad de Puerto Ayora, Isla Santa Cruz, provincia de Galápagos se encuentra en etapa de construcción. Se prevé el inicio de su operación comercial para diciembre de 2013.



**FOTOGRAFÍA 3. PROYECTO FOTOVOLTAICO PUERTO AYORA EN CONSTRUCCIÓN**

*Fotografía: R. Salgado, julio 2013*

#### **PROYECTO HÍBRIDO ISLA ISABELA, GALÁPAGOS (1,1 MWp + 1,32 MW)**

El diseño definitivo del sistema híbrido (solar – fotovoltaico) lo contrató el MEER y lo ejecutó la empresa Lahmeyer. El proyecto híbrido consta de: 1,1 MWp fotovoltaico; 0,7 MW de almacenamiento de energía; y 1,32 MW de generación térmica dual: aceite de piñón – biodiesel. Al momento se encuentra en construcción.

#### **PROYECTO FOTOVOLTAICO BALTRA (0,20 MWp)**

El proyecto de 200 Wp más un sistema de almacenamiento de energía de 1 MW, cuenta a julio de 2013 con el estudio de factibilidad concluido, se espera que las obras inicien en el segundo semestre de 2013.

### 2.3.3 Proyectos de generación solar con interés de empresas privadas

Hasta diciembre de 2012, varias empresas privadas presentaron la solicitud al CONELEC, los siguientes proyectos de generación solar fotovoltaica, los que se encuentran en diferentes fases de estudio.

**TABLA No. 9: PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS – POTENCIA > 1 MW**

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Capacidad MW	Ubicación
1	Desarrollos Fotovoltaicos del Ecuador S.A.	Shyri 1	50	Distrito Metropolitano de Quito - Parroquia de Calderón
2	Martifer Solar	Martifer Solar	50	Loja
3	Condor Solar S.A.	Condor Solar	30	Cayambe - Tabacundo
4	Solar Connection S.A.	Solar Connection	20	Cayambe - Tabacundo
5	Milenio Solar	Milenio Solar	20	Loja
6	Ecuador Energético S.A.	Imbabura - Pimán	25	Imbabura - Pimán
7	Atlantic	Chongon	80	Chongon
8	Illapa EP	Illapa	49,9	Cotacachi
9	Guitarsa SA	Vaiana	20	Cerecita
10	Sunlogics	N/A	No está definido	No está definido
11	Enersol	Enersol	50	No está definido
12	Las Ballenas SA	Ballensa	17,95	No está definido
13	Racalser y Asociados Cia. Ltda.	Chota - Piman	20	Imbabura-Ibarra-Sagrario-Pimán
14	Empresa de Energia Renovable Cayambe CA ENERCAY	Mitad del Mundo	25	Pichincha - Cayambe, Parroquia Cangahua, sector Buena Esperanza - Pitana Bajo
15	SUPERGALEON S.A.	San Alfonso	15	Imbabura, Ibarra, relleno sanitario San Alfonso
16	EMETRICPLUS S.A.	EMETRICPLUS S.A.	10	Santa Elena. Santa Elena
17	ENERGIASMANABITAS S.A.	Los Bajos	30	Manabi, Montecristi, sector Los Bajos
18	Milenio Solar	Milenio Solar	50	Loja
19	SUN ENERGY ECUADOR S.A. ENERGYEC	Rancho Solar Villa Cayambe	20	Provincia de Manabí, Cantón Cayambe, vía Cayambe - Cajas
20	GALAPAGOSPOWER	Proyecto Fotovoltaico GPSA	20	Provincia de Loja sector Sapotillo
21	GALAPAGOSPOWER	Proyecto Fotovoltaico GPSA	10	Provincia de Loja sector Gonzanamá
22	GALAPAGOSPOWER	Proyecto Fotovoltaico GPSA	10	Provincia de Imbabura Cantón Ibarra
23	COMPESANFER S.A.	Proyecto de Generación Eléctrica, Utilizando los Residuos Sólidos Generados en el Cantón Chone.	10,7	Provincia de Manabí, Cantón Chone.
24	SOLMANTAG S.A.	SAN ELOY	15	Cantón Urcuquí, provincia de Imbabura
25	Energía Solar SA	Los Bajos	30	Los Bajos - Montecristi
26	COLIMBUOLA S.A.	COLIMBUOLA	15	Cantón Cotacachi, provincia de Imbabura
27	COTACACHI ENERGÍA SOLAR S.A.	SIN NOMBRE DEFINIDO	49,9	Cantón Cotacachi, provincia de Imbabura
28	ATLANTIC ENERGY ECUADOR S.A.	LAGARTO	25	Provincia de Esmeraldas
29	GRANSOLAR	SALINAS	5	Localidad de Salinas, provincia de Imbabura
30	Atlantic Energy Ecuador	Tonchigue	25	Parroquia Tonchigue; Cantón Atacames; Provincia Esmeraldas
31	Solar Energy Ecuador S.A.	Rancho Solar Catamayo	20	Parroquia Catamayo-El Tambo; Cantón Catamayo; Provincia Loja
32	Ecuador Energético S.A.	Santa Elena Primera Fase	25	Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena
33	AMAZON SOLAR S.A.	Juan Montalvo	10	Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena
34	COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A.	Guabillo	10	Provincia El Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras
35	GUJOMA SOLAR S.A.	Zapotal	10	Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena
36	GASGREEN CIA. LTDA.	Relleno Sanitario el Inga I y II	5	Provincia de Pichincha, Canton Quito
			<b>878,45</b>	

**TABLA No. 10: PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS – POTENCIA < 1 MW**

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Capacidad MW	Ubicación
1	GECI ESPAÑOLA S.A.	MIRA	0,999	Localidad Mira, provincia de Imbabura
2	COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A.	Las Quemazones	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Carcabón.
3	ARRAYASOLAR S.A.	Machala	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Carcabón.
4	ENEGELISA	MALCHINGUÍ	0,999	Localidad Malchinguí, provincia de Imbabura
5	Inti Huasi Servicios CIA. LTDA.	Sagrario	0,995	Sector Piedra Bola; Parroquia El Sagrario; Provincia Imbabura
6	Ecuasolaricec CIA. LTDA.	Pusir	0,995	Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas
7	Inti Huasi Servicios CIA. LTDA.	Bolívar	0,995	Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas
8	Lupernergy S.A.	Lorena	0,995	Falta por llegar expediente físico
9	AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A.	El Oro	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras.
10	GUJOMA SOLAR S.A.	Cabo Minacho	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras.
11	Aurora Solar S.A.	Aurora	0,995	Provincia del Pichincha, sector Bellavista
12	Sunco Sistema Fotovoltaico Cia Ltda	Sunco Mulao	0,997	Provincia de Cotopaxi, población Mulalá
13	EQUINOCOSOLAR CIA.LTDA.	Central Fotovoltaica Tumbatú	0,995	Provincia de Imbabura, en el sector de Piedra Bola, Parroquia el Sagrario.
14	EQUINOCOSOLAR CIA.LTDA.	Central Fotovoltaica Tumbatu-Equinocsolar	0,995	Provincia del Carchi, en una Parroquia Rural del Cantón Bolívar.
15	EOLIGENER S.A	Central Fotovoltaica El Jardín	0,995	Provincia de el Oro sector la Y de Chacras
16	CHIRGERENO S.A	Central Fotovoltaica La Luz	0,995	Provincia de el Oro Cantón Arenillas Parroquia Chacras
17	ECUASOLARICEC CIA.LTDA.	Central Fotovoltaica Piman Chiquito-Ambuquí	0,995	Provincia de Imbabura al extremo Nororiental.
18	ECOGEN S.A.	Huaquillas	0,995	Provincia el Oro, Canton Huaquillas, Parroquia Chacras.
19	GENROC S.A.	Chacras	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras.
20	LA LIBERTAD SOLAR S.A.	Santa Elena	0,995	Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena.
21	VALSOLAR S.A.	Malchingui	0,995	Provincia Pichincha, Canton Pedro Moncayo, Parroquia Malchingui.
22	GREENWATT Cia. Ltda.	Pingunchuela	0,995	Provincia Imbabura, Canton Ibarra, Parroquia Salinas.
23	AURORA SOLAR AUROSO S.A.	Edelmira	0,995	Provincia Imbabura
24	GENERLOJ S.A.	Santa Rosa	0,995	Provincia de El Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras
25	AUTICON	ATAHUALPA	1	Santa Elena
26	SEDOFOCORP	CHANDUY	1	Santa Elena
27	FIDATOLEH S.A.	EL AZUCAR	1	Santa Elena
28	RENOENERGY	RENOENERGY	0,7	Loja
29	PROSOLAR LOJA	PROSOLAR LOJA	0,9	Loja
30	GENALTERNATIVA	EL ALÁMO	0,995	El Oro
			<b>29,49</b>	

En la Tabla No. 11 se presenta un listado con los proyectos de generación con Energía Renovable No Convencional (ERNC), que han firmado contrato con el CONELEC, hasta el 31 de enero de 2013 y por tanto disponen de Título Habilitante:

**TABLA No. 11 LISTADO DE PROYECTOS DE ERNC DE MAS DE 1 MW CON TITULO  
HABILITANTE OTORGADO POR EL CONELEC**

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Ubicación	POTENCIA [MW]
1	Desarrollos Fotovoltaicos del Ecuador S.A.	Shyri 1	Fotovoltaico	Distrito Metropolitano de Quito - Parroquia de Calderón	50
2	Condor Solar S.A.	Condor Solar	Fotovoltaico	Cayambe - Tabacundo	30
3	Solar Connection S.A.	Solar Connection	Fotovoltaico	Cayambe - Tabacundo	20
4	Ecuador Energético S.A.	Imbabura - Pimán	Fotovoltaico	Imbabura - Pimán	25
5	Guitarsa SA	Vaiana	Fotovoltaico	Cerecita, Guayas	20
6	Racalser y Asociados Cía. Ltda.	Chota - Piman	Fotovoltaico	Imbabura-Ibarra-Sagrario-Pimán	8
7	Empresa de Energía Renovable Cayambe CA ENERCAY	Mitad del Mundo	Fotovoltaico	Pichincha - Cayambe, Parroquia Cangahua, sector Buena Esperanza - Pitana Bajo	10
8	SUPERGALEON S.A.	San Alfonso	Fotovoltaico	Imbabura, Ibarra, relleno sanitario San Alfonso	6
9	ENERGIASMANABITAS S.A.	Los Bajos	Fotovoltaico	Manabi, Montecristi, sector Los Bajos	12
10	Sun Energy S.A.	Rancho Solar Villa Cayambe	Fotovoltaico	Pichincha - Cayambe	16
11	GALAPAGOSPOWER	Proyecto Fotovoltaico GPSA	Fotovoltaico	Provincia de Loja sector Zapotillo	8
12	COMPESANFER S.A.	Proyecto de Generación Eléctrica, Utilizando los Residuos Sólidos Generados en el Cantón Chone.	Biomasa	Provincia de Manabi, Cantón Chone.	10,7
13	Energía Solar SA	MANABI	Fotovoltaico	Los Bajos - Montecristi	30
14	ATLANTIC ENERGY ECUADOR S.A.	LAGARTO	Fotovoltaico	Provincia de Esmeraldas	10
15	GRANSOLAR	SALINAS	Fotovoltaico	Localidad de Salinas, provincia de Imbabura	5
16	Ecuador Energético S.A.	Santa Elena Primera Fase	Fotovoltaico	Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena	25
17	GASGREEN CIA. LTDA.	Relleno Sanitario el Inga I y II	Biogas	Provincia de Pichincha, Canton Quito	5
<b>TOTAL</b>					<b>290,7</b>

En la Tabla No. 12 se presenta un listado de los proyectos de generación de menos de 1 MW, la mayoría fotovoltaicos, con registro otorgado por el CONELEC.

**TABLA No. 12 LISTADO DE PROYECTOS DE MENOS DE 1 MW CON REGISTRO OTORGADO POR EL CONELEC (1 de 2)**

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación	Capital
1	COSTANERA SOLAR COSSOLAR S.A.	Las Quemazones	Fotovoltaico	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Carcabón.	Privado
2	ARRAYASOLAR S.A.	Machala	Fotovoltaico	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Carcabón.	Privado
3	ENERSIERRA	Cochasquí	Fotovoltaico	0,980	Cochasquí, Pichincha	Privado
4	ENEGELISA	MALCHINGUÍ	Fotovoltaico	0,999	Localidad Malchinguí, provincia de Imbabura	Privado
5	GRANSOLAR S.A.	Tren de Salinas	Fotovoltaico	0,995	Imbabura, Salinas	Privado
6	ENERSOL S.A.	Enersol Jaramijó	Fotovoltaico	0,997	Manta, Manabí	Privado
7	ALTGENOTEC S.A.	Altegenotec	Fotovoltaico	0,994	Guayaquil, Guayas	Privado
8	GENRENOTEC S.A.	Genrenotec	Fotovoltaico	0,994	Guayaquil, Guayas	Privado
9	ENERSOL S.A.	Enersol Manta	Fotovoltaico	0,997	Manta, Manabí	Privado
10	RENOVERGY S.A.	Héroes del Cenepa	Fotovoltaico	0,995	Provincia de El Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras	Privado
11	NEOENERGY S.A.	Granja Eólica García Moreno	Eólico	0,990	Parroquia García Moreno, cantón Bolívar, provincia Carchi	Privado
12	SOLHUAQUI S.A.	SOLHUAQUI	Fotovoltaico	1,000	No definido	Privado
13	SOLSANTROS S.A.	SOLSANTROS	Fotovoltaico	1,000	No definido	Privado
14	SABIANGO SOLAR S.A.	SABIANGO SOLAR	Fotovoltaico	1,000	No definido	Privado
15	SARACAYSOL S.A.	SARACAYSOL	Fotovoltaico	1,000	No definido	Privado
16	GONZAENERGY S.A.	GONZAENERGY	Fotovoltaico	1,000	No definido	Privado
17	SANERSOL S.A.	SANERSOL	Fotovoltaico	1,000	No definido	Privado
18	RENERGY S.A.	SALVADOR 1	Fotovoltaico	0,990	No definido	Privado
19	RENERGY S.A.	SALVADOR 2	Fotovoltaico	0,990	No definido	Privado
20	ENERSOL S.A.	ROCAFUERTE	Fotovoltaico	0,997	Jaramijó, Manabí	Privado
21	HIDROMIRA CARCHI EP	HIDROMIRA	Hidroeléctrico	0,990	Mira, Carchi	Privado
22	Pallenergy S.A.	Tumbatu - Pusir	Fotovoltaico	0,995	Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas	Privado
23	Cellenergy S.A.	Tumbatu - Bolívar	Fotovoltaico	0,995	Zona Tumbatu; Provincia Esmeraldas	Privado
24	Lupernergy S.A.	Lorena	Fotovoltaico	0,995	Falta por llegar expediente físico	Privado
25	AUSTRAL SOLAR AUSSOLAR S.A.	El Oro	Fotovoltaico	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras.	Privado
26	GUJOMA SOLAR S.A.	Cabo Minacho	Fotovoltaico	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras.	Privado
27	Aurora Solar S.A.	Aurora	Fotovoltaico	0,995	Provincia del Pichincha, sector Bellavista	Privado
28	EPFOTOVOLTAICA	Sunco Mulao	Fotovoltaico	0,997	Provincia de Cotopaxi, población Mulalá	Privado
29	Cellenergy S.A.	Piman Chiquito- Sagrario	Fotovoltaico	0,995	Provincia El Sagrario, provincia de Imbabura	Privado
30	ECOGEN S.A.	Huaquillas	Fotovoltaico	0,995	Provincia el Oro, Canton Huaquillas, Parroquia Chacras.	Privado
31	GENROC S.A.	Chacras	Fotovoltaico	0,995	Provincia el Oro, Canton Arenillas, Parroquia Chacras.	Privado
32	LA LIBERTAD SOLAR S.A.	Santa Elena	Fotovoltaico	0,995	Provincia Santa Elena, Canton Santa Elena.	Privado
33	VALSOLAR S.A.	Malchingui	Fotovoltaico	0,995	Provincia Pichincha, Canton Pedro Moncayo, Parroquia Malchingui.	Privado
34	GREENWATT Cia. Ltda.	Pingunchuela	Fotovoltaico	0,995	Provincia Imbabura, Canton Ibarra, Parroquia Salinas.	Privado
35	AURORA SOLAR AUROSO S.A.	Edelmira	Fotovoltaico	0,995	Provincia Imbabura	Privado
36	GENERLOJ S.A.	Santa Rosa	Fotovoltaico	0,995	Provincia de El Oro, Cantón Arenillas, Parroquia Chacras	Privado
37	LOJAENERGY S.A.	Lojaenergy	Fotovoltaico	0,999	Provincia Loja, Canton Catamayo.	Privado
38	SURENERGY S.A.	Surenergy	Fotovoltaico	0,999	Provincia Loja, Canton Loja.	Privado
39	VALSOLAR S.A.	Paragachi	Fotovoltaico	0,995	Provincia Imbabura	Privado
40	VALSOLAR S.A.	Escobar	Fotovoltaico	0,960	Provincia Carchi	Privado
41	CHOTASOLAR S.A.	CHOTASOLAR	Fotovoltaico	0,999	Provincia Imbabura	Privado

**TABLA No. 12 LISTADO DE PROYECTOS DE MENOS DE 1 MW CON REGISTRO OTORGADO POR EL CONELEC (2 de 2)**

No.	Empresa Gestora	Proyecto	Tipo de Proyecto	Capacidad MW	Ubicación	Capital
42	IMBASOLAR S.A.	IMBASOLAR	Fotovoltaico	0,999	Provincia Imbabura	Privado
43	AUTICON	ATAHUALPA	Fotovoltaico	1,000	Santa Elena	Privado
44	SEDOFOCORP	CHANDUY	Fotovoltaico	1,000	Santa Elena	Privado
45	FIDATOLEH S.A.	EL AZUCAR	Fotovoltaico	1,000	Santa Elena	Privado
46	RENOENERGY	RENOENERGY	Fotovoltaico	0,700	Loja	Privado
47	PROSOLAR LOJA	PROSOLAR LOJA	Fotovoltaico	0,900	Loja	Privado
48	GENALTERNATIVA	EL ALÁMO	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
49	BIOMASGEN S.A.	SANTA ANA	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
50	EPFOTOVOLTAICA	Pastocalle	Fotovoltaico	0,995	Cotopaxi	Privado
51	BRINEFORCORP S.A.	BRINEFORCORP S.A.	Fotovoltaico	0,990	Manabí	Privado
52	NEOENERGY S.A.	Granja Eólica San Vicente	Eólico	0,990	Carchi	Privado
53	EMETRICPLUS S.A.	San Isidro	Fotovoltaico	0,650	Guayaquil, Guayas	Privado
54	SAN MIGUEL S.A.	San Miguel	Fotovoltaico	0,995	Manabí	Privado
55	GENELGUAYAS EP	GENELGUAYAS EP	Fotovoltaico	0,990	Guayas	Privado
56	GENMACHALILLA GENERACION S.A.	Rocio	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
57	ENERAMBIENT GENERACIÓN RENOVABLE S	Rosario	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
58	ARENIGENERACIÓN S.A.	El Tambo	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
59	PAFECHIF GENERACIÓN S.A.	La Guajira	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
60	GENERACIÓN SOLAR ANDINA GENSOLAN S.A.	Santa Mónica	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
61	OROSOLGEN S.A.	La Libertad	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
62	MACHAGEN S.A.	Paquisha	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
63	GENERACIÓN RENOVABLE RENOGENEC S.A.	El Porvenir	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
64	GENERACIÓN RENOVABLE GENRENOVA S.A.	Santana	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
65	ESPOENERGY GENERACIÓN S.A.	Isabelita	Fotovoltaico	0,995	El Oro	Privado
66	SOLCHACRAS S.A.	Solchacras	Fotovoltaico	1,000	El Oro	Privado
67	SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	San Pedro	Fotovoltaico	1,000	Loja	Privado
68	SOL SANTONIO S.A.	Solsantonio	Fotovoltaico	1,000	El Oro	Privado
69	Empresa Pública Agua Potable Quito	Blanco Chico	Hidroeléctrico	0,230	Napo	Público
70	Empresa Pública Agua Potable Quito	Tuminguina	Hidroeléctrico	0,730	Napo	Público
71	Empresa Pública Agua Potable Quito	Tanque Carcelén Alto	Hidroeléctrico	0,063	Pichincha, Quito	Público
72	Mediabonenergy S.A	Central Fotovoltaica Tumbatú	Fotovoltaico	0,995	Provincia del Carchi, Cantón Bolívar, comunidad Tumbatú	Privado
73	Mediabonenergy S.A	Central Fotovoltaica Piman Chiquito	Fotovoltaico	0,995	Provincia de Imbabura sector Piedra Bola, Parroquia el Sagrario	Privado
74	Pallenergy S.A	Central Fotovoltaica Piman Chiquito- Ambuquí	Fotovoltaico	0,995	Provincia de Imbabura sector Piedra Bola, Parroquia el Sagrario	Privado
75	EOLIGENER S.A	Central Fotovoltaica El Jardín	Fotovoltaico	0,995	Provincia de el Oro Cantón Arenillas Parroquia Chacras	Privado
76	CHIRGERENO S.A	Central Fotovoltaica La Luz	Fotovoltaico	0,995	Provincia de el Oro Cantón Arenillas Parroquia Chacras	Privado
77	RENOVALOJA S.A	Paneles Solares Renovaloja	Fotovoltaico	0,995	Provincia de Loja, Cantón Loja	Privado
78	ELECTRISOL S.A	Fotovoltaico de 995 Kw Empresa Electrisol S.A	Fotovoltaico	0,995	Provincia de Pichincha Cantón Pedro Moncayo	Privado
79	WILDTECSA S.A	Generación Fotovoltaica Wildtecsa	Fotovoltaico	0,995	Provincia del Guayas, Cantón Urbina Jado Parroquia la Victoria	Privado
80	SANSAU S.A.	Generación Fotovoltaica Sansau	Fotovoltaico	0,995	Provincia del Guayas, Cantón Urbina Jado Parroquia la Victoria	Privado
81	PHOENIX ENERGY S.A.	SOS	Fotovoltaico	0,081	Provincia Pichincha, Urbanización San José de la Viña en Tumbaco	Privado
	<b>TOTAL</b>			<b>76,98</b>		



## 2.4 Recursos eólicos

Las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos. Sin embargo, en el Ecuador existen zonas de alto interés eólico por efecto de la presencia de Los Andes y de la cercanía al Océano Pacífico.

Cuando de dimensionar los sistemas eólicos se trata, diversos parámetros relativos al viento son fundamentales, como por ejemplo la velocidad, las variaciones diarias, mensuales y estacionales de la misma para los sitios que presentan condiciones favorables. Contrariamente al recurso solar que en general no presenta grandes variaciones de radiación y brillo, el viento varía en forma drástica y aleatoria.

La potencia que se puede obtener de un aerogenerador (molino de viento) es proporcional al cubo de la velocidad de éste. Los sitios que presentan condiciones favorables para la explotación de molinos de viento con fines de producción de energía eléctrica se encuentran especialmente en las crestas de las montañas andinas y, en emplazamientos cerca de la costa y costa-afuera de las playas ecuatorianas, éstos últimos por efecto de la acción de las brisas marinas. En la región amazónica no se han detectado velocidades de viento que permitan pensar en proyectos de generación de electricidad factibles, salvo para usos de bombeo de agua. En Loja, en los alrededores del cerro Villonaco, se han encontrado varios sitios de alto potencial eólico para la generación de electricidad.

**TABLA No. 13: PROVINCIA Y LOCALIDAD DE SITIOS CON POTENCIAL EÓLICO**

PROYECTO	PROVINCIA
El Angel	Carchi
Salinas	Imbabura
Machachi, Malchinguí, Páramo Grande	Pichincha
Minitrac, Tigua	Cotopaxi
Chimborazo, Tixán, Altar	Chimborazo
Salinas, Simiatug	Bolívar
Huascachaca	Azuay - Loja
Saraguro, El Tablón, Manú	Loja
Villonaco Fase 2, Membrillo, Las Chinchas	Loja
San Cristobal, Santa Cruz, Baltra	Galápagos
Ducal Wind Farm	Loja
García Moreno	Carchi

Como potencial referencial, se tienen los siguientes valores:

1. Huascachaca, 30 MW
2. Villonaco Fase II (Ducal – Membrillo), 50 MW
3. Salinas, 15 MW
4. García Moreno, 15 MW
5. Las Chinchas, 10,5 MW
6. Santa Cruz/Baltra, 3 MW

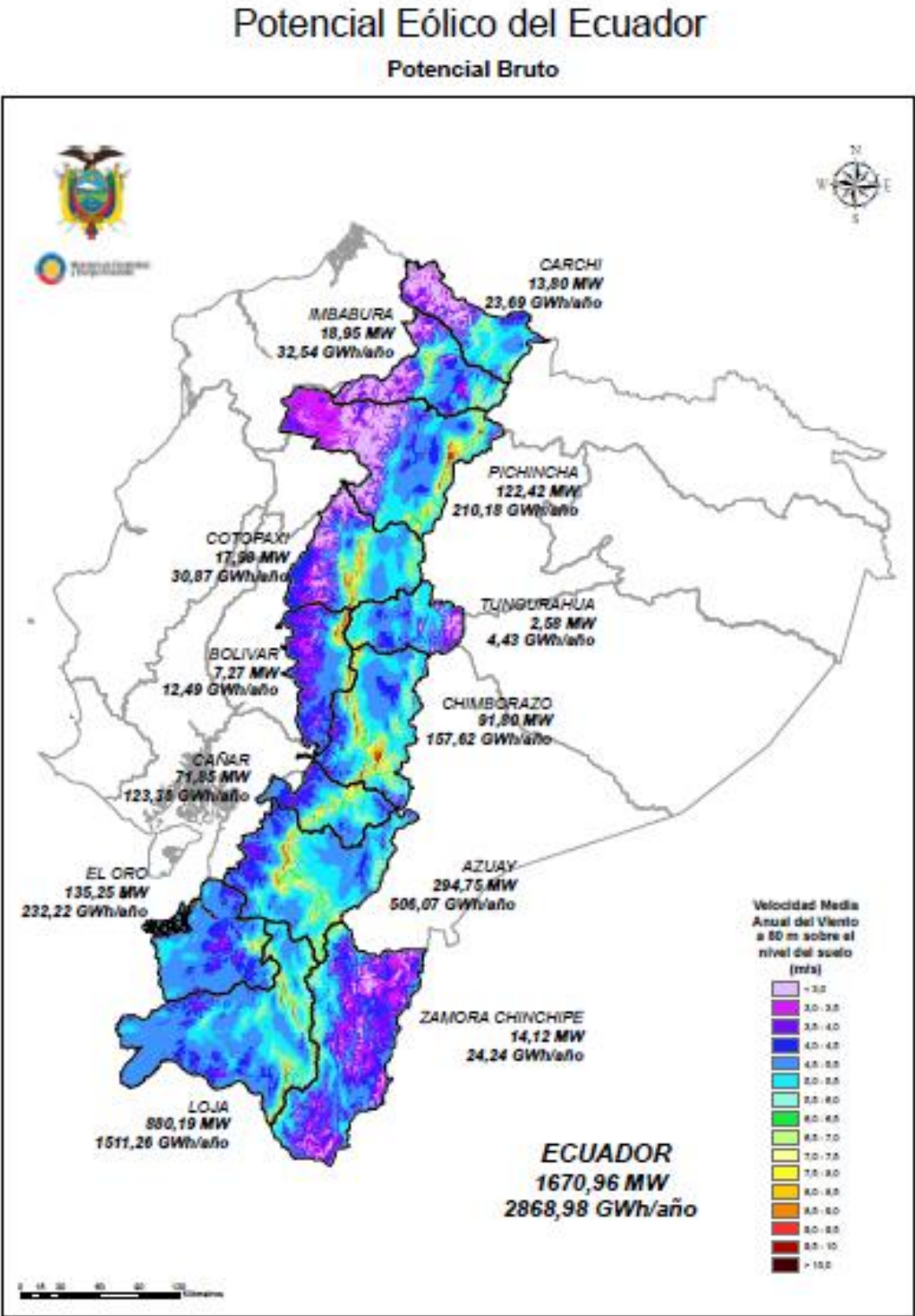
En el primer trimestre de 2013, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable concluyó la ejecución del “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, elaborado por la firma Meteosim Truewind. Mayor información en: [www.meer.gob.ec](http://www.meer.gob.ec)

Según el citado Atlas Eólico, el Potencial Eólico Bruto del Ecuador es de 1.671 MW con una producción energética media de 2.869 GWh/año. En el Mapa No. 9 se presenta el Potencial Eólico Bruto del Ecuador.

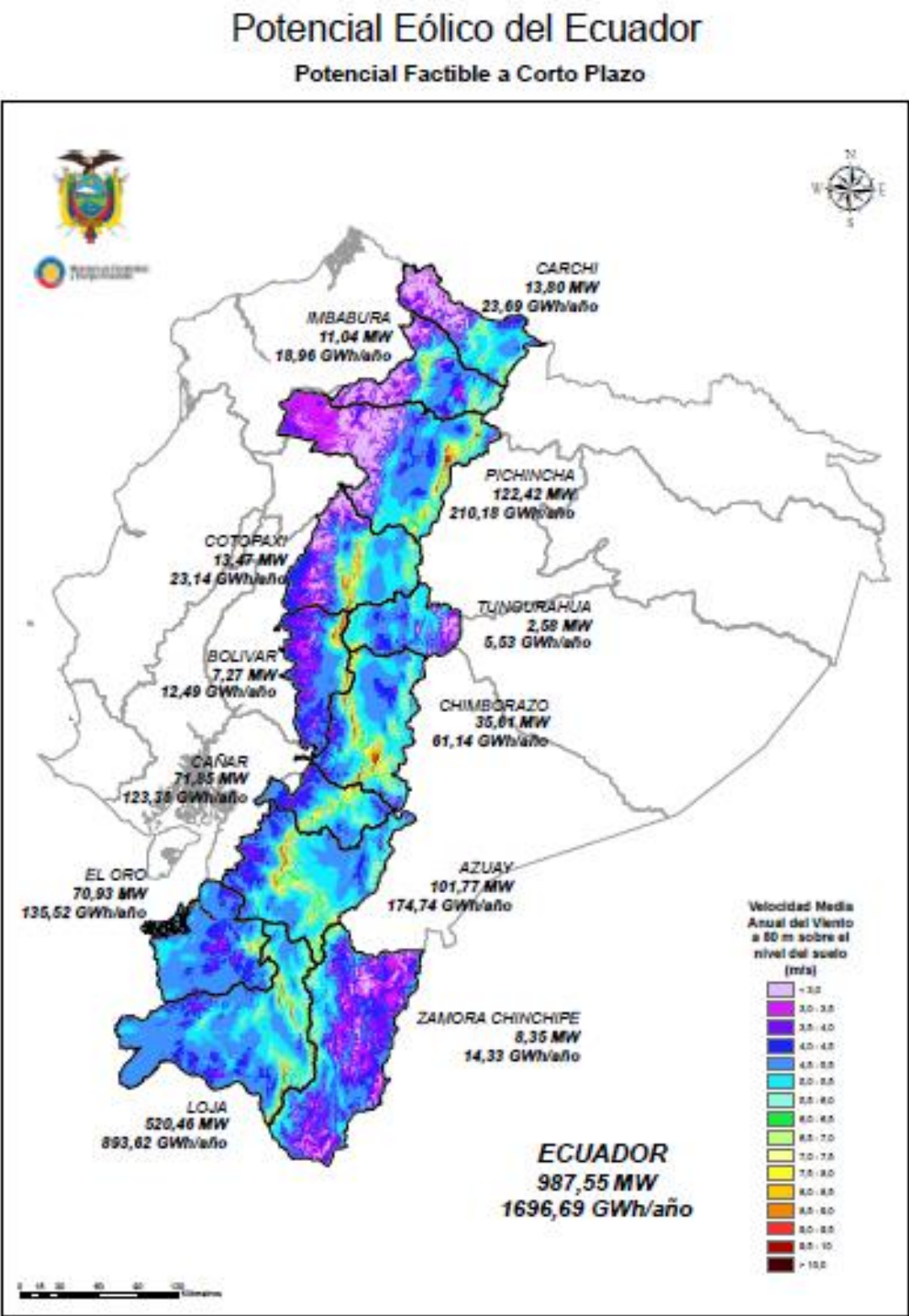
Con relación al Potencial Eólico Factible a corto plazo del Ecuador, según al Atlas Eólico, es de 988 MW con una producción energética media de 1.697 GWh/año. En el Mapa No. 10 se presenta el Potencial Eólico Factible a corto plazo del Ecuador.



MAPA 9 (Hoja A3 en diagramación) ATLAS EÓLICO, POTENCIAL EÓLICO BRUTO DEL ECUADOR (FUENTE: MEER)



MAPA 10 (Hoja A3 en diagramación) ATLAS EÓLICO, POTENCIAL EÓLICO FACTIBLE A CORTO PLAZO DEL ECUADOR (FUENTE: MEER)



### **2.4.1 Centrales y proyectos de generación eólica**

#### **CENTRAL EÓLICA VILLONACO (16,5 MW)**

Durante el primer semestre de 2013 inició su operación la Central Eólica Villonaco, con una potencia total de 16,5 MW, ubicada en la provincia de Loja.



**FOTOGRAFÍA 4. PROYECTO EÓLICO VILLONACO, VISTA DEL MONTAJE DE LOS AEROGENERADORES**

*Fotografía: R. Salgado, septiembre 2012*

#### **PROYECTO EÓLICO BALTRA (2,25 MW)**

El proyecto eólico Baltra, de 2,25 MW de potencia instalada, concluyó su construcción en el mes de julio de 2013. Se estima que una vez concluida la línea de transmisión Baltra-Santa Cruz iniciará su operación comercial para fines de 2013.



**FOTOGRAFÍA 5. PROYECTO EÓLICO BALTRA (2,25 MW)**

*Fotografía: R. Salgado, julio 2013*

En estudio se encuentran el siguiente proyecto:

### **PROYECTO EÓLICO GARCÍA MORENO (15 MW)**

#### **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD Y FACTIBILIDAD DEL PROYECTO EÓLICO GARCÍA MORENO**

El objetivo es realizar los estudios con el fin de establecer una medición y monitoreo del viento que permita identificar y seleccionar lugares de emplazamiento, para luego determinar el diseño, configuración, costos y poder definir la alternativa técnica-económica óptima para la construcción del parque eólico García Moreno.

Total de Preinversión: 793.419,68

Inversión Estimada: 22.500.000,00

Localización: Bolívar y Espejo, Provincia de Carchi

Beneficios: 15 MW

## **2.5 Recursos con biomasa y otras fuentes**

El potencial de biomasa en el Ecuador es de gran importancia, siendo que se trata de un país tradicionalmente agrícola y ganadero, cuyas actividades generan gran cantidad de desechos que pueden ser aprovechados energéticamente.

En la matriz energética publicada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en el año 2006 la biomasa ocupa un 2% de un total de 213 millones de BEP de producción primaria de energía. La biomasa bajo la forma de leña y bagazo, ocupa un lugar importante en la energía primaria, es decir, casi tan importante como la hidroenergía. Ciertamente que su potencial va

más allá de ese límite por cuanto no se han tomado en cuenta otros recursos, es por ello que se puede plantear varias líneas de acción a más de la leña y el bagazo.

En lo que se refiere al tratamiento de desechos sólidos urbanos con fines energéticos, su potencial no se ha logrado determinar en cuanto no se ha hecho evaluación alguna. Aquí sería importante realizar un estudio sobre la capacidad de la energía obtenida a partir de la incineración de residuos sólidos urbanos, en el que se determinen las cantidades, características y modo de selección de los desechos a ser tratados.

En cuanto a los desechos de tipo animal, lo más concreto es aquello que se puede realizar con la tecnología de producción de biogás a través de biodigestores.

En esta línea se pueden desarrollar varias iniciativas como para uso de motores de combustión interna, con fines eléctricos, para bombeo, o para lámparas, cocinas, calefactores. Lograr el diseño de prototipos de fácil construcción y con materiales disponibles en el mercado debería constituir un primer gran objetivo.

La energía obtenida a partir de la madera constituye otra gran línea de acción. El principal objetivo de cualquier programa que trate la madera debe ser el lograr un consumo eficiente y racional de este recurso. Visto el importante uso de la leña en el sector rural, con el empleo de cocinas eficientes se lograría reducir ese consumo por lo menos a la mitad, contribuyendo a menguar la tala de bosques.

De igual manera, la producción de carbón vegetal usando hornos mejorados elevaría la eficiencia de esta actividad. Otras iniciativas podrían plantearse en ladrilleras, secadoras de madera, secadoras de productos vegetales.

Como información complementaria se debe indicar que en la Isla Floreana (Galápagos) inició su operación en 2011 la central de generación eléctrica con aceite de piñón – diesel, con una potencia instalada de 138 kW, complementada con una microcentral de 0,21 Wp fotovoltaica.

### **2.5.1 Potencial bioenergético**

#### **ESTUDIO BÁSICO DEL POTENCIAL BIOENERGÉTICO DE LOS RESIDUOS AGRÍCOLAS DEL ECUADOR**

Al momento se encuentra en estudio el proyecto, cuyo objetivo es diagnosticar el potencial energético de los residuos de cultivos agrícolas en el Ecuador que permitirá el desarrollo de proyectos de generación eléctrica y de procesos industriales a través de fuentes de renovables en el Ecuador.

Total de Preinversión: 430.000,00

Inversión Estimada: N/D

Localización: A nivel nacional

### **2.5.2 Energía nuclear**

En el tema de energía nuclear se encuentra en estudio el siguiente proyecto:



## ESTUDIO BÁSICO DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA NUCLEAR Y RADIACIONES IONIZANTES EN EL ECUADOR

El Objetivo es identificar directrices y políticas necesarias que en conformidad con la normativa internacional y las organizaciones de regulación atómica, permitan trazar la hoja de ruta que viabilice el aprovechamiento de la energía nucleoelectrónica.

Total de Preinversión: 56.000,00

Ejecutor: Escuela Politécnica Nacional

Inversión Estimada: N/D

Localización: A nivel nacional

Según el estudio, la incorporación de centrales nucleares no es la solución al problema de abastecimiento eléctrico, pero sí puede ser parte de la solución. Desde que se toma la decisión de ejecutar una central nuclear hasta su puesta en operación podrían pasar entre 10 y 15 años.

Las fases para la implementación de una central nuclear son:

- Fase 1: Consideraciones previas a la decisión de desarrollar un programa nucleoelectrónico
- Fase 2: Preparativos para la construcción
- Fase 3: Construcción
- Fase 4: Explotación pacífica y segura, mantenimiento y mejoramiento continuo de la infraestructura

Con relación a aspectos de la energía nucleoelectrónica en el mundo, se debe señalar que al momento se encuentran en operación alrededor de 439 reactores que generan el 16% de la energía eléctrica demandada. Los países con mayor porcentaje de energía nucleoelectrónica son: Francia (80%), Bélgica (55%), Japón (30%), Estados Unidos de Norteamérica (20%), entre otras. Según la OIEA (2012), se están construyendo 63 reactores con una capacidad de 60.000 MW, de los cuales 26 están en China, 10 en Rusia y 7 en India. En Latinoamérica se está construyendo el proyecto Angra III y en Argentina, el proyecto Atucha II.

Mayor información puede obtenerse en la página Web del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Subsecretaría de Control, Investigación y Aplicaciones Nucleares ([www.energia.gob.ec](http://www.energia.gob.ec))

## 2.6 Estudios complementarios: Proyecto Hidroeléctrico Parambas (144,5 MW)

### 2.6.1 Introducción

En el año 2009, el CONELEC contrató la ejecución de los estudios de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Parambas, de 144,5 MW. Debido a la importancia que tiene este proyecto por sus características técnicas, económicas y ambientales; así como por estar ubicado en el límite provincial de Imbabura, Carchi y Esmeraldas, se ha considerado conveniente incluirlo dentro del Anexo de Estudios Complementarios del Plan de Expansión de Generación. A continuación se presenta un resumen del Estudio de Prefactibilidad del citado proyecto.

#### Ubicación y acceso a la zona del Proyecto

El proyecto Parambas se encuentra ubicado en la cuenca del río Mira, la que se halla al extremo norte del país ocupando parte de las provincias de Imbabura, Carchi y Esmeraldas.

Esta cuenca tiene una buena densidad de caminos carrozables que unen casi todos los núcleos habitados. A la zona del Proyecto se puede llegar por la carretera de primer orden Ibarra – San Lorenzo; esta carretera es parte de la Panamericana Norte y es la troncal de la cuenca a la que la atraviesa en sentido sur-norte. Además parte del Litoral de la cuenca está servida también por el ferrocarril Ibarra-San Lorenzo. En definitiva el acceso a los sitios de aprovechamiento se encuentra facilitado en su totalidad.

En la actualidad la carretera Ibarra-San Lorenzo se encuentra en buenas condiciones y existe un mantenimiento adecuado.

#### Características socioeconómicas de la zona

La parroquia de Lita, también conocida como La Bocana, pertenece al cantón Ibarra, provincia de Imbabura. Existen en su territorio 14 comunidades: Santa Cecilia, Parambas, Palo Amarillo, Cachaco, Santa Rosa, Santa Rita, Getsemany, La Esperanza, Río Verde Alto, Medio y Bajo, San Francisco, La Colonia y Lita.

La ubicación estratégica de la cuenca, entre Imbabura, Carchi y Esmeraldas, la convierte en la puerta de entrada hacia estas tres provincias del norte. La población se dedica principalmente a la agricultura y ganadería. En esta tierra subtropical se cultiva abundante naranjilla, papaya, caña de azúcar y cabuya. También se produce carne y leche.

El turismo es prácticamente una actividad nueva en la localidad; sin embargo, los atractivos como circuitos turísticos en ferrocarril comienzan a atraer cada vez más visitantes. El centro parroquial Lita dispone de varios restaurantes y facilidad de alojamiento

### 2.6.2 Consideraciones geológicas-geotécnicas y ambientales

El Proyecto Hidroeléctrico Parambas es **geológicamente viable**; para el diseño de prefactibilidad se tomó en cuenta las limitaciones geotécnicas que imponen la morfología, los suelos superficiales, las terrazas y los macizos geológicos presentes.

Las conducciones subterráneas en general parecen ser las que mejor garantizan la estabilidad y duración de las mismas. Las conducciones superficiales tendrían limitaciones dado que hay abundancia de suelos frágiles al deslizamiento en las empinadas laderas del tramo.

Por otro lado, en función de la significación de los potenciales impactos ambientales negativos y la complejidad de las medidas de prevención y mitigación requeridas, se establece que el proyecto corresponde a Categoría B, es decir un proyecto con **Moderado Riesgo Ambiental**, cuyos potenciales impactos ambientales son algo significativos, pero para su mitigación o compensación se aplicarán medidas de baja complejidad, conocidas y aceptadas.

### **2.6.3 Planteamiento de alternativas de desarrollo del proyecto**

Después de tomar en consideración los estudios anteriormente realizados, las actualizaciones y complementación de información básica del proyecto y las observaciones en las visitas a la zona, se plantearon los siguientes esquemas de aprovechamientos.

#### **Aprovechamiento Parambas**

Esta alternativa considera los aprovechamientos Caliche y Parambas propuestos por INECEL, pero con la reubicación de la toma en un sitio aguas abajo de la desembocadura del río Blanco. Este desplazamiento, aguas abajo, es necesario pues todo el tramo del río Mira en las inmediaciones, antes y después, de la desembocadura del río Blanco geomorfológicamente es un tramo muy inestable y no presenta las facilidades constructivas necesarias; anotando también que el esquema que presenta INECEL contempla captar las aguas turbinadas del esquema anterior Mira-Blanco descartado por la misma Institución.

#### **Aprovechamiento Rocafuerte**

Esta alternativa, ubicada en la zona intermedia de la zona de estudio, turбина aguas captadas del río Mira en la cota 654 m.s.n.m., a escasos metros aguas abajo de la descarga de la casa de máquinas del aprovechamiento Parambas planteado anteriormente.

#### **Aprovechamiento Lita-Cachaco**

Esta alternativa, ubicada en la parte baja de la zona de estudio, turбина aguas captadas de los ríos Lita y Mira en la cota 580 m.s.n.m.

### **2.6.4 Prediseño de las alternativas para diferentes factores de instalación**

Para factores de instalación de 1,0 y 0,7 se prediseñó las diferentes alternativas de aprovechamiento del Proyecto para todos sus elementos constitutivos: obras civiles, equipamiento hidromecánico, equipamiento eléctrico y equipamiento mecánico. Se asume aproximadamente 65 km de línea de transmisión de 138 kV hasta conectarse con la línea Ibarra-Tulcán del Sistema Nacional Interconectado.

### **COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE ESQUEMAS ALTERNATIVOS**

Con la información obtenida en el desarrollo de las actividades anteriores se presenta el cuadro siguiente de comparación económico-financiera de todas las alternativas de aprovechamiento para consideración del CONELEC y selección de aquella que será llevada a nivel de PREFACTIBILIDAD.



**TABLA No. 14: COMPARACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA APROVECHAMIENTOS PROYECTO  
PARAMBAS**

Alternativa	Potencia Instalada Firme (kW)	Costo Total Inicial (USD)	Costo kW Instalado USD/kW	Tiempo Construcc.	TIR	RELACIÓN BENEFICIO/COSTO
				(años )	RELACIÓN CRÉDITO INVERSIÓN 70-30	
					TASA INTERÉS	
					12%	12%
PARAMBAS	61066	108,437,540	1776	2.5	14.7	1.45
ROCAFUERTE	20575	65,330,887	3175	2	6.4	-0.11
LITA-CACHACO	47547	112,958,871	2376	2.5	9	0.44
PARAMBAS	86735	133,336,856	1537	2.5	17.8	1.91
ROCAFUERTE	28832	77,369,249	2683	2	7.9	0.22
LITA-CACHACO	71148	139 ,152,382	1956	2.5	11.3	0.87

### CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

La alternativa más atractiva es la de Parambas pues presenta los mejores índices económico-financieros; se observa también que al reducir el factor de instalación, y por ende incrementar la potencia instalada de las alternativas analizadas, a pesar de que la inversión total se incrementa, los indicadores financieros mejoran para todas las alternativas. Así también, al construirse en cascada las tres alternativas planteadas, se reducirán los costos de las ubicadas aguas abajo, pues las captaciones serán directas de la salida del aprovechamiento anterior, mejorando los índices económico-financieros presentados.

Con el estudio realizado y dado que los niveles de rentabilidad que ofrece la alternativa Parambas en el río Mira son lo suficientemente atractivos, el CONELEC decidió llevarla a nivel de prefactibilidad.

#### 2.6.5 Prefactibilidad de la alternativa Parambas

Con la decisión del CONELEC en base a los estudios realizados en la selección de alternativas; en esta Fase se ha optimizado el esquema Parambas con mayor información, sobre todo en Geología. Por esta razón, se plantea una obra de toma con una pequeña presa ubicada algunos metros aguas abajo del sitio seleccionado inicialmente, en donde se presentan mejores condiciones del suelo y morfológicamente se consigue un embalse que permitiría evitar construir el desarenador planteado anteriormente, con mayor capacidad de detención y facilidad de lavado de sedimentos.

Se realiza el prediseño de las obras para un factor de instalación de 0,5 que no se hizo anteriormente, lo que complementa el estudio de alternativas, con lo que se mejora la producción energética a pesar de tener una obra más cara sobre todo en la conducción. Es importante

anotar que la conducción se ha diseñado con un túnel a presión construido con el sistema convencional, situación planteada con la idea de demostrar que aún en estas condiciones la alternativa de aprovechamiento presenta índices económico-financieros interesantes. En la fase de Factibilidad, con mejor conocimiento de las condiciones reales del terreno, sería conveniente se estudie otras alternativas de construcción del túnel, como utilizando topo; con lo que se conseguiría mejorar las características del proyecto y consecuentemente mejores rendimientos.

Para la construcción del túnel se ha previsto dividirlo en dos tramos, con una ventana ubicada más o menos en la mitad de la longitud y aprovechando un macizo de buena roca y de gran potencial, del cual se obtendría material para revestimiento del túnel y demás obras del proyecto.

El material producto de las excavaciones superficiales y subterráneas se colocará en la gran planicie (57 ha) ubicada entre la carretera Ibarra-San Lorenzo y la desembocadura del río Parambas, coordenadas: 796500 a 798000 E y 10090500 a 10091500 N. En esta misma planicie se ubicarán el campamento y demás instalaciones para la construcción del Proyecto.

La presencia de la carretera Ibarra-San Lorenzo a lo largo de todo el Proyecto constituye una gran ventaja pues facilitará toda su construcción y operación; de ella parten los caminos de acceso a las diferentes obras de la central, el de mayor longitud es a casa de máquinas con 960 m.

En resumen, las condiciones geomorfológicas, ambientales, de facilidad constructiva y demás, son favorables para la ejecución del Proyecto.

#### **2.6.5.1 Descripción resumida de los elementos del aprovechamiento**

##### **Obras de Desvío**

El desvío del río se realizará a través de un canal construido en la margen derecha, el mismo que tiene una longitud de 230 m, 10 m de ancho, pendiente de 0,011 m/m, con taludes laterales 1:4 (H:V); el canal así diseñado permitirá evacuar 762,00 m<sup>3</sup>/s, correspondiente a un período de retorno de 2 años. El río se desviará hacia el canal por medio de una ataguía de 9,40 m de alto; para evitar la inundación del sitio de las obras aguas abajo se dispondrá de otra ataguía de 8,20 m de alto.

##### **Presa y Obras Anexas**

Las obras de derivación y captación tienen por objeto retener y desviar las aguas del río Mira para su conducción hacia la Casa de Máquinas.

Las obras de derivación consisten en una presa de Hormigón a gravedad de 26,90 m de alto en su parte más elevada con una longitud de su coronamiento de 139,60 m. La presa dispone de 3 vertederos de excesos controlados por compuertas radiales de 9,60 m por 11,40 m, que en conjunto, con el desagüe de fondo exterior, serán capaces de permitir el tránsito de la crecida milenaria de 2.305,00 m<sup>3</sup>/s. La presa dispondrá además de dos desagües de fondo 6,0 m x 6,0 m, provistos igualmente de compuertas radiales.

Las obras de toma se ubican en la margen izquierda del río Mira; dispone en su parte frontal de un canal desripador de 6,0 m de ancho que desalojará el material atrapado por medio del desagüe de fondo, dispuesto para el efecto; el agua entra a la captación por medio de un rejilla fina dividida en dos vanos de: 5,45 m x 8,75 m de alto, aguas abajo de la cual se tiene la transición hacia los conductos rectangulares que disponen de sendos juegos de compuertas de 3,50 m x 7,00 m, para mantenimiento; para la entrada al túnel propiamente dicho se dispone de la respectiva transición de 7,15 m de largo.

Para facilitar el paso de los 11,6 m<sup>3</sup>/s, correspondientes al caudal ecológico y permitir además el tránsito de la fauna fluvio-marina, se ha diseñado dos derivaciones que captarán las aguas del embalse en los niveles máximo y mínimo de operación.

### **Túnel de Presión**

La conducción es mediante túnel a presión de 9.226 m de longitud, y construido con el sistema convencional; existe una ventana aproximadamente en la mitad de la longitud total que permite implementar cuatro frentes de trabajo con un avance de excavación de 2,5 m diarios por frente, es decir, 10 m en el día.

En general se plantea una sección tipo baúl de 7,50 m de diámetro de excavación y longitudinalmente dividido en 3 tramos.

- Tramo I, de 4.753 m de longitud, comprende el tramo desde la presa hasta la ventana. La pendiente que tiene este tramo es 1,2 por mil.
- Tramo II, comprende el tramo desde la ventana hasta la chimenea de equilibrio. La pendiente longitudinal es de 1,4%.
- Tramo III, desde la chimenea de equilibrio hasta la cámara de válvulas existe un túnel de sección circular blindado que para cálculos hidráulicos lo consideraremos como parte de la tubería forzada.

El medio rocoso en el que estará emplazado el túnel tiene clasificación III y IV según Barton; los recubrimientos, anclajes y sostenimiento dependen de cada tipo de roca que se tenga. Por seguridad se prevé secciones transversales correspondientes a una roca mala (V) en los sitios donde el túnel pasa por debajo de cauces naturales, portales de entrada, salida y ventana.

### **Chimenea de Equilibrio**

La chimenea de equilibrio es subterránea, vertical y está compuesta de dos cámaras cilíndricas.

La altura total de la chimenea de equilibrio es de 89,5 m, tiene un orificio restringido de 2 m de diámetro. La cámara cilíndrica inferior tiene un diámetro de 4,50 m, en tanto que la cámara superior tiene un diámetro interno de 14 m.

La geometría de la chimenea de equilibrio fue determinada con los niveles de oscilación máximo y mínimo dados por las maniobras de cierre y apertura de los álabes de las turbinas.

La maniobra de cierre está considerada para un tiempo de 10 s, en tanto que la admisión de carga se estima para un tiempo de 40 s para el inicio de operación de una turbina.

El medio rocoso donde se emplazará la chimenea de equilibrio ha sido catalogado como tipo III (roca suave).

### **Tubería de Presión**

La tubería de presión estará dividida en dos ramales, serán tuberías enterradas desde la cámara de válvulas hasta la casa de máquinas.

El diámetro interior de la tubería en toda la longitud es de 4,20 m. De acuerdo a la variación de la pendiente del terreno se determinan los tramos de la tubería forzada. La tubería tiene anclajes en los cambios de pendiente y dirección.

En la abscisa 101+00 del Proyecto, las tuberías tienen una separación entre sus ejes mediante un codo para de esta manera tomar la alineación adecuada de ingreso hacia las turbinas dispuestas en la casa de máquinas.

En el tramo horizontal, previo al ingreso a la casa de máquinas, se realiza una reducción de diámetro a 3,50 m para unirse a la válvula mariposa, para luego realizar una segunda transición de diámetro a 2,45 m previo al ingreso del flujo a la turbina.

La longitud total de la tubería es de 990 m, estimándose un peso total de blindaje de 4405 toneladas considerando espesores entre 15 a 31 mm.

### **Casa de Máquinas**

La casa de máquinas es semi-enterrada y estará ubicada en una plataforma antes de la línea del ferrocarril. Alojará dos turbinas Francis de eje vertical que producirán 72237 kW cada una y sus respectivos generadores.

El puente grúa de 190 toneladas de capacidad será soportado por columnas de sección rectangular 0,50 x 0,70 m.

La casa de máquinas tiene un área de 918 m<sup>2</sup> en el piso de generadores que estará ubicado en la cota 695,25, además en esta plataforma se incluye la cámara de transformadores de 160 m<sup>2</sup> y el edificio de control 152 m<sup>2</sup>.

El piso de las turbinas se encuentra en la cota 686,25 y engloba un área de 613,70 m<sup>2</sup>.

El eje del distribuidor se localiza en la cota 684,72 m.s.n.m.

### **Estructuras de Descarga**

La restitución de las aguas turbinadas está prevista mediante un canal de sección rectangular de 10 x 4,90 m, en una longitud de 100 m.

Previo al ingreso de las aguas turbinadas hacia el canal de restitución rectangular, existe un vertedero de 21,40 m de longitud que controlará la sumergencia de la turbina y la potencia instalada de la central.

El paso de la línea férrea está garantizado por la presencia de un puente sobre el canal de restitución.

### **Línea de Transmisión**

La evacuación de la potencia total de la Central se realizará mediante una línea de doble circuito a 138 kV con cable de aluminio N°795 MCM. El calibre del conductor y las pérdidas se han obtenido por medio del momento eléctrico (MVA-millas).

La línea se ubicará en la zona 2, en terrenos comprendidos entre los pisos altitudinales 1000 a 3500 m.s.n.m. y de acuerdo a las determinaciones de TRANSELECTRIC.

### **Subestación**

La subestación constará de cinco posiciones o bahías, dos de transformadores, dos para la línea de transmisión y una de acoplamiento con un esquema de barra principal y transferencia.

Cada posición de transformador tendrá un interruptor tripolar en SF6, tres seccionadores tripolares y tres transformadores de corriente unipolares de doble núcleo, para medición y protección.

Las posiciones de la línea de transmisión tendrán adicionalmente tres divisores capacitivos de potencial de doble núcleo y tres pararrayos con tensión nominal 120 kV.

### **Equipos Auxiliares**

En el piso de turbinas en general se instalarán los siguientes equipos: planta de tratamiento de agua, compresor, tablero de instrumentos, tablero de distribución de servicios auxiliares de C.A., tablero del sistema SCADA para servicios auxiliares, tablero de enfriamiento de aceite cojinete, tablero de regulador de velocidad, tablero de frenos y unidad hidráulica del regulador de velocidad, todos ellos para ambas unidades excepto el tablero del sistema SCADA.

En el piso de válvulas se instalarán el tablero de control del sistema sanitario, dos bombas del sistema de agua de enfriamiento de las unidades, tablero del sistema de drenaje y tablero del sistema de desagüe.

El sistema de servicios auxiliares constará fundamentalmente de transformadores de servicios auxiliares de 300 kVA, uno para cada unidad, alimentados independientemente desde cada generador.

Se ha proyectado una tercera fuente alternativa para servicios auxiliares, que será un generador a diesel de 500 KVA, solo para alimentar las cargas esenciales, el cual estará interbloqueado eléctricamente con los dos transformadores de 300 kVA.

Los dos transformadores de servicios auxiliares y el generador de emergencia estarán instalados a un costado de la casa de máquinas, en el nivel 695,25 m.

## 2.6.5.2 Resumen de las características principales del proyecto

<b>i. Área de drenaje</b>	4159 km <sup>2</sup>
<b>ii. Caudales Características del río Mira</b>	
Medio mensual anual	116,3 m <sup>3</sup> /s
Caudal firme natural (90%)	52,70 m <sup>3</sup> /s
Caudal firme aprovechable (90%)	41,10 m <sup>3</sup> /s
Caudal ecológico	11,63 m <sup>3</sup> /s
<b>CAUDALES DE CRECIDA</b>	
Máximo observado	1149 m <sup>3</sup> /s (22 sep 1979)
Período de Retorno	
10, 25, 100, 500, 1000, 10000 años	1175, 1396, 1730, 2128, 2305, 2924 m <sup>3</sup> /s
<b>iii. Presa</b>	
Objeto	Cierre del río Mira para desviarlo, garantizar la suficiente sumergencia y mantener el sistema de conducción a presión
Tipo	Hormigón – Gravedad
Altura máxima	26,90 m
Longitud de la corona	139,60 m
Volumen de hormigón	35563 m <sup>3</sup>
Compuertas desagüe de fondo BxH6 m x 6 m, 2 unidades	
Compuertas vertedero BxH	9,60 m x 11,40 m, 3 unidades
Crecida de diseño	2923,5 m <sup>3</sup> /s (TR: 10000 años)
Nivel normal de operación	870,60 m.s.n.m.
Nivel mínimo de operación	867,60 m.s.n.m.
Volumen total de agua presa	915380 m <sup>3</sup>
<b>iv. Toma</b>	

Caudal diseño	93,8 m <sup>3</sup> /s
Rejilla B x H	2 rejillas, 5,45 m x 10,20 m
Compuerta de emergencia	2 stop logs, 3,50 m x 7,10 m
<b>v. Túnel de Presión</b>	
Sección Hidráulica	Baúl,
Diámetro ponderado	7,11 m
Velocidad ponderada	2,08 m/s
Tramo I: Presa - Ventana	
Pendiente	0,0012 m/m
Longitud	4753 m
Tramo II: Presa – Chimenea de Equilibrio	
Pendiente	0,014 m/m
Longitud	4313 m
Tramo III: Chimenea de Equilibrio	
Pendiente	0,014 m/m
Longitud	160 m
<b>vi. Chimenea de Equilibrio</b>	
Tipo	Subterránea, vertical de dos cámaras, con orificio restringido
Sección	Circular D1= 4,50 m Circular D2= 14 m
Área de amortiguamiento	153,94 m <sup>2</sup>
Orificio restringido (blindado en acero)	D= 2 m
Nivel máximo oscilación	883,70 m.s.n.m.
Nivel mínimo oscilación	844,78 m.s.n.m.
Nivel estático	863,56 m.s.n.m.
Cota en la base	796,0 m.s.n.m.
<b>vii. Cámara de Válvulas</b>	
Tipo	Superficial
Dimensiones B x L x H	9,50 m x 18.80 m x 13.30 m
Volumen de excavación	10860 m <sup>3</sup>
Elevación cámara válvulas	789,04 m.s.n.m.
Válvulas, tipo, diámetro	2, mariposa, 4200 mm
<b>viii. Tubería de Presión</b>	
Tipo	Enterrada, blindada totalmente
Número de tuberías	2
Diámetro	4,20 m
Longitud	990 m
Peso de blindaje	4405 ton
<b>ix. Casa de Máquinas</b>	
Tipo	Semi-enterrada
Dimensiones B x L x H	20,80 m x 44,50 m x 16,60 m

Volumen de excavación	286481 m <sup>3</sup>
Elevación del eje de turbinas	684,72 m.s.n.m.
Elevación del piso de generadores	695,25 m.s.n.m.
<b>TURBINAS</b>	
Número de turbinas	2
Tipo	Francis, eje vertical
Velocidad	400 r.p.m.
Carga útil para Qdiseño	168,28 m
Potencia instalada	144,5 MW
<b>GENERADORES</b>	
Número de generadores	2
Tipo	Eje vertical, 3 fases
Velocidad	400 r.p.m.
Factor de potencia	0,90
Voltaje de generación	13,8 kV
<b>TRANSFORMADORES</b>	
Número de transformadores	2
Tipo	3 fases
Capacidad	80 MVA
Voltaje	13,8/138 ± 5% kV
Dimensiones patio de transformadores	60 m x 60 m (con subestación)
<b>x. Estructuras de Descarga</b>	
Vertedero tipo	Pared delgada
Longitud vertedero	21,40 m
Sección canal	10 m x 4.90 m
Longitud canal	100 m
<b>xi. Línea de Transmisión</b>	
Longitud	61 km
Características	Línea a la S/E Ibarra del SIN 138 kV de doble circuito
<b>xii. Subestación</b>	
S/E Parambas	5 posiciones, dos transformadores con interruptor tripolar 138 kV. Aislamiento 650 kV
S/E Ibarra	2 posiciones completas Aislamiento 750 kV.

### 2.6.6 Evaluación del proyecto

Se ha determinado que el aprovechamiento Parambas tiene las características técnico-económicas más favorables, por lo que se seleccionó para ser llevado a Prefactibilidad.

Se muestra a continuación la evaluación del proyecto, diseñado con un factor de instalación 0,5.

#### **2.6.6.1 Producción energética primaria y secundaria**

En función de los caudales medios diarios dispuestos de acuerdo a la curva de duración general para el sitio de captación en el río Mira, se realizó el análisis de producción energética del proyecto que se muestra en la Tabla No. 15.

Los valores que se muestran al final de la columna Paral. (Paralizaciones) corresponden a la energía que se dejará de generar en el año por mantenimiento de equipos electromecánicos, conducciones y limpieza de sedimentos del embalse, valores tomados en función de la disponibilidad del recurso hídrico.

En tanto que la columna Pérdidas Transmis. (Pérdidas en la Transmisión), es la energía que se pierde en la línea de transmisión por eficiencia de los conductores desde Parambas hasta la subestación Ibarra, valores correspondientes al 2% de la energía generada que se va a transmitir.

#### **RESUMEN**

Potencia instalada = 144,5 MW

Energía bruta= 984,60 GWh

Energía perdida por paralizaciones= 4,92 GWh

Energía perdida en transmisión= 19,69 GWh

**Energía neta entregada= 964,91 GWh**

Energía primaria neta= 608,46 GWh

Energía secundaria neta= 356,45 GWh



**TABLA No. 15: ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NETA DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO PARAMBAS**

Prob. Exc. %	Tiempo días	Q natural m³/s	Q aprov. m³/s	hf m	Eficiencia Turbina %	Eficiencia Generador %	Pot. Generada Bruta MW	Usos Internos MW	Perdidas Eléctricas MW	Pot. Generada Neta MW	Eficiencia Transform. %	Pot. Bornes MW	Energía generada GWh	Paral. GWh	Pérdidas Transmis. GWh	Energía neta Entregada GWh
100	365.00	3.16	0.00	0.00	0.00		0.00	0.0	0.0006	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
95	346.75	43.88	32.25	1.25	63.02	99.0	17.53	0.3	0.0012	17.23	99.5	17.14	3.75	0.02	0.08	3.68
90	328.50	52.70	41.07	2.03	71.90	99.0	25.36	0.3	0.0015	25.06	99.5	24.93	9.21	0.05	0.18	9.03
80	292.00	66.49	54.86	3.62	84.90	99.0	79.28	0.3	0.0024	78.97	99.5	78.58	45.34	0.23	0.91	44.43
70	255.50	78.43	66.80	5.37	90.00	99.0	101.31	0.3	0.0045	101.00	99.5	100.50	78.44	0.39	1.57	76.87
60	219.00	91.58	91.50	10.08	93.20	99.0	139.80	0.3	0.009	139.49	99.5	138.79	104.81	0.52	2.10	102.71
50	182.50	104.07	92.44	10.29	93.26	99.0	141.15	0.3	0.0144	140.84	99.5	140.14	122.17	0.61	2.44	119.73
40	146.00	116.98	93.80	10.59	93.30	99.0	143.03	0.3	0.033	142.70	99.5	141.99	123.57	0.62	2.47	121.10
30	109.50	131.55	93.80	10.59	93.30	99.0	143.03	0.3	0.06	142.67	99.5	141.96	124.37	0.62	2.49	121.88
20	73.00	152.05	93.80	10.59	93.30	99.0	143.03	0.3	0.12	142.61	99.5	141.90	124.33	0.62	2.49	121.84
10	36.50	190.66	93.80	10.59	93.30	99.0	143.03	0.3	0.12	142.61	99.5	141.90	124.30	0.62	2.49	121.82
5	18.25	232.37	93.80	10.59	93.30	99.0	143.03	0.3	0.12	142.61	99.5	141.90	62.15	0.31	1.24	60.91
0	0.00	250.00	93.80	10.59	93.30	99.0	143.03	0.3	0.12	142.61	99.5	141.90	62.15	0.31	1.24	60.91
	<b>TOTAL</b>												<b>984.60</b>	<b>4.92</b>	<b>19.69</b>	<b>964.91</b>

### 2.6.6.2 Cantidades de obra y presupuesto referencial

Se presenta a continuación el resumen del presupuesto referencial del Proyecto, en el que se cargó con imprevistos del 10% para las estructuras de las cuales en esta fase se tiene menos conocimiento del terreno como son: túnel, cimentación de la presa y chimenea de equilibrio.

Además, por concepto de ingeniería y administración del proyecto se prevé el 12% y por imprevistos generales se carga adicionalmente un 8% del total, esto considerando tener mayor seguridad en la evaluación.

**TABLA No. 16: PRESUPUESTO REFERENCIAL DE OBRA**

<b>PROYECTO HIDROELÉCTRICO PARAMBAS                      APROVECHAMIENTO PARAMBAS                      RESUMEN PRESUPUESTO DE OBRA</b>			
<b>RESUMEN APROVECHAMIENTO</b>	<b>COSTO</b>	<b>SUBTOTAL</b>	<b>TOTAL %</b>
<b>1 OBRAS CIVILES</b>		95,540,072	
OBRAS DE DESVÍO	432,006		0.28
PRESA	12,921,912		8.24
OBRA DE CAPTACIÓN	289,817		0.18
TÚNEL A PRESIÓN	72,555,069		46.24
VENTANA	1,623,373		1.03
CHIMENEA DE EQUILIBRIO	1,326,549		0.85
CÁMARA DE VÁLVULAS	198,333		0.13
TUBERÍA DE PRESIÓN ENTERRADA	3,445,992		2.20
CASA DE MÁQUINAS	2,376,485		1.51
CAMINOS DE ACCESO	370,534		0.24
<b>2 EQUIPAMIENTO HIDROMECÁNICO</b>		32,922,742	20.98
<b>3 EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO</b>		22,027,000	14.04
<b>4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN</b>		5,690,000	3.63
<b>5 MITIGACIÓN AMBIENTAL</b>		391,067	0.25
<b>6 TERRENOS, SERVIDUMBRES Y CAMPAMENTOS</b>		329,800	0.21
<b>TOTAL</b>		156,900,681	100.00
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN 12%		18,828,082	
IMPREVISTOS GENERALES 8%		14,058,301	
<b>COSTO TOTAL PROYECTO</b>		<b>\$189,787,064</b>	

<b>POTENCIA INSTALADA</b>	<b>144500</b>	<b>kW</b>
<b>COSTO kW INSTALADO</b>	<b>1313</b>	<b>USD</b>

### 2.6.6.3 Evaluación económica-financiera y principales indicadores

Bajo los mismos criterios económico-financieros que se plantearon para la evaluación de las tres alternativas existentes en el área del proyecto, se obtienen los siguientes resultados que acreditan y justifican que el aprovechamiento Parambas diseñado para factor de instalación 0,5 es la mejor alternativa.

**TABLA No. 17 EVALUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA**

<b>FACTOR DE INSTALACIÓN 0,5</b>						
<b>Alternativa</b>	<b>Potencia Instalada kW</b>	<b>Costo Total Inicial USD</b>	<b>Costo kW Instalado USD</b>	<b>Tiempo de Construcción (años)</b>	<b>TIR</b>	<b>RELACIÓN BENEFICIO/COSTO</b>
					<b>RELACIÓN CRÉDITO INVERSIÓN 70-30</b>	
					<b>TASA INTERÉS</b>	
					<b>12%</b>	<b>12%</b>
PARAMBAS	144500	189,787,064	1313	3	<b>18.50</b>	<b>2.01</b>

#### **2.6.6.4 Recomendaciones para la realización del estudio de factibilidad**

Los resultados de la evaluación técnica, económica y financiera realizada a la alternativa seleccionada en el presente estudio de Prefactibilidad, son bastante atractivos y aseguran la conveniencia de continuar con los estudios de Factibilidad que permitan mejorar el conocimiento del terreno donde se implantarán las obras y contar con la información necesaria para continuar con los Diseños Definitivos para la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico Parambas.

A parte de que este Proyecto tiene características propias muy adecuadas que justifican plenamente se lleve adelante su ejecución; se debe tomar en cuenta que tiene una ubicación con influencia preponderante del régimen hidrológico de la vertiente del Océano Pacífico, y por lo tanto es complementaria a la hidrología de la vertiente del río Amazonas. Este desfase entre la hidrología de estas dos vertientes permite obtener una cuasi-complementariedad en el funcionamiento de los proyectos de generación hidroeléctrica existentes y futuros del Sistema Nacional Interconectado -SNI.

Así mismo, vale la pena anotar que la ubicación del Proyecto Parambas representa un aporte estratégico de energía eléctrica en una zona apartada del país y que su construcción beneficiaría en los ámbitos económicos y sociales de su población.

#### **ALCANCE DEL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA**

En el estudio de factibilidad se tratarán los siguientes temas:

- Topografía, Cartografía y Caminos de Acceso
- Geología y Geotecnia, (incluidas perforaciones, galerías exploratorias, geofísica, mecánica de rocas y suelos), Vulcanología, Sismología y Tectónica.
- Diseños Hidráulico y Estructural de obras civiles de superficie y subterráneas.
- Estudio de Impacto Ambiental Definitivo según el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas y normativa vigente.
- Obras para la evacuación de energía e interconexión al Sistema Nacional Interconectado - SNI.
- Producción energética y su incidencia en el Mercado Eléctrico Nacional.
- Diseño y especificaciones técnicas del equipamiento eléctrico y mecánico.
- Metodología constructiva.
- Análisis de precios unitarios, cantidades de obra, presupuesto y cronograma de trabajos.

- Evaluación económica y financiera.

#### **PROGRAMA AMBIENTAL PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

- Se recomienda tramitar el Certificado de Intersección en el Ministerio de Ambiente, certificado en el que se incluya la presencia de la Central Hidroeléctrica y la Línea de Transmisión asociada.
- En virtud de que la Categoría Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Parambas corresponde a la clasificación B, es decir, con Moderado Riesgo Ambiental, cuyos potenciales impactos ambientales son algo significativos, pero que para su mitigación o compensación se aplicarán Medidas No Complejas, es necesario que para el estudio de factibilidad se realice el Estudio de Impacto Ambiental Definitivo, EIAD. En este sentido, se deberá tomar en cuenta lo establecido en los Términos de Referencia elaborados para el efecto.



## Bibliografía:

- a. CONELEC (2010). Inventario de los Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, 2009. Quito, Ecuador.
- b. CONELEC (2012). Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. Quito, Ecuador.
- c. Gobierno de la Provincia de Pichincha (2004). Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos, Provincia de Pichincha. Quito, Ecuador.
- d. INECEL (1997). Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos para el Corto, Mediano y Largo Plazo. Quito, Ecuador.
- e. INECEL (1997). Catálogo de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad ( $P_i = 5 - 50$  MW). Quito, Ecuador.
- f. INECEL (1997). Catálogo de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad ( $P_i < 5$  MW). Quito, Ecuador.
- g. MEER - Beate Bernardo (2010). Plan de Aprovechamiento de los Recursos Geotérmicos en el Ecuador. Quito, Ecuador.
- h. CONELEC – ASTEC (2009), Estudio de Prefactibilidad del Proyecto Hidroeléctrico Parambas (144,5 MW). Quito, Ecuador.
- i. CONELEC – CIE (2008). Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador.
- j. MEER (2013). Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador.
- k. Página Web del CONELEC: [www.conelec.gob.ec](http://www.conelec.gob.ec)
- l. Página Web del MEER: [www.meer.gob.ec](http://www.meer.gob.ec)
- m. Página Web de CELEC EP: [www.celec.com.ec](http://www.celec.com.ec)
- n. Página Web del Instituto Nacional de Preinversión (INP): [www.preinversion.gob.ec](http://www.preinversion.gob.ec)

# ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022***

## **ANEXO 2.- INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL**

Quito - Ecuador

## **ANEXO 2**

# **1 Integración energética regional**

## **1.1 Introducción.**

La integración regional es un proceso que constituye un anhelo de múltiples actores; el actual enfoque busca aprovechar las potencialidades económicas y productivas de los países en forma conjunta, así como la importancia estratégica de transar ciertos bienes, a fin de ir construyendo una imagen compartida sobre el futuro de la integración, y de abrir caminos para nuevas oportunidades comunes, bajo las características del escenario global actual.

Los países de América Latina y El Caribe cuentan con recursos energéticos abundantes y variados que incluyen petróleo, gas natural, carbón, biomasa y energías renovables, así como un gran potencial hidroeléctrico, aunque no siempre están igualmente distribuidos; sin embargo, esta particularidad es la que brinda el potencial para que se desarrollen importantes flujos de comercio intrarregional con perspectivas importantes para la integración energética.

En este contexto, la comercialización del gas natural y la electricidad no solamente redundan en una mejor utilización de los recursos, sino que contribuiría en aumentar la disponibilidad de combustibles más limpios. Hasta el momento, gran parte de la integración energética se ha limitado a interconexiones físicas, con algún comercio de combustibles vía gasoductos u oleoductos o venta de energía eléctrica. Sin embargo, los grandes beneficios para la integración económica se obtendrán con una integración en el sentido de permitir el comercio de energía y no solo de mercancías; para ello, es necesario un desarrollo armónico en los países en cuanto a la estructura del sector energético y las normativas respectivas.

A través de las iniciativas de los organismos como: la Comunidad Andina (CAN), la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR), entre otros; la integración de los mercados de gas y electricidad está ocurriendo paulatinamente en América del Sur; donde las reformas de los sectores de electricidad e hidrocarburos 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 y considerando las diferentes experiencias de cada uno de los países de América del Sur, se destaca que la integración regional es un proceso a largo plazo que involucra la operación combinada de los sistemas de energía (generación y redes transmisión), así como el apoyo a políticas orientadas a la armonización de las regulaciones del sector eléctrico y la integración acelerada para el uso compartido de tecnología.

## **1.2 Visión de la Integración Energética.**

La integración energética tiene por concepto propender a un proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permita la optimización de los recursos energéticos disponibles, dando como resultado el incremento en la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía, para el efecto es necesario que el intercambio energético sea establecido bajo un marco normativo común y servicios adecuados, con el fin de que se generen beneficios económicos para todos los actores bajo condiciones equilibradas y justas.

Lo antes expuesto, permitirá que la integración energética brinde a los países lo siguiente:



- Seguridad en el suministro
- Uso óptimo de los recursos naturales
- Mejora en la calidad de servicio
- Eficiencia en las inversiones
- Economías de escala
- Menor impacto ambiental

### 1.3 Políticas energéticas en el sector eléctrico ecuatoriano.

El sector eléctrico ecuatoriano, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía nacional, enfrenta el importante reto de cumplir con una adecuada planificación integral, basada en la armonización de lo sectorial con los grandes intereses nacionales, en este sentido y en concordancia con lo preceptuado en la Constitución de la República y los objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV); el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Electricidad y Energía y Renovable (MEER), ha definido políticas energéticas<sup>1</sup>, que deben ser observadas y aplicadas por todas las instituciones que conforman el sector eléctrico ecuatoriano en el ámbito de la integración eléctrica regional, como por ejemplo:

- Garantizar el autoabastecimiento 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.
- Promover e impulsar el desarrollo sostenible de los sistemas eléctricos de la zona amazónica y fronteriza.

Lo antes señalado está sustentado en lo dispuesto mediante la Constitución de la República del Ecuador, en su artículo 416, el cual señala que las relaciones del Ecuador con la comunidad internacional responderán a los intereses del pueblo ecuatoriano, al que rendirán sus responsables y ejecutores, y por tanto, entre otros aspectos proclama la independencia e igualdad jurídica de los Estados; impulsa la prioritariamente la integración política, cultural y económica de la región andina, de América del Sur y Latinoamérica.

En este contexto, 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 agrado.

---

<sup>1</sup> Lineamientos dispuestos a través de documentos oficiales remitidos por el Ministerio de Electricidad y energía renovable (MEER).

- 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 América Latina y de El 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 El Caribe, así como la suscripción de tratados y otros instrumentos internacionales de integración regional.

Así mismo y según lo dispuesto por las políticas del Estado ecuatoriano, se define que en el caso de producirse intercambios de electricidad mediante contratos bilaterales, se faculta prioritariamente a la empresa pública, en caso excepcional se podrá delegar a la empresa privada, para que efectúe las importaciones y exportaciones de electricidad, considerando que dicha empresa representará al sistema eléctrico ecuatoriano en dichas transacciones antes mencionadas.

#### **1.4 Evolución de la normativa supranacional para el intercambio de electricidad a nivel comunitario.**

En el ámbito de la integración eléctrica, los gobiernos que conforman la Comunidad Andina (CAN), han realizado significantes esfuerzos, dando como resultado la expedición de la Decisión CAN 536, promulgada en diciembre de 2002, misma que fue consecuencia de un trabajo intenso, coordinado y consensuado entre representantes de los organismos reguladores de los países miembros de la CAN, y que tuvo como hitos relevantes:

- La reunión sostenida en Cartagena de Indias, Colombia, el 22 de septiembre de 2001, en la cual se suscribió el *“Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”*.
- La preparación de la “Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre 2001” por parte de los organismos reguladores de los países miembros; las reuniones de Quito, Ecuador (diciembre de 2001) y Caracas, Venezuela (enero 2002), donde se acuerdan principios normativos necesarios para armonizar los marcos legales y regulatorios.
- Suscripción del Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica, en Quito, el 19 de abril de 2002, donde se acordaron principios generales para la integración eléctrica entre los países suscriptores.

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.<sup>2</sup>

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.<sup>3</sup>

Con base en la referida norma supranacional, se han realizado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia por más de 7 años. 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, por lo cual propusieron suspender la Decisión CAN 536 transitoriamente por un período de hasta 2 años; para el efecto, se consideró necesario y fundamental definir 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, establece lo siguiente: un tratamiento discriminatorio de precios para la oferta de electricidad de cada país, la asignación equitativa de las rentas de congestión y la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años.

Como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de 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 intracomunitarios de electricidad.

Desde la aprobación de la Decisión CAN 720, las delegaciones de los países miembros han realizado varios encuentros con el fin de analizar los lineamientos de la Decisión CAN 536 que deben ser revisados y sobre otros aspectos que se consideran relevantes con el fin de afianzar la integración eléctrica regional. En la reunión de los ministros y altas autoridades encargadas del sector eléctrico de los países miembros de la Comunidad Andina y la hermana República de Chile, realizada en Galápagos el mes 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 para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

En la XXVI Reunión del GTOR, se acordó presentar a la consideración de CANREL una normativa andina sobre la vigencia de la Decisión CAN 536, misma que incluye, entre otros

---

<sup>2</sup> Reglamento aprobado en la ciudad de Bogotá el 18 de junio de 2003.

<sup>3</sup> Reglamento aprobado en la ciudad de la Paz el 16 de mayo de 2003

aspectos, los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y 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 y Ecuador y para Ecuador y Perú. La Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los ministros de energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena la Decisión CAN 757, 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 y Ecuador; y, Ecuador y Perú; adicionalmente también se mantiene la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años, período que fenece en agosto del 2013.

## **1.5 Impacto de la normativa supranacional en la estructura y funcionamiento de 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 técnicos y económicos para los dos países miembros. Sin embargo y considerando la resultados obtenidos en las transacciones entre ambos países, Ecuador advirtió la existencia de un desequilibrio económico, aspecto que provocó el analizar 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, las cuales por definición son rentas económicas que se derivan de una transacción internacional de electricidad y tienen relación con el volumen de la transacción y la diferencia de precios en los mercados importador y exportador, 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 el mes de abril de 2011, acordaron 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 obligaron a reformar y modificar la Decisión 536, dichos principios han sido parte integrante y fundamental de la Decisión CAN 757, actualmente vigente, 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.

### **1.5.1 Ecuador – Colombia**

Las reglas o normas que rigen los intercambios de energía entre Ecuador y Colombia han sido expedidas por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), respectivamente; las cuales se encuentran en los siguientes documentos normativos: Resoluciones CREG 04 de 2003, CREG 096 de 2008 y CREG 160 de 2009, y en la Regulación No. CONELEC 004/10 expedida en el año 2010.

La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y 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 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.

#### 1.5.1.1 *Activación de las TIE entre Colombia y Ecuador*<sup>4</sup>

##### • **Importación a Colombia desde Ecuador**

Para efecto de las TIE entre Colombia y Ecuador el Centro Nacional de Despacho (CND) estima horariamente una curva escalonada de Precios de Oferta para cada Nodo Frontera para Exportación, Curva de escalones  $PONE_{QX,i}$ , la cual reflejará 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 exportación del enlace internacional. Cada escalón  $PONE_{QX,i}$  de la curva deberá incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en dicho nodo 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:

$$\frac{PI_{KI} - (PONE_{QXEi} + CEE + Cargos G)}{PONE_{QXEi} + CEE + Cargos G} * 100 > Umbral$$

Donde:

$PI_{KI}$ : Precio Máximo de Importación Colombiano para la hora k.  
 $PONE_{QXEi}$ : Precio de Oferta en el Nodo Frontera para Exportación del enlace internacional i, en el segmento QXE, del otro país; el cual deberá incluir todos los costos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera.

<sup>4</sup> Resoluciones CREG 04 de 2003, CREG 096 de 2008 y CREG 160 de 2009  
Regulación CONELEC 004/10

<i>CEE:</i>	Costo Equivalente en Energía.
<i>Cargos G :</i>	Cargos adicionales establecidos en la regulación vigente asignados a la Generación de Colombia.
<i>Umbral :</i>	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.

Para iniciar la operación de las TIE por un Enlace Internacional, se establece un Umbral igual al 8%.

#### • **Importación a Ecuador desde Colombia**

La comparación de precios para decidir una importación de electricidad mediante una transacción internacional de corto plazo, debe ser realizada en los nodos del sistema que compraría electricidad.

La comparación de precios se realiza 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.

La decisión se tomará con base a lo siguiente:

$$\text{Si: } |POI - P_{Umbral}| > POE$$

Donde:

<i>POI:</i>	Precio de oferta del Ecuador para importar.
<i>POE:</i>	Precio de oferta del otro país para exportar.
<i>P<sub>Umbral</sub>:</i>	Precio umbral.

Entonces se programa una importación por parte del Ecuador.

Este análisis debe ser realizado en los nodos frontera de los dos países. Si de la comparación efectuada en cada nodo, 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.

El sistema importador, en función de la comparación de precios efectuada previamente, realizará el despacho económico programado con la oferta disponible en el enlace internacional, determina las cantidades a importar y las comunica al sistema exportador, de manera que este a su vez realice su programación considerando las cantidades a exportar.

#### *1.5.1.2 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:

- I. Cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional.

## II. 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.

Mientras que 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.

### *1.5.1.3 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.

### *1.5.1.4 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 el 50% para el sistema exportador.

En el caso de Colombia, cuando el mercado colombiano realice exportaciones, los recursos de las rentas que correspondan sistema importador serán considerados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). La demanda internacional de Despacho Económico Coordinado participará 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.

De las rentas que correspondan al mercado colombiano, producto de las exportaciones de electricidad a Ecuador, el ochenta por ciento (80%) serán destinadas al Fondo de Energía Social que administra el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007. El saldo de los recursos que correspondan el mercado colombiano se verá reflejado en un menor costo de restricciones. Para el efecto, el ASIC trasladará estas rentas a los comercializadores conforme con la regulación vigente, como un menor valor de restricciones.

Por otra parte, en el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, el 50% de las rentas de congestión, correspondiente a la demanda nacional servirá para cubrir el pago correspondiente a las garantías semanales por concepto de importación y, el 50



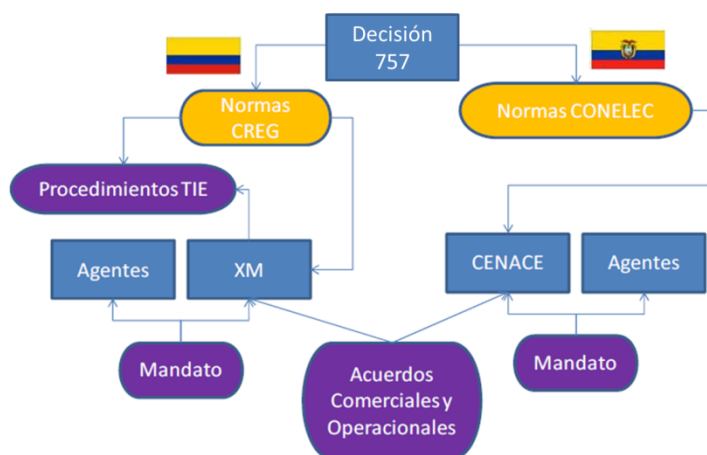
% que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENACE al mercado importador en la respectiva factura.

En el caso de 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.

#### 1.5.1.5 Coordinación de los Sistemas

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, las TIE's entre Colombia y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en un principio en la Decisión CAN 536 y ahora plasmadas en la Decisión CAN 757, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países andinos. En resumen, éstas consisten en intercambios establecidos para el día siguiente e intercambios de emergencia, ambos realizados por los operadores de los mercados de los países, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM) en Colombia y la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (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 permiten contrataciones internacionales de compraventa de energía entre los mismos.

En la siguiente figura se ilustra el marco general establecido para la operación de las TIE Colombia – Ecuador.



**FIG. No. 1: MARCO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS TIE COLOMBIA – ECUADOR.**  
**FUENTE: CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC)**

#### 1.5.2 Ecuador – Perú

En lo referente a Perú y Ecuador, las reglas para los intercambios de energía eléctrica están contenidas principalmente en el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757 expedido por Perú y publicado en el Registro Oficial “El Peruano” y en la Regulación CONELEC 002/12 expedida en el año 2012, las cuales se sustentan en la Decisión CAN 757 suscrita para el intercambio intracomunitario de electricidad y la

interconexión subregional de los sistemas eléctricos entre los Países Miembros de la Comunidad Andina por medio de contratos bilaterales de electricidad.

La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Perú y Ecuador se efectúa conforme a los siguientes lineamientos, contenidos en el Anexo II de la Decisión CAN 757:

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 que, para tal fin, sean 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.

3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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 5 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.
7. 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.
8. El Agente importador asumirá, internamente en su país, los cargos determinados regulatoriamente, como potencia, peajes u otros que correspondan.
9. 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.
10. 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.

#### *1.5.2.1 Intercambios de Electricidad entre Perú y Ecuador*

Los operadores, la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en Ecuador y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) en Perú, realizan el despacho económico de los recursos de generación disponibles en el sistema ecuatoriano, para abastecer la demanda nacional, sin considerar la demanda internacional.

Para el despacho económico a efectuarse entre Ecuador y Perú, considera 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.

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 activamente en el análisis de los intercambios resultantes del contrato bilateral. El valor por concepto de cargo por capacidad para la exportación tanto de Ecuador a Perú y viceversa, considera un cargo unitario en función de la energía exportada valorado en 0 USD/kWh.

#### *1.5.2.2 Coordinación de los Sistemas*

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 año 2003, 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 y que son de carácter interrumpible.

En la siguiente figura se ilustra el marco general establecido para la operación de los intercambios entre Perú – Ecuador.



**FIG. No. 2: MARCO PARA LA OPERATIVIDAD DE LOS INTERCAMBIOS PERÚ – ECUADOR.**  
**FUENTE: CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC)**

## 2 Intercambio de electricidad<sup>5</sup>

Desde el año 1990, en las zonas fronterizas de Ecuador y Colombia, existieron enlaces eléctricos a nivel de 13,8 kV y 34,5 kV, entre los sistemas de las Empresas Eléctricas Regional Norte de Ecuador y Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR) de Colombia.

La operación entre los sistemas de transmisión de Ecuador y Colombia, se inició a partir de 1999, con el acuerdo de cooperación de intercambio energético entre los dos países, las subestaciones Tulcán en el Ecuador y Panamericana en Colombia se interconectaron a través de una línea de transmisión de 138 kV, permitiendo el suministro de energía al Ecuador, con el objeto de cubrir un déficit en el suministro de energía que requería en ese entonces el país. En la actualidad esta interconexión se encuentra operativa.

En junio de 2001, las autoridades de Colombia, Perú y Ecuador, analizaron, mediante sus grupos técnicos, la factibilidad de construir interconexiones de transmisión eléctrica entre los tres países. Las empresas de transmisión: TRANSELECTRIC de Ecuador e ISA de Colombia, firmaron un convenio para la construcción y transferencia de energía eléctrica a través de una línea de doble circuito de 230 kV, entre las subestaciones Pomasqui en la ciudad de Quito y Jamondino en la ciudad de Pasto en Colombia, que entró a operar en el mes de marzo de 2003.

Con la experiencia de la interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia, así como a la necesidad del país de contar con un mayor número de fuentes de generación, la empresa de transmisión ecuatoriana analizó la factibilidad de construir una segunda línea de transmisión de características similares a la primera. Así es que a fines del 2008, se puso en operación una segunda línea, con lo que la transferencia de potencia hacia el sistema ecuatoriano podía alcanzar hasta los 500 MW.

Adicionalmente, en el año 2001, también se realizaron estudios para analizar la factibilidad de interconectar los sistemas ecuatoriano y peruano, definiendo la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de doble circuito, que conecta las subestaciones de transmisión

<sup>5</sup> Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) y Geoportal del CONELEC

ubicadas en las zonas de Machala en Ecuador y Piura en el Perú, siendo necesario para ello establecer un enlace asincrónico tipo “back to back” en corriente continua ya que la frecuencia de los dos sistemas son diferentes. Conforme a los estudios realizados, este proyecto se tuvo previsto ejecutarlo en tres etapas: la primera, contempló la construcción de la línea radial; la segunda etapa, instalación del sistema de interconexión asincrónico entre los dos sistemas; y una tercera etapa, el montaje del segundo circuito de esta línea. La primera etapa del proyecto, esto es, la construcción de una línea de transmisión 230 kV circuito simple entre las subestaciones Machala y Zorritos, se implementó en el 2005; sin embargo los intercambios de energía entre el Ecuador y Perú, por la falta de concertación en los aspectos comerciales, no se han efectuado en un contexto de mercado; los intercambios de energía por esta interconexión, básicamente se han dado por razones políticas o de necesidades emergentes de suministro de energía entre las regiones.

## **2.1 Características Técnicas de la Infraestructura Implementada.<sup>6</sup>**

Con el objeto de implementar el sistema de transporte eléctrico para el intercambio de electricidad entre el Ecuador y los países vecinos; y considerando que la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica es fundamental para el desarrollo y la economía del país, el Ecuador emprendió diferentes acciones que proporcionaron la implementación física de proyectos de interconexión con Colombia y el Perú.

### **2.1.1 Interconexión Ecuador – Colombia**

A nivel de 138 kV, 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 (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.

En el año 2003, ingresó en operación la Interconexión con Colombia, a través de la construcción de una línea de transmisión de 212,6 km de longitud, tipo ACAR de calibre 1200 a 230 kV, en doble circuito Pomasqui – Frontera (137,2 km) ; en el lado colombiano Frontera - Jamondino en Pasto (75,4 km), permitiendo la transferencia de hasta 250 MW. Esta interconexión requirió la construcción de un patio de 230 kV en la Subestación Pomasqui, donde se implementó un sistema de doble barra principal, con cuatro posiciones de líneas de transmisión (dos para Jamondino y dos para la Subestación Santa Rosa), además de una posición de transformador y otra para la de acoplamiento de barras; se instaló un transformador 230/138/13,8 kV de 300 MVA para suministro de energía a la Empresa Eléctrica Quito. Finalmente, con el fin de evacuar la energía transferida desde Colombia hacia el Sistema Nacional de Transmisión (SNI), se construyó una línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Santa Rosa doble circuito de 46 km de longitud.

La segunda línea de interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia de doble circuito entró en operación en el 2008, tiene características técnicas similares a la primera. Para la implementación de esta segunda interconexión, la empresa de transmisión ecuatoriana amplió dos posiciones de línea en la Subestación Pomasqui, así también planificó la

---

<sup>6</sup> Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) y Geoportal del CONELEC

construcción de instalaciones adicionales en el sistema de transmisión, las mismas que fueron consideradas en los planes de expansión de transmisión, entre las cuales tenemos: construcción de una segunda línea de transmisión 230 kV doble circuito entre las subestaciones Pomasqui y Santa Rosa y la instalación de un reactor de 25 MVAR en la Subestación Pomasqui. Esta segunda interconexión, permite el incremento de la transferencia de potencia hasta 500 MW entre los dos sistemas, para lo cual Colombia también efectuó reforzamientos en el sistema de transmisión y paralelamente los operadores de ambos países efectuaron las gestiones necesarias para la implementación de los equipos de supervisión, control y medición necesarios para la operación confiable de estas instalaciones, logrando así la instalación de los sistemas para el control de los intercambios comerciales de energía (AGC) entre los dos sistemas ecuatoriano y colombiano.

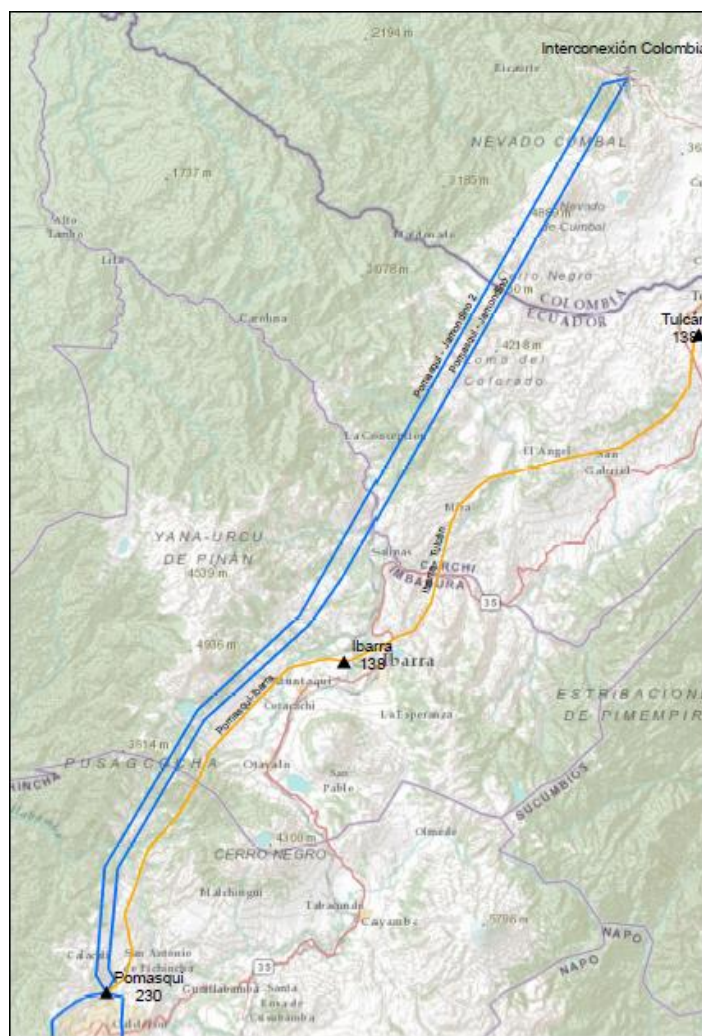


FIG. No.3: INTERCONEXIÓN ECUADOR - COLOMBIA

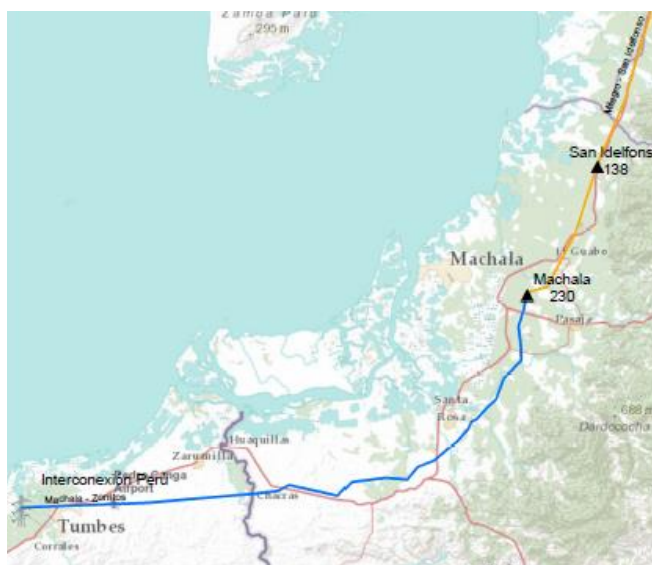
### 2.1.2 Interconexión Ecuador – Perú

La interconexión a 230 kV entre las subestaciones Machala y Zorritos de las empresas TRANSELECTRIC (Ecuador) y REP (Perú), entro en operación en el año 2004 por medio de la construcción de una línea de transmisión 230 kV diseñada para doble circuito, realizándose



el montaje inicial de un circuito; el calibre de conductor utilizado en la línea es ACAR 1200 y permite una operación radial de los dos sistemas nacionales.

La longitud total de la interconexión entre subestaciones es de 107 km, de los cuales 53,4 km (Machala – frontera) construyó TRANSELECTRIC; con el objeto de viabilizar esta interconexión, además se construyó el patio de 230 kV en la Subestación Machala, donde se implementó un diseño tipo doble barra principal e instaló un transformador 230/69/13.8 kV de 165 MVA, que permiten la transferencia de carga en forma radial (hasta 100MW), tanto desde el sistema ecuatoriano como del peruano. En todo caso la operación inicial de este enlace se previó en todos los casos que sea de forma radial sin los sistemas de transmisión interconectados.



**FIG. 4: INTERCONEXIÓN ECUADOR – PERÚ**

## **2.2 Estadística de los volúmenes transados de energía.**

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, bajo el contexto de mercado, las transacciones internacionales de electricidad TIE, son las transacciones de corto plazo (ocasional) entre los mercados de los países interconectados por uno o más enlaces, originadas por la diferencia de precios entre los nodos terminales en dichos enlaces, y cuya participación en el mercado es el producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados y se realizaron efectivamente a partir de marzo del año 2003; sin perjuicio de lo mencionado, es importante indicar que desde el año 1999 también existieron intercambios de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito, mismas que fueron realizadas a través de la infraestructura implementada a nivel de 138 kV.

De la información histórica plasmada en los documentos oficiales emitidos por el CONELEC, los montos energéticos anuales transferidos entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador por las interconexiones internacionales, en el período comprendido entre octubre de 1999 a diciembre 2011, son las siguientes:



**TABLA No. 1: IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE COLOMBIA**

Importación de Electricidad desde Colombia		
País	Año	Energía Importada (GWh)
Colombia	1999	16.03
	2000	-
	2001	22.23
	2002	56.30

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

Importación de Electricidad desde Colombia		
País	Año	Energía Importada (GWh)
Colombia	2003	1,128.72
	2004	1,680.94
	2005	1,757.83
	2006	1,608.58
	2007	876.59
	2008	509.78
	2009	1,076.71
	2010	797.69
	2011	1,294.59

Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE

**TABLA No. 2: EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR**

Exportación de Electricidad desde Ecuador		
País	Año	Energía Exportada (GWh)
ECUADOR	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

Fuente: Informe Anual 2011 - CENACE

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 son las siguientes:

**TABLA No. 3: IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE PERÚ**

Importación de Electricidad desde Perú		
País	Año	Energía Importada (GWh)
PERÚ	2005	7.44
	2009	62.55
	2010	78.39
	2011	-

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

**TABLA No. 4: EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR**

Exportación de Electricidad hacia Perú		
País	Año	Energía Exportada (GWh)
PERÚ	2010	0.21
	2011	5.84

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

## 2.3 Abastecimiento en zonas fronterizas y sus características.

### 2.3.1 Plan Ecuador

El 17 de agosto de 2007, mediante Decreto Ejecutivo No. 565 de la Presidencia de la República, se creó la Secretaría Técnica del Plan Ecuador, STPE, y el 16 de febrero de 2008, fue adscrita al Ministerio de Coordinación de Seguridad Interna y Externa.

El objetivo del Plan Ecuador, es fortalecer a las poblaciones urbanas y rurales de la Frontera Norte para que se integren a la vida social y económica del país, a través de la dotación de las nuevas tecnologías de información y comunicación.

Entre los principales acuerdos entre las altas autoridades del sector energético del Ecuador, se destacan los siguientes:

- Priorizar la ejecución y asignación de recursos de los proyectos de electrificación de las provincias de la frontera, que se hayan identificado dentro de los Programas del Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal (FERUM).
- El CONELEC, elaborará los pliegos para iniciar los procesos de contratación de profesionales que realicen los estudios y diseños, a fin de dotar la infraestructura eléctrica a las zonas de frontera.

Del levantamiento preliminar realizado de las comunidades que aún no disponen del servicio eléctrico, y que no constan en los programas aprobados, se ha determinado que son aproximadamente 1.024 comunidades, según se muestra en el Tabla No.5:

**TABLA No. 5: COMUNIDADES DE LA FRONTERA NORTE SIN ENERGÍA ELÉCTRICA**

COMUNIDADES SIN ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA NORTE A SER ATENDIDAS EN EL PERÍODO 2012-2013			
PROVINCIA	CANTÓN	COMUNIDADES	VIVIENDAS SIN ENERGÍA ELÉCTRICA
CARCHI	BOLIVAR	14	32
	ESPEJO	23	41
	MIRA	19	36
	TULCAN	56	332
Total CARCHI		<b>112</b>	<b>441</b>
ESMERALDAS	ELOY ALFARO	200	1,632
	RIOVERDE	117	1,072
	SAN LORENZO	92	480
Total ESMERALDAS		<b>409</b>	<b>3,184</b>
SUCUMBIOS	CASCALES	47	390
	CUYABENO	27	333
	GONZALO PIZARRO	21	230
	LAGO AGRIO	263	2,525
	PUTUMAYO	50	410
	SHUSHUFINDI	84	958
	SUCUMBIOS	11	44
Total SUCUMBIOS		<b>503</b>	<b>4,890</b>
<b>Total General</b>		<b>1,024</b>	<b>8,515</b>

Fuente: CONELEC (Dirección de Planificación)

### 2.3.2 Convenio entre el Instituto de Planificación y Promoción de soluciones energéticas para zonas no interconectadas (IPSE) y el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

En diciembre de 2011, se suscribió el Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional entre el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas – IPSE (Colombia) y El Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC (Ecuador) con el fin de establecer mecanismos viables con los cuales se pueda abastecer la demanda de zonas no interconectadas a los sistemas de transmisión. Las actividades del Convenio, son las siguientes:

- Realizar inspecciones conjuntas en la zona de frontera de Ecuador y Colombia, con el propósito de definir las poblaciones en las que sea factible energizar a través de soluciones energéticas, en las que deberán participar las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera.
- Realizar estudios y diseños de soluciones energéticas seleccionadas para los sitios definidos de manera conjunta, en coordinación directa con las empresas

responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera.

- Establecer mecanismos de financiamiento para la construcción, pruebas y puesta en operación de las soluciones energéticas seleccionadas, en coordinación directa con las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera.
- Establecer términos técnicos y comerciales que regularán el intercambio de energía eléctrica, entre las empresas responsables del suministro del servicio público de energía eléctrica en las zonas de frontera que sean energizadas, conforme los diseños y estudios de soluciones energéticas acordadas por las dos Instituciones.
- Capacitar al personal, a través de seminarios y talleres, sobre aspectos técnicos, económicos y jurídicos.
- Intercambio de personal técnico para la realización de estudios y diseños, promover el conocimiento y familiarización de proyectos y tratamiento específico de aspectos que la determinan, así como actividades relacionadas con la supervisión y control.

Actualmente, el CONELEC y el IPSE están manteniendo reuniones constantes con el fin de determinar y armonizar los cronogramas de trabajo para cumplir con el objeto del convenio suscrito.

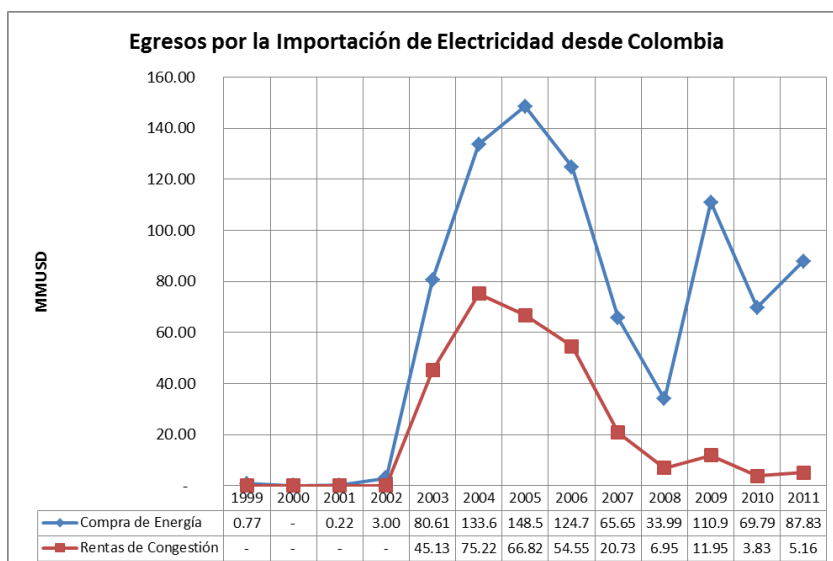
## **2.4 Perspectivas de futuros reforzamientos de la red de transmisión.**

El Plan Maestro de Electrificación (PME) muestra importantes modificaciones debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica los cuales se estima ingresarán en operación hasta el año 2016, en este sentido es importante señalar que existe una alta posibilidad de que se produzcan considerables bloques de energía para uso de la demanda interna del país y existan potenciales excedentes de energía que intensificarían los intercambios de electricidad por las interconexiones con Colombia y Perú, lo que obliga a una mayor disponibilidad y confiabilidad del sistema troncal de transmisión.

En cualquiera de estos casos, para evacuar los bloques de energía en el Sistema Nacional Interconectado, 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, lo planificado consiste en construir un anillo de electricidad regional con la red de transmisión a nivel de 500 kV, 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 SNI, lo que redundará especialmente en el bienestar de todos los ecuatorianos.

## 2.5 Estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad

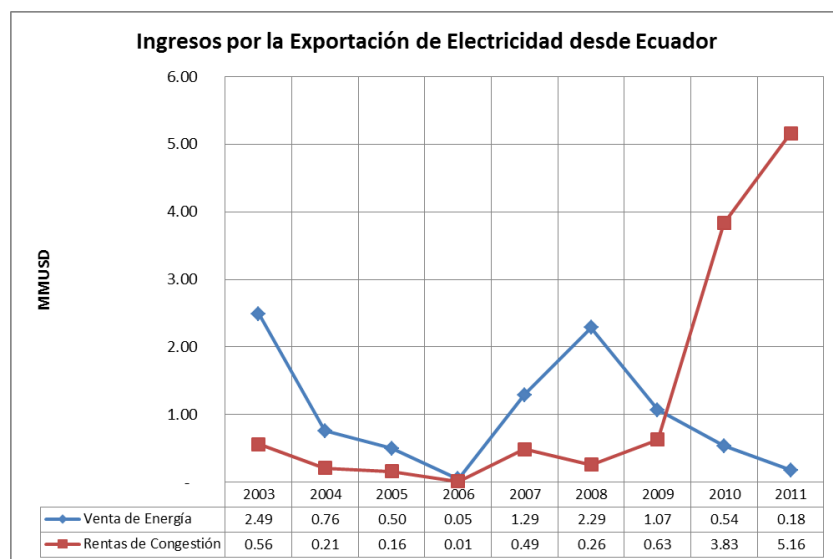
El valor monetario resultante entre el período 1999 – 2011 por concepto de los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia, basados en las transacciones de corto plazo, así como los intercambios de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito mediante los contratos en su momento suscritos, es la siguiente:



**FIG. NO. 5: EGRESOS POR LA IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE COLOMBIA**

Fuente: Informe Anual 2011 – CENACE y Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

Por otra parte, la valoración económica de las exportaciones de electricidad desde Ecuador a Colombia, en el período enero de 2003 a diciembre de 2011, son:



**Fig. 6: Ingresos por la exportación de electricidad desde Ecuador**

Fuente: Informe Anual 2011 – CENACE y Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

En lo referentes a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, es importante mencionar que se han efectuado bajo criterios de condiciones de seguridad, en tal sentido, a continuación se presentan los valores monetarios resultantes de dichas transacciones:

**TABLA No. 6: EGRESOS DE LA IMPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE PERÚ**

Importación de Electricidad desde Perú			
País	Año	Energía Importada (GWh)	Egresos por Importación (MM USD)
PERÚ	2005	7.44	1.85
	2009	62.55	15.20
	2010	78.39	22.80
	2011	-	-

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC

**TABLA NO. 7: INGRESOS DE LA EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD DESDE ECUADOR**

Exportación de Electricidad hacia Perú			
País	Año	Energía Exportada (GWh)	Ingresos por Exportación (MM USD)
PERÚ	2010	0.21	0.02
	2011	5.84	4.48

Fuente: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT) - Estadísticas del CONELEC e Información remitida por CELEC EP

## 2.6 Beneficio obtenido por el intercambio de electricidad para el sector eléctrico ecuatoriano

Los beneficios obtenidos por los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia 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:

- Reducción de costos operativos considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, curvas de demanda y variaciones estacionales.
- Uso intensivo de los enlaces por el despacho económico coordinado.
- Optimización de márgenes de reserva de los sistemas eléctricos de los países.
- Robustez a los sistemas interconectados, permitiendo soportar eventos inesperados bajo condiciones aisladas.
- Abastecimiento de la demanda en condiciones de estiaje, evitando así los racionamientos de energía.
- Disminución en el uso de combustibles fósiles, por la optimización de todos los recursos energéticos y reducción de salida de divisas.
- Ahorro a los consumidores por la disminución del costo horario de la energía.
- Exportación de energía en periodos lluviosos.
- Mejora en la calidad y seguridad de servicio.
- Especialización en procesos operativos y comerciales

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 año 2003 hasta el 2011, ha beneficiado al sector eléctrico ecuatoriano en 9.17 millones de dólares por venta de energía y 11, 31 millones de dólares por rentas de congestión dando un total de 20.48 millones de dólares por ingresos de exportación.

Además y como se ha mencionado en el numeral 1.5.1.4 del presente anexo, la asignación equitativa de las rentas de congestión a partir del año 2010, también condujeron a un beneficio al sector eléctrico el cual asciende aproximadamente a 9 millones de dólares en el período comprendido entre enero de 2010 y diciembre de 2011.

Con relación a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, puede concluirse que estos se han producido bajo la figura de intercambios por condiciones de seguridad de los sistemas, en tal sentido la exportación de electricidad al sistema eléctrico peruano ha sido puntual. Los montos energéticos valorados de acuerdo a lo establecido en los contratos suscritos han permitido un beneficio económico para el Ecuador el cual asciende a 4, 5 millones de dólares en el período 2010 - 2011.

## **3 Mercado regional de energía**

### **3.1 Barreras para la Integración Regional y Posibles Soluciones**

Las principales barreras que se han podido identificar para el proceso de integración radican en aspectos de carácter normativos, así como en el tratamiento de los aspectos técnicos y comerciales como se muestra a continuación:

- Barrera políticas: producidas por falta de decisión política en los gobiernos y en la instrumentación de procedimientos pro activos a los procesos de integración; las diferentes visiones que, a nivel de cada uno de los países de la región, conducen su acción en relación a sus objetivos y estrategias nacionales; y, el diferente grado de avance en los procesos de transformación de la institucionalidad estatal de países de la región. Actualmente en la CAN y la UNASUR, esta barrera ha sido subsanada ya que las directrices políticas de cada país están alineadas con el fin de promover la integración regional energética.
- Barreras normativas derivadas de la coexistencia de los diferentes marcos normativos que regulan el sector energético en cada uno de los países que integran la región, produciendo así asimetrías normativas: técnicas, jurídicas y ambientales.
- Barreras técnicas por la falta de previsibilidad y planificación de la expansión de los sistemas de transporte necesarios para las interconexiones entre los sistemas nacionales. Adicionalmente es necesario mencionar que estas barreras surgen también por las diferencias y falta de acuerdo en el tratamiento sobre la determinación de parámetros sobre aspectos de seguridad, pérdidas, niveles de tensión, frecuencia, transporte de energía y de ámbito ambiental.
- Barreras comerciales fundamentadas por la falta de acuerdo en el tratamientos de tópicos tales como: a) asignación de rentas de congestión; b) aplicación de subsidios que inciden en precios de interconexión; c) limitaciones a la libre contratación entre oferentes y demandantes; d) Determinación de cargos para el transporte de la energía; e) tratamiento comercial para la remuneración a países en tránsito; f) Transacciones de corto plazo (TIE) y largo plazo (contratos).
- Barreras geográficas, dadas por todos aquellos obstáculos naturales que dificultan al acceso a ciertos mercados tales como accidentes geográficos o distancias. En este marco se pueden incluir también otro tipo de barreras físicas u obstáculos infraestructurales creados por el hombre que de existir, puedan dificultar o volver menos atractivo el mercado energético interregional.

Para superar estas barreras se requiere de condiciones necesarias previamente establecidas, las cuales se detallan en el siguiente numeral, sin embargo para que se de solución efectiva a dichas barreras se requiere, entre otros aspectos, la existencia de un apoyo y disposición política de cada país para promover la iniciativa de integración.



## 3.2 Condiciones Necesarias

Para el desarrollo de una integración entre mercados de energía, se requiere la formación de pilares que permitan llevar adelante el proceso de integración regional y su soporte en el futuro depende de un objetivo en común, el cual es, lograr eficacia y optimización de los recursos en beneficio de los países.

Dichos esfuerzos para la integración de la región, se fundamentan en tres pilares conocidos como las tres (3) R<sup>7</sup>; Reglas, Recursos y Redes, mismos que se detallan a continuación y los cuales deben ser sostenidos con el respaldo político en miras de una integración regional.

La importancia de cada uno de estos pilares, radica en su uso para base o sustento del desarrollo del mercado regional de energía y así lograr una integración eficiente entre los mercados individuales de energía, como se indica en la figura siguiente:



**FIG. No.7: PILARES FUNDAMENTALES DE LA INTEGRACIÓN**

Fuente: Congreso Internacional CIER 2007

*Reglas:* son el marco jurídico por el cual se establecen leyes, acuerdos y regulaciones para el funcionamiento del mercado de electricidad, determinantes en la toma de decisiones sobre el intercambio de energía eléctrica entre los países miembros, aspecto que redundará en la seguridad jurídica de los actores.

*Recursos:* son los precios y niveles de competitividad que brinda la integración, estos precios son resultado de la optimización de recursos y reflejan costos económicos eficientes en la producción y sirven para la valorización de las transferencias de electricidad de la región latinoamericana. Por lo tanto, se asegura un aumento competitivo para conciliar los beneficios que ofrece la integración de mercados.

*Redes:* son los sistemas de interconexión (líneas eléctricas, subestaciones y otros, que conforman la red eléctrica), es decir, la infraestructura de transmisión indispensable para la transferencia de electricidad que permite el acceso a mercados y centros de producción; además de permitir el acceso desde la producción hacia los centros de consumo nacional e internacional.

Por lo tanto, primero se requiere el desarrollo de Reglas, con éstas se procederá a conseguir Recursos y éstos serán utilizados para la construcción y puesta en operación de las Redes.

<sup>7</sup> Concepto mostrado en el Congreso Internacional CIER 2007

En el contexto antes dicho, para que el sector eléctrico de cada país interactúe con los países sin afectar significativamente sus mercados eléctricos, para no crear distorsiones ni trabas antieconómicas al desarrollo de las transacciones regionales de electricidad, deben cumplirse una serie de requisitos o principios generales establecidos a través de reglas. Estos se resumen a continuación de conformidad a una visión general:

### **3.2.1 Permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia**

- a. En lo posible, la normativa de cada país debe permitir la compra y venta de energía eléctrica entre empresas ubicadas en distintos países.
- b. La normativa de cada país debe incentivar la eficiencia operativa y contractual de su mercado eléctrico, de forma tal de promover que la compra de energía eléctrica, particularmente para el cubrimiento de la demanda de los mercados regulados, sea al menor precio disponible, independientemente de la localización de dicha generación, ya sea fuera o dentro del país.
- c. En concordancia con el punto anterior, la normativa de cada país debe incentivar que los beneficios obtenidos por las transacciones regionales de electricidad sean trasladados a los usuarios.

### **3.2.2 No discriminación y reciprocidad**

- a. Proceder de acuerdo al principio de no discriminación respecto de demandantes y oferentes de los países, permitiendo a las empresas habilitadas comprar de una empresa de otro país y vender a una empresa de otro país, haciendo uso de las interconexiones internacionales.
- b. Las limitaciones a los intercambios en las interconexiones internacionales, y por lo tanto a las transacciones regionales, deben basarse en criterios de calidad y seguridad acordados para la región. Esto significa que no se impondrán trabas (ya sean físicas o tarifarias) a los intercambios de energía eléctrica que involucren a empresas localizadas en otros países, excepto en los casos en que estas transferencias afecten la seguridad y calidad de servicio, de acuerdo a los criterios acordados; o, la seguridad o integridad de personas o instalaciones.

### **3.2.3 Respetar los contratos**

En la medida en que se considere que los contratos son la herramienta que permitirán viabilizar el desarrollo de plantas de generación regional y a través de ellas la expansión de la transmisión regional, éstos deben ser administrados como un compromiso firme con la misma prioridad de cumplimiento que para los contratos nacionales. Cumpliendo así con el principio de no discriminación y permite extender la seguridad de abastecimiento de un ámbito nacional a un ámbito de cubrimiento y respaldo regional.

En consecuencia, los compromisos que surjan de acuerdos libres de un agente del país y una empresa de otro país deben ser respetados en ambos países salvo condiciones de falta de capacidad de transmisión o restricciones por los criterios de calidad y seguridad. A nivel de los acuerdos regionales se deberá establecer las excepciones en que se habilita la

interrumpibilidad de los contratos en función de los tipos de transacción (firmes de largo plazo o no firmes).

### **3.2.4 Despacho económico incluyendo la oferta y demanda que originan las transacciones regionales de electricidad**

La generación y demanda que surjan de los intercambios regionales de electricidad deben ser tratadas como generación y demanda adicional que se agregan en cada mercado nacional, con su precio ofertado cuando corresponda. Las operaciones regionales que resulten del Mercado de Contratos Regional y de las operaciones de oportunidad (SPOT) deben ser incorporadas como compromisos de inyección y retiro de energía eléctrica en cada país en la correspondiente interconexión internacional.

### **3.2.5 Respetar la coordinación operativa y del Servicio de Transmisión Regional**

Las instalaciones pertenecientes a los sistemas de interconexión internacionales deberán ser operadas por los operadores nacionales bajo las condiciones acordadas a nivel regional.

### **3.2.6 Respetar los criterios generales de seguridad y calidad que se acuerden a nivel regional**

Se debe cumplir las normas y procedimientos operativos y técnicos para establecer los valores a asignar a los parámetros de desempeño (tensión, frecuencia, etc.) y las reglas de coordinación de la operación para mantener los criterios acordados. Los procedimientos y normas de operación técnica de cada operador deben incorporar los requisitos técnicos en las redes de interconexión internacional, incluyendo el compromiso de mantener normas y procedimientos operativos y técnicos que den prioridad a los criterios acordados, así como procedimientos en la programación y el tiempo real que garanticen su cumplimiento.

### **3.2.7 Acceso abierto a la transmisión**

Permitir el acceso abierto a la capacidad remanente de la red de transmisión del país, y establecer tarifas basadas en costos económicos y no discriminatorios.

### **3.2.8 Recursos para Coordinación de la Operación**

Contar con los sistemas de medición y enlaces de comunicación necesarios para realizar la tarea de administración de los intercambios, coordinación de la interconexión, y para mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad y calidad acordada.

### **3.2.9 Acceso abierto a la información**

Un principio fundamental es el acceso a la información, el cual resulta relevante para el sistema y los mercados; el cual debe estar garantizado en los acuerdos regionales mediante los cuales se deberán establecer el conjunto de información mínima que cada operador nacional debe poner a disposición. Para cumplir este requisito, los acuerdos regionales deberán definir ese conjunto de información y establecer el compromiso que cada país

habilite su base de datos, con dicha información, para que puedan acceder todos los agentes de los mercados de la región.

### **3.3 Aspectos a ser Armonizados a Nivel Regional**

De acuerdo a la experiencia obtenida de los intercambios internacionales de electricidad, a continuación se presenta de forma general los aspectos más representativos que deberían ser analizados previo a una expedición de una nueva norma supranacional, con la finalidad de propender a una integración regional.

1. Agentes participantes en las transacciones internacionales de electricidad
2. Intercambio internacional de electricidad
3. Coordinación de la operación
4. Transporte de electricidad por la Interconexión Internacional
5. Participación de Organismos

#### **3.3.1 Agentes participantes en las transacciones internacionales de electricidad**

Los agentes participantes en las transacciones internacionales deberían ser aquellos que tienen una participación activa en su mercado eléctrico nacional y que, en virtud de la normativa de cada país, puedan estar autorizados para realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica; para el efecto los agentes solicitarán a su organismo regulador su habilitación para las transacciones internacionales.

En el caso de contratos de largo plazo, es evidente que se necesita la representación legal-comercial para que puedan actuar como exportadores-importadores en los países involucrados. La figura que es mas conocida es la de un Comercializador Internacional, mismo que pueda representar la demanda y/o oferta de un país para celebrar contratos de compraventa de energía, respectivamente, con la oferta y/o demanda del otro país o con otro Comercializador Internacional.

El Comercializador Internacional deberá satisfacer los requisitos y trámites legales mínimos que se acuerden entre los países, pero que deberán incluir, por lo menos, existencia legal del Comercializador, Representante legal o Apoderado, solvencia financiera u otro tipo de garantías que soporten la actividad de comercialización internacional. Para armonizar estos requisitos deberá revisarse la normativa vigente en la Comunidad Andina para transacciones internacionales y luego cada país los deberá revisar también con los organismos reguladores del sector productivo y empresarial.

#### **3.3.2 Intercambio internacional de electricidad**

Con base a lo expuesto por los diferentes estudios discutidos internamente en el GTOR, entre los que se puede mencionar a: KAS Ingeniera<sup>8</sup> en su Estudio *“Análisis de prefactibilidad técnica económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”* y por Vasconcelos en su Estudio *“Asignación de Rentas de Congestión en Transacciones*

---

<sup>8</sup> Fuente de Información: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile.

*Internacionales de Electricidad - Recommendations to CANREL*”, los cuales indican que, como principio y requisito deseable para la armonización regulatoria entre los países, se debe mantener el principio comúnmente aceptado por la comunidad científica el cual señala que todo mercado debe tratar en igualdad de condiciones la generación externa e interna del país así como la demanda externa e interna del país.

En tal sentido es recomendable que los Países Miembros mantengan como principio básico, la no discriminación de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, así como también la no discriminación en el tratamiento que se concedan a los agentes internos y externos de cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

### **3.3.2.1      *Intercambios de Energía***

Las transacciones que se realicen por la exportación e importación de energía eléctrica, dentro de un período de tiempo determinado podrían contemplar los siguientes tipos de intercambios:

- a) Intercambios en base a Contratos, que se acordarán entre los agentes debidamente facultados a través de un Contrato de Suministro; y pueden ser de carácter comercial y deberán cumplir con el marco legal y regulatorio nacional previamente armonizado entre los países. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho coordinado de los sistemas.
- b) Intercambios de Oportunidad, se realizarán entre los mercados de los países involucrados en función de los excedentes y déficits que surjan de la operación de los sistemas eléctricos de los países interconectados y los precios del mercado spot; básicamente consiste en la compra o venta respectivamente, por parte de un mercado nacional en un nodo frontera, de los excedentes de energía de un país vecino en el caso de la importación, o la venta de los suyos en el caso de la exportación.

En ninguno de los mecanismos de intercambio de energía, los Países Miembros deberán tener en cuenta los lineamientos dispuestos en la normativa supranacional tales como: no conceder algún tipo de subsidio o arancel aplicables únicamente a las exportaciones o importaciones de electricidad; no poner restricciones para que los agentes debidamente facultados para que exporten energía eléctrica a cualquier País Miembro. Las entidades que correspondan en cada país considerarán las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de energía eléctrica, sujetos a las leyes, reglamentos, normas técnicas y ambientales de cada país.

### **3.3.2.2      *Transacciones de Electricidad con Países no Miembros***

En la normativa supranacional de la Comunidad Andina (Decisión CAN 757), se contempla que los Países Miembros de la Comunidad Andina podrán suscribir acuerdos con otros países de la región para promover el intercambio internacional de electricidad.

En tal sentido y con el fin que otros países sean partícipes y actúen en los intercambios de electricidad, es necesario determinar los mecanismos para la participación de los nuevos actores y promover el intercambio internacional de electricidad, entre los mecanismos que pueden servir para análisis y posterior implementación son: tratados bilaterales y la adhesión

de los agentes involucrados en los mercados regionales respectivos. Para cualquiera de los mecanismos es ineludible la armonización o adaptación a través de normas internas de cada país homologadas a través de un Acuerdo, considerando inicialmente que dichos mecanismos sean viables a nivel de la normativa supranacional. A continuación se muestra una breve descripción de los mecanismos antes citados.

**Tratados Bilaterales:** Los mercados a través de sus organismos o entidades designadas de cada país en base a la normativa interna, serán los únicos que podrán suscribir tratados bilaterales. Dichos tratados contendrán principalmente las características específicas acordadas para el desarrollo de las transferencias de energía eléctrica.

**Adhesión de los agentes involucrados en los mercados regionales:** los agentes que optasen por este mecanismo deberán cumplir con las normas tanto nacionales como supranacionales, para poder acceder a un mercado regional diferente de la Comunidad Andina y consecuentemente su participación en el mismo. Adicionalmente, los agentes interesados a través de sus gestiones serán los responsables de realizar los trámites que correspondan para poder participar en el mercado regional.

### 3.3.2.3 *Rentas de Congestión (RC)*

Las rentas de congestión se originan por la diferencia de precios en los nodos frontera de los países esto es, cada precio en el nodo frontera considera la estructura del sistema de transmisión y del parque generador despachado en cada país. En tal sentido, las rentas de congestión podrían ser recursos que los países pueden asignar para el desarrollo de diferentes actividades tendientes a fortalecer la integración energética, previo consenso de las autoridades, entre las actividades podrían citarse las siguientes:

- Garantizar el pago de los intercambios de electricidad.
- Mejorar las condiciones técnicas de los enlaces internacionales en base a un plan de trabajo coordinado.
- Expansión de los enlaces internacionales.

### 3.3.2.4 *Cargo por Capacidad*

Cada país, en su cargo de capacidad o cargo por confiabilidad, remunerará la capacidad instalada de generación. En consecuencia, la expansión de generación de un país responde a necesidades nacionales y solamente los excedentes están siendo destinados a las transacciones internacionales. En tal sentido, es preciso determinar la valoración de un cargo por capacidad con el fin de viabilizar los intercambios de electricidad y no producir trabas comerciales que afecten el proceso de integración regional.

## 3.3.3 **Coordinación de la operación**

En el corto plazo es recomendable mantener un mecanismo de coordinación de la operación basado en acuerdos suscritos por los operadores de los países, para el efecto se deberán

armonizar las normativas respectivas en cada país y adicionalmente lo establecido en el acuerdo será de cumplimiento obligatorio y no podrá ser modificado de forma unilateral.

Para el mediano plazo, y de acuerdo a la experiencia de los países, podría requerirse el desarrollo de un mecanismo de despacho coordinado el cual deberá ser implementado por los operadores de los sistemas de los países interconectados y podrá realizarse utilizando un modelo de optimización que establecerá las magnitudes de intercambio por los enlaces internacionales, considerando simultáneamente las curvas de oferta reportadas por cada país.

Por otra parte, de acuerdo a la evolución del mercado regional (mediano y largo plazo), podría ser necesaria la creación de un operador regional, que tenga personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes. Considerando lo expuesto, el operador regional y los operadores nacionales deberán establecer una adecuada coordinación observando para el efecto normas y lineamientos generales y sobre todo las normas supranacionales.

### **3.3.4 Transporte por la Interconexión Internacional**

En cada país se hace necesario identificar los nodos frontera que servirán para determinar y valorar los intercambios internacionales, así como la conexión de estos sistemas eléctricos internacionales con los respectivos sistemas eléctricos nacionales.

Los lineamientos necesarios de operación constarán en los acuerdos operativos para efectos de la unión o enlace de los respectivos sistemas eléctricos en la frontera. Dichos acuerdos contendrán como mínimo las disposiciones necesarias para preservar la seguridad de las instalaciones, debiéndose identificar las instalaciones de ambas partes que resulten físicamente vinculadas, así como aquellas instalaciones que sean utilizadas en forma recíproca.

Para incentivar a los agentes privados a invertir en la interconexión eléctrica, se hace necesario establecer un mecanismo que permita la remuneración del enlace, uno de los mas mencionados, puede ser el de peajes internacionales de transmisión (costo fijo de transporte por el uso del enlace internacional) que puede ser incluido tanto en los contratos como en los intercambios de oportunidad. Un mecanismo de peajes internacionales de transmisión tiene la ventaja de dar las señales de inversión adecuadas a las empresas constructoras y una vez que aumenten en forma significativa la capacidad de los enlaces y las posibilidades de intercambio se tendrían los incentivos a invertir en centrales eficientes en los países preferentemente exportadores de energía, impulsando a dichas generadoras a establecer contratos de largo plazo de venta de energía entre países.

En las transacciones de oportunidad, el Cargo de Transmisión es valorizado dentro de la curva de oferta, el cual es un cargo variabilizado de transmisión. Éste transparenta de mejor manera la comparación de precios de los mercados y el pago justo y equitativo por energía transferida. El costo atribuible a las pérdidas eléctricas debidas a las transacciones esta cubierto dentro de la metodología de cálculo de los precios y cálculo del Costo Variable de Transmisión armonizados en la normativa de cada país.

La expansión de transmisión y generación en el corto plazo debe ser coordinada en los países correspondientes, mientras que para el largo plazo se debería considerar la creación de un mercado eléctrico regional, esto es, aprovechar de forma óptima los recursos globales

de todos los países, bajo esta consideración la expansión de los enlaces internacionales sería resultado de una planificación integral, misma que puede ser realizada por el Grupo de Organismos Planificadores creado en el marco de la CAN (GOPLAN). Una vez aprobada la planificación por parte del CANREL podría ser vinculante para los países.

### **3.3.5 Participación de Organismos**

#### **3.3.5.1 *Comité y Grupos de Trabajo***

De forma primordial, los Países Miembros de la CAN, considerando las decisiones tomadas en CANREL en función de los análisis respectivos realizados por GTOR, podrán disponer, a sus correspondientes Organismos Reguladores, el desarrollo de una normativa nacional que promueva la armonización de los marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad.

Por otra parte, con el objeto de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos por las Interconexiones de Electricidad en lo referente al desarrollo de la normativa regional, así como también corresponde al CANREI y GTOR dar el correcto seguimiento a los compromisos acordados.

#### **3.3.5.2 *Solución de Controversias***

La solución de los desacuerdos, diferencias, reclamos o controversias, entre reguladores u operadores de los países involucrados, relacionadas a las transacciones internacionales de electricidad de oportunidad, debe guardar relación con el ordenamiento jurídico previamente establecido a nivel supranacional.

Para el caso de efectuarse los intercambios de electricidad a través de los contratos, la solución de controversias deberá ser acordada entre los suscriptores; y, de ser el caso, se estipulará en el contrato la participación del sistema arbitral que sea acordado entre las partes.

### **3.4 Iniciativas para la Integración a Nivel Regional**

La cooperación e integración eléctrica regional se está convirtiendo paulatinamente en un pilar fundamental para el desarrollo en el Hemisferio Occidental. Este proceso de integración eléctrica difiere tanto dentro de los países como entre ellos y se encuentra en curso a diferentes etapas, y con diferentes objetivos, ya sea en Norteamérica, América Central, los países del MERCOSUR y UNASUR, u otros. En general, la integración eléctrica comprende un proceso a largo plazo que involucra directamente a todos los países con el objeto de lograr un consenso y apoyo a las políticas orientadas a la armonización de las regulaciones del sector energético y la integración acelerada para el uso compartido de tecnología.

En general, los sistemas de electricidad de los países de América del Sur son desarrollados como respuesta a las estrategias nacionales que contemplan la participación del sector privado y la ejecución de proyectos binacionales como las plantas hidroeléctricas, así como las interconexiones entre Venezuela, Colombia y Brasil. En el año 2003, existían un total de 15 proyectos de conexiones eléctricas entre los países de esta región, lo cual constituye un



paso significativo en la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional en América del Sur (IIRSA).

El MERCOSUR fue establecido en el año 1991 con el objetivo de integrar las economías de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Desde sus comienzos, el MERCOSUR abogó por políticas energéticas comunes dentro de sus Estados miembros bajo la premisa de que la cooperación energética constituye un paso esencial para el desarrollo económico y para el proceso de integración. En esa dirección, la estructura de mercado definida por el MERCOSUR para la integración y la cooperación de su sector eléctrico incluye no solo aspectos financieros sino también eficiencia energética, protección ambiental y armonización regulatoria. En 1998, el grupo decidió fortalecer sus esfuerzos de integración eléctrica, y hace pocos años atrás, abogó por una coordinación más eficiente de las normas regulativas y las actividades técnicas en apoyo al comercio de energía. Se proyecta que para el año 2025 este grupo de naciones tendrá una red eléctrica completa e integrada; sin embargo, las diferencias en regulaciones y el rol estatal en cada sistema aún figuran como los mayores obstáculos para la integración en el MERCOSUR.

A nivel de la Comunidad Andina, la Decisión CAN 536 y sus posteriores modificaciones han definido un marco general para las interconexiones de los sistemas regionales de electricidad. Esta iniciativa política apoyó las redes eléctricas transfronterizas entre Ecuador y Colombia, Colombia y Venezuela, y entre Ecuador y Perú. Recientemente, los cuatro Estados miembros de la CAN acordaron facilitar la interconexión de redes y sistemas haciendo un fondo común de energía y recursos financieros. A este respecto, la CAN vislumbra la integración energética como una fuerza significativa que conduce a su interdependencia y desarrollo económico regional.

En abril de 2011, los Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector energético de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, se reunieron con el fin de analizar los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional. De esta reunión surgió la Declaración de Galápagos mediante la cual se acordó crear el Consejo de Ministros para el Desarrollo del Corredor Eléctrico Andino y denominar a la iniciativa como el “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)”. Como fruto de esta Declaración, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, en calidad de coordinador por un año del anterior Consejo de Ministros, envió una solicitud de apoyo técnico y financiero al BID para avanzar en el cumplimiento de las metas del Plan de Trabajo definido.

En el marco del SINEA, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de una cooperación técnica busca apoyar el proceso de interconexión eléctrica Andina sentando las bases del diálogo por medio de una hoja de ruta, diseños y acciones que involucran dos líneas de acción: i) diseño de la infraestructura requerida y; ii) realización de estudios de planificación y armonización regulatoria, todo esto para desarrollarse entre el año 2012 y 2013.

### 3.4.1 Corredor Eléctrico Andino: Proyecto de Integración Eléctrica Andina (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador Y Perú)<sup>9</sup>

En enero de 2010, el estudio “Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), sentó las bases para continuar avanzando en la iniciativa de integración eléctrica andina.

Este proyecto nace de la motivación por los beneficios económicos que brinda una integración eléctrica regional, asociados a la optimización de los recursos energéticos disponibles, de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, y tiene como finalidad interconectar los siguientes países de la Región Andina: Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.

El estudio consideró para su elaboración un análisis privado y social, a nivel de prefactibilidad, de un conjunto de posibilidades de interconexión entre países de la región: Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile (SING), en base a distintas alternativas de interconexión de sistemas de eléctricos existente en los países mencionados, con el objetivo de determinar posibilidades de integración en el ámbito energético. Para tales efectos, el estudio analizó 4 escenarios de interconexión, incluido el escenario base.

El Escenario Base incorporó la representación de los sistemas eléctricos principales de los países, que contempla la representación del estado actual de la integración regional entre los 5 países considerados (Información del año 2008 y 2009), es decir, abarca sólo las actuales líneas de interconexión entre Colombia y Ecuador, 500 MW. En cuanto a Chile, no existe interconexión entre el Sistema eléctrico Interconectado Central (SIC) y el Sistema eléctrico Interconectado del Norte Grande (SING).

Asimismo se estudiaron las siguientes alternativas de desarrollo:

- i. **Escenario 1:** consideró el reforzamiento de la actual interconexión Colombia-Ecuador y una interconexión entre Perú-Ecuador. El resto de las condiciones son similares al Escenario Base.
- ii. **Escenario 2:** adiciona a condiciones señaladas para el Escenario 1, la interconexión entre Perú-Chile.
- iii. **Escenario 3:** incorpora a lo señalado para el escenario 2, la interconexión entre Bolivia-Chile.
- iv. **Escenario 4:** constituye una sensibilidad al escenario 3, consistente en la utilización de una estimación de precios de oportunidad para el gas natural, a efectos de calcular el costo de despacho de las centrales que utilizan este combustible en los distintos países.

#### 3.4.1.1 *Resultados del Estudio*

Los enlaces utilizados en los distintos escenarios bajo una operación interconectada de los sistemas eléctricos de los 5 países se describen en la tabla siguiente:

**TABLA No. 12: DESCRIPCIÓN DE LAS INTERCONEXIONES ANALIZADAS**

<sup>9</sup> Fuente de Información: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile.

ID	Interconexión	Puntos de interconexión	Longitud [km]	Características	Fecha Entrada	Costo Inversión [miles de US\$]
E1	Colombia-Ecuador	San Marcos - Jamondino 500 (Colombia) - Pífo 500 (Ecuador)	551	1.500 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	Abr-14	210,942
E2	Ecuador-Perú	Yaguachi 500 (Ecuador) - Trujillo 500 (Perú)	638	1.000 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	Ene-15	174,427
E3	Perú-Chile	Montalvo 500 (Perú) - Crucero 500 (Chile)	645	1.500 MW – 500 kV HVDC	Ene-16	401,646
E4	Bolivia-Chile	Chuquicamata 220 (Chile) - Chilcobija - Tarija 230 (Bolivia)	489	340 MW - 230 kV, AC 50 Hz.	Ene-17	163,735

Fuente: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile

En el marco de los resultados obtenidos, el análisis de las posibilidades de interconexión detectó importantes bloques de energía factibles de ser trasladados de un sistema eléctrico a otro; las transferencias en el período 2014-2022 se muestran a continuación:

**TABLA No. 13: TRANSFERENCIAS TOTALES ENTRE PAÍSES SEGÚN ESCENARIO DE INTERCONEXIÓN, 2014-2022, EN GWH**

		Escenario				
Desde	Hacia	Base	1	2	3	4
Colombia	Ecuador	14,567	23,435	29,458	29,564	37,710
Ecuador	Colombia	10,505	15,031	11,211	11,314	8,185
Perú	Ecuador		13,882	4,138	4,237	2,785
Ecuador	Perú		12,896	23,321	22,677	30,895
Perú	Chile SING			81,663	80,925	73,481
Chile SING	Perú			-	-	-
Chile SING	Bolivia				-	2,172
Bolivia	Chile SING				15,503	914

Fuente: Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú realizado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada, Colombia; Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C., Perú; y KAS Ingeniería S.A., Chile

Los beneficios obtenidos para el segmento de generación consideran el margen del sector eléctrico, definido como la diferencia entre las inyecciones de todas las centrales del sistema, valoradas al costo marginal mensual menos los costos de operación de todas las centrales termoeléctricas; en este contexto, los beneficios que obtiene el sector generación de un determinado país por el hecho de exportar o importar electricidad en algún escenario, se da en un entorno en el cual no existen restricciones o barreras comerciales que los limiten.

Los costos de oportunidad del gas natural, representa una situación favorable desde el punto de vista privado. En términos individuales, según el estudio, todos los países obtienen mayores márgenes operacionales; así mismo concluye que en condiciones más restrictivas,

existen complementariedades relevantes, y que las interconexiones tienen un alto nivel de utilización, con mayores grados bidireccionalidad, sentando las bases para relaciones comerciales más equitativas y productivas.

En este caso, los beneficios de las interconexiones resultan ser más compartidos, sin que se deje de generar el desafío de establecer mecanismos que potencien las posibilidades de conexión entre los distintos países, incorporando esquemas de precios más acordes con las expectativas de cada uno de ellos, y que no provoque distorsiones de rentas entre los agentes o incrementos de precios inadecuados a los usuarios de cada sistema.

Los beneficios sociales fueron analizados desde el punto de vista de la demanda como un sólo cliente desde el punto de vista del consumo eléctrico, en tal sentido una conclusión importante, y que tiene relación con el hecho que cualquier integración energética que se lleve a cabo, debe ser en condiciones económicas equilibradas y justas. Los intercambios de electricidad, se producen en un ambiente en el cual los distintos sistemas eléctricos operaron en forma libre y coordinada, con el objetivo de encontrar el abastecimiento de la región a mínimo costo, aprovechando las posibilidades de exportación de algunos países.

En esta misma línea, la integración permite, de manera importante, la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub>, esto es, el denominado efecto invernadero, ya que los resultados constataron disminuciones de magnitud interesante, crecientes en la medida que los escenarios de interconexión se hacían más integradores regionalmente.

Finalmente, el Estudio, a partir de los resultados obtenidos, muestra que existen oportunidades de interconexión entre los países en estudio, y se abre por tanto una posibilidad importante para la región a efectos de potenciar su seguridad energética, basada en intercambios optimizables ajustados en el corto a mediano plazo.

Por lo expuesto, en lo relacionado a las iniciativas para la integración y tomando en cuenta las conclusiones del Estudio “Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), es necesario hacer hincapié que un elemento importante en este marco resulta la Política Energética a impulsar por cada Gobierno o Autoridad Energética, con miras al desarrollo de mercados regionales con esquemas comerciales que generen los incentivos necesarios para el impulso de iniciativas de intercambios de electricidad, en un ambiente de equidad y respeto mutuo por las políticas internas de cada país en esta materia.

## **ANEXO 3.A**

### **1.INTRODUCCIÓN A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS**

#### **1.1 Introducción a los recursos energéticos**

Las posibilidades de desarrollo de un país, a través del uso adecuado de sus recursos energéticos se las puede entender más fácilmente si primero se comprende las etapas por las que la energía pasa antes de poder ser aprovechada por la sociedad.

Estas etapas se componen por tres grandes grupos: la energía primaria o energía en su estado natural, energía secundaria o energía procesada en un estado intermedio y energía de uso final. Constituyen recursos energéticos primarios aquellos que se obtienen directamente de la naturaleza en estado sólido como el carbón o líquido como el petróleo y el agua, como energía potencial, a través de la energía cinética del viento y de la energía térmica y fotovoltaica del sol como energías renovables no convencionales. Por otro lado, los energéticos secundarios son los creados a partir de los primarios con el fin de que se distribuyan a los centros de consumo, así por ejemplo se pueden citar: el gas natural procesado, la electricidad y las gasolinas, etc. Por último, los energéticos de uso final son los que se generan a partir de los energéticos secundarios en el sitio mismo de consumo, son aquellos que los seres humanos requieren para la vida diaria: cocción, refrigeración, calefacción, iluminación, movimiento y trabajo, transporte, comunicaciones, tecnologías de la información, entre otros.

El término genérico energía no renovable se aplica a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas en su totalidad, no pueden restituirse o su producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo; un ejemplo es el petróleo y la producción de sus derivados.

Por otro lado, se denomina energía renovable a aquella energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Un país con un alto potencial de energías renovables como el Ecuador ha empezado a cambiar en forma drástica su visión energética primaria, por ello es imprescindible definir en los planes energéticos su adecuado aprovechamiento, así como establecer incentivos para la construcción de proyectos con energías renovables (Regulaciones CONELEC: 002/11, 003/11 y 004/11). El apoyo al desarrollo de energías renovables y eficiencia energética como medios para diversificar la matriz energética, prepararán en el Ecuador el camino hacia una era post-petrolera.

En el desarrollo de una planificación energética, se deben seleccionar aquellas fuentes que sean productivas, que perjudiquen menos al ambiente y cuya aplicabilidad y usos sean los más adecuados y sustentables.

El criterio de potencial económicamente aprovechable no es absoluto, sino más bien depende de las condiciones del entorno en el que se planifica la matriz energética del país. Por ejemplo, en los períodos en los cuales el precio del petróleo y sus derivados alcanzan niveles altos, la viabilidad económica de los proyectos de generación eléctrica cambia, y algunos proyectos que pudieron no

ser considerados como económicamente factibles en su momento, pasan a serlo debido al precio y costo de oportunidad.

La situación actual del abastecimiento de energía eléctrica amerita una especial atención, pues a pesar de la gran disponibilidad de recursos hídricos con los que cuenta el País, durante la última década, la generación hidroeléctrica ha mostrado una reducción en términos relativos, manteniendo un alto componente de la generación termoeléctrica, y una nueva dependencia de la energía importada de Perú y Colombia.

Con este antecedente, el Gobierno Nacional ha puesto su mayor empeño en revertir esta condición, mediante la estructuración e implementación de un plan que contemple la construcción de grandes, medianos y pequeños proyectos hidroeléctricos, la instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de importantes fuentes de energía renovable, que permitirán en su conjunto, garantizar el abastecimiento de la demanda futura, creando mejores condiciones de vida para la población y apoyando la competitividad del sector productivo en el ámbito internacional.

Son varias las fuentes primarias para la producción de electricidad: la principal es el sol, luego se tienen el agua, el viento, la biomasa, los hidrocarburos, la energía nuclear, etc., razón por la cual, a efectos de tener una utilización óptima de éstas fuentes, se debe tratar bajo un mismo cuerpo legal los aspectos relacionados con todas aquellas energías, de manera que la formulación de un Plan Nacional de Energía, la preparación de una matriz energética y un Proyecto Energético de País, tengan la adecuada gestión en la ejecución de las acciones para cumplirlas, y sean éstas las metas de la gestión pública.

En la producción, distribución y utilización de los energéticos, deben estar inmersos los principios de eficiencia energética, toda vez que la energía es un bien costoso y escaso que debe ser gestionado considerando la preservación ambiental y la responsabilidad social hacia las futuras generaciones. En el proyecto energético nacional se incorporarán los principios básicos para atender las necesidades de la población con la mejor utilización de la energía (auto sostenibilidad), tal como se sustenta en el Plan Nacional para el Buen Vivir. [12]

La planificación del sector eléctrico ecuatoriano, inicia con la definición de una matriz energética y la determinación de políticas energéticas para su transformación, éstos son los instrumentos del planeamiento integrado en el área de la energía, cuyo análisis y evaluación de resultados serán incorporados al proceso del planeamiento estratégico de País. Tanto la matriz como los balances energéticos se consideran como sistemas de información que cuantifican la demanda, transformación, oferta y el inventario de los recursos energéticos del país, y describen su evolución histórica, proyectando las situaciones futuras.

La necesidad de contar con una matriz nacional de energía resultaba imperativa, como parte de un proceso global del planeamiento estratégico para el País, que involucre a la sociedad y al Estado. Con este antecedente, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha desarrollado la matriz energética que sirve para la definición de políticas energéticas y para desarrollar una planificación que incluya las siguientes acciones [21]:

- Diversificar la matriz energética mediante la incorporación de energías limpias y renovables como la eólica, biomasa, solar, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Trabajar en marcos jurídicos para incentivar el uso de biocombustibles, biogás y energía fotovoltaica.

- Promover el uso racional de la energía e introducir como política de Estado el concepto de eficiencia energética.
- Creación de una ley de fomento a las energías renovables y uso eficiente de la energía.
- Inserción del componente de eficiencia energética en la malla educativa de la educación básica y bachillerato.
- Programa de normalización y etiquetado para mejorar la eficiencia energética de los equipos de usos finales producidos y comercializados en el Ecuador como los refrigeradores y aires acondicionados.
- Programa de eficiencia energética en el sector público.
- Programa de eficiencia energética en el sector industrial.
- Programa de focos ahorradores, cocinas de inducción, aires acondicionados y refrigeradores eficientes.
- Sustitución de automóviles con motores de combustión interna, por vehículos con sistemas híbridos.
- Apoyo del MEER en los proyectos de construcción de la nueva Refinería del Pacífico por parte del Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

El uso adecuado de los recursos energéticos permitirán la producción de toda la energía eléctrica necesaria para el Ecuador de manera sustentable, brindando la seguridad energética, fomentando la producción, la inversión y la economía.

La demanda energética de electricidad y combustibles y la producción de energéticos para su satisfacción, determinan la matriz energética de un país. Los servicios básicos, necesarios para el buen vivir, implican procesos de planificación de toda la cadena energética, desde la extracción de los recursos primarios para generación de energía: petróleo y sus derivados, gas natural, carbón; dentro de los recursos no renovables; y agua y los recursos provenientes del sol, biocombustibles y otros renovables no convencionales, hasta los procesos de conversión y transformación de estos recursos en energía eléctrica y combustibles, para finalmente ponerlos a disposición del usuario final y cubrir así la matriz energética del país.

En base a una planificación y política de eficiencia energética, y con adecuadas reglas y limitaciones en el uso final de la energía, se puede lograr que los recursos utilizados provean el sustento energético a las futuras generaciones, manteniendo reservas suficientes para brindar soporte al desarrollo sostenible del país.

### **1.1.1 Producción de Energía mediante recursos hídricos**

La fuente energética hidráulica proviene de la energía potencial del agua, teóricamente una fuente inagotable existente en la naturaleza. Para establecer su utilización con fines de producción de energía eléctrica se deben cumplir con ciertas condiciones en cuanto a la implantación de los proyectos, a su sostenibilidad, a su aporte a la sociedad y a la conservación del medio ambiente. La energía hidroeléctrica puede ser un patrimonio nacional muy valioso para un país con las condiciones topográficas apropiadas y con una hidrología favorable, pero la simple posesión de un gran potencial hidroeléctrico no siempre significa que su explotación vaya a ser económicamente aprovechable.

Existen diversas ventajas en la generación hidroeléctrica, empezando por el hecho de que su combustible es el agua, líquido repuesto constantemente por la naturaleza de manera gratuita si su utilización se la realiza de manera sustentable y eficiente. La generación hidroeléctrica prácticamente no contamina el ambiente y puede ser combinada con otros beneficios como riego,

navegación y turismo. Los costos de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica son generalmente bajos en comparación con otros tipos de generación. La inversión en la construcción de una central de este tipo implica un monto considerable si su referencia corresponde a la producción obtenida por dólares invertidos (USD/kW) y la construcción de las obras de ingeniería de este tipo de centrales tienen una vida considerablemente alta para su explotación (> 50 años) con las debidas políticas de conservación y operación, permitiendo su aprovechamiento y explotación por mucho tiempo.

Existe flexibilidad en su conexión y desconexión de potencia al sistema eléctrico, lo que las convierte en un tipo de centrales muy útiles para seguir el comportamiento aleatorio de la demanda.

Como toda obra efectuada por el hombre, la construcción de un proyecto hidroeléctrico implica un impacto ambiental que debe ser minimizado y remediado; de igual forma la ubicación de este tipo de proyectos, debido a sus características naturales, se encuentra lejos de los centros poblados y de consumo de energía, por lo que la inversión en sistemas de transmisión es necesaria, haciendo más alta la inversión inicial en el conjunto y aumentando las pérdidas de energía por su transporte. Su construcción implica varios años si se compara con la disponibilidad en el corto plazo de centrales térmicas y además, dependiendo de la complementariedad hidrológica entre proyectos, su producción puede verse afectada por estacionalidades, por lo que los estudios deben contemplar estos detalles para su producción en el largo plazo.

Para la explotación de los recursos hídricos, con propósitos de generación eléctrica, se debe tener en cuenta la demanda eléctrica y su proyección en un horizonte de tiempo, proyectando su crecimiento y las necesidades económicas y de desarrollo de cada país, así como el mercado eléctrico planificado, ya sea para consumo propio o para exportación. Por lo tanto, el análisis costo beneficio en la expansión debe estar muy bien sustentado en cuanto a la inversión en proyectos hidroeléctricos, los cuales deberán brindar el aporte necesario en un adecuado horizonte de tiempo.

En la ejecución de la prefactibilidad de un proyecto hidroeléctrico es esencial hacer un pronóstico confiable de la cantidad de agua disponible, no solo el promedio sino también las probables variaciones de caudal en cada época del año y una proyección de caudales para un horizonte de tiempo a largo plazo. La estadística es una herramienta útil en estos casos, y se debe contar con la suficiente información altamente confiable, con datos actualizados año tras año para garantizar una proyección confiable de los datos. Se deberá también tener en cuenta, la incertidumbre del cambio climático, variable nueva en la planificación, que afecta de forma importante a la toma de decisiones. Para una mejor planificación de los proyectos hidroeléctricos, se debe mantener actualizada la información de los recursos hídricos obtenida mediante mediciones hidrológicas aproximadas en los casos en donde no se disponga de ellas.

Una vez que el proyecto hidroeléctrico ha sido identificado, y que todos sus estudios y datos estén completos, es decir, que el proyecto se encuentre en fase de factibilidad, mediante la aprobación de su construcción por el organismo regulador, a través de su respectiva concesión, inicia el proceso de diseños definitivos en donde se definirán las características finales del aprovechamiento hidroeléctrico, tales como: potencia nominal final instalada, que dependerá de las verdaderas condiciones hidrológicas, salto de agua, volumen del embalse, caudales, etc., que determinarán las características hidromecánicas de la turbina y de todo el sistema de conducción del agua. Con los datos finales se determinarán: dimensiones de la casa de máquinas, tamaño de



transformadores, cables, ubicación de subestación y niveles de voltaje de generación y transporte, determinando así las condiciones físicas de las líneas de transmisión relacionadas al proyecto.

Los estudios y trabajos previos al ingreso a producción de una planta hidroeléctrica al sistema interconectado de un país no termina con los diseños de la planta únicamente, se determinaran también, datos energéticos de producción con diferentes escenarios y distintos periodos de tiempo: mensual, anual o estacional. Se desarrollaran estudios eléctricos para analizar su efecto sobre el sistema interconectado ya existente, así como establecer procedimientos operativos por parte del operador centralizado del sistema. Una vez superadas las pruebas operativas, la central construida pasará a una etapa de operación comercial, formando parte de su sistema eléctrico y aportando con todas sus características energéticas a la productividad del país.

### **1.1.2 Aprovechamiento de la energía solar**

El sol es la fuente que provee de energía a casi toda la Tierra. La energía solar proviene de la fusión nuclear que se produce en el sol y que da como resultado fotones que viajan en el espacio como radiación electromagnética a diferentes frecuencias, atravesando ventanas ópticas de la atmósfera y que permiten el paso de radiación a ciertos niveles de longitud de onda (rango espectral visible). El uso de la energía solar está basado en el aprovechamiento de ésta radiación, recurso últimamente estudiado y desarrollado de manera acelerada para aprovechar la energía solar en diferentes formas como: calefacción en edificios, cocción de alimentos, calentamiento de agua y para producción de energía eléctrica mediante proyectos de centrales termosolares y fotovoltaicas.

La radiación solar cae sobre la corteza terrestre y puede ser descompuesta en 3 tipos: radiación directa, radiación difusa y la suma de las dos anteriores que es la resultante o radiación global. La radiación directa es la que llega del sol sin reflexiones ni refracciones, mientras que la radiación difusa, es aquella que llega a un punto de la Tierra a través de la refracción y reflexión con otros objetos, tanto en la Tierra como en las nubes, el aire o partículas en suspensión en la atmósfera.

El problema del aprovechamiento de la energía solar radica básicamente en que su radiación en algunos sitios del planeta es baja, debiendo localizarse aquellos lugares con el más elevado promedio de radiación solar, preferentemente aprovechable la mayor cantidad de horas del día.

Dos son las principales formas de aprovechamiento de la energía solar, la primera de ellas se basa en generación térmica que se realiza mediante la concentración directa de un haz de calor reflejado por espejos u otros materiales reflectivos (arreglo de helióstatos) dirigidos hacia un punto concentrador de calor (torre de energía). La alta temperatura que se logra mediante este método de acumulación de energía solar en forma de calor, calienta la suficiente reserva de agua para generar así energía eléctrica, con turbinas a vapor. Una variación de este principio se denomina utilización indirecta de la radiación solar, y consiste en usar captosres parabólicos colocados en columnas para de esta manera usar la radiación solar en el calentamiento de tuberías con gas o sales fundidas y almacenar ese calor para ser utilizado en turbinas de vapor. La segunda forma, basada en la principios fotovoltaicos, es mediante la utilización de celdas fotovoltaicas, que aprovechan las propiedades de un material semiconductor (silicio - el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre que se obtiene de la arena) de activar los electrones de sus átomos (efecto fotoeléctrico) produciendo corriente continua. Esta corriente permite almacenar energía en bancos de baterías y acumuladores para a través de elementos inversores de corriente obtener corriente alterna mediante la utilización de arreglos de varias celdas fotovoltaicas.

La ventaja de la tecnología de celdas fotovoltaicas es que no poseen partes móviles, requieren un mantenimiento mínimo y además contribuyen a eliminar la contaminación al utilizar una fuente renovable de energía como es el sol. Adicionalmente este tipo de generación puede ser implementada en zonas remotas donde el acceso con las redes tradicionales de electricidad es complicado y costoso. Una posible desventaja es que cada celda produce poca cantidad de electricidad, requiriéndose un arreglo considerable para aplicaciones en donde se necesiten grandes cantidades de electricidad influyendo esto también en los costos.

Una desventaja para la utilización de una planta solar con aprovechamiento del poder calorífico de los rayos solares (concentrador de calor), es que cuando la sombra cubre la luz que reciben los heliostatos, ésta disminuye considerablemente su nivel de producción. Debido a la cantidad de heliostatos necesarios para producir 1 MW, estos campos utilizan una gran área de terreno, siendo de ubicación difícil y dependiente de aspectos mecánicos para que cada heliostato haga el seguimiento a los rayos solares en el ángulo adecuado y los refleje en la torre concentradora. Por lo previamente indicado, su factor de planta es bajo y en el caso de las centrales tipo CSP (Energía Solar Concentrada, por sus siglas en inglés) no llega a los 0,35-0,40. [24].

La energía eléctrica producida mediante campos de heliostatos, tiene una característica especial; ya que la coincidencia entre su producción pico y la demanda horaria máxima, no es coincidente, pues en las mayores horas de sol que generalmente ocurren al medio día y son las de máxima producción de la planta solar, no corresponde con la demanda máxima que es en horas de la noche.

Como en todo proyecto eléctrico, para los proyectos solares, ya sea la opción de solar térmico o solar fotovoltaico, se debe realizar el análisis eléctrico y energético para prever su aporte al sistema eléctrico y los probables inconvenientes y soluciones de tener un punto más de generación en la red. Además es necesario establecer el punto óptimo del lugar eléctrico en donde se requiere este tipo de generación, conveniencia y ubicación por costos y operación técnica, así como las necesidades de generación distribuida.

Para la generación fotovoltaica la limitación tecnológica es la eficiencia de las celdas de silicio que aún no supera el 20% aun cuando se les aplica directamente la máxima radiación solar, por ello su utilización es particularmente especificada para sitios remotos y de alta radiación. Al igual que para un sistema solar térmico, la potencia requerida en un sistema fotovoltaico dependerá de las necesidades del sitio de su implantación, lo que determinará la cantidad de celdas solares (cada una posee una determinada potencia –kW<sub>e</sub>- individual), las cuales al ser colocadas en serie, suman la potencia eléctrica requerida para una determinada aplicación. Al contrario del sistema solar térmico, este sistema requiere de menor espacio físico para su instalación así como una menor supervisión y mantenimiento, teniendo también una vida útil de alrededor de 10 años, dado en gran parte por la periodicidad en el mantenimiento de las celdas fotovoltaicas (limpieza), baterías (rendimiento y autonomía) y el sistema eléctrico auxiliar en general (regulador y cargador).

En los últimos años, la inversión requerida para la ejecución de sistemas fotovoltaicos ha ido disminuyendo respecto a los costos de producción de energía con combustibles, lo que ha hecho del aprovechamiento de la energía solar realmente una alternativa más competitiva. Para que un proyecto termo solar o fotovoltaico sea inicialmente factible se requiere que se realicen estudios de la radiación existente en determinadas zonas de ubicación o que se elabore un atlas solar, en el cual estén especificados los niveles de radiación directa, difusa y global, en los diferentes meses del año, así como los límites altos, mínimos y promedios. Con esa información estadística se determinan los mejores sitios de implantación de sistemas solares y se determina la factibilidad de

capacidad disponible para un tipo de tecnología, térmica o fotovoltaica, así como la potencia eléctrica que se puede obtener en función del nivel de radiación por metro cuadrado existente en cada zona.

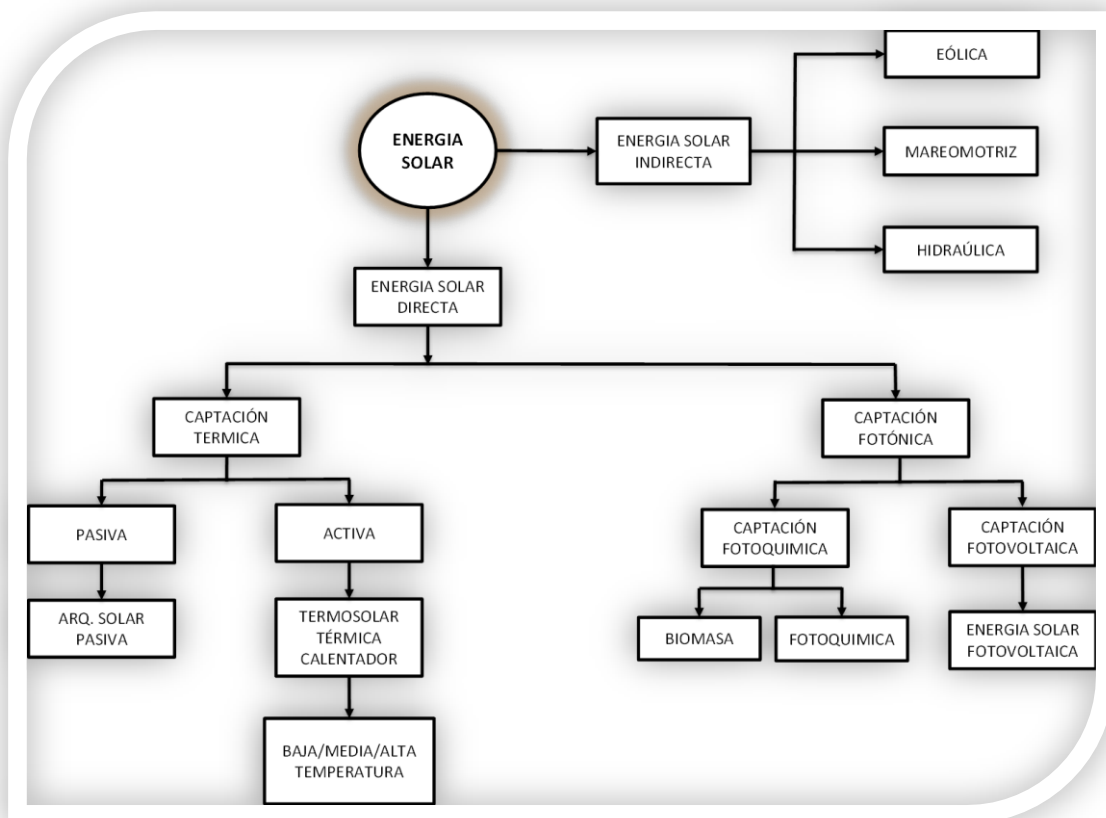
La insolación global solar se mide en kWh/m<sup>2</sup>-(hora-día-mes o año), habiendo lugares en la Tierra, como el desierto del Sahara; donde existen niveles que pueden llegar a los 5.500 kWh/m<sup>2</sup>-año (15,2 kWh/m<sup>2</sup>-día). En algunos países, sobre todo en aquellos con las estaciones climáticas marcadas, se han creado también cartas de la posición solar en distintos días de diferentes meses del año y para diferentes horas de la luz del día (04:00 – 20:00), éste no es el caso de los países que se encuentran sobre la línea ecuatorial, pues se cuenta con la ventaja de una radiación perpendicular y constante.

Dado que su utilización puede expandirse en las comunidades alejadas, es una fuente de empleo y beneficio social para la propia comunidad, brindando el conocimiento local para el desarrollo autosustentable de sus lugares de vivienda [24].

### 1.1.3 Recursos eólicos

De acuerdo a la **Figura No. 2.1**, la energía eólica es producida por la energía solar indirecta, la cual calienta las diferentes superficies de la Tierra, provocando diferencias de temperatura en el aire de la atmósfera y transformando estas diferencias de temperatura en movimientos de grandes masas de aire en forma de viento; aproximadamente entre el 1% y 2% de esa energía indirecta del sol se transforma en energía eólica a través de los vientos. Los dos tipos principales de vientos que existen son los vientos globales y los vientos locales. Los primeros, son grandes corrientes de aire alrededor del planeta principalmente debidos a la rotación de la Tierra y la irradiación solar global, mientras que los segundos, vientos locales, son originados más cerca de la superficie e influenciados por las condiciones de temperatura de la zona sobre la cual se encuentran, son justamente estos vientos la fuente para la generación de energía eólica.

La energía producida por un tipo de viento local depende de varios factores principalmente climáticos, lo que califica a una determinada zona terrestre en un lugar adecuado para el desarrollo y aprovechamiento óptimo de un recurso eólico. Los factores que influyen para el mejor aprovechamiento de un proyecto eólico son: densidad, presión atmosférica y temperatura del aire, perfil del viento que a su vez depende de la altura y la topografía de la zona, velocidad, dirección y magnitud o duración del viento en promedio y puntual durante un determinado periodo de tiempo, generalmente un año. Si las características existentes del viento en esa zona son muy variables para cada uno de estos parámetros, el desarrollo de un proyecto eólico no sería factible, una variabilidad mínima de las características citadas y principalmente una velocidad constante a lo largo del año, permitirán hacer factible a un proyecto eólico.



**FIG. No. 1.1: RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DISPONIBLES EN EL PLANETA.**  
**FUENTE:** [www.censolar.com](http://www.censolar.com)

La superficie terrestre al poseer una topografía muy variada hace que los vientos locales sean influenciados por la rugosidad del terreno y los obstáculos que encuentre en su viaje, provocándose grandes corrientes debido a los callejones montañosos, al no encontrar obstáculos, siendo así una fuente óptima para la implantación de estos proyectos en dichas zonas, así como también depresiones debidas a obstáculos como centros urbanos, centros industriales, presas hidroeléctricas, plantaciones, etc. lo que haría que un proyecto no tenga las condiciones óptimas de ser implementado. Las mediciones exactas de los parámetros del viento en tales callejones, determinarían específicamente los sitios adecuados de aprovechamiento eólico.

La velocidad de los vientos locales en la superficie terrestre es cero y va creciendo con la altura hasta una en la cual la superficie ya no influye en la velocidad del viento. Este principio es básico para elaborar un perfil de velocidades del viento, una herramienta utilizada para determinar los sitios adecuados en función de la altura y la rugosidad de la superficie en un determinado lugar. La cantidad de energía disponible a partir del viento es proporcional al cubo de su velocidad, por ejemplo un viento con una velocidad de 20 km/h tiene 8 veces más energía disponible que un viento de 10 km/h, pero un viento de menor velocidad tiene mayor probabilidad de ocurrencia.

La forma de aprovechar la energía del viento ha sido desarrollada desde los principios de la humanidad, a través, principalmente de los molinos de viento, en la actualidad, ese principio ha sido investigado y desarrollado con tecnología, con lo cual se ha mejorado la eficiencia de los aerogeneradores, los cuales aprovechan las diferentes variaciones de la velocidad del viento, para generar energía eléctrica. Se estima que si se instalara cada aerogenerador en sitios con una velocidad constante de al menos 6,9 m/s y a una altura de 80 m, se podría producir energía hasta siete veces la demanda mundial actual [23, 24].

Cada aerogenerador es diseñado para una cierta vida útil en función de las condiciones de viento a las que podrían ser sometidos en especial durante sus horas de operación, es por ello que la clasificación de los vientos tienen en cuenta los esfuerzos, cargas y horas de operación que tendrán estas turbinas; esta clasificación se basa en la velocidad promedio anual o mensual y en los valores de las ráfagas de viento dentro de diferentes periodos de tiempo. El diseño de un aerogenerador dependerá de la carga a la que estará sometido (viento) así como el diámetro de su rotor, para que soporte los esfuerzos y el trabajo a una determinada altura sobre el nivel del mar.

Los diseños del rotor, las aspas y la torre deberán ser estructuralmente coherentes con la zona en la cual van a ser construidos y transportados (vías de acceso), lo que determinará el costo del proyecto. El diseño aerodinámico del aerogenerador debe ser tan exacto que sea capaz de soportar picos de ráfagas de vientos, así como permitir aprovechar las mínimas corrientes que se presenten en diferentes situaciones en el tiempo, haciéndolo eficiente para la velocidad promedio en el lugar elegido de su construcción. Se debe tener presente un adecuado sistema de control para evitar variaciones en la entrega de energía al sistema.

Los avanzados diseños han permitido que la eficiencia de los aerogeneradores sea óptima para velocidades cuya presencia es la más constante en la zona de construcción del proyecto, así como también el avance en cuanto a los materiales con los que se construyen las aspas, los cuales son cada vez más livianos y resistentes, mejorando la calidad, eficiencia y disminuyendo así los costos. La evaluación económica de una turbina de un aerogenerador se basa principalmente en el análisis de la potencia específica del rotor ( $\text{kW/m}^2$ ) y en el costo específico del mismo ( $\text{costo/m}^2$ ).

La ventaja competitiva sobre las otras formas de aprovechamiento de energía renovable se debe a que su periodo de productividad coincide muchas veces con la demanda solicitada, acoplándose muy bien con la demanda base en los sistemas eléctricos, lo que reduce los costos operativos y aumenta su productividad. Contribuye a la disminución del uso de los combustibles fósiles, ayudando a enfrentar así al cambio climático y su desarrollo ha incrementado su competitividad en el sector eléctrico para producción a gran escala, volviéndose una alternativa para el suministro de energía eléctrica.

Entre las desventajas, se deberá tener presente el impacto ambiental visual, ya que aunque mínimo, la afectación a las aves provocada por las aspas de los aerogeneradores, han provocado inconvenientes en estos aspectos ecológicos. Existen diversos desarrollos tecnológicos para este tipo de producción de energía eléctrica, lo que permite tener varias opciones de distintos fabricantes. En este sentido para construir un determinado proyecto se deberá pensar en la homologación de la tecnología que venga al futuro y no centrarse en un solo fabricante de tal manera de reducir los costos de mantenimiento. Se debe mencionar también el bajo factor de planta de estas centrales de generación ( $< 40\%$ ) [23].

### 1.1.4 Biomasa

Estos proyectos de generación eléctrica son similares a los térmicos convencionales, con la diferencia de que la energía primaria es de origen orgánico. En éstas instalaciones, se aprovecha la materia orgánica de origen vegetal o animal, denominada biomasa, procedente de residuos forestales, agrícolas, de transformación agropecuaria o de la madera, biodegradables, animales o humanos, denominados biocombustibles de segunda generación o de cultivos energéticos como la soja, maíz, remolacha, caña de azúcar, piñón, palma; denominados biocombustibles de primera generación obteniéndose la energía acumulada en estos materiales como resultado de la fotosíntesis (para el caso de las plantas) producto de la energía del sol, y aprovechando esa energía acumulada a través de la combustión de sus residuos, generando así calor para la producción de electricidad con vapor de agua o sustituyendo a los combustibles fósiles a través de los denominados biocombustibles.

La bioenergía no es más que la energía química almacenada en las plantas o animales (que se alimentaron de otras plantas o animales) o en sus desechos; esta bioenergía es liberada en los procesos de combustión u otras formas de aprovechamiento de la energía de la biomasa (biogás, biocombustibles, combustión), la cual se manifiesta en forma de calor. Lo que se está realizando no es más que la restitución del dióxido de carbono utilizado para el crecimiento de aquellas plantas, ahora en un proceso más rápido de restitución hacia el ambiente en forma de combustión de los residuos vegetales, en este caso, no se está añadiendo más dióxido al medio ambiente, en contraste con los combustibles fósiles, por lo tanto la biomasa, es una fuente renovable de energía.

La producción de biocombustibles tales como el etanol y el biodiesel tienen el potencial de sustituir en gran proporción a los combustibles obtenidos de minerales fósiles y que son utilizados para la movilidad automotriz debido a su alta densidad energética. La producción a gran escala es factible, y se basan principalmente en la utilización de plantas como maíz, remolacha, caña de azúcar, soja y aceite de palma, siendo mayormente usados en forma de mezcla con los combustibles habituales (gasolina o diesel), reduciendo el grado de contaminación ambiental y manteniendo la eficiencia así como la inalterabilidad del mecanismo en los motores actuales, lo que implica no cambiar el principio del motor. Se deberá tener presente la fuente de elaboración de los biocombustibles ya que deberá primar el bienestar social y alimenticio, utilizando para ello materia prima adecuada en su elaboración, sin alterar las tierras con monocultivos, lo que afectaría a su productividad en el largo plazo [23].

El uso de la biomasa para generar calor o gas y calentar hogares o sitios en donde se requiera de procesos de calefacción es también un aprovechamiento útil de la característica energética de la biomasa. Como combustible primario para calentar ambientes y cocinar (biogás); o, como combustible secundario para generar vapor de agua y ser aprovechado en calefacción o generación eléctrica en centrales térmicas, la biomasa posee un gran potencial y sobre todo desplaza a los combustibles fósiles, además que; los gases obtenidos de la quema de material de biomasa no contribuyen al efecto invernadero ya que el dióxido de carbono liberado durante la combustión, es igual al dióxido de carbono absorbido por el material de la biomasa durante su crecimiento como recurso natural.

Entre las ventajas más notables de la biomasa están: el uso residual que se puede aún dar a los desechos de cenizas cuando se quema un elemento de residuo orgánico, ya que aportan a la absorción de minerales para la tierra cultivable cuando se los usa como abono, reduce el uso de los combustibles fósiles pues éstos son reemplazados por los biocombustibles o el biogás, una mayor seguridad energética y disminución en el gasto por importación de combustibles derivados

de petróleo, apoyo al desarrollo agrícola con plantaciones dedicadas al uso bioenergético y la reducción de emisión de gases de efecto invernadero aportando al compromiso mundial del cambio climático.

Este tipo de energético tiene restricciones en cuanto a su utilización, por ejemplo, debido al volumen y cantidad de desechos obtenidos de cualquier proceso orgánico, es conveniente su utilización para generación eléctrica en el sitio mismo o cerca de donde se realizó el proceso de obtención de residuo orgánico, como ingenios, botaderos de basura, aserraderos, disminuyéndose así los costos de transporte y administración relacionados.

Como se mencionó anteriormente, se deberá analizar la producción de biocombustibles basados en alimentos, ya que su utilización podría afectar tanto el abastecimiento de suministros a la población, cuanto el uso de la tierra para producción de monocultivos para biocombustibles, que son generalmente más extensos que los necesarios para la alimentación de la población. Se debe optar pues por el uso de biocombustibles de segunda generación.

### **1.1.5 Recursos Geotérmicos**

A partir de la firma del protocolo de Kioto en 1997, el uso de tecnologías de generación con energías renovables ha ido en aumento cada vez más en los últimos años, principalmente a través de la utilización de la herramienta de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), mediante los cuales los países que firmaron este tratado estaban obligados a dar incentivos económicos a las tecnologías de generación alternativas, resarciendo de alguna forma los elevados índices de contaminación y emisión de gases de efecto invernadero provocado por sus tecnologías energéticas clásicas.

La geotermia es una fuente de energía renovable no convencional (ERNC) que se encuentra relacionada con la energía existente dentro de la Tierra, la mayoría de los reservorios de este tipo de energía se encuentran relacionados a volcanes y a fuentes internas de zonas tectónicas geológicamente activas, su temperatura aprovechable oscila entre los 30° C y 300°C.

La principal ventaja de este recurso energético es que se constituye en una fuente teóricamente inagotable, económica y sustentable, comparada con otras fuentes de energía convencionales. Por esta razón su uso se vuelve competitivo conforme avanza su investigación y el desarrollo de la tecnología para su construcción. Aportan también a su viabilidad, los incentivos tributarios y la disminución progresiva de sus costos de exploración, explotación y producción, previéndose que por tratarse de una fuente de energía aun no explotada y con amplias reservas mundiales, se convertirá en un futuro en una de las principales fuentes de generación eléctrica en el mundo [23].

Las plantas de generación eléctrica mediante el uso de la geotermia son similares a las centrales térmicas de vapor convencional, con la excepción de que en este caso, el vapor no se produce mediante el consumo de combustible para recalentar una caldera con agua, sino que el calor necesario proviene directamente del interior de la tierra, en forma directa a través de vapor de agua desde la fuente geotérmica (flasheo, agua más vapor) o mediante ciclo binario (el calor interior de la tierra calienta un fluido de menor grado de ebullición que produce la energía térmica para generar electricidad).

La utilización de cada fuente geotérmica depende de las características técnicas del yacimiento tales como: temperatura del agua, permeabilidad de la formación rocosa, física y química del agua y profundidad de la perforación hasta encontrar el calor necesario.

Una central geotérmica no produce contaminación atmosférica elevada al no quemarse combustibles fósiles, disminuyendo emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ya que en el proceso geotérmico solo se producen emisiones propias del agua extraída del interior de la Tierra tales como: azufre y otros gases ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{CH}_4+\text{H}_2$ , etc.) que pueden ser filtrados antes de salir al ambiente por las chimeneas de las plantas generadoras.

Otra ventaja, es que su combustible es prácticamente inagotable si la explotación es realizada de forma técnica y sostenible, estableciéndose costos operativos sumamente bajos e independientes de la variabilidad e incertidumbre en los precios de los combustibles o regímenes hidrológicos.

Al ser centrales con una disponibilidad permanente de combustible, su operación se la realiza con características de central de base, logrando altos factores de planta que pueden ser mayores a 0,85 en comparación con otras tecnologías.

Por todas estas razones, la energía geotérmica es una forma de aprovechamiento energético sostenible con presente y futuro, desde el punto de vista de aprovisionamiento energético de elevadas garantías, desde el punto de vista térmico como alternativa de alta eficiencia energética y por supuesto desde el punto de vista de disponibilidad a largo plazo debido a que su vida útil es alta y económicamente barata en su operación.

Entre las desventajas asociadas a un proyecto geotérmico se destaca el hecho de los altos costos de exploración e implementación (perforación de pozos), lo que da como resultado costos de inversión inicial superiores a otros tipos de centrales convencionales.

### **1.1.6 Utilización de combustibles fósiles**

Un combustible fósil comprende la gama de compuestos y minerales orgánicos extraídos de la tierra, tales como: carbón y sus variaciones, petróleo y sus derivados y el gas natural. Un combustible fósil generará energía debido a su composición básica de hidrógeno y carbono, elementos que reaccionarán con el oxígeno del aire para producir energía mediante la combustión. Todos los combustibles fósiles al combustionarse producen dióxido de carbono, un gas de efecto invernadero (GEI) que produce un alto grado de contaminación.

Ambientalmente, el uso, manejo y recuperación de los limitados recursos fósiles entregados por la Tierra, son los que la están dañando. La contaminación provocada por el uso indiscriminado de recursos fósiles ha provocado la extinción de varias especies tanto de flora como de fauna.

El uso prioritario que se da a los combustibles en generación eléctrica y transporte, ha creado una alta participación de estos recursos energéticos en la matriz energética, tanto en el Ecuador como en la mayoría de países del mundo. Se está llegando así a una culminación de este modelo energético debido al agotamiento de las fuentes de combustibles fósiles en las décadas venideras (pico petrolero), lo que obliga a reducir su consumo para dilatar la disponibilidad de reservas y reducir de manera significativa los efectos del cambio climático. La utilización de combustibles fósiles en la generación de electricidad está técnicamente justificada debido a la diversificación tecnológica y a aspectos de calidad y seguridad para el sistema eléctrico de potencia. El adecuado consumo y una planificada utilización de generadores eficientes, permitirán el ahorro y evitará la contaminación indiscriminada por el uso de este tipo de tecnologías.

Las centrales a carbón, han sido utilizadas durante décadas en países con suficientes recursos y reservas de este mineral. Existen reservas calculadas para cientos de años en algunos lugares del mundo, lastimosamente el índice de contaminación, tanto en la explotación como en la quema para



producción de energía eléctrica de este recurso ha sido nefasto para el planeta. En el Ecuador no existen reservas de carbón capaces de suplir los requerimientos de generación de electricidad.

La tendencia tecnológica se dirige hacia generadores térmicos basados en el uso de combustibles más eficientes y menos contaminantes, sin la emisión de gases como arsénico, selenio, mercurio, sulfuros, anhídrido carbónico y dióxido de carbono; y, a centrales de ciclo combinado cuya eficiencia está por encima de las centrales térmicas tradicionales que usan combustibles como el diesel o el fuel oil. Un ciclo combinado aprovecha la alta temperatura de los gases de escape del primer proceso (turbinas a gas), para producir vapor de agua a alta presión que es expandido en turbinas a vapor, entregando de esta forma mayor potencia al sistema sin incrementar el uso de combustible, obteniendo una mayor eficiencia y una menor contaminación ambiental.

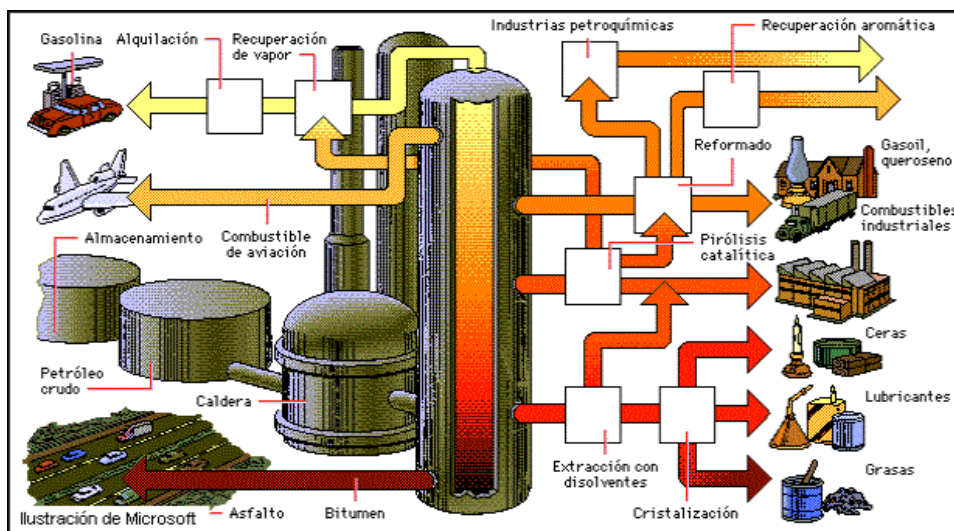
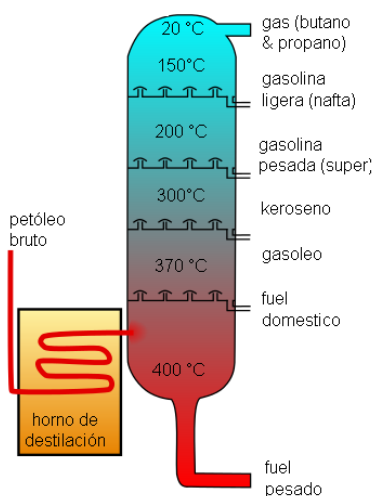
La generación térmica en un sistema de potencia permite otorgar firmeza al abastecimiento de la demanda dado que la disponibilidad de este tipo de energía responde principalmente a la disponibilidad de los combustibles utilizados. La tendencia actual establece los preceptos del uso de combustibles fósiles menos contaminantes y con tecnologías amigables con el medio ambiente.

#### *1.1.6.1 Combustibles líquidos*

El principal recurso utilizado para generar energía por más de 100 años a nivel mundial, han sido los combustibles fósiles principalmente líquidos provenientes de la explotación del petróleo (1895). La escasa oferta energética de hidroelectricidad y de otras fuentes renovables no convencionales, la disponibilidad local de energéticos fósiles como el carbón y la tendencia de globalización en los derivados del petróleo, además del poco compromiso ambiental; ha dado paso a la utilización de recursos fósiles líquidos asumiendo los altos costos ambientales y el consiguiente perjuicio al planeta (calentamiento global).

Los principales combustibles fósiles líquidos utilizados para la generación de electricidad son los derivados del petróleo: diesel, bunker, fuel oil en sus diferentes variaciones (composición y concentrados), nafta y residuo de petróleo.

Los derivados del petróleo se los obtiene mediante un proceso denominado refinamiento el cual consiste en calentar el petróleo en una torre de fraccionamiento, para a diferentes temperaturas obtener derivados; hidrocarburos más volátiles y ligeros en la parte alta de la torre y los más pesados en la parte baja, en la **Figura No. 1.2** se presenta un esquema de una torre de fraccionamiento, con algunos de los diferentes compuestos obtenidos del petróleo (alrededor de 100 dependiendo de la calidad del crudo y necesidades locales y de exportación).



**FIG. No. 1.2: REFINAMIENTO DEL CRUDO Y OBTENCIÓN DE SUS DERIVADOS.**

**FUENTE:** [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

Este recurso energético primario, no es únicamente utilizado como fuente de energía eléctrica, es quizá el recurso más utilizado para la producción mundial de energía, transporte, calefacción, movimiento de maquinaria, uso doméstico e industrial, por lo tanto, sus fuentes se están agotando. Existirá un pico petrolero, luego del cual las reservas empezarán a bajar y su utilización deberá ser priorizada provocando esto un considerable aumento de los precios internacionales, debiendo también el Ecuador prever extender sus reservas, mediante políticas de ahorro y diversificación de fuentes primarias, así como uso de tecnologías alternativas y más limpias, por lo menos en los procesos en donde más se lo utiliza, como transporte y generación de energía eléctrica.

### 1.1.6.2 Recursos de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo

A partir de la extracción del petróleo, uno de los residuos y elementos poco aprovechado es el Gas Natural de Petróleo (gas asociado), recurso que muchas veces se lo arroja a la atmósfera o se lo quema, produciendo contaminación, sin un debido procesamiento para aprovecharlo como combustible para generación de energía eléctrica, debido principalmente a que el negocio de la industria petrolera no consiste en la utilización directa del gas, sino en la obtención del petróleo. En lugares en donde se requiere de este combustible su existencia es aprovechada mediante grandes tramos de gasoductos que lo llevan hasta los sitios de almacenamiento y distribución para ser envasados y comercializados a los usuarios finales industriales o residenciales. Otra forma de extracción del gas es como producto del refinamiento del petróleo, del cual se obtiene el Gas Licuado de Petróleo (GLP), de mejor rendimiento calorífico y con similares usos en industria y en generación eléctrica. Existen también yacimientos de Gas Natural cuyas reservas son tal vez más grandes que las de yacimientos petroleros y que constituyen grandes fuentes de energía primaria a nivel mundial.

En una central de generación térmica su principal fuente de obtención de energía primaria o calor es la utilización de combustibles fósiles, ya sean líquidos (derivados de petróleo) o sólidos (carbón natural, coque). Para una central térmica a gas, su combustible principal para generar calor es el gas natural (LNG) o gas licuado de petróleo (GLP), y una central térmica a gas puede ser de tecnología turbo gas, en donde el gas es presurizado y quemado para mover la turbina produciendo energía mecánica que a su vez genera electricidad. Otro tipo de central a gas es la de ciclo combinado, en donde su primera fase es turbo gas (con gas natural o gas licuado de petróleo) y en la segunda etapa el gas residual a altas temperaturas (500°C) es utilizado para calentar agua y producir vapor de agua a alta presión para mover una segunda turbina (turbo vapor), generando así más energía eléctrica lo que hacen del ciclo combinado muy eficiente dado el aprovechamiento del poder calorífico de un combustible que ya cumplió su primera fase dentro del proceso de generación eléctrica.

Esta última tecnología conocida como central de ciclo combinado (CCGT) hace que la eficiencia del ciclo de generación en una planta térmica suba hasta un 60% de rendimiento.

### 1.1.6.3 Coque

El coque de petróleo (petcoke) es un compuesto residual sólido de elevado contenido de carbón que se obtiene del proceso de refinamiento del petróleo o de otros procesos de “craqueo”. El craqueo es un procedimiento químico mediante el cual se separan a las moléculas de un compuesto, produciendo así compuestos más simples, utilizando para ello un catalizador (sustancia que no se modifica ella misma pero si origina otros cambios químicos). En el proceso de refinamiento del petróleo se utiliza un craqueo catalítico (catalizador en forma de arcilla o polvo), método denominado “proceso fluido” en donde el catalizador circula por varios kilómetros de tubería a elevadas temperaturas (500°C) junto con el crudo, vapor, aire y a determinadas alturas en la torre de fraccionamiento se van obteniendo los diferentes compuestos del petróleo. Este moderno procedimiento permite obtener por ejemplo gasolinas de mejor calidad que las obtenidas a través de la destilación del petróleo.

El coque de petróleo es el último componente que queda de una refinación del petróleo y es el componente más pesado, el coque se encuentra revestido del catalizador utilizado para el refinamiento, pero al quemarse como combustible, se consume únicamente el carbón de su contenido y el catalizador puede ser utilizado nuevamente en el proceso de refinamiento o para las

industrias cementeras. La producción de energía mediante el coque de petróleo se la obtiene por la combustión del carbón que lo forma.



**FIG. No. 1.3: PLAYAS DE RESIDUO DE COQUE DE PETROLEO.**

**FUENTE:** [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

Existen diferentes tipos de coque de petróleo: de combustión, regular, de aguja y de carburación, cada tipo tiene diferentes usos y funciones. Su obtención depende del proceso utilizado para el refinamiento de petróleo y de la calidad del mismo, que a su vez depende de las características del pozo del cual ha sido extraído.

En los primeros procesos del refinamiento de petróleo se obtiene los coques verdes: coque de combustión y el coque regular; el primero, es un residuo prácticamente de un bajo grado de contenido de metales y un considerable grado de carbón, por lo que no se calcina y se lo conoce como coque de combustión, y; el coque regular se encuentra en un grado intermedio de composición de carbono y de impurezas, éste es utilizado para la fabricación de ánodos para la producción de aluminio y se lo conoce como coque grado ánodo. [5]

El coque de carburación es un residuo de un alto grado de contenido de carbón, razón por la que también se lo denomina coque negociable, pues puede venderse para su utilización como combustible (como coque grado combustible) llegando a un valor en el mercado internacional de coque de entre 50 y 65 USD/Ton, dependiendo también de los precios del carbón natural, con el cual compite; sirve también para la fabricación de pilas secas en sus electrodos (como coque de grado ánodo). [6]

El coque de aguja o coque acicular, se utiliza en la producción de electrodos de sueldas para acero y aluminio en las industrias de fundición y producción de estos metales.

El coque de mejores características es el coque de carburación que es utilizado para ajustar el contenido del carbono en el acero, por eso debe tener un mínimo contenido de impurezas. Este coque es el más caro en el mercado por sus características.

El coque combustible llamado también coque catalizador, es el más barato de todos, pues es el de más baja calidad, es también el de mayor producción en el mundo debido a la calidad del petróleo y a la falta de procesamiento cuando es coque verde, pues por su calidad no se lo procesa y se lo vende como coque verde. El descenso en su demanda para la utilización como combustible en centrales térmicas e industrias cementeras está haciendo que se busque un nuevo mercado y aplicación.

Como se mencionó al inicio de esta sección, el coque verde unido a un catalizador es el resultado del residuo del proceso de refinamiento del petróleo (crudo pesado), se tiene así, el carbón de coque o residuo de petróleo (cualquiera sea la calidad de éste) junto con el catalizador, que se denomina coque de catalizador, que es un coque impuro y solo sirve para quemarlo (coque combustible). El principal uso que se le da a este producto es como combustible para las calderas de generadores termoeléctricos debido a su alta temperatura de combustión y bajo contenido de ceniza. Una desventaja es su alto contenido de azufre por lo que se aplica una técnica conocida como Snox, que recupera el azufre del coque disminuyendo su grado de contaminación. [5]

El coque se lo obtiene de varios tipos de crudo y mediante varios procedimientos de coquizado. Cuando se inició con el refinamiento del petróleo, éste era de buenas características y mucho más liviano que ahora, por lo que de él se obtenían combustibles de alta calidad (Grado API) y consecuentemente los residuos de coque tenían bajas concentraciones de azufre y de metales pesados como níquel y vanadio. El coque que se obtiene del crudo más pesado, concentra mayor cantidad de impurezas densas como metales y compuestos sulfurosos, el contenido de tales componentes depende de la calidad del petróleo procesado. Existen tres procesos típicos de producción de coque: el coquizado retardado, el coquizado en lecho fluidizado y coquizado fluidizado con gasificación. Utilizando cada uno de estos procesos, por ejemplo, para obtener coque de un petróleo de la misma calidad (pesado), se obtendrá un coque de diferente concentración de metales y azufre. Se puede decir que, la calidad del coque depende de: los procesos por los que pasa la refinación del petróleo, los procesos de coquizado y la calidad del crudo utilizado, dando como resultado un coque de calidad negociable o uno de calidad combustible.

Una refinería produce cierta cantidad de coque de petróleo dependiendo de las cantidades de fracciones pesadas de petróleo que son convertidas en derivados más ligeros, por ejemplo, si se producen aceites, el proceso produce menos coque; pero si se produce un derivado más liviano como combustible de avión, entonces el proceso generará más coque de petróleo.

La generación eléctrica a partir de coque de petróleo es similar a la producción a través de carbón natural, pues se quema el coque para calentar agua y obtener vapor de agua a alta presión, con el que se mueven turbinas para generar electricidad; la operación y el mantenimiento de una central de coque requiere de personal altamente capacitado y entrenado en la limpieza de los filtros de extracción del azufre, producto de la combustión del coque, así como del cumplimiento de normas exigentes para evitar la emisión de residuos al ambiente, producto de la quema del coque para generación eléctrica.

### **1.1.7 Otras fuentes energéticas**

Otras fuentes de energía renovable no convencional (ERNC) existentes son la energía marina y la energía nuclear, que en varios países especialmente los denominados “desarrollados” han sido intensivamente investigadas y utilizadas en beneficio de su economía.

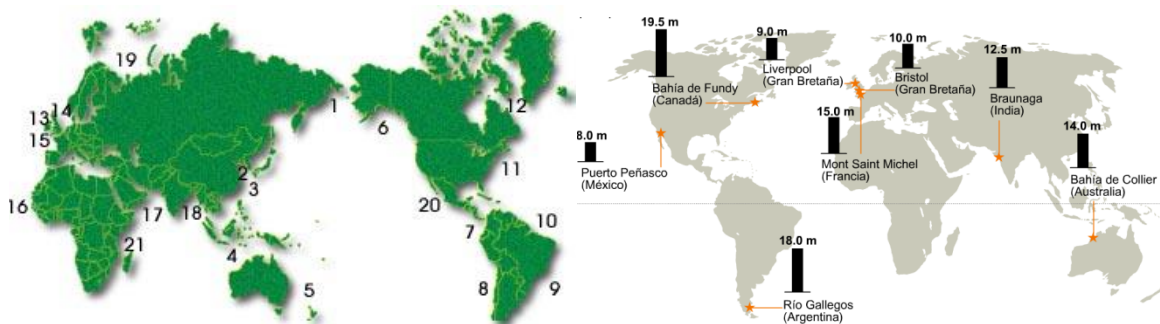
La razón de que estas fuentes energéticas aun no hayan sido explotadas en Ecuador, parte del hecho de que su investigación y desarrollo ha sido desplazada por el desarrollo de otras energías más accesibles en el corto plazo dados sus menores costos tanto en investigación como en utilización.

#### **1.1.7.1 *Energía marina***

El crecimiento de las necesidades de energía es inevitable y se constituye en uno de los principales problemas que existen a nivel mundial dada la disminución en número y capacidad de las fuentes de energía convencionales. Las energías alternativas renovables, tales como la eólica, la hidráulica, la solar, la biomasa o la mareomotriz, son las opciones más ecológicas y razonables de cara al futuro. Extrañamente esta última fuente no ha sido ampliamente aprovechada y es desconocida por la mayoría de las personas, a pesar de ser una fuente inagotable y segura, ya que depende del movimiento continuo de las mareas, olas y en general del mar. A nivel internacional existen alrededor de 100 tecnologías, con diseños y prototipos propuestos para su desarrollo, pero ninguno de ellos con la eficiencia requerida para que sea una opción realmente aprovechable.

Los movimientos más importantes del mar se los puede clasificar en tres grupos: las corrientes marinas, las ondas y olas y las mareas. Las ondas y olas y las corrientes marinas tienen origen en la energía solar, mientras que las mareas son producidas por la atracción gravitacional de la Luna.

Los pioneros en el estudio y explotación de este recurso fueron los franceses, quienes en 1966 pusieron en marcha una planta de energía mareomotriz de 240 MW en el río Rance (hace 46 años), un estuario del Canal de la Mancha, en el noroeste de Francia. Consiste en una presa en la unión del río con el mar, permitiendo así almacenar agua en la represa cuando sube la marea y luego liberarla cuando el nivel de agua del mar es menor, generando energía eléctrica tanto al llenar como al vaciar el estuario artificial mediante el paso del agua de mar por las turbinas. Su generación se encuentra aportando actualmente energía al sistema interconectado de ese país. Dicho concepto permitió a los investigadores elaborar una propuesta de generación en distintas regiones en base a la central construida en Francia. Se elaboró así un mapa de ubicación mundial con las bondades existentes de ciertos lugares en el mundo, con las capacidades requeridas para producción de energía eléctrica mediante el uso de las mareas, su ubicación es factible principalmente en zonas de bahías con grandes desniveles en cuanto a la altura del agua y con características similares al proyecto existente en el río Rance.



**FIG. No. 1.4: MAPA MUNDIAL DE RECURSOS MARINOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

**FUENTE:** [www.fuentesmarinas.com](http://www.fuentesmarinas.com)

Conforme las leyes de la física, si hay algo que está en continuo movimiento es el mar, lo que conlleva a que éste sea una fuente de la cual se puede obtener una cierta cantidad de energía aprovechable para generar trabajo; su superficie se mueve continuamente mediante ondulaciones que pueden ser muy suaves o pueden convertirse en grandes olas que chocan contra las playas y acantilados. Cualquier cuerpo que se encuentra en el mar, es arrastrado por las corrientes marinas y las olas, además el nivel del mar varía dos veces al día, lo que se conoce como la pleamar y la bajamar (mareas).

Así, todo este movimiento es reflejo de la energía almacenada en el agua, y en ciertos lugares donde el movimiento es mucho mayor y existe diferencia de altura provocada por la pleamar y la bajamar, el contenido en energía también será muy grande y se puede aprovechar utilizando turbinas especialmente desarrolladas para operar a bajas presiones y aprovechar la fuente energética de las mareas.

Otra fuente es el aprovechamiento de la energía de las olas cuyo uso está presente como una forma más de energía alternativa, aunque las investigaciones y su desarrollo indican que aún no es posible obtener la suficiente energía a una inversión razonable.

Entre las ventajas de la energía del mar a través de las mareas se podrían citar que, como todas las energías renovables, no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos; posee en promedio una vida útil de un siglo y su fuente energética es de bajo costo además que se encuentra disponible en cualquier clima y época del año.

Entre las desventajas está la creación de un impacto visual y estructural sobre el paisaje costero, su ubicación es puntual en un determinado sitio con condiciones adecuadas de diferencia de altura de mareas, al ubicarse en la costa requerirá de una red de transmisión que podría resultar costosa si se pretende que la energía producida pase a formar parte del sistema interconectado. Otro efecto medioambiental es también el grado de inundación que producirá la presa que sirve para almacenar el agua, así como un cambio en la flora y fauna del sitio costanero en donde se ubique el proyecto provocando un impacto en el ecosistema local, por otro lado la producción de energía estaría únicamente disponible en ciertos ciclos, dados por la pleamar y bajamar.

Si se ha tardado tanto tiempo en pasar de los sistemas rudimentarios a los que se conocen hoy en día, es porque la construcción de una central mareomotriz plantea problemas importantes, requiriendo sistemas tecnológicos avanzados y un elevado costo inicial por kW de capacidad

instalada. Sin embargo se deberá tener en cuenta que esta forma de producción de energía no requiere combustible, no contamina la atmósfera y su vida útil se calcula en un siglo.

El acelerado crecimiento de la demanda energética mundial, y el siempre latente incremento en el precio de los combustibles son factores primordiales que disminuyen cada vez más la brecha entre los costos de generación mareomotriz y los de las fuentes convencionales de energía.

Si bien la obtención de energía es importante y la disponibilidad de la materia prima es abundante, los costos de inversión inicial son muy elevados, aunque a largo plazo es amortizable, debido al gran ahorro que se produciría. Es una energía limpia ya que no produce contaminación atmosférica, aunque su impacto en el ecosistema puede ser significativo.

#### **1.1.7.2      *Energía nuclear***

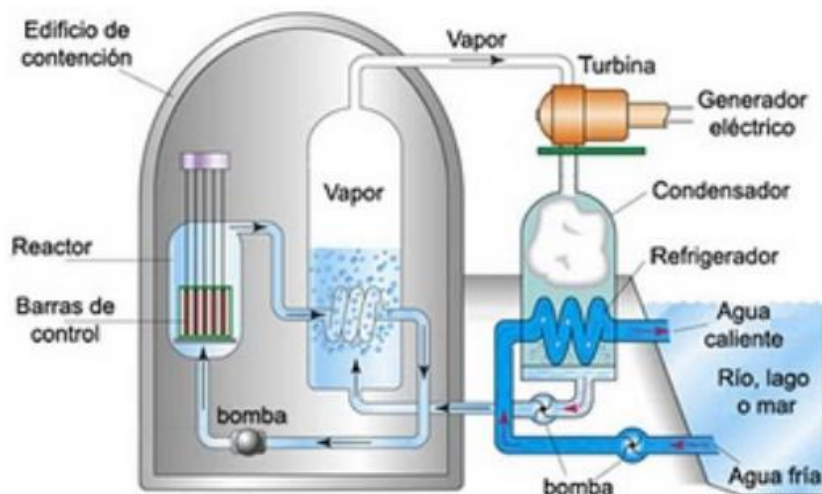
La forma de obtención de energía eléctrica a partir de la energía nuclear se la conoce como “reacción nuclear de los átomos de materiales radiactivos”, a través de los procesos de fisión nuclear; la producción de energía nuclear con fines de producción eléctrica es una fuente de energía no renovable. El periodo de utilización de una fuente radioactiva guarda relación con el tiempo en el que es posible extraer energía útil de los elementos radiactivos y el tiempo en que estos pierden su efecto radiactivo.

La energía desprendida en los procesos nucleares de fisión y fusión nuclear (esta última aún en investigación) se manifiesta en forma de partículas subatómicas en movimiento, las cuales al chocar y frenarse en la materia que las rodea o contiene producen energía térmica, que a su vez es aprovechada como fuente de energía en diversas aplicaciones como transporte (buques, submarinos, trenes, satélites, etc.) o producción de vapor de agua a altas presiones para generación de energía eléctrica.

La reacción en cadena controlada que se produce durante la fisión nuclear ha permitido la construcción de grandes centrales nucleares de producción de energía eléctrica, siendo el método mayormente desarrollado. La fusión nuclear necesita aun de más desarrollo debido a las características requeridas para obtener la energía necesaria para producirla, es decir que la energía para producir la fusión de dos átomos, tiene que ser menor a la energía producida por la fusión de esos átomos, además de obtener un espacio adecuado para confinar esa energía y que sea aprovechable y controlable.

La producción de energía eléctrica a través de la fisión nuclear requiere un continuo control de la reacción trayendo consigo grandes peligros si ésta no puede ser adecuadamente manejada (accidente nuclear). Se tiene además el problema de los desperdicios radiactivos, los cuales deben ser manejados con un alto criterio ambiental y ecológico por parte del país que implemente esta tecnología, creando primero conciencia y educando a su población y autoridades en el uso correcto de este tipo de energía y sus consecuencias.





**FIG. No. 1.5: ESQUEMATIZACIÓN DE UNA CENTRAL NUCLEAR.**  
**FUENTE:** [www.nuclearenergy.com](http://www.nuclearenergy.com)

La vida útil de una planta nuclear es de 40 a 50 años, debido a las pérdidas de hermeticidad del contenedor del núcleo reactivo, por lo que será necesaria la construcción de plantas alternativas para albergar los elementos radiactivos de las plantas antiguas, incidiendo en costos extras para mantener operativa una planta. Por otra parte los elementos radiactivos poseen una larga vida de radiación, aun después de perder sus características de generación nuclear, por lo que los desperdicios nucleares deben ser manejados adecuadamente y confinados en sitios sin acceso a los seres vivos (flora y fauna).

## 1.2 Recursos renovables convencionales en el Ecuador

Los recursos energéticos están constituidos por todos los elementos existentes en la naturaleza que tienen la capacidad de producir energía. Se conocen como fuentes de energía convencionales a los recursos que tradicionalmente se han venido utilizando en el Ecuador, como el caso de los recursos hidráulicos, el carbón, la leña, el petróleo y el gas, de las cuales la única fuente renovable es la hidráulica.

Los recursos renovables tienen un reducido impacto sobre el ambiente, no producen desechos o contaminación (a excepción de la biomasa) como resultado de su uso; en cambio, los combustibles fósiles y el uranio contaminan el ambiente.

Se denomina energía renovable convencional a todas las energías que son de uso frecuente en el mundo o que son las fuentes más comunes para producir energía eléctrica. Por ejemplo, la fuerza del agua se utiliza como medio de producir energía mecánica, a través del movimiento de una turbina. En otras ocasiones, se utiliza la combustión del carbón, el petróleo o el gas natural, cuyo origen son los elementos fósiles (y no renovables), que sirve como combustible para calentar el agua y convertirlo en vapor y a su vez en movimiento. El agua por su ciclo de renovación en la naturaleza, pertenece al grupo de energía renovable convencional.

El desarrollo de las energías renovables ha progresado en los últimos años a nivel mundial, la energía eólica ha tenido un crecimiento generalizado en el mundo y de manera especial en el Ecuador, en donde se tiene el primer campo eólico en las Islas Galápagos (2,4 MW) y además ha

concluido la construcción del segundo en la provincia de Loja (Villonaco, 16,5 MW). La tendencia se encamina a incentivar más la construcción de este tipo de alternativa energética para que aporte al sistema eléctrico ecuatoriano. La energía solar en base a celdas fotovoltaicas también ha tenido su auge, siendo España el mayor productor de este tipo de energía. En el Ecuador su introducción en el sistema eléctrico se encuentra principalmente en el área rural de sierra y oriente en donde el aporte a las comunidades alejadas de los centros de consumo ha sido de mucha ayuda para el desarrollo social de las mismas. Este grupo de fuentes de energía, por ser nuevas en su desarrollo, pertenecen al grupo de energías renovables no convencionales (ERNC).

El Ecuador es un país que cuenta con un enorme potencial de fuentes renovables de energía que vaticinan un futuro promisorio en el dominio energético sustentable y en su desarrollo. Las fuentes renovables de energía implican tecnologías que incorporan varios factores positivos al desarrollo: ventajas medioambientales, creación de puestos de trabajo, uso de recursos locales, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, seguridad geo-estratégica, estabilidad energética, posibilidades de exportación, entre otras.

En el análisis de una economía energética, se deben seleccionar aquellas fuentes que sean productivas, que perjudiquen menos al ambiente y cuya aplicabilidad y usos sean los más adecuados. Los shocks petroleros de los años setenta y primeros años del siglo XXI, con la consecuente elevación de los precios de los combustibles fósiles, han determinado condiciones económicas que propician el desarrollo de las energías renovables. A ello se debe que desde los años ochenta, se ha acelerado el desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de recursos renovables a tal punto que el viento, el sol, la geotermia, la biomasa y las fuerzas mareomotrices se vuelven cada vez más competitivas ante las fuentes convencionales de energía.

### 1.2.1 Recursos Hídricos

La capacidad hídrica estimada en el Ecuador, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 16.500 m<sup>3</sup>/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71% y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del País. En las **Tablas No. 3.1 y 3.2** del Anexo 3.C, se puede observar la distribución del potencial hídrico en el Ecuador para las dos vertientes existentes, **FIG. No. 1.6**.

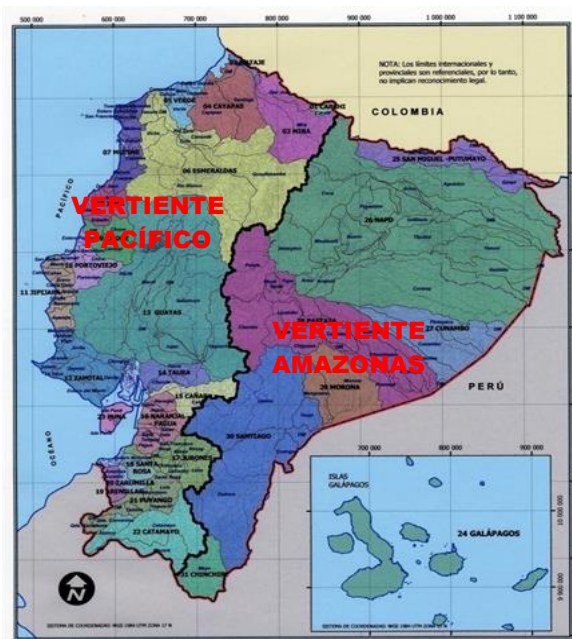
Si se mantiene la tendencia de variación de la demanda en el escenario medio, con una demanda creciente de grandes proyectos y cambio en la matriz industrial (aeropuertos, metro, tranvía, industrias químicas, refinería, cocción con electricidad, abastecimiento a petroleras, y otras pequeñas industrias) se confirma la necesidad de contar con nueva capacidad de generación que se ubica en promedio en el orden de 300 MW por año para el periodo 2015 – 2018.

Si la demanda se desliza al escenario más crítico, por efectos de la reactivación económica del País y la implementación de los programas de intervención de la demanda y cargas especiales, los requerimientos de generación para el período 2013-2022 alcanzarían los 375 MW equivalentes adicionales por año.

Si a esto se suma la necesidad de contar con generación adicional debida al incremento de la demanda por cargas especiales (Refinería del Pacífico), gran industria y para el reemplazo de la generación térmica ineficiente que está por cumplir su período de vida útil, las necesidades de nueva capacidad de generación se ubican en un promedio anual de al menos 500 MW para el escenario de crecimiento medio.

Esto significa que para el período 2013-2022, considerando únicamente los requerimientos de potencia, el valor total de nueva capacidad en generación puede alcanzar hasta los 4.600 MW para la hipótesis y escenario más extremos.

Indudablemente que el aporte energético de nuevas centrales con energías convencionales eficientes como las hidroeléctricas es necesario; y, en tal sentido el MEER lleva adelante 8 proyectos considerados como emblemáticos, estos son: Coca Codo Sinclair (1500 MW, febrero 2016), Sopladora (487 MW, abril 2015), Toachi-Pilatón (253 MW, mayo 2015), Delsitanisagua (115 MW, diciembre 2015), Manduriacu (60 MW, noviembre 2014), Minas San Francisco (270 MW, enero 2016), Mazar-Dudas (21 MW, marzo 2014) y Quijos (50 MW, diciembre 2015) que sumados a los proyectos recientemente incorporados a operación comercial, Mazar (170 MW), Ocaña (26 MW), Villonaco (16,5 MW) y Baba (42 MW), y los próximos térmicos a iniciar su operación Guangopolo II (50 MW) y Termoesmeraldas (96 MW); entre otros públicos y privados; aportarán para suplir la demanda eléctrica actual y futura del país. En la Sección 2 se reseñaron los proyectos emblemáticos que al momento se encuentran en construcción y el avance de cada uno de ellos así como las fechas de su ingreso en operación en el sistema eléctrico ecuatoriano, se muestra también los nuevos proyectos necesarios debido a la demanda por cargas especiales.



**FIG. No. 1.6: DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS EN EL ECUADOR.**

### 1.3 Recursos renovables no convencionales en Ecuador

El término energía renovable no convencional (ERNC) se refiere a aquella forma de producir energía de manera poco común en el mundo y cuyo uso está aún limitado y no desarrollado tecnológicamente en su totalidad, debido principalmente a sus altos costos de inversión. Entre las energías no convencionales con mayor potencialidad para el País se tienen: la energía solar, la biomasa y la geotermia.

De acuerdo a las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano para el 2011, la composición energética renovable en el Ecuador está dividida en: hidráulica 46 %, biomasa 1,97%, eólica 0,03%

y solar fotovoltaica 0,002%. Aún no se han desarrollado los demás tipos de energías renovables no convencionales, pero existen estudios y proyectos en: energía solar, geotérmica, biomasa y eólica.

A lo largo de este numeral se presentan resúmenes sobre la disponibilidad de estos recursos no convencionales en el Ecuador, algunos de los cuales se encuentran en desarrollo y otros que tienen un potencial desarrollo para su ejecución.

### **1.3.1 Recursos solares disponibles en el país**

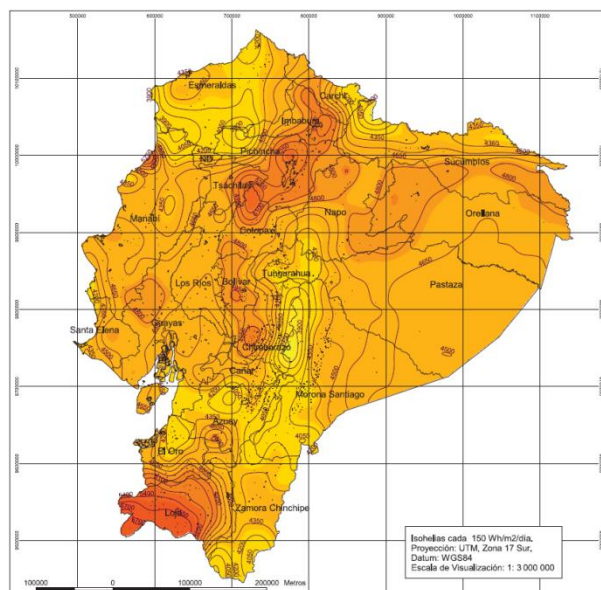
Dado que el País se encuentra en la línea ecuatorial, el potencial solar del Ecuador es muy importante, con niveles de insolación solar global promedio en el territorio ecuatoriano del orden de 4,575 kWh/m<sup>2</sup>-día o un promedio anual de 1.650 kWh/m<sup>2</sup>-año. El nivel de insolación diario se mantiene a lo largo de todo el año y la homogeneidad que se presenta en todo el territorio nacional lo hace un país en el cual se puede aprovechar de forma sostenible este recurso renovable. Los sitios que más radiación promedio tienen en el año son: Galápagos, Manabí (Pedernales), Sto. Domingo, Pichincha (Mindo, Nanegalito), Imbabura (Ibarra), Loja (Zapotillo, Celica, Macará) y Santa Elena (La Libertad). Esta información se la puede obtener del Atlas solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica - 2008 [7], **FIG. No. 2.7**.

El uso de este tipo de recurso traerá como principal beneficio al País la disminución en el consumo de combustibles fósiles para generación de electricidad, con la consecuente disminución de emisión de gases de efecto invernadero y de egresos por costos de importación de combustibles. Por otro lado, para el sistema eléctrico nacional, la ubicación apropiada de los proyectos solares fotovoltaicos o térmicos solares, permitirán mejorar la calidad y confiabilidad del sistema en aquellas zonas alejadas de los grandes centros de consumo, así como en las zonas urbanas (Smart-grids y generación distribuida).

El uso de la energía solar, no está limitado exclusivamente a la generación de energía eléctrica, pudiéndose en aquellos sitios con niveles de insolación adecuados establecer proyectos que satisfagan otras necesidades colectivas tales como: calefacción, refrigeración, cocinas, hornos, procesos industriales, agrícolas y a escala industrial o artesanal, principalmente en zonas que no poseen una infraestructura óptima de distribución eléctrica.

Actualmente el uso de celdas solares fotovoltaicas (PV) ha sido el que más se ha desarrollado en el Ecuador, debido principalmente a la asignación de recursos por parte del FERUM, estos sistemas han sido instalados en zonas del oriente ecuatoriano y principalmente en las provincias de Sucumbíos, Zamora Chinchipe y Loja. Ante el BID actualmente se gestiona un crédito no reembolsable con Fondos del GEF (Fondo Global para el medioambiente), el cual servirá para la inversión de las empresas de distribución en proyectos renovables y principalmente fotovoltaicos. “Luces para aprender” es un proyecto auspiciado por la Organización de Estados Iberoamericanos (OEI) que consiste en dotar de energía eléctrica a escuelas del país mediante sistemas fotovoltaicos, éstos se desarrollarán principalmente en el archipiélago de la isla Puná en el Golfo de Guayaquil y en la provincia amazónica de Pastaza.

Existen lugares en el sur del país especialmente en Macará provincia de Loja en donde se podrán desarrollar sistemas térmicos solares concentrados (CSP) para la generación de electricidad, ya que conforme a la información suministrada en [7], sería factible un proyecto de este tipo pues existen las condiciones de insolación constante y máximos térmicos muy aceptables.



**FIG. No. 1.7: DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS SOLARES EN EL ECUADOR.**  
**FUENTE: Atlas solar del Ecuador. CONELEC 2009.**

### 1.3.2 Recursos eólicos actuales

En el Ecuador, las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial son ricas en vientos, debido principalmente a la presencia de la cordillera de Los Andes y la cercanía con el Océano Pacífico, por lo que se pueden encontrar zonas con un alto potencial eólico, que al momento se encuentran en fase de estudio. Los sitios que presentan condiciones óptimas para la instalación de aerogeneradores se encuentran en las crestas de montañas en el sector andino y en lugares cerca de las costas del Ecuador o fuera de ellas en el mar. En el oriente existen pocos estudios sobre potencial eólico aprovechable.

Se deben realizar actualizaciones de los estudios del potencial eólico, teniendo como base los estudios realizados por el INAMHI, mejorando los equipos y eligiendo sitios apropiados para la ubicación de equipos de medición a alturas adecuadas. El país cuenta ya con un atlas de energía eólica, publicado por el MEER en marzo de 2013, **FIG. No. 1.8**.

Las localidades con posible interés para generación de electricidad con energía eólica se presentan a continuación en la **Tabla No. 1.1**.

**TABLA 1.1: RECURSOS EÓLICOS DISPONIBLES**

PROYECTO	PROVINCIA
El Angel	Carchi
Salinas	Imbabura
Machachi, Malchinguí, Páramo Grande	Pichincha
Minitrac, Tigua	Cotopaxi
Chimborazo, Tixán, Altar	Chimborazo
Salinas, Simiatug	Bolívar
Huascachaca	Azuay - Loja
Saraguro, El Tablón, Manú	Loja
Villonaco Fase 2, Membrillo, Las Chinchas	Loja
San Cristobal, Santa Cruz, Baltra	Galápagos
Ducal Wind Farm	Loja
García Moreno	Carchi

De estas zonas se enumeran en la **Tabla No. 1.2** los proyectos que se encuentran en avanzado nivel de estudios, concesión, contrato y construcción, con la probabilidad de ser implementados en el corto plazo.

**TABLA 1.2: ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS EÓLICOS**

PROYECTO	POTENCIA [MW]	Estado
Huascachaca	50,0	Estudios de factibilidad finalizados, Elecaastro S.A.
Villonaco Fase 2 (Ducal - Membrillo)	50,0	En estudios, CELEC EP
Salinas	15,0	En estudios
García Moreno	15,0	En estudios, INP
Las Chinchas	10,5	En estudios
Santa Cruz - Baltra	3,0	En construcción
<b>TOTAL</b>	<b>143,5</b>	



### 1.3.3 Recursos de biomasa por crearse

La utilización de los residuos sólidos de las grandes ciudades, puede realizarse a través de la instalación de plantas de tratamiento de basura que incluyan centrales de generación de energía eléctrica. Este tipo de instalaciones basadas en un sistema denominado termólisis aún no ha sido desarrollado a nivel nacional; sin embargo, una empresa española concluyó los estudios de factibilidad de un proyecto al cual el CONELEC otorgó el Permiso respectivo para la construcción de una planta generadora (10,7 MW) en la ciudad de Chone bajo el auspicio del Municipio de esa ciudad.

330



metano), para una potencia estimada de 2 MW. La energía generada servirá para autoabastecimiento y los excedentes serán colocados en la red a 22 kV propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Se ha dado inicio a un programa de promoción por parte de las entidades gubernamentales relacionadas al agro, a través del cual se fomenta la producción de biogás, mediante la construcción de biodigestores que aprovechen los desechos animales en las zonas de producción ganadera o agrícola. Lo que se pretende es obtener el combustible requerido para su utilización en motores para bombeo, calefacción e iluminación en los sitios en donde se produzca este biocombustible.

Al momento el MEER se encuentra desarrollando importantes proyectos para aprovechamiento de la biomasa. Uno de ellos consiste en la construcción de biodigestores a nivel nacional para el aprovechamiento de residuos sólidos de origen agrícola y urbano. Actualmente a través de este proyecto se cuenta con dos biodigestores, uno en el Jardín Botánico de Quito y otro en el Camal Metropolitano. Adicionalmente se lleva a cabo proyectos en instituciones en donde se instalarán biodigestores educativos-demostrativos mediante la firma de convenios conjuntos, impulsando así a agricultores, ganaderos e industriales a optar por esta alternativa energética y ampliar la escala de su utilización. Otro proyecto que se lleva a cabo consiste en la contratación de los estudios de consultoría de factibilidad para la elaboración de biocombustible a partir del aceite de palma en Galápagos mediante la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos” que busca sustituir el uso del diesel por biodiesel en las islas. Se puede también mencionar que se encuentra en marcha el plan piloto de producción de aceite de piñón para la generación eléctrica en Galápagos, con el apoyo del gobierno de Alemania. Este proyecto prevé la producción de la planta y extracción del aceite en las provincias de Manabí y Santa Elena y la generación eléctrica en la Isla Floreana [8].

Se han dado así los primeros pasos hacia una autonomía energética, mediante la incorporación de proyectos de energía renovable. El crecimiento en cuanto a información abrirá los caminos para que cada vez más personas en el país tengan acceso a fuentes de energía en base a biomasa. El objetivo es propiciar que ganaderos, agricultores e industriales, opten por esta alternativa, la cual además de ser limpia, provee de economía y ahorro en los procesos a los que va encaminado el uso energético de sus actividades. La puesta en marcha de proyectos piloto permitirá conocer los posibles mercados para el uso de biocombustibles, pero de igual forma es necesario incentivar y formalizar la investigación científica, a fin de explotar el verdadero potencial de desarrollo de los cultivos en el país de manera sustentable para el ecosistema y para la economía agrícola del Ecuador.

Al momento ciertas aerolíneas en Sudamérica han utilizado ya biocombustibles para realizar viajes, como proyectos piloto; y, la Agencia Internacional de Transporte Aéreo (IATA) tiene como meta que el 5% de los vuelos sean operados con biocombustibles de segunda generación para el año 2020 [9]. He aquí una buena iniciativa para promover el uso de dichos combustibles alternos dentro del Ecuador, tanto para el transporte terrestre, con planes piloto de vehículos híbridos (mezcla combustible-biodiesel) o para vuelos locales en ciertas rutas con alta sensibilidad ecológica.

Otro proyecto piloto que se inició en el 2011 es el denominado Ecopaís, en la ciudad de Guayaquil el cual consiste en comercializar un combustible mezcla de 95% gasolina y 5% etanol, el plan tendrá una evaluación de dos años antes de extenderlo a todo el Ecuador.



### 1.3.4 Recursos geotérmicos

En el Ecuador existe gran potencial geotérmico, CELEC EP se encuentra desarrollando al momento los estudios de prefactibilidad inicial para la evaluación del potencial geotérmico en las áreas de Tufiño, Chacana, Chachimbiro y Chalupas, de cuyo resultado se obtendrán los modelos conceptuales de posibles yacimientos [10].

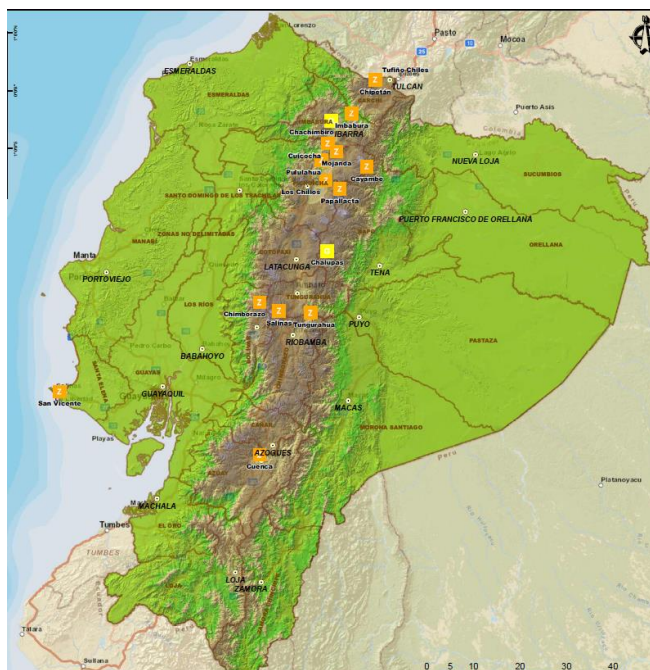
Existen en el país cadenas volcánicas que establecen un potencial aprovechable energéticamente, dando la etiqueta a Ecuador de uno de los mejores países del mundo para la exploración de energía geotérmica, según se reportan en estudios realizados por la CEPAL y la OLADE, que; entre otras cosas señalan que: *“Las aplicaciones eléctricas, así como los usos directos del calor geotérmico podrían jugar un papel trascendente en las políticas de desarrollo sustentable de áreas rurales....”*. [11]

Resulta así de suma importancia la explotación de recursos geotérmicos en el Ecuador, como parte del cambio en la matriz energética del país y el uso de nuevas tecnologías mediante el aprovechamiento de la modalidad de incentivo de proyectos MDL hacia proyectos de energías renovables.

La cantidad de energía que deben cubrir las fuentes renovables se basa en la capacidad y seguridad que se garantice de las mismas con un aprovechamiento sustentable y costos sociales accesibles. La geotermia es entonces una fuente que ofrece buenas condiciones técnicas, económicas y ambientales para el cumplimiento de este propósito.

Los incentivos hacia la exploración y estudios que ha implementado el Gobierno Nacional para el desarrollo de este tipo de tecnología en el país, cambiará el horizonte energético del Ecuador, al tener fuentes energéticas con un alto factor de productividad, según lo demuestran los estudios que lleva adelante la CELEC EP. Los recursos han estado allí desde siempre y sus estudios preliminares han sido desarrollados hace más de 30 años por el INECEL y retomados ahora por las políticas energéticas del MEER a través de CELEC EP.

Se deberá continuar con los estudios de los demás proyectos existentes en el país y determinar así sobre cuáles de ellos poner más énfasis para desarrollar esta alternativa de generación de energía eléctrica.



**FIG. No. 1.9: DISTRIBUCIÓN DE FUENTES DE GEOTÉRMIA EN EL ECUADOR.**  
**FUENTE: CONELEC 2013.**

### 1.3.5 Energía del mar

Este tipo de tecnología aún no se ha desarrollado en el país, la información existente se basa en las experiencias de la central de Francia en el río Rance; bajo un modelo similar, las posibilidades de verificar la capacidad técnica de generación eléctrica en la unión del río Guayas con el mar en el Golfo de Guayaquil, causaría una gran expectativa, pudiendo crear trabajos investigativos en ese aspecto y según los resultados obtenidos, iniciar con las demás etapas de aprovechamiento energético del río Guayas con fines de generación hidroeléctrica basados en la energía del mar.

En cuanto a este tipo de tecnología a nivel mundial existen únicamente prototipos, y se encuentra aún en investigación y desarrollo de elementos comunes para unificar las diferentes tendencias de conversión mecánica de la energía de las olas y del mar. El propósito es fomentar también en el país la investigación académica en los posibles sitios en donde se podría desarrollar esta tecnología con la construcción de pequeñas represas que aprovechan las mareas. Se tendrá que avanzar mucho antes de contar con un proyecto de este tipo en el Ecuador.

## 1.4 Recursos no renovables en el Ecuador

La tendencia mundial de consumo energético ha sido también la trayectoria preferente de las políticas energéticas en el Ecuador, políticas que han permitido una predominante utilización de los combustibles fósiles y derivados de petróleo como fuente principal de energía primaria, con apenas una ínfima integración de fuentes renovables convencionales y no convencionales en los últimos años.

El eje fundamental de la oferta energética a nivel mundial en los próximos años se sustentará en el petróleo y el gas, un lapso en el que lamentablemente las reservas en el Ecuador estarán disminuyendo por su condición de recurso no renovable. Dependiendo de la tasa de extracción de petróleo y de las tecnologías que se utilicen, la disminución en las reservas de recursos de origen fósil podría ser acelerada o dilatada en el tiempo. Estos indicadores invitan a una reflexión oportuna y a prepararse para una transición evidente hacia una economía post-petrolera.

La tarea entonces no es simplemente ampliar la producción petrolera, sino optimizar su extracción y procesamiento sin ocasionar graves daños ambientales y sociales. Por ello, dentro del cambio de la Matriz Energética de la Agenda Sectorial y del Plan Nacional para el Buen Vivir, se encuentra la optimización del uso de los recursos mediante la construcción de la Refinería del Pacífico, a través de la cual se logrará el objetivo de optimizar el aprovechamiento de tan limitado recurso energético, produciendo en territorio nacional combustibles para abastecer el consumo interno y permitiendo un ahorro de millones de dólares actualmente gastados en importación de derivados.

Actualmente el abastecimiento de electricidad del país depende en gran medida del uso de derivados de petróleo en centrales térmicas, que en muchos de los casos se encuentran en un estado de obsolescencia. Esto ha significado que más del 80% de la matriz energética esté constituida por el consumo de energía proveniente del petróleo (generación eléctrica y transporte de vehículos). Dentro de la matriz eléctrica para el año 2011 se registra que el 41,8% de la energía fue generada en centrales térmicas que utilizaban combustibles fósiles, mientras que las energías renovables no convencionales representan tan solo el 1,3% [25].

El haber apostado en el pasado al petróleo como principal fuente de energía primaria no le ha permitido al Ecuador diversificar su matriz energética ni planificar el aprovechamiento de otras fuentes de energía para generación de electricidad y usos en transporte.

#### **1.4.1 Combustibles líquidos**

En el Ecuador, la producción de combustibles líquidos está a cargo de las refinerías de Petroecuador EP y Petroamazonas EP, que producen e importan combustibles, derivados y aditivos para la comercialización de gasolinas, diesel y nafta de avión para el consumo nacional.

El diesel para generación termoeléctrica mantiene precios subsidiados, dando una imagen distorsionada de los precios finales de la energía generada. Los cálculos de los costos de generación a precios internacionales determinan tarifas reales y los precios finales de la energía del mercado ecuatoriano que se presentan en el Volumen V Capítulo 3 referente al Análisis Económico Financiero del Plan de Expansión propuesto.

#### **1.4.2 Gas Natural**

Otra manera de producir electricidad a un precio económicamente y ambientalmente razonable es mediante el aprovechamiento del Gas Natural. En el Ecuador existen dos centros de producción de gas: en el oriente se produce gas asociado y en la región costa, en el campo Amistad, se obtiene gas natural libre. Las reservas de gas asociado del oriente, se estiman en 700 mil millones de pies cúbicos (20 mil millones de metros cúbicos).

En el Campo Amistad, desde el inicio de su operación en el año 2002, la producción de gas ha sido de uso exclusivo para producción de electricidad en la Central Térmica ubicada en Bajo Alto (Machala Power 2002-2011). A mediados del año 2011 los activos de la empresa Machala Power pasaron a formar parte de CELEC EP, con lo que se conformó la nueva Unidad de Negocio Termogas Machala. Adicionalmente se nacionalizó la explotación, extracción y producción del gas natural del bloque 3 del Campo Amistad, en el Golfo de Guayaquil.

En Bajo Alto, provincia de El Oro, actualmente se encuentran operando con gas natural del Campo Amistad: 130 MW en dos turbinas de 65 MW cada una (ex-Machala Power); y, 120 MW en seis turbinas reubicadas desde su posición original en Pascuales en donde originalmente operaron con diésel; para un total de 250 MW de potencia instalada y disponible para operación con gas natural.

Para el año 2013 se tiene previsto el traslado de una séptima turbina de 20 MW desde su actual posición en la Central Miraflores en Manta y adicionalmente CELEC EP se encuentra licitando una tercera turbina a gas de 70 MW y una turbina a vapor de 100 MW que permitirá cerrar un ciclo combinado. En términos generales el complejo térmico en la localidad de Bajo Alto a cargo de la Unidad de Negocio Termogas Machala contará con una potencia instalada de 440 MW de los cuales 300 MW corresponderán a una configuración en ciclo combinado y 140 MW en 7 unidades de 20 MW cada una, operando en ciclo abierto.

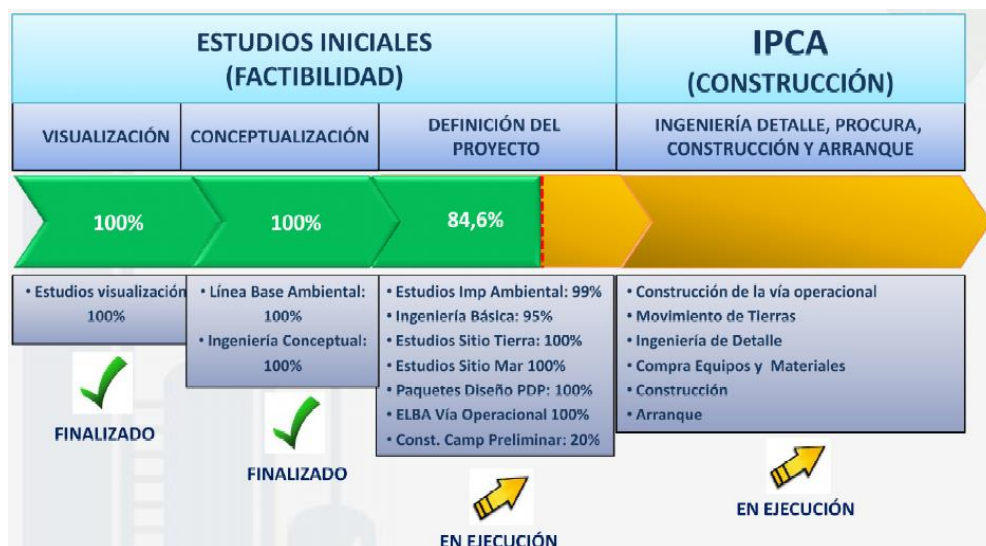
La ubicación geográfica del Campo Amistad, cercano a la ciudad de Guayaquil, establece la posibilidad de implementar su utilización en el sector industrial, comercial y para fines de generación termoeléctrica ubicada en esta área. Debido que actualmente existe una alta concentración de unidades térmicas que utilizan combustibles líquidos como diesel, nafta y fuel oil en la zona de Guayaquil, siendo unidades térmicas cuya producción es utilizada para mantener la seguridad y confiabilidad en la operación del S.N.I., existe un proyecto impulsado por CELEC EP para convertir a estas unidades de la zona de Guayaquil en generación dual, aprovechando el gas del golfo.

El mercado local de gas ha crecido constantemente en la medida en que la industria y que las compañías generadoras han llegado a apreciar las ventajas de este energético respecto de las alternativas de combustible fósil líquido. En respuesta a este requerimiento, Petrocomercial EP está desarrollando un estudio para la construcción de un gasoducto que conectaría la producción de gas del golfo con los potenciales clientes del área de Guayaquil.

### **1.4.3 Coque**

La Refinería del Pacífico fue constituida como Compañía de Economía Mixta en el año 2008 con una participación del 51% de las acciones para el Ecuador y el 49% restante de Venezuela; es el primer complejo refinador y petroquímico ecuatoriano, que refinará 300.000 barriles al día aprovechando la totalidad del petróleo nacional. En la Figura 1.7 se puede observar el avance que tenía la obra hasta mediados del año 2012.

En el complejo de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro RDP-CEM, fue concebida inicialmente la incorporación de generación térmica que utilice el coque de petróleo (petcoke). La planta de refinación producirá aproximadamente 5.325 Ton/día lo que podría operar una potencia de hasta 618 MW. La demanda de electricidad de la refinería es de 365 MW, a lo que se adiciona el consumo de sus campamentos (10 MW) y algunos poblados aledaños. El presente Plan considera el abastecimiento de la refinería desde el S.N.I.



**FIG. No. 1.10: AVANCE DE LA RDP HASTA MEDIADOS DE 2012.**  
**FUENTE: Refinería del Pacífico Eloy Alfaro CEM – PDVSA Ecuador**

## ANEXO 3.B

### 2.CRITERIOS DE EXPANSIÓN

#### 2.1 Introducción

Un país que planifica su futuro debe establecer políticas consensuadas entre los diversos actores energéticos del Estado y ejecutarlas a través de planes estratégicos de mediano y largo plazo que excedan a los gobiernos de turno. Dichos planes, actualmente se encuentran enmarcados dentro de las estrategias propuestas en el Plan Nacional Para el Buen Vivir 2009-2013 [12].

La planificación de la Matriz Energética es clave para el desarrollo económico de un país porque permite mejorar la calidad de vida de sus habitantes. El objetivo es elaborar un plan integral para el sistema energético observando las políticas y estrategias para el cambio de la Matriz Energética del Ecuador [1] y la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico [2] proyectando bases para un Ecuador post-petrolero.

La planificación de la generación se basa en la proyección de la demanda futura, en Ecuador se modelan escenarios conforme a datos históricos y programas de proyección estadística, surgiendo múltiples variables que incorporan modelos con incertidumbres. Con sentido práctico, se toman en cuenta los escenarios más reales y probables para su análisis (opciones reales). La demanda proyectada, la infraestructura de la nueva generación y la existente, presentan un dilema debido a que parte de la información utilizada en la proyección de demanda y de estimación de las capacidades de generación nueva se correlaciona con variables probabilísticas como crecimiento económico del país, crecimiento poblacional, caudales de centrales hidráulicas, costos de los combustibles y variables determinísticas como: pérdidas de energía, políticas de eficiencia energética y nuevos proyectos de gran consumo energético.

Debido al comportamiento de las variables, existe la probabilidad de que los valores de demanda futura estimada y las de capacidad de generación proyectada no coincidan, sin embargo se debe asegurar que se mantengan con una tendencia similar de crecimiento de tal forma de conservar un adecuado nivel de reserva. Las estimaciones se las realiza en el ámbito del planeamiento de largo plazo, de tal forma que si el sistema muestra un comportamiento diferente al proyectado, pueden ser realizados ajustes a través de la planificación a corto y mediano plazo. De esta manera se evitan sobredimensionamientos innecesarios en el plan de expansión de largo plazo que den origen a un incremento de costos en el futuro.

Uno de los principios a considerar es la diversificación de las fuentes de generación, mediante el uso apropiado de fuentes renovables y fuentes renovables no convencionales. La poca diversificación en el abastecimiento así como la concentración de fuentes de energía en ciertas tecnologías y vertientes hídricas, han restringido la capacidad de respuesta del parque generador, volviéndose un sistema con acción limitada.

Las necesidades eléctricas del Ecuador actualmente y en el mediano plazo serán cubiertas en un porcentaje representativo por centrales termoeléctricas, hasta que se concreten los proyectos hidroeléctricos que se encuentran en desarrollo y que cambiarán la composición de la matriz energética del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El resultado de la estimación económica de un plan de expansión de generación entrega información valiosa que permite orientar las inversiones que se realizan en un país. Los riesgos asociados dan la perspectiva sobre el camino a seguir y las metas a cumplir, para ello el

CONELEC, como ente regulador y de control, deberá realizar la supervisión del cumplimiento de los cronogramas de nuevas inversiones en generación, dando las indicaciones adecuadas ante variaciones negativas y proponiendo medidas en el corto plazo para evitar inconvenientes energéticos que afecten al país.

Proyectos calificados como emblemáticos están siendo desarrollados por el Estado, bajo la coordinación del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, la gestión del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, la ejecución de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y la supervisión y control del CONELEC. Utilizando herramientas de planificación y optimización técnico económica, con las cuales cuenta el CONELEC, se ha realizado la inclusión y modelación de estos proyectos considerando diversos escenarios de crecimiento de la demanda. Los resultados obtenidos incluyen proyectos complementarios que permiten mantener la seguridad y firmeza energética del Ecuador dentro del periodo de planificación considerado (10 años).

## **2.2 Metodología y criterios para la planificación de la expansión de la generación**

La planificación de la expansión de la generación (PEG) es tratada como un problema de optimización para encontrar la estrategia óptima en la hoja de ruta de inversión y construcción de nuevas fuentes de generación, a la vez que se satisfacen las restricciones técnicas y económicas del problema de Despacho Económico Hidrotérmico y de la demanda proyectada futura para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (límites de embalses, disponibilidad de generación y costos variables). En la actualidad debido al cambio producido en la estructura del mercado eléctrico ecuatoriano en base a una estructuración vertical con mayoritaria participación del Estado, la prioridad no está en el beneficio financiero de una inversión, lo primordial es el beneficio social, la capacidad de autoabastecimiento y la soberanía energética.

Se han considerado fuentes renovables no convencionales sobre la base de los incentivos establecidos para la promoción de su inversión en el contexto de la diversificación de la matriz energética.

El propósito de la planificación es proveer de una herramienta de decisión que permita la toma de decisiones en la ejecución de proyectos de generación eléctrica futura. El análisis se centra en determinar “opciones reales” en contextos probables de ocurrencia, lo que significa insertar al análisis incertidumbres que podrían provocar no siempre que un escenario óptimo financieramente sea el más adecuado.

El marco legal vigente en el Ecuador establece que la Planificación de la Expansión del sistema eléctrico ecuatoriano le corresponde al CONELEC, el cual elaborará el Plan Maestro de Electrificación con un horizonte de 10 años (LRSE artículos 5a y 13b).

El Plan de Expansión se enmarca dentro de tres horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo, en los cuales se realizarán diferentes acciones y gestiones para cumplir con el objetivo de garantizar un abastecimiento óptimo de la demanda eléctrica nacional a través del cumplimiento estricto en la construcción de la infraestructura planificada.

El proceso de planificación requiere de procedimientos y metodologías homologadas para recabar la información requerida, entregando responsabilidades a los agentes y empresas que gestionan proyectos de generación. Adicionalmente la planificación requiere del planteamiento de propuestas metodológicas estandarizadas a nivel mundial y de herramientas computacionales y recursos humanos suficientes y capaces.

La herramienta computacional utilizada para obtener resultados óptimos en la planificación de la infraestructura a implementarse en el parque generador, se fundamenta en una metodología basada en la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP por sus siglas en inglés). Para

su utilización se requiere del ingreso de valores estadísticos de demanda proyectada, recursos de generación disponibles (inventario, cronograma de construcción, precios y tecnología para los proyectos futuros) y generadores existentes (planes de mantenimiento). La herramienta tiene como función objetivo la minimización de los costos de infraestructura en generación. Con los resultados se obtienen posibles escenarios de expansión de mínimo costo, resultado de varias condiciones operativas del sistema (hidrología, precios de combustibles a nivel internacional, recursos de generación existentes, fallas de unidades en operación y retraso en los cronogramas de ejecución de obras).

Los resultados de la modelación de la expansión brindan a los entes de control y ejecución herramientas para tomar las decisiones adecuadas en cuanto a prioridad de inversiones futuras y visión acerca de los posibles déficits energéticos. Se genera información referencial para mantener el equilibrio en materia energética, así como también se establece un cronograma para la búsqueda del financiamiento y recursos necesarios para la ejecución del plan de expansión de acuerdo a las políticas de Estado.

Dentro de los criterios adoptados para la planificación de la expansión se considera la seguridad, que determina la necesidad de mantener un límite en la reserva tanto de potencia como de energía dentro del sistema eléctrico.

Aquellos proyectos de generación que cuentan con Contratos de Concesión o Permiso y aquellos que se encuentran en fase de estudios de factibilidad, también han sido considerados en el proceso de planificación. Esto significa contar con proyectos en un estado avanzado y con alta probabilidad de que su ejecución sea efectiva en el mediano plazo.

Dos factores fijos son utilizados dentro del proceso de planeamiento energético: el costo de la energía no suministrada y la tasa de descuento, valores que se estiman en 1.533 USD/MWh y 12% anual, respectivamente.

Con la información necesaria para su ingreso al modelo matemático de optimización (Software OPTGEN), se sigue un procedimiento a través del cual se encontrará un conjunto de soluciones de expansión (escenarios), mismas que formarán parte del plan de expansión, sujeto a restricciones e incertidumbres tecnológicas e hidrológicas. Estas soluciones permitirán tomar la decisión de elegir el plan más idóneo y adoptarlo como un plan referencial para el largo plazo, debiendo ajustarse y corregirse en la planificación de corto plazo, reduciendo los riesgos asociados a las incertidumbres establecidas en el proceso de optimización.

### **2.2.1 Proceso de planificación en el Ecuador**

El proceso de planificación de expansión de la generación en el Ecuador, se basa en la elaboración de escenarios que satisfagan las necesidades de energía proyectadas a través de una línea base de proyección de la demanda en el horizonte de tiempo considerado (2013-2022). En este sentido, el primer dato requerido es la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica en el Ecuador, esta información debe incluir diversas hipótesis de crecimiento en función de las políticas emitidas por el MEER para el sector eléctrico y escenarios de crecimiento menor, mayor y promedio para cada una de dichas hipótesis.

Entre los aspectos considerados en la proyección de la demanda están los descritos en la **Tabla No. 2.1**.

**TABLA No. 2.1: HIPÓTESIS CONSIDERADAS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**



Hipótesis de Proyección	Año de Inicio Requerimiento	Consideraciones / Sector	Proyección de la MATRIZ ENERGÉTICA	Potencia media requerida [MW]	Crecimiento Anual [%]
Hipótesis 1	2013-2022	Línea Base de Proyección	Datos estadísticos, ajustes y proyección		4,00%
Hipótesis 2	2013	MINERÍA	Río Blanco, Quimsacocha, Mirador, etc.	166	4,90%
Hipótesis 2	2015	TRANSPORTE	Metro Quito, Tranvía Cuenca, Vehículos Eléctricos	92	4,90%
Hipótesis 3	2012	INDUST. ACERO & CEMENTO	Industrias de Acero y Cemento Nacionales	168	8,30%
Hipótesis 4	2016	REFINERÍA & PETROQUÍMICA	Refinería del Pacífico, Industria Petroquímica	380	5,60%
Hipótesis 4	2017	MATRIZ ENERGÉTICA PRODUCTIVA	Cambio en la producción del país	100	5,60%
Hipótesis 5	2015	COCCION CON ELECTRICIDAD	Cambio de cocinas de GLP a cocinas de inducción	600	8,80%
Hipótesis 5	2012-2022	EFICIENCIA ENERGÉTICA	Refrigeradoras, focos ahorradores, AA, calefones	-100	8,80%

El ingreso de la demanda proyectada en el software OPTGEN-SDDP, se realiza mediante un procesamiento previo de normalización del cual se obtienen bloques de demanda que configuran una curva de duración horaria de potencia del sistema.

Otra información necesaria es la correspondiente al Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación Eléctrica [13]. En este inventario deben constar con suficiente detalle, las características técnicas, financieras y de inversión, ambientales e hidrológicas de todas las posibles fuentes de energía, así como los cronogramas y fechas de ingreso de dichos recursos al sistema eléctrico; se debe diferenciar entre fuentes renovables convencionales, renovables no convencionales o fuentes no renovables.

La información de cada proyecto de generación del inventario, permitirá que en el desarrollo de la optimización, con el software OPTGEN-SDDP, se procesen valores de plazos, potencia, hidrología, precios de combustible, con los cuales se realizarán los cálculos para obtener la mejor solución al mínimo costo de infraestructura y operación de generación.

A más de los datos ya indicados, otras variables de ingreso para el proceso son requeridas y corresponden a programas de mantenimiento de generadores existentes lo que permite establecer las fechas en las cuales no se podrá contar con la potencia de aquellas fuentes en mantenimiento programado. Adicionalmente se ingresan índices de fallas de cada generador existente en el parque hidrotérmico del país.

Para la generación hidroeléctrica se consideran los datos de hidrología histórica, volúmenes, límites de embalses existentes, límites operativos por unidad y restricciones operativas, mientras que para las unidades térmicas se toman en cuenta los precios de combustibles a nivel internacional y tecnología de generación a utilizarse.

Con los datos de ingreso contrastados y verificados, se inicia el proceso de optimización de la generación mediante el uso de la herramienta OPTGEN-SDDP. Una vez obtenidos los resultados de la simulación se generan alternativas para el plan de expansión en las que se establecen estimaciones de costos y fechas de ingreso de proyectos de generación que permiten cubrir la proyección de la demanda considerada. Estos resultados representan un conjunto de escenarios probables, los cuales, bajo el criterio técnico del planificador y aplicando criterios de incertidumbres estratégicas y opciones reales, serán analizados con la finalidad de elegir un escenario Base que establecerá la hoja de ruta para la inversión en infraestructura de generación y consecuentemente de transmisión.

## 2.3 Modelamiento del sistema eléctrico ecuatoriano

### 2.3.1 Datos requeridos

Para la modelación del sistema ecuatoriano en el software OPTGEN-SDDP se necesita información del estado actual de su sistema eléctrico, dentro de estas variables de ingreso se

pueden citar las siguientes: estadística de fallas y mantenimientos de unidades existentes en el sistema, proyección de la demanda, características del parque hidrotérmico existente y futuro, costos de inversión por tecnologías para los proyectos existentes y futuros, tiempos y cronogramas de construcción de los proyectos e hidrología.

La estadística de los mantenimientos efectuados en el parque hidrotérmico del Ecuador será ingresada como dato dentro del programa de optimización. Los datos solicitados a cada agente del MEM son: tasas de mantenimientos e indisponibilidades, tasas de salidas forzadas y tasas de salidas compuestas (considera la falla más el mantenimiento programado), estadística de mantenimientos programados, fallas y mantenimientos mayores. Es obligación del agente la entrega de todos los datos solicitados para la elaboración de la planificación del sector eléctrico conforme lo establece la LRSE y el Mandato 15.

La información solicitada a los agentes que planifican la construcción de centrales de generación (CELEC EP, MEER, Privadas) se refiere a: índices financieros de los proyectos, cuantificación de recursos energéticos, tipo de fuente energética (renovables y no renovables), año de inicio de operación, tiempo de vida útil declarada, tiempo de concesión, potencia, energía, niveles de generación mínima y máxima, combustibles, tipos de embalses, volúmenes máximos y mínimos, caudales, hidrología histórica, etc. Estos datos obviamente se disponen con exactitud en proyectos en construcción y en proyectos en estado de factibilidad o de diseño de licitación, razón por la que estos proyectos son considerados como opciones más reales.

Cada dato de referencia utilizado en el modelamiento del sistema eléctrico del Ecuador, es solicitado aplicando los Reglamentos y Procedimientos existentes en la normativa ecuatoriana y son entregados por parte de los agentes del sector y entidades públicas vinculadas con los proyectos a través de documentos y archivos sin un estándar ni formato de presentación, por lo que el planificador debe previamente a su ingreso al software de optimización, realizar un procesamiento para adaptar el formato a la base de datos patrón para la aplicación requerida.

#### *2.3.1.1 Proyectos considerados para la expansión*

Dentro del análisis de expansión de la generación, se considera como base del modelamiento del sistema eléctrico los proyectos actuales, aquellos que se encuentran en fase de diseño de licitación y los que están en construcción. Son considerados también los proyectos que están en estado de factibilidad y en proceso de Concesión por el CONELEC, los proyectos que están en periodos de pruebas operativas previo a su operación comercial y aquellos proyectos nombrados como emblemáticos por parte del MEER. Adicionalmente se consideran los proyectos calificados por la Regulación CONELEC-004/11.

En el Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica 2009 [13] se muestran los proyectos considerados como base para la modelación que junto con los proyectos candidatos son ingresados para su elección mediante la ejecución del modelo matemático del programa OPTGEN-SDDP.

#### *2.3.1.2 Disponibilidad de recursos energéticos*

El Ecuador posee un gran potencial energético, dividido en recursos renovables (principalmente) y no renovables. Entre los recursos renovables el país cuenta con un alto potencial hidroeléctrico que está dividido en dos vertientes hidrológicas, la del Pacífico (21%) y la del Amazonas (79%). Los proyectos que podrían desarrollarse en cada vertiente van desde los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como mini y micro centrales, hasta grandes proyectos con embalses de regulación. En el documento de inventario de proyectos [13] se encuentra una síntesis de las características individuales de cada uno de los proyectos hidroeléctricos y su ubicación en la respectiva vertiente hidrográfica, los cuales son fuente principal de consulta para su análisis dentro de la planificación a largo plazo y forman parte de la base de datos con la que trabaja el software OPTGEN-SDDP.

En el documento en mención [13], constan también proyectos a ser desarrollados con energías renovables tales como la energía solar, que cuenta con el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica [7]; además proyectos cuyas fuentes de energía primaria son la energía eólica, la biomasa y fuentes geotérmicas.

En lo que se refiere a energías no renovables como gas, combustibles líquidos y coque, existen proyectos para el aprovechamiento del gas del Golfo de Guayaquil mediante el cambio en el combustible utilizado en ciertas centrales térmicas que actualmente utilizan combustibles fósiles líquidos. La potencia a ser operada con gas dependerá de la capacidad de producción del Campo Amistad y de las proyecciones de explotación que defina Petroecuador EP. Como proyecto en marcha se tiene la instalación de un ciclo combinado por parte de CELEC EP Termogas Machala que optimizará el uso del gas producido en el Campo Amistad.

La información de todos estos recursos energéticos descritos son parte de la base de datos del programa OPTGEN-SDDP y podrán ser considerados como candidatos para formar parte de la infraestructura en la modelación del sistema eléctrico de generación.

## 2.3.2 Estadística requerida

Toda la información suministrada corresponde a datos enviados por parte de los agentes del sistema nacional interconectado, información de generadores actuales y futuros, empresas de transmisión y distribución e instituciones públicas que coordinan la construcción de los grandes proyectos auspiciados por el Estado Ecuatoriano. Todos estos datos son procesados e ingresados conforme al formato establecido por el programa de planificación.

Para generación eléctrica la información tanto de infraestructura como de transacciones se encuentra almacenada en una base de datos del sistema informático SISDAT, en la cual consta información de características constructivas de cada planta y central, operativa, técnica, hidrológica, entre otras.

El planificador realiza todo el procesamiento de los datos solicitados, para integrar y formar matrices de datos en el formato requerido para los cálculos con el software de planificación.

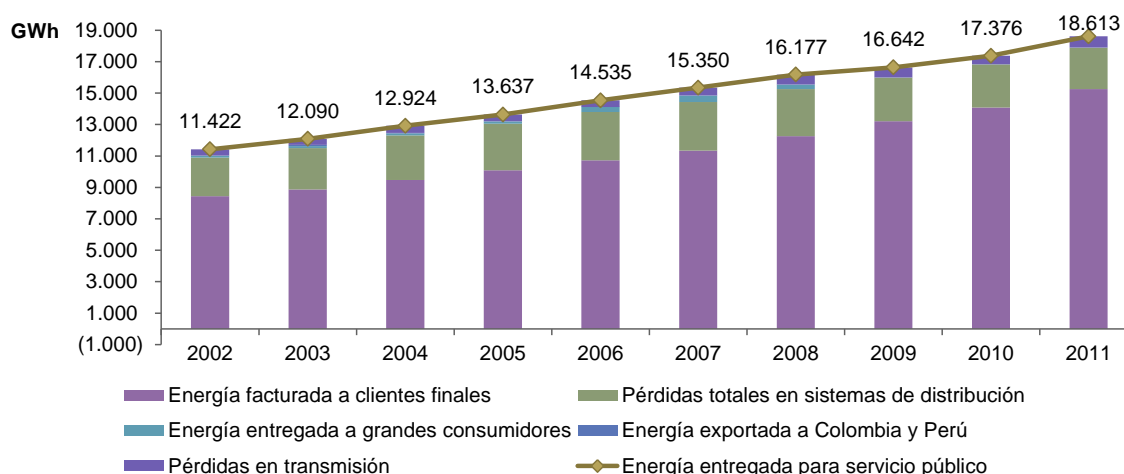
### 2.3.2.1 Capacidad de generación instalada

Con corte a diciembre de 2011 se tiene instalada en el Ecuador la capacidad de generación que se muestra en la **Tabla No. 2.2**.

**TABLA No. 2.2: CAPACIDAD DE GENERACION INSTALADA AL 2011. Fuente: CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2011**

Sistema	Tipo de Central	Potencia Nominal [MW]	Potencia Efectiva [MW]
<b>S.N.I.</b>	Hidráulica	2.230,30	2.203,52
	MCI	676,80	606,15
	Turbogas	976,74	897,50
	Turbovapor	547,30	536,40
<b>Total S.N.I.</b>		<b>4.431,14</b>	<b>4.243,57</b>
<b>No Incorporado</b>	Eólica	2,40	2,40
	Fotovoltaica	0,04	0,04
	Hidráulica	4,11	3,65
	MCI	782,21	577,50
	Turbovapor	12,00	11,00
<b>Total No Incorporado</b>		<b>800,76</b>	<b>594,59</b>
<b>Total general</b>		<b>5.231,90</b>	<b>4.838,16</b>

En la **FIG. 2.1** se muestra la evolución de la capacidad instalada para la energía térmica e hidráulica hasta el año 2011.



**FIG. No. 2.1: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN HASTA EL AÑO 2011.**Fuente: CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2011

### 2.3.2.2 Tecnologías

Dentro de la planificación de la expansión de la generación, se han introducido fuentes renovables de energía no convencional (ERNC), dando las pautas y el camino efectivo hacia un cambio de la matriz energética en cuanto a las fuentes de producción de energía primaria.

Se ha priorizado la gran disponibilidad de recursos hídricos en el país, se consideran 12 proyectos hidroeléctricos en marcha por iniciativa estatal y 6 bajo la iniciativa privada, los mismos que aportarán con 4.600 MW de potencia nominal al país. Proyectos de energías limpias como geotérmica (Chachimbiro, Chalupas, Chacana y Tufiño-Chiles), eólica (Villonaco), fotovoltaica y biomasa.

### 2.3.2.3 Vertientes

En el Ecuador existen dos grandes vertientes con su periodicidad hidrológica definida; estas vertientes son: vertiente del Pacífico con lluvias entre los meses de enero a junio; y la vertiente Amazónica con lluvias en los meses de abril a septiembre y el estiaje para esta vertiente durante los meses de octubre a marzo.

Es bien marcada la coincidencia entre el inicio de las lluvias en la región Amazónica y la región Costa, aunque entre octubre y diciembre la ocurrencia de lluvias en las dos vertientes es baja, lo que provoca la disminución en los niveles y caudales de los ríos asociados, debido principalmente a los efectos del Fenómeno de El Niño.

La situación actual establece la existencia de una gran central por cada vertiente, la Central Marcel Laniado de Wind de CELEC EP Hidronación con su embalse Daule Peripa de 6.000 Hm<sup>3</sup> de capacidad y 213 MW de potencia nominal instalada en la vertiente del Pacífico, mientras que en la vertiente Amazónica se ubica el complejo Hidroeléctrico Paute, con el embalse de Mazar que alimenta a la central del mismo nombre y regula el caudal de ingreso al

embalse de Amaluza que alimenta a la central Molino (1.100 MW). La capacidad el embalse de Mazar es de 420 Hm<sup>3</sup> y su central genera 170 MW.



FIG. No. 2.2: VERTIENTES HIDROLÓGICAS EXISTENTES EN EL ECUADOR.

Si bien el 21% de potencial hidroeléctrico del Ecuador se encuentran en la vertiente del Pacífico y el 79% en la vertiente Amazónica (**FIG. No. 2.2**), se debe realizar un análisis más exhaustivo para conformar un parque hidroeléctrico con complementariedad y eliminar los inconvenientes causados por estiajes pronunciados en cada una de las vertientes, dando firmeza y seguridad energética al sistema eléctrico.

El objetivo del Plan Maestro de Electrificación consiste en garantizar el abastecimiento de los escenarios de demanda considerados, utilizando para ello de forma eficiente los recursos energéticos existentes, entre ellos el hídrico, aprovechando la complementariedad hidrológica que existe entre las vertientes del Pacífico y la del Amazonas. Para la selección de proyectos se considerará, a más de los resultados obtenidos del modelamiento y optimización, criterios y factores estratégicos como son las características de hidrología complementaria, lo que aporta firmeza energética a todo el sistema en los periodos de estiaje en cada una de las vertientes.

Debido a que el mayor potencial hidroeléctrico se concentra en la vertiente del Amazonas, una complementariedad total con los proyectos de la vertiente del Pacífico no es realizable pues la relación entre grandes proyectos de una y otra vertiente es prácticamente de 1 a 6. Sin

embargo, un mejor balance energético entre las vertientes se lograría desarrollando el potencial actual en los proyectos de la vertiente del Pacífico, particularmente los de la cuenca de los ríos Esmeraldas y Guayllabamba [13].

#### 2.3.2.4 Datos hidrológicos

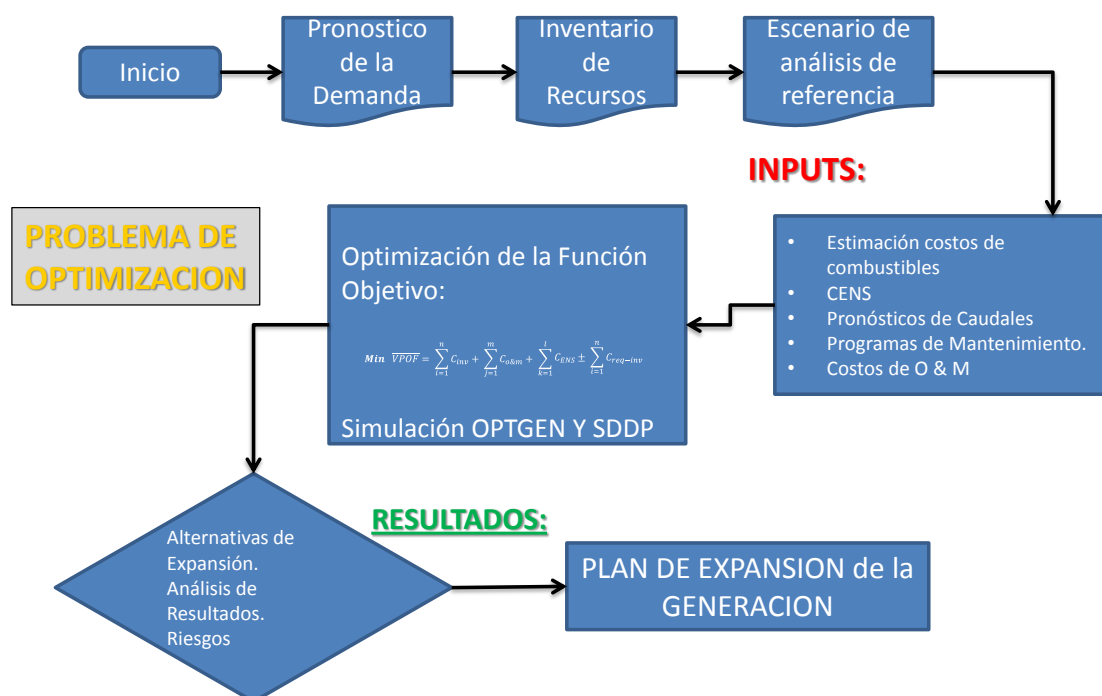
Información de entrada muy importante en la modelación del sistema eléctrico, es la correspondiente a la hidrología, tanto de las centrales existentes como de los nuevos proyectos. El horizonte histórico de los datos entregados por los agentes e instituciones estatales y privadas que llevan adelante los proyectos es muy diverso, existe información histórica para ciertos proyectos nuevos a partir de los 5 y 10 años, mientras que para los que ya existen su estadística alcanza los 50 años.

Es el trabajo del planificador realizar una proyección de estos datos a través del software de optimización. Para los datos incompletos o en caso de proyectos con muy poca información, se realiza la estimación de los valores a través de interpolación de datos históricos para generar escenarios afinados con probabilidad de ocurrencia basados en opciones reales. A partir de esta información se realizan las simulaciones en el horizonte de planificación planteado, acotando el comportamiento hidrológico.

## 2.4 Flujoograma del proceso de planificación de la expansión de la generación

### 2.4.1 Introducción al proceso de optimización de la planificación de generación

En la **FIG. No. 2.3** se presenta el flujoograma del proceso de planificación empleado para el PME 2013-2022 del Ecuador.





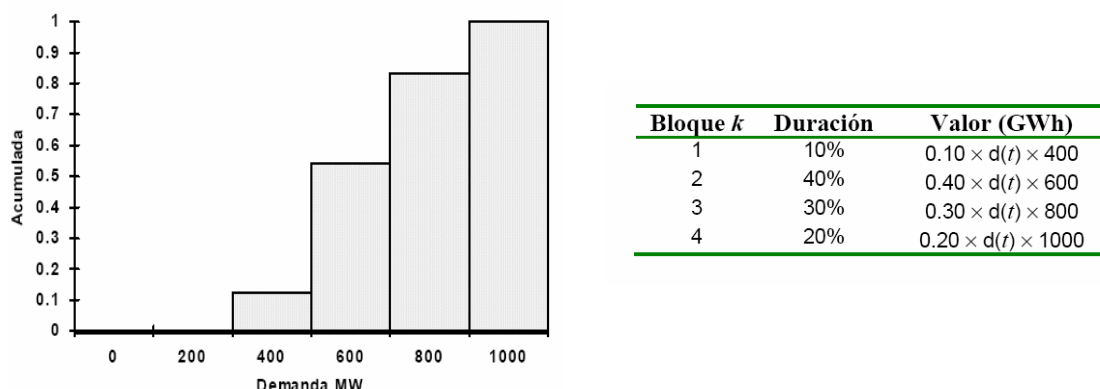
**FIG. No. 2.3: FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN**

Conforme a la **Figura No. 2.5**, el proceso de la planificación de la generación inicia con los datos de pronóstico de la demanda reflejado en hipótesis planteadas sobre el comportamiento tendencial y el ingreso de carga que estará presente en el horizonte de estudio (2013-2022). Posteriormente es necesario ingresar la información de los cronogramas y datos de proyectos de generación candidatos, de los cuales el proceso de selección elegirá aquellos que formarán parte del parque hidrotérmico del sistema eléctrico. Se obtienen así, de acuerdo a cada hipótesis de demanda, un conjunto de escenarios de infraestructura de generación resultado de la simulación y optimización con el software OPTGEN-SDDP; para cada conjunto (resultado) se realiza el análisis de riesgos correspondiente para determinar el parque hidrotérmico a ser elegido como Plan de Expansión de la Generación para el Ecuador (PEG).

## 2.4.2 Entradas del proceso

Varios son los datos necesarios para alimentar la base de datos con la que trabajan los programas computacionales SDDP y OPTGEN. Estos datos corresponden a valores característicos de cada unidad de generación del parque hidrotérmico del país, tanto existentes como de los proyectos candidatos. Los datos necesarios se muestran en la **Tabla No. 2.3**.

La información de la demanda se introduce de manera normalizada, para el efecto, a la proyección de la demanda realizada con métodos econométricos (demanda tendencial), se adicionan las cargas extras especiales (industria, proyectos especiales y eficiencia energética), formando así un escenario inicial de la curva de demanda. En base a esta información se elabora una curva de duración de la demanda, en la cual se ordenan los bloques de energía horaria de mayor a menor (se consideran 5 bloques en el SDDP). Dichos valores se formulan como una función acumulada de probabilidad discreta de la demanda:  $F(x) = p(X \leq x)$  tal como se muestra en la **FIG. No. 2.4**.



**FIG. No. 2.4: NORMALIZACIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA.**  
Fuente: PSR (Brasil), Manual del usuario del SDDP.

De esta manera se la demanda multianual es ingresada en el SDDP como la carga a suplir por la infraestructura de generación existente y futura (selección de proyectos candidatos).

Otro dato de ingreso es la hidrología histórica de todo el sistema de generación hidroeléctrica del país, en esta información constará la mayor cantidad de datos estadísticos históricos de todas las centrales con embalses, sus caudales históricos de sus sistemas hídricos antes de su operación y el comportamiento de los caudales reportados luego de su operación (aportes laterales, turbinados, vertidos, etc.), valores en su mayoría medidos y monitoreados. Con la información obtenida se realiza una proyección de la serie histórica para el periodo de análisis de planificación, creando diversos escenarios: optimista, pesimista y medio. Para aquellos datos incompletos, el software SDDP realiza estimaciones e interpolaciones de todas las series sintéticas de hidrología, completando así la estadística histórica de la hidrología para ser procesada en la optimización. Todos los datos hidrológicos son proyectados para 50 escenarios con diferente distribución de probabilidad hidrológica y series proyectadas de 10 años que es el periodo de análisis para la planificación considerada.

Los datos de los proyectos futuros hidráulicos, térmicos y renovables, de los proyectos en estado de construcción, y de aquellos que cuentan con contrato firmado y en factibilidad, son los que deben ser actualizados constantemente en el listado de proyectos candidatos y futuros en la base de datos del programa SDDP.

Para los proyectos existentes en el sistema eléctrico, las empresas generadoras entregarán al CONELEC los datos concernientes a los mantenimientos en sus unidades, índices y factores de salidas forzadas y fallas acumuladas.



**TABLA No. 2.3: DATOS DE INGRESO PARA LOS PROGRAMAS OPTGEN YSDDP**

Variable	Descripción	Unidades
Demanda normalizada	Bloques de duración de Demanda mensual en el horizonte del periodo de análisis (2012-2022)	[GWh]
Hidrología histórica del sistema	Configuración de embalses, embalses en cascada, estadística de caudales (1950)	[m <sup>3</sup> /S]
Generación hidroeléctrica existente y futura	Capacidad instalada, caudales max./min. Factor Disponibilidad, Costos de O&M. Producción	[MW], [m <sup>3</sup> /s], [USD/MWh]
Datos hidrológicos por central existente y futura	Tipo de embalse, volúmenes, valores operativos críticos, cotas, centrales en cascada, curvas vol. -cota, vol.-producción.	[Hm <sup>3</sup> ], [m.s.n.m.]
Generación térmica existente y futura	Tipo de combustible, precio, Factor de emisión CO2	[USD/MWh]
Datos térmica por central existente y futura	Capacidad instalada, límites max./min. Factor Disponibilidad, combustible, Costos de O&M por bloque.	[MW], [USD/MWh]
Fuentes renovables	Capacidad instalada, factor de operación, Fallas	
Bloques de intercambio de energía por la interconexión	Bloques de duración de intercambio horario/día	[MW], [USD/MWh]
Plan de Mantenimiento por Central Hydro & Térmica	Potencia indisponible horaria por unidad	[MW]
Restricciones operativas de los embalses	Niveles mínimos de cotas y volúmenes	[Hm <sup>3</sup> ], [m.s.n.m.]

Las fechas de ingreso en operación de los proyectos candidatos varían debido a diversas circunstancias como cumplimiento de cronogramas por parte de las firmas constructoras y otros imprevistos tales como retrasos en importaciones, transporte, desembolsos financieros, y causas de fuerza mayor, etc. El cumplimiento en las fechas utilizadas para el cálculo de disponibilidad de la infraestructura de generación futura, no siempre es exacto, por lo que se plantean diversos escenarios con proyecciones de alternativas en generación en el corto plazo (opciones reales), actualizados con los datos proporcionados por las empresas que llevan adelante los proyectos. La planificación a corto plazo hará las correcciones del caso conforme sea necesario el ajuste de requerimientos de generación. El cumplimiento de las proyecciones de demanda también será tomado en cuenta para prever las necesidades inmediatas y tomar los correctivos necesarios.

Los datos de las fuentes de generación existentes en el país, son la base para la elaboración de cálculos, ya que de acuerdo a la disponibilidad existente se podrá proyectar las soluciones más económicas, que en combinación con las fuentes existentes, darán como resultado el despacho hidrotérmico proyectado en el horizonte de tiempo analizado (10 años).

Es importante también la información de las salidas de bloques de generación por mantenimientos programados e índices de fallas, ya que para cumplir con los índices y parámetros de seguridad, se deberá satisfacer la demanda por sobre las condiciones requeridas, en cumplimiento con las normativas vigentes y criterios de seguridad y calidad del servicio. La información histórica, declarada por cada agente, así como una proyección más cercana a la realidad de disponibilidad futura en cada central de generación, permitirá tener una planificación adecuada y con suficientes reservas para asegurar el abastecimiento de energía bajo condiciones de calidad.

En la parte correspondiente a las centrales hidroeléctricas, las restricciones operativas de los embalses deben ser tomadas en cuenta, porque esta información servirá para determinar las reservas energéticas en periodos de hidrología media y seca. Las reservas de combustibles también son un dato importante para las centrales térmicas, así como los costos operativos tanto fijos como variables.

La información de las centrales térmicas y del tipo de tecnología que utilizan es importante dentro del proceso de ingreso de datos; la determinación de costos reales de combustible que utiliza cada unidad o central debe ser lo más exacto posible para obtener resultados óptimos en la simulación. El ingreso de costos reales al proceso de generación producirá como resultado las verdaderas necesidades de generación en el sistema, seleccionando a los proyectos necesarios para cubrir la demanda proyectada al mínimo costo operativo.

La selección de aquellos proyectos con mayor viabilidad técnica, económica y socio ambiental, además de aquellos cuyos plazos de construcción estén dentro del horizonte de estudio del plan, permitirán la reducción en corto plazo de posibles déficits energéticos. Proyectos de corto plazo constructivo como proyectos que usan energías renovables de mediana escala, mini y micro centrales hidroeléctricas y principalmente proyectos térmicos darán la firmeza que el sistema eléctrico requiere en la época de estiaje y permitirán cubrir adecuadamente los requerimientos energéticos de la demanda mientras se concretan los grandes proyectos hidroeléctricos.

Dentro de la modelación, se pueden considerar los bloques de intercambio internacional de energía a través de la interconexión eléctrica. Al simular el sistema eléctrico ecuatoriano con un sistema autónomo, los bloques de energía importada no son considerados.

Una vez ingresadas las variables y parámetros necesarios para iniciar el proceso de optimización, se obtendrán los resultados de la simulación, los cuales deberán ser también analizados aplicando criterios de opciones reales y técnicos por parte del planificador, para determinar así un conjunto de escenarios de expansión.

### 2.4.3 Salidas del Proceso

El OPTGEN y el SDDP determinan un conjunto de valores esperados ( $\overline{VPOF}$ ) de costos de inversiones y operación de los planes de expansión en los diferentes escenarios considerados, la función objetivo del proceso de optimización es:

$$\text{Min } \overline{VPOF} = \sum_{i=1}^n C_{inv} + \sum_{j=1}^m C_{o\&m} + \sum_{k=1}^l C_{ENS} \pm \sum_{i=1}^n C_{req-inv}$$

Dónde:

$C_{inv}$ : Costo de inversión de cada proyecto nuevo

$C_{o\&m}$ : Costo de operación y mantenimiento por proyecto existente

$C_{ENS}$ : Costo de la Energía no suministrada

$C_{req\_inv}$ : Costo de recuperación de la inversión

Para cada proyecto se tendrá el año de ingreso a operación comercial y su porcentaje de aporte para satisfacer la demanda del sistema conforme la proyección del crecimiento de la misma, esto determinará resultados de superávit o de déficit de energía. Del formato de salida de resultados se elaborarán cuadros y gráficos en los que se mostrarán los resultados mencionados, manteniendo los valores de límites de potencia y energía por calidad y seguridad del servicio.

El análisis de los resultados obtenidos de la optimización comprende: evaluación de los resultados para cada escenario considerado, validación de los resultados a través de la selección aleatoria de las respuestas obtenidas y su coherencia dentro de los criterios técnicos del planificador (límites operativos y despachos) así como de las condiciones planteadas en el sistema y su coherencia con los datos ingresados.

Se verificará también la autonomía energética así como el abastecimiento a la demanda considerada dentro de las políticas energéticas (Refinería del Pacífico, transporte, etc.), además de analizar la existencia de superávit energético en condiciones competitivas para una posible exportación en el mercado regional.

Se realizará también un análisis de riesgos e incertidumbres para determinar el plan óptimo de acuerdo no únicamente al resultado obtenido de la simulación, sino integrando análisis de riesgos de opciones reales para determinar el escenario y el plan más realista para la construcción de infraestructura de generación que cubra la demanda proyectada.

El riesgo seleccionado corresponde al retraso en la ejecución del cronograma de infraestructura de nueva generación.

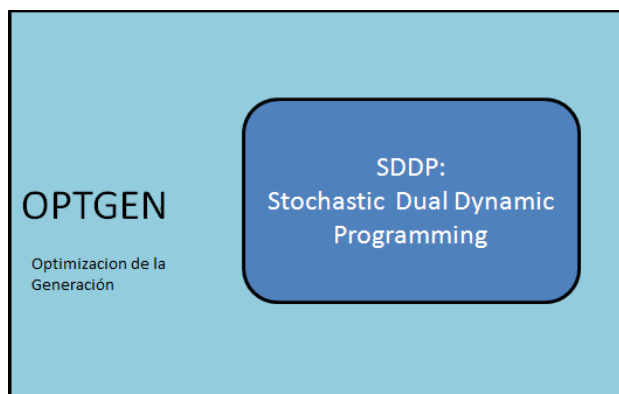
### 2.4.4 Proceso de optimización de la planificación

El software de optimización matemática utilizado para la planificación de la expansión de generación es el programa SDDP (STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING), el cual en combinación con otro software denominado OPTGEN (OPTIMIZACION DE LA GENERACIÓN),

permite realizar planificación de corto, mediano y largo plazo en sistemas eléctricos interconectados.

El OPTGEN determina la expansión de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento), y se integra con el SDDP considerando la incertidumbre en los caudales y las restricciones de capacidad de las centrales. Estos dos programas en conjunto permiten obtener la infraestructura operativa de menor costo en diferentes escenarios hidrológicos, así como el despacho hidrotérmico, para un sistema dado.

La **FIG. 2.5** describe la forma en la que interactúan los programas de modelamiento energético del sistema eléctrico ecuatoriano.

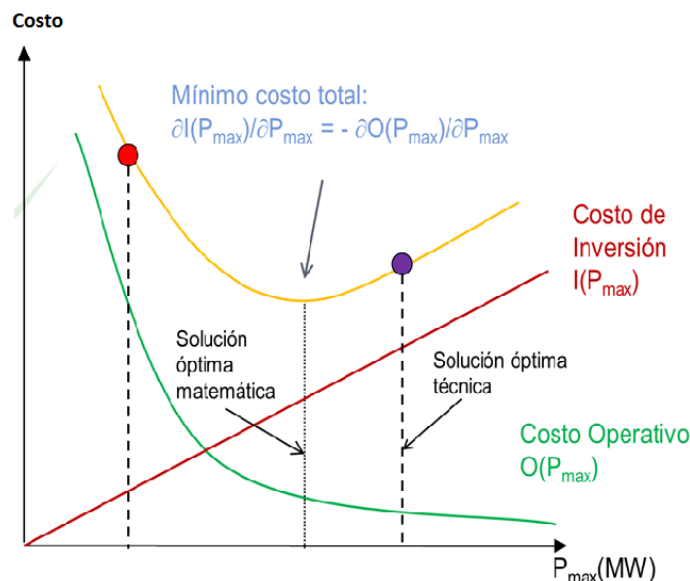


**FIG. No. 2.5: INTERACCIÓN DE LOS PROGRAMAS PARA EL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN.**

El SDDP calcula la política operativa estocástica de mínimo costo a través del análisis y elaboración de escenarios hidrológicos (50).

Entre los aspectos a tomar en cuenta por los programas de modelación se tienen etapas de inversión y operación de centrales nuevas, proyectos de carácter opcional y obligatorio, proyectos mutuamente excluyentes, restricciones de precedencia en ingreso de proyectos, capacidades instaladas, límites y restricciones operativas para tecnologías diferentes, costos marginales proyectados, disponibilidad de combustibles y análisis de múltiples escenarios.

Para la definición de la expansión de generación, se tiene como función objetivo minimizar el costo total que resulta de la suma del costo de inversión y del costo de operación y mantenimiento (**FIG. No. 2.6**). La solución óptima matemática se da cuando la función costo total encuentra un mínimo. Sin embargo, la solución óptima técnica, que es una solución robusta que considera riesgos e incertidumbres, es aquella localizada al lado derecho de la solución óptima matemática, y que requiere un incremento en el costo de inversión y una disminución en el costo operativo.



**FIG. 2.6: SOLUCIÓN ÓPTIMA MATEMÁTICA DE LA EXPANSIÓN 2013-2022**

La modelación de las plantas térmicas e hidroeléctricas toma en cuenta valores de costos operativos, basados en los costos de combustibles para las primeras y en el balance hídrico para las segundas, así como límites de embalses y turbinamiento de las plantas individualmente o en cascada. Esta información le permite al programa la realización de un despacho hidrotérmico en el que se toma en cuenta la disponibilidad hídrica. La modelación estocástica de los caudales permite representar las características de un sistema hidrológico con estacionalidad, dependencia temporal y espacial, así como efectos de fenómenos climáticos.

El método utilizado por el SDDP es una combinación de la Programación Dinámica y la Programación Lineal, considerando al problema de despacho hidrotérmico como un problema multietapa, con la inclusión de la incertidumbre hidrológica. El análisis multietapa del SDDP resuelve problemas de programación lineal de menor tamaño y complejidad, disminuyendo la dimensionalidad del problema y el número de variables y restricciones. En cada etapa se establece una función esperada de costos futuro (2.4.3) linealizada de tal forma que se posibilita la obtención una la solución dual del problema de programación lineal de cada etapa.

## 2.5 Incertidumbres

Dentro de las simulaciones operativas de la generación del Sistema Nacional Interconectado en el corto, mediano y largo plazo debe considerarse la incertidumbre que afecta a las variables primarias en el proceso de planificación, tales como la demanda, los aportes hidrológicos, las fallas de los generadores, el retraso en las inversiones entre otros aspectos.

En el Ecuador, la energía eléctrica producida por centrales hidráulicas representa, en promedio, más del 50% del total de la demanda de energía eléctrica (sistema hidrotérmico), por tanto la planificación y operación del S.N.I. presenta mayores contingencias que aquellos sistemas que únicamente están compuestos por generación termoeléctrica, debido a la considerable inseguridad que afecta la oferta primaria de recursos hidrológicos.

Las incertidumbres sobre la operación de los sistemas predominantemente hidráulicos se originan esencialmente en la incertidumbre que afecta la oferta hidrológica. Otras fuentes primarias de incertidumbre son: la evolución de la demanda, los precios de los combustibles, la tasa de salida forzada de las unidades térmicas y el diferimiento en las inversiones del nuevo equipamiento eléctrico. Estas incertidumbres se propagan a otras variables, afectando, por ejemplo, los precios marginales de generación, la evolución de los embalses y el nivel de confiabilidad del sistema.

La caracterización de las incertidumbres puede obtenerse tanto a través de métodos analíticos como técnicas estocásticas de simulación. En los procedimientos analíticos se calculan los parámetros deseados del sistema como funciones matemáticas de los datos de entrada. Para la deducción de estas funciones analíticas se requiere en general realizar hipótesis simplificadoras. En el marco de estas hipótesis se obtienen resultados exactos [35].

Los procedimientos simulativos (también llamados de Monte Carlo), por el contrario, pueden asimilarse a hacer experimentos estadísticos con un modelo matemático del sistema para estimar su comportamiento estocástico. Cada simulación representa una realización posible del proceso estocástico estudiado. A través de una evaluación estadística de la muestra así obtenida es posible estimar los valores de los parámetros buscados. La obtención de los resultados a través de simular una cantidad finita de veces el comportamiento estocástico del sistema es, por su propia naturaleza, una técnica imprecisa. Estos procedimientos requieren en general una gran cantidad de simulaciones para obtener resultados suficientemente exactos. Sin embargo, los procedimientos simulativos brindan posibilidades reales para formular modelos matemáticos muy cercanos a la realidad, lo que representa su más importante ventaja. En la práctica, estos modelos pueden incluso suministrar mejores resultados que los métodos analíticos. Otra ventaja de los métodos simulativos es que la distribución de probabilidades de los resultados deseados puede obtenerse con el mismo esfuerzo de cálculo.

En el análisis de incertidumbres, esto constituye una diferencia significativa respecto de los métodos analíticos, los cuales brindan normalmente el valor esperado, y más raramente, la varianza de los parámetros buscados [35].

### **2.5.1 Variables elegidas**

Los proyectos hidroeléctricos, al igual que la mayoría de las fuentes renovables, tienen beneficios ambientales y estratégicos, ambientalmente son deseables porque no emiten gases de efecto invernadero ni agotan recursos fósiles limitados, estratégicamente ayudan a modificar la matriz energética del país, sin embargo, se debe reconocer que el desarrollo de este tipo de proyectos conlleva una serie de obstáculos y de riesgos mayores en comparación con la instalación de centrales térmicas, lo que dificulta el aprovechamiento del potencial hídrico.

Algunos de estos problemas son: tiempos de construcción mayores, tiempo de recuperación de la inversión mayor, riesgo hidrológico, riesgo de construcción mucho más alto, capital de inversión más alto, riesgo de pre-inversión, entre otros.

Riesgos similares afrontan otros desarrollos con recursos renovables, tales como la geotermia, en los que existe el riesgo minero y geológico del reservorio. Adicionalmente, los impactos locales que podría provocar un proyecto hidroeléctrico lo hacen vulnerable al ataque de grupos pseudo-ambientalistas, independientemente de su valoración ambiental global.

En este contexto, este documento presenta una modelación matemática con el programa CrystalBall (Monte Carlo) para cuantificar el riesgo existente en los aportes hidrológicos a las

centrales hidráulicas, al igual que el riesgo existente en el diferimiento de la entrada en operación del futuro equipamiento eléctrico del país.

## 2.6 Riesgos asociados

Los conceptos de riesgo e incertidumbre están relacionados pero son muy diferentes. La incertidumbre involucra variables que están constantemente cambiando, mientras que el riesgo involucra solamente las variables inciertas que afectan o impactan directamente el resultado del sistema, según señala el Dr. Jonathan Mun en su libro “AppliedRiskAnalysis” [4].

Una vez definidas las variables primarias de análisis, se cuantifican los riesgos asociados que estos conllevan, tales como: niveles de confiabilidad del sistema, racionamientos de energía, costos marginales mayores, mayor costo de operación del sistema, mayor consumo de combustibles fósiles y mayor contaminación al medio ambiente debido a la emisión de CO<sub>2</sub>.

### 2.6.1 Análisis de riesgos

Considerando que el riesgo es la probabilidad de tener éxito o fracaso en la operación de un proyecto, es necesario evaluar el riesgo que se está asumiendo dentro de la planificación del futuro abastecimiento de energía eléctrica, para el efecto, mediante la aplicación de modelos matemáticos (métodos probabilísticos) se asocian las variables con una distribución de probabilidad. El cambio de enfoque determinístico a uno probabilístico para el manejo de incertidumbre incorpora la percepción del riesgo, mediante la simulación basada en el método Monte Carlo, permitiendo analizar resultados adversos o favorables que bajo métodos tradicionales no son percibidos.

#### 2.6.1.1 Régimen hidrológico y cambio climático

La gran volatilidad de la oferta de energía eléctrica a lo largo del tiempo, es uno de los problemas más importantes a enfrentar dentro de la planificación de la expansión de la generación en el Ecuador. En efecto, las sequías extremas, que reducen dramáticamente los caudales ingresantes a las centrales de generación hidroeléctrica, han dejado vulnerable periódicamente al sistema eléctrico ecuatoriano durante dichos periodos, provocando una disminución alarmante en los niveles de reserva del sistema.

La modelación de los aportes hidrológicos naturales afluentes a cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos es un aspecto de fundamental importancia en el análisis de incertidumbres. El modelo matemático debe contemplar el claro patrón estacional que presentan la mayoría de los ríos. Típicamente, los caudales de los ríos presentan un importante auto correlación temporal que se extiende a veces por meses.

Generalmente, las incertidumbres presentes en la predicción de caudales son sistemáticamente consideradas a través de una modelación probabilística-estocástica. No obstante, en la actualidad, nuevas incertidumbres hasta hoy omitidas, como los efectos del cambio climático, conducirían a desaciertos en los pronósticos de los caudales.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en el Artículo 1 ratifica como concepto de cambio climático al “*cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempos comparables*”, lo cual, desde el punto de vista de analizar el impacto en la disponibilidad del recurso hídrico y por tanto

disponibilidad de energía hidroeléctrica, implica el conocimiento de las tendencias naturales o variabilidad natural del clima. [19]

Bajo la premisa de que gran parte de la vulnerabilidad del sector eléctrico se encuentra en los bajos niveles de reserva de agua ante eventos extremos de sequía, es importante recalcar los hallazgos realizados por el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, IPCC por sus siglas en inglés, con respecto al recurso hídrico (IPCC, 2008).

Los datos observados y las proyecciones proveen abundante evidencia de que los recursos hídricos (agua dulce) son vulnerables y poseen un alto potencial de ser fuertemente impactados por el cambio climático, con un amplio espectro de consecuencias para los seres humanos y ecosistemas, así:

- Cambios temporales y de magnitud en los ciclos hidrológicos, con probable realce de las crecidas con caudales mayores y de las sequías con caudales menores (Beninston, 2003)
- Cambios en la calidad del agua por el incremento de la temperatura;
- Pérdida de áreas naturales de reserva de agua, como son los glaciares. A lo anterior debe agregarse que en cuencas andinas como la del Paute existe la probabilidad de que las zonas de páramo cuyo suelo y vegetación regulan de manera natural los caudales manteniendo el flujo durante los tiempos de sequía, también disminuyan su área por el movimiento ascendente de las fronteras de los ecosistemas, impulsados también por el incremento de la temperatura (IDEAM, 2001).
- En el caso del reservorio de Amaluza se estima que entre el 20 y 40% del agua que llega al reservorio tienen su origen en los páramos y bosques altoandinos de las cordilleras Oeste y Central. En períodos secos, sin embargo, podría alcanzar 100% (Buytaert, et al 2008).

Con respecto al cambio de temperatura, en la cuenca del río Paute se prevé un incremento decenal de 0,28 °C (PACC, 2009) y aproximadamente 0,2 °C para Daule, esto implica un impacto en la disponibilidad de agua por el incremento en la evapotranspiración y el cambio de humedad del suelo, además que para los cuerpos de agua como el embalse de Daule, Mazar y Amaluza, significa un incremento en el crecimiento de vegetación acuática, que podrían causar restricciones en la movilidad y, por ende, dificultades operativas con respecto a actividades como el dragado o problemas de eutrofización.

#### *2.6.1.2 Inversiones en la última década*

Durante la última década existió una incipiente inversión en centrales de generación con energías renovables, la tendencia estuvo enmarcada en suplir las necesidades inmediatas de potencia y energía, mediante la instalación de centrales térmicas de rápida instalación. A partir del año 2003 se dio inicio a la operación de la interconexión con Colombia, representando un aporte significativo para las necesidades coyunturales del país. Los aportes energéticos provenientes de la importación han significado una dependencia del país debido a la falta de inversión interna en nuevas fuentes de generación que permitan dotar al sistema de suficientes reservas y fuentes económicas de generación eléctrica. Las centrales de generación que han sido instaladas en el periodo comprendido entre el año 2002 y el 2012, suman un total de 1.412 MW de oferta nominal que ha sido adicionada al S.N.I. Estas centrales son:

- Turbinas a gas natural, Bajo Alto, Machala Power, 140 MW, 2002.
- Central Hidroabánico Fase I, 15 MW, 2005



- Unidades Sibimbe, hidroeléctrica, 15 MW, 2006.
- Motores de combustión interna, Termoguayas, 150 MW, 2006.
- Central Hidroabánico Fase II, 23 MW, 2007
- Central Hidroeléctrica San Francisco, 230 MW, 2007.
- Central Termoeléctrica Miraflores TG1, 22,8 MW, 2009.
- Turbinas a diésel de Pascuales II, 120 MW, Termogas Machala, 2010
- Central Termoeléctrica Santa Elena, 75 MW, arrendada, 2010
- Central Termoeléctrica de Quevedo, 130 MW, arrendada, 2010.
- Central Hidroeléctrica Mazar, 167 MW, 2010.
- Central Termoeléctrica Manta II, 20 MW, 2011.
- Central Termoeléctrica de Santa Elena II, 90 MW, 2011.
- Central Termoeléctrica de Quevedo II, 100 MW, 2011.
- Central Termoeléctrica de Jivino, 45 MW, 2012.
- Central Termoeléctrica de Santa Elena III, 42 MW, 2012.
- Central Hidroeléctrica Ocaña, 26 MW, 2012.
- Central Hidroeléctrica Buenos Aires, 1 MW, 2012.

### 2.6.1.3 *Retraso en cronogramas y restricciones financieras*

Para los diferentes planes de expansión han existido diferentes situaciones, tanto políticas como económicas, que han frenado el cumplimiento cabal de la planificación de largo plazo. A partir del año 2000, se han realizado planes maestros de electrificación, cuyo porcentaje de cumplimiento se resume en la **Tabla 2.4**.

La evaluación de proyectos considera alternativas de inversión futuras que generan flujos operacionales también futuros. Esta situación obliga a realizar estimaciones tanto en los montos como en los momentos en que estos flujos se producirán, ya que toda estimación de eventos venideros tiene un grado de incertidumbre.

Bajo este concepto, se busca desarrollar una metodología que permita analizar el impacto que tendría para el país el retraso de la entrada en operación de los proyectos contemplados dentro del posterior equipamiento eléctrico, en comparación a las fechas definidas como resultado del Plan de Expansión de Generación. En la **Tabla 2.4** se presentan los retrasos que han sufrido algunos proyectos con respecto a las fechas definidas en el PME del CONELEC, debido a la falta de decisión sobre los mismos.

**TABLA No. 2.4: RETRASOS EN LOS PROYECTOS CONTEMPLADOS EN EL PME**

Proyecto /Central	Potencia [MW]	Potencia Actualizada [MW]	Plan Maestro de Electrificación - CONELEC						Fecha real o estimada actualmente, de entrada en operación
			2002-2011	2004-2013	2006-2015	2007-2016	2009-2020	2012-2021	
			Fecha estimada de operación						
Bajo Alto 1	130		ene-03	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	oct-02
Bajo Alto 2	70	70	jul-05	ago-08	ene-09	ene-10	ene-12	nov-13	ene-14
Bajo Alto 3	112	100	abr-08	may-11	ene-11	ene-11	jun-12	may-14	feb-15
Sibimbe	18		ene-04	ago-05	ene-07	N/A	N/A	N/A	ago-06
San Francisco	230		may-06	abr-08	ene-07	N/A	N/A	N/A	jun-07
Mazar	160		ene-07	ago-08	ene-10		abr-10	N/A	dic-10
Poza Honda	3			ago-05	N/A	N/A	N/A	N/A	may-07
La Esperanza	6			abr-05	N/A	N/A	N/A	N/A	nov-06
Ocaña	26			nov-06	ene-09		jul-11	mar-12	ago-12
Abanico I	15				ene-06	N/A	N/A	N/A	dic-05
Calope	15				ene-07	N/A	N/A	N/A	dic-06
Termoguayas	150				ene-07	N/A	N/A	N/A	dic-06
Topo	22.8	22.8			ene-08	ene-10	jul-12	nov-13	nov-13
Sabanilla	30	30			ene-09			may-18	may-18
Abanico II	22.5				ene-09	N/A	N/A	N/A	may-07
Coca Codo Sinclair I	432	1500			ene-11		abr-15	feb-16	feb-16
Coca Codo Sinclair II	427				ene-14				
Delsi Tanisagua	105	116			ene-12			nov-15	dic-15
Sopladora	312	487			ene-15	ene-11	abr-14	abr-15	abr-15
San José del Tambo	8	8				ene-08	mar-12	oct-13	oct-13
Chorrillos	4	4				ene-08	ene-12	jul-14	jul-14
Sigchos	17	17.4				ene-09	dic-12	sep-14	sep-14
Victoria	10	10				ene-09	ene-13	sep-14	sep-14
Toachi Pilatón	228	253				ene-12	mar-14	mar-15	abr-15
Baba	42	42					ene-11	dic-12	feb-13
Villonaco	15	16.5					jul-11	oct-12	oct-12
Esmeraldas II	144	96					ene-12	oct-14	feb-14
Mazar Dudas	20.9	20.9					ago-12	ene-14	ene-14
Quijos	50	50					sep-14	dic-15	dic-15
Baeza	50	50					sep-14		ene-17
Chespí	167	460					abr-15		ene-18
Minas San Francisco	273	276					jun-15	ene-16	ene-16
Cardenillo	400	400					ene-17		ene-19
Manduriacu	62	62						may-15	nov-14

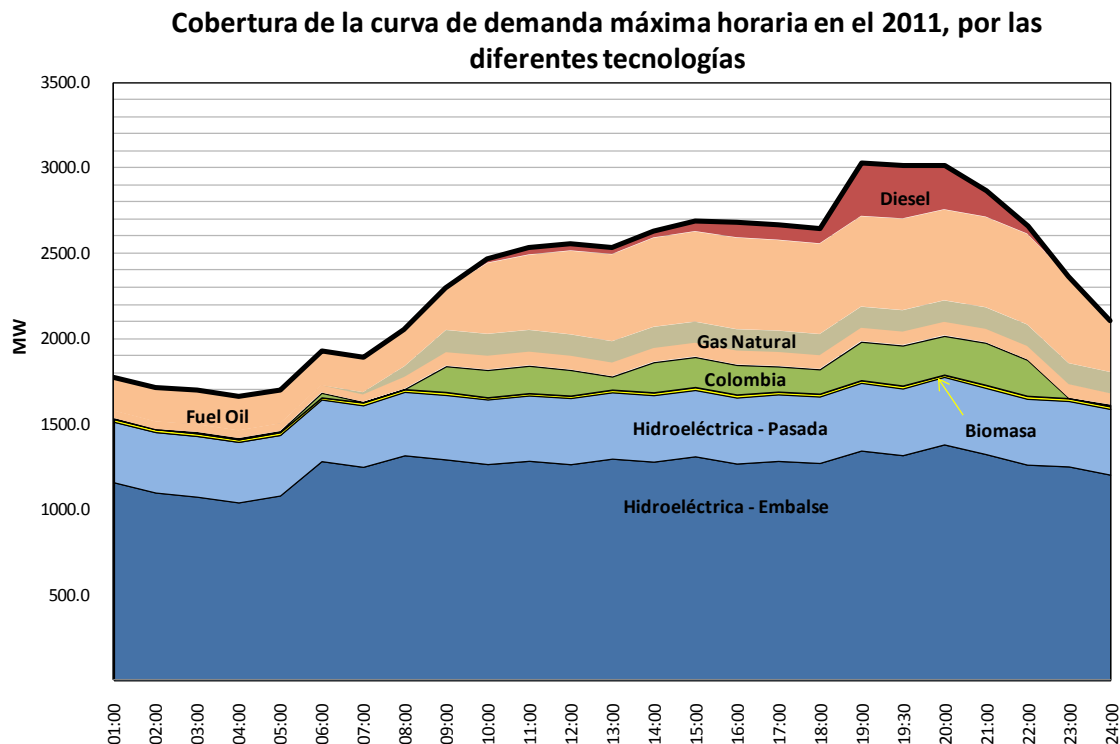
## 2.7 Precios de las diferentes tecnologías de generación en el país

### 2.7.1 Tecnologías de generación del país

En la determinación del despacho hidrotérmico óptimo de generación, el planificador del sistema eléctrico ecuatoriano utiliza modelos computacionales de optimización sofisticados (SDDP y OPTGEN), en los que básicamente se comparan los costos totales de operación de cada tecnología y se determina cuál es la tecnología más económica, dependiendo del número de horas de funcionamiento que se prevea.

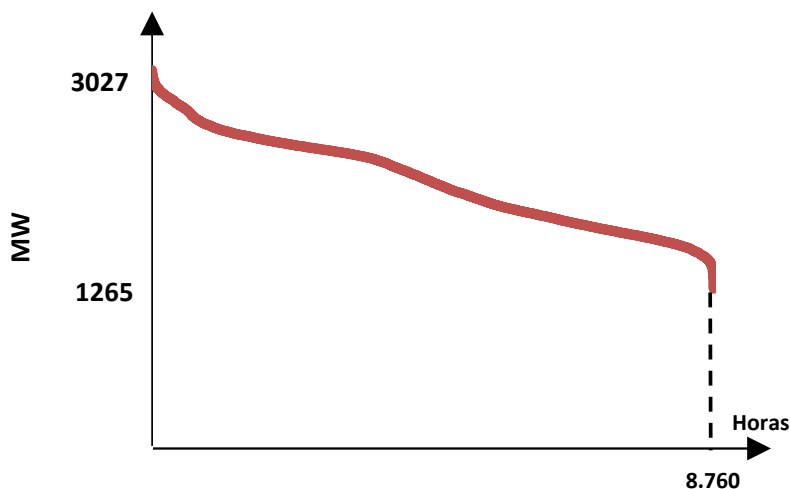
El costo marginal de generación de electricidad en la actualidad se encuentra determinado fundamentalmente por los costos de generación de unidades térmicas. En la **FIG. No. 2.7** se

muestra la cobertura de la curva de carga de acuerdo a estadísticas del año 2011, en la curva se aprecian las diferentes tecnologías existentes en el Ecuador hasta esa fecha.



**FIG. No. 2.7: TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN EL ECUADOR**

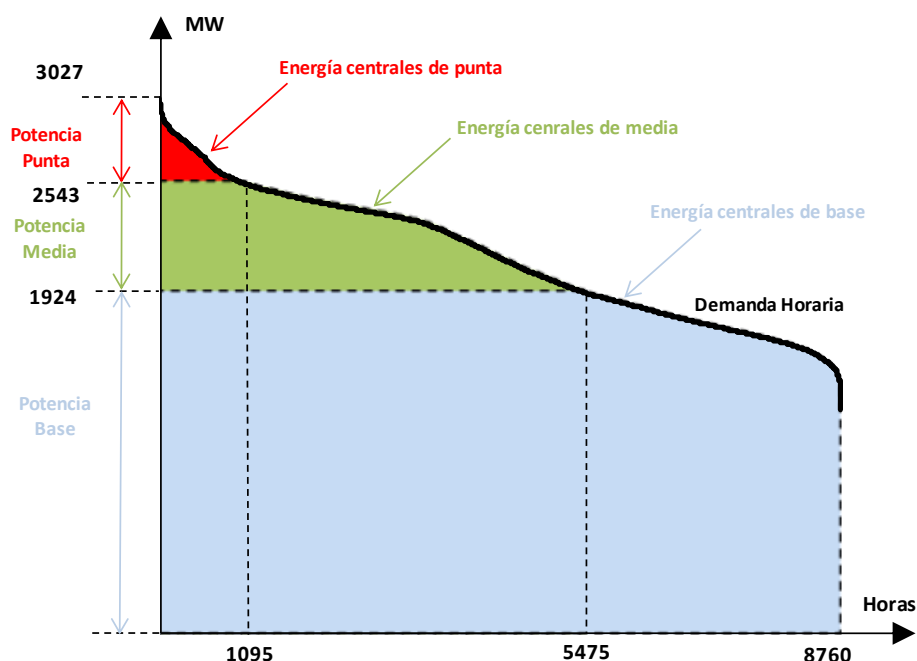
La Demanda es una variable de comportamiento aleatorio a lo largo del tiempo, presentándose una gran diferencia entre horas de mínima y máxima demanda. Ordenando la demanda de mayor a menor y considerando su duración durante el año, se obtiene la “curva monótona de la demanda”. En la **FIG. No. 2.8**, se puede observar dicha curva para el caso de Ecuador.



**FIG. No. 2.8: CURVA DE DEMANDA PARA ECUADOR**

Para cubrir esta demanda de forma óptima (al mínimo costo total) hay que utilizar las tecnologías disponibles y de menores costos operativos para cada uno de los rangos de horas de funcionamiento. Cubriendo la demanda de acuerdo a este criterio resulta que cada tecnología funciona al año un número de horas dentro del cual la misma es óptima. Así, resulta un parque de generación (potencia instalada de cada tipo de tecnología) que minimiza el costo total de la generación eléctrica.

En la **FIG. No. 2.9** se muestra la curva monótona de demanda para Ecuador en el año 2011 dividida en horas de punta, media y base. En esta curva se puede observar que el segmento horario de la punta alcanza una potencia máxima de 3.027 MW y tiene una duración de 1.095 horas, la demanda media registra una potencia máxima de 2.543 MW y una duración de 4.380 horas, mientras que en el segmento correspondiente a demanda mínima, la potencia alcanza los 1.924 MW, y tiene una duración de 3.285 horas.



**FIG. No. 2.9: DISTRIBUCIÓN DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN POR HORAS DE DEMANDA**

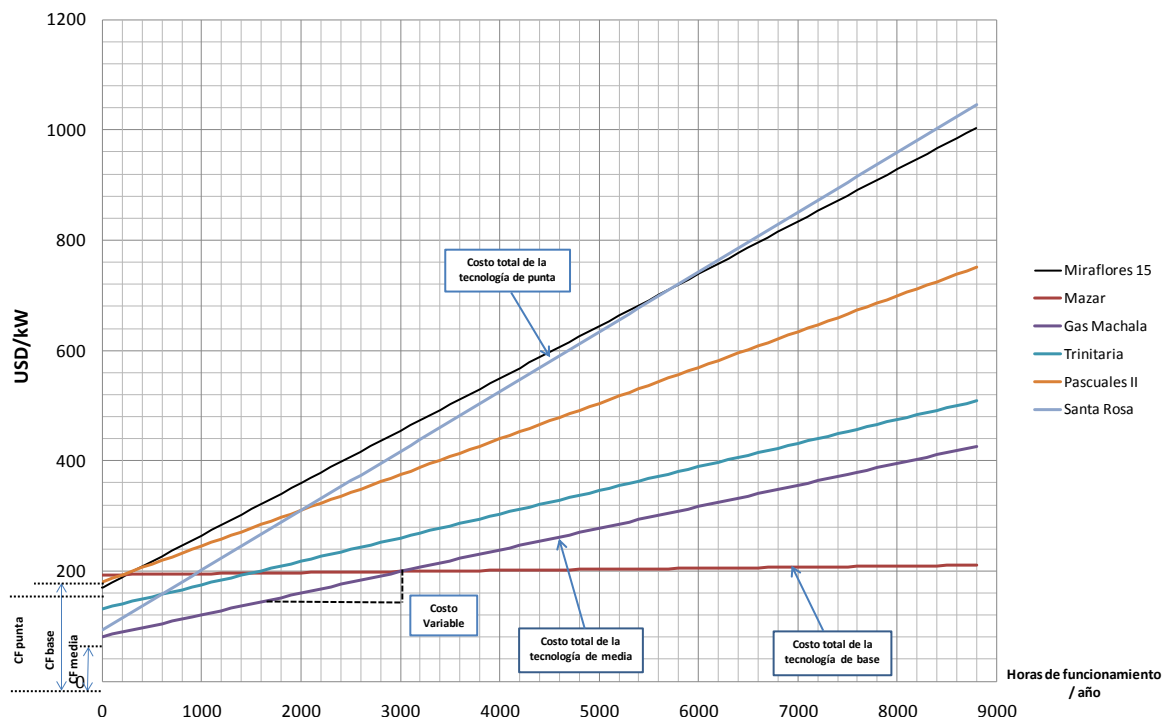
En la **FIG. No. 2.10** se muestra las tecnologías óptimas en función de las horas de funcionamiento al año, en esta curva se puede observar que cada tecnología es óptima (mínimo costo total) para un determinado número de horas de funcionamiento esperado al año. El costo fijo viene dado por el punto inicial de la curva de costo total, mientras que el costo variable se obtiene dependiendo del número de horas de operación al año.

Para realizar el análisis de precios por tecnología, se tomó como referencia el despacho de carga del día de máxima demanda del 2011, en el cual las primeras unidades en ser despachadas son las pertenecientes al grupo de las centrales hidroeléctricas de embalse, por ello se consideró como referencia de producción hidroeléctrica a la central Mazar; debido a su reciente entrada en operación, por tanto vida útil completa y costos de producción referenciales actualizados;

adicionalmente se consideró a la hidroelectricidad como la tecnología base para el análisis del resto de tecnologías existentes en el Ecuador.

Para la representación de tecnologías con gas natural se utilizó a la central Termo Gas Machala, por ser la única referente en el país. En el caso de las centrales con fuel oil se analizó a la central Trinitaria, por potencia e importancia en el sistema; de las tecnologías que utilizan diesel se representó a tres centrales termoeléctricas con diferentes características: la primera Santa Rosa, la segunda Pascuales II y por último a la central que determinó el costo marginal del día considerado, es decir última unidad despachada - Miraflores 15.

Del gráfico se extrae que la tecnología más barata en un funcionamiento continuo en el año es la hidroelectricidad con sus centrales Mazar, Daule Peripa, Paute, Agoyán, San Francisco, Pucara, Ocaña, Baba, Saymirín, Saucay), mientras que la más cara en este sentido es Santa Rosa y Miraflores que operan a diesel, y su operación se restringe al segmento de demanda de punta; mientras que en costos totales intermedios se encuentran centrales con fuel oil y gas natural (Termo Gas Machala, Trinitaria, Termoesmeraldas). El resto de unidades encarecen el sistema debido a su poca eficiencia con el uso de combustibles caros, su incorporación al despacho se da debido a falta de otros recursos energéticos más económicos y por seguridad técnica del sistema eléctrico en ciertas partes del anillo interconectado.



**FIG. No. 2.10: CURVAS DE COSTOS TOTALES DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA**

Se observa que para satisfacer la demanda de forma óptima (al mínimo costo) es necesario que en determinados instantes (horas pico) haya más de una tecnología generando electricidad. Asimismo, es importante resaltar que sólo si la demanda se satisface al mínimo costo será posible ofrecer a la población los precios más bajos posibles.

Por último, es necesario considerar que en los momentos en los que la demanda varía de forma brusca (incrementándose o reduciéndose) no todas las tecnologías son capaces de variar su producción con la necesaria rapidez (hay que recordar que la electricidad no es un producto almacenable, por tanto la producción debe igualar a la demanda en todo momento). Así, ésta restricción física hace que, en dichos momentos, parte de la demanda deba ser satisfecha por aquellas tecnologías con capacidad de “seguir” a la demanda, aunque éstas no sean las de menor costo. Este es otro factor que explica que en un mismo instante haya diferentes tecnologías generando electricidad. Otras restricciones son las que se relacionan con el aspecto técnico operativo de cada unidad, tales como horas mínimas de operación luego de un arranque y tiempo mínimo de parada luego de la salida de sincronismo, características propias de funcionamiento y mantenimiento de unidades térmicas.

## 2.7.2 Unidades generadoras de referencia tecnológica y estimación de sus precios

Las curvas de costos totales de las diferentes tecnologías de generación, proyectadas sobre la curva de demanda de electricidad, permiten, bajo una serie de supuestos entre los que hay que incluir la libertad de entrada en todos los segmentos de la actividad de generación, estimar la estructura óptima de un parque de generación.

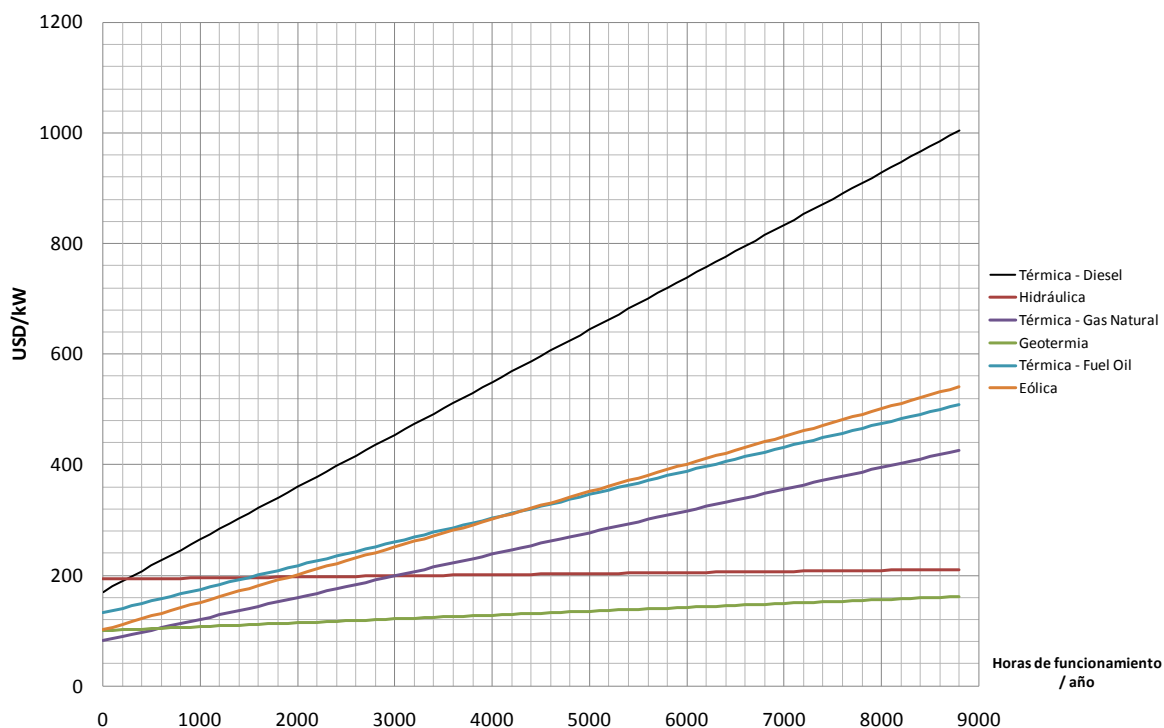
En la **Tabla No. 2.5**, se presentan las características de las principales tecnologías de generación en Ecuador. De acuerdo a esta tabla las tecnologías se pueden clasificar en:

- Tecnologías de demanda base (hidroeléctricas, algunas centrales geotérmicas), con costos fijos relativamente elevados y costos variables relativamente bajos.
- Tecnologías de demanda intermedias (algunas centrales de gas natural, fuel oil, y centrales eólicas), con costos fijos y variables intermedios respecto a las centrales de base y de punta).
- Tecnologías de demanda punta (algunas centrales de diesel), con costos fijos bajos y costos variables altos.

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN EL ECUADOR**

Características de las principales tecnologías de generación en Ecuador					
Tecnología	Costos fijos [USD/kW]	Costos variables [ctvs.USD/kWh]	Régimen óptimo de funcionamiento (horas a plena potencia/año)	Costo total de operación [USD/kW]	Emisiones
Hidráulica	192.93	0.20	8760	210	No emite
Gas Natural	81.34	3.92	3000	199	Niveles moderados de CO <sub>2</sub> y reducidos de SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>
Fuel Oil	131.96	4.28	1500	196	Niveles altos de CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> ,
Geotérmica	100.00	0.70	8760	161	No emite
Eólica	101.31	5.00	1910	197	No emite
Diesel	170.00	9.48	250	194	Niveles altos de CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> ,

En la **FIG. No. 2.11** se presentan las tecnologías óptimas en función de las horas de funcionamiento al año. En la figura se pueden observar las tecnologías existentes en el país consideradas en la **FIG. No. 2.7**, y adicionalmente se presentan y estiman tecnologías adicionales a las existentes como la geotermia y la energía eólica. En la geotermia se consideró únicamente la inversión en el proyecto de construcción sin considerar el costo en la investigación, exploración y prospección de los yacimientos.



**FIG. No. 2.11 TECNOLOGÍAS ÓPTIMAS EN FUNCIÓN DE HORAS DE FUNCIONAMIENTO AL AÑO 2012**

## 2.7.3 Tablas y Valores asumidos

**TABLA No. 2.6: ORDEN EN EL DESPACHO DE GENERACIÓN DEL S.N.I. DIA DE MÁXIMA DEMANDA EN 2011. Fuente CENACE, Reportes post-operativos.**

Orden de Despacho	Central/Unidad	Tipo	Potencia [MW]	Orden de Despacho	Central/Unidad	Tipo	Potencia [MW]
1	Paute-Molino	Hidroeléctrica - Embalse	1075.00	42	Trinitaria	Termoeléctrica - Fuel Oil	133.00
2	Mazar	Hidroeléctrica - Embalse	160.00	43	Gonzalo Zevallos V3	Termoeléctrica - Fuel Oil	73.00
3	Marcel Laniado	Hidroeléctrica - Embalse	213.00	44	Santa Elena 2	Termoeléctrica - Fuel Oil	88.40
4	Agoyán	Hidroeléctrica - Pasada	156.00	45	Gonzalo Zevallos V2	Termoeléctrica - Fuel Oil	73.00
5	San Francisco	Hidroeléctrica - Pasada	212.00	46	Aníbal Santos V1	Termoeléctrica - Fuel Oil	33.50
6	Nayón	Hidroeléctrica - Pasada	30.00	47	Lafarge	Termoeléctrica - Fuel Oil	14.10
7	Cumbayá	Hidroeléctrica - Pasada	42.00	48	Termo Guayas 1	Termoeléctrica - Fuel Oil	20.00
8	Guangopolo	Hidroeléctrica - Pasada	21.90	49	Termo Guayas 2	Termoeléctrica - Fuel Oil	40.00
9	Chillos	Hidroeléctrica - Pasada	1.80	50	Termo Guayas 3	Termoeléctrica - Fuel Oil	40.00
10	Paschoa	Hidroeléctrica - Pasada	4.60	51	Termo Guayas 4	Termoeléctrica - Fuel Oil	50.00
11	Saucay	Hidroeléctrica - Pasada	24.00	52	Guangopolo 4	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.20
12	Saymirín	Hidroeléctrica - Pasada	14.40	53	Guangopolo 5	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.20
13	Alao	Hidroeléctrica - Pasada	10.40	54	Miraflores 11	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.00
14	Río Blanco	Hidroeléctrica - Pasada	3.00	55	Miraflores 12	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.00
15	Ambi	Hidroeléctrica - Pasada	8.00	56	Generoca 1	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.20
16	San Miguel de Car	Hidroeléctrica - Pasada	2.80	57	Generoca 2	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.20
17	La Playa	Hidroeléctrica - Pasada	1.23	58	Generoca 5	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.20
18	Ilunchi 1	Hidroeléctrica - Pasada	4.00	59	Generoca 6	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.20
19	Ilunchi 2	Hidroeléctrica - Pasada	5.00	60	Generoca 7	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.20
20	Península	Hidroeléctrica - Pasada	3.00	61	Generoca 8	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.20
21	Carlos Mora	Hidroeléctrica - Pasada	2.40	62	Pascuales 2	Termoeléctrica - Diesel	20.70
22	El Carmen	Hidroeléctrica - Pasada	8.30	63	Pascuales 3	Termoeléctrica - Diesel	20.70
23	Recuperadora	Hidroeléctrica - Pasada	14.70	64	Santa Elena	Termoeléctrica - Diesel	45.00
24	Loreto	Hidroeléctrica - Pasada	2.10	65	Guangopolo 7	Termoeléctrica - Fuel Oil	1.40
25	Papallacta	Hidroeléctrica - Pasada	6.10	66	Catamayo 7	Termoeléctrica - Diesel	2.50
26	Abanico	Hidroeléctrica - Pasada	38.00	67	Miraflores TG1	Termoeléctrica - Diesel	20.00
27	Sibimbe	Hidroeléctrica - Pasada	14.50	68	Electroquil 2	Termoeléctrica - Diesel	46.00
28	Calope	Hidroeléctrica - Pasada	14.00	69	Electroquil 1	Termoeléctrica - Diesel	45.00
29	Ecoelectric	Biomasa	33.00	70	Catamayo 8	Termoeléctrica - Diesel	2.25
30	Colombia Importación	Interconexiones	500.00	71	Electroquil 3	Termoeléctrica - Diesel	45.00
31	El Descanso 4	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.30	72	Catamayo 10	Termoeléctrica - Diesel	2.25
32	Quevedo 2	Termoeléctrica - Fuel Oil	102.00	73	Electroquil 4	Termoeléctrica - Diesel	45.00
33	El Descanso 2	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.30	74	Anibal Santos G2	Termoeléctrica - Diesel	20.00
34	El Descanso 1	Termoeléctrica - Fuel Oil	4.30	75	Lligua 1	Termoeléctrica - Diesel	1.80
35	Machala Gas 1	Termoeléctrica - Gas Natural	70.00	76	Miraflores 10	Termoeléctrica - Diesel	2.00
36	Machala Gas 2	Termoeléctrica - Gas Natural	70.00	77	Miraflores 14	Termoeléctrica - Diesel	2.00
37	Gualberto Hernández 3	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.60	78	Miraflores 16	Termoeléctrica - Diesel	2.00
38	Gualberto Hernández 4	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.60	79	Miraflores 18	Termoeléctrica - Diesel	2.00
39	Gualberto Hernández 5	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.60	80	Miraflores 8	Termoeléctrica - Diesel	2.00
40	Gualberto Hernández 1	Termoeléctrica - Fuel Oil	5.60	81	Miraflores 22	Termoeléctrica - Diesel	2.00
41	Manta 2	Termoeléctrica - Fuel Oil	20.40	82	Miraflores 15	Termoeléctrica - Diesel	2.00
<b>TOTAL:</b>							<b>3865.13</b>

## 2.8 Riesgos y Escenarios de Sensibilidad

Mediante la aplicación de modelos matemáticos (métodos probabilísticos) se asocian las variables con distribuciones de probabilidad. El cambio de enfoque determinístico a uno probabilístico para el manejo de incertidumbre incorpora la percepción del riesgo, mediante la metodología Monte Carlo, permitiendo analizar resultados adversos o favorables que bajo métodos tradicionales no son percibidos.

### 2.8.1 Definición de escenarios

Siempre es posible imaginar un número ilimitado de factores y de escenarios de evolución para cada uno de ellos. De igual manera, la combinación libre de escenarios produce cantidades



infinitas de alternativas. Por tal motivo, es indispensable limitar el análisis a los aspectos que se consideran más relevantes o que tengan interés especial.

Bajo este contexto, se ha considerado para el análisis de los riesgos, el diferimiento en la entrada en operación de los proyectos contemplados en el Plan de Expansión de la Generación 2013-2022, hipótesis 5 de la proyección de la demanda. Esta hipótesis representa el escenario más crítico de crecimiento de la demanda, y sobre el cual se verá el impacto económico en el costo adicional de operación con los márgenes de reserva esperados en cada caso.

## 2.8.2 Datos para selección de supuestos

En la **FIG. No. 2.13** se muestra un diagrama de flujo del modelo matemático propuesto y utilizado para la estimación de los riesgos asociados al retraso en la entrada en operación de los proyectos contemplados dentro del Plan de Expansión de Generación 2013-2022.

Dentro de los datos necesarios para la modelación del problema, se encuentran el Plan de Equipamiento, el despacho hidrotérmico promedio y la disponibilidad del parque generador térmico. Se ha medido el impacto directo del retraso en la operación del PEG 2013-2022 en el costo adicional de operación, que se refiere al consumo de combustible adicional utilizado para generación eléctrica, y en algunos casos debido al racionamiento.

El modelo matemático planteado considera la incertidumbre hidrológica que se presenta en la producción hidráulica, con la ayuda de los modelos computacionales OPTGEN y SDDP.

En la **Tabla No. 2.7** se presentan los costos de operación por tipo de tecnología, considerados para la estimación del costo adicional de generación.

**TABLA No. 2.7: COSTOS DE OPERACIÓN POR TIPOS DETECNOLOGIA**

Tipo de Combustible	Costo de operación (ctvs USD/kWh)
Gas Natural	3.95
Fuel Oil	16.91
Diesel	24.12
Energía no Suministrada	153.3

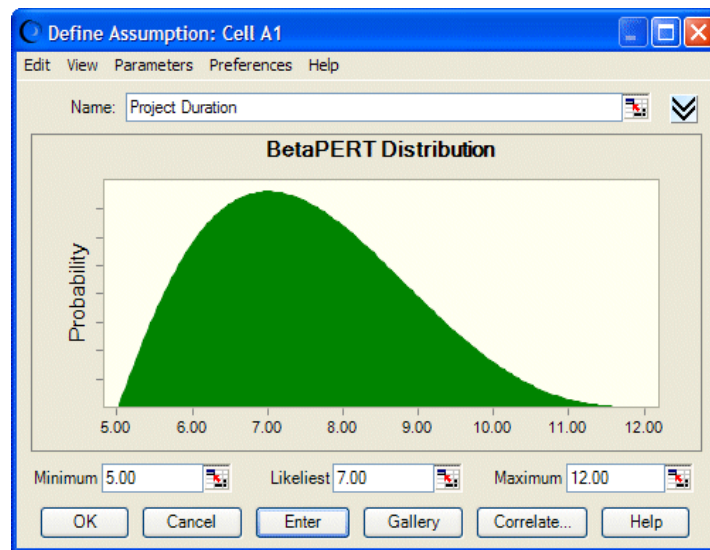
La metodología planteada considera la utilización de la distribución probabilística BetaPERT, la cual estima subjetivamente la distribución de una variable aleatoria (fecha de entrada en operación) cuando todo lo que puede precisarse de la misma es la fecha optimista de operación, la fecha más probable de operación y la fecha pesimista de operación.

A continuación se presentan las razones por las cuales se ha utilizado la distribución probabilística BetaPERT y no la triangular:

- La media de una distribución BetaPERT es cuatro veces más sensible al valor medio que a los valores extremos.
- La desviación estándar de una distribución BetaPERT es menos sensible a los valores extremos que los extremos de la distribución triangular.
- La desviación estándar de una distribución BetaPERT es sistemáticamente menor que el de una triangular.

En la **FIG. No. 2.12** se muestra un ejemplo de la distribución BetaPERT, donde el número mínimo del rango de datos es fijo, el número máximo del rango de datos es fijo, y el número más probable del rango de datos debe estar entre los valores máximos y mínimos, formando

una distribución uniforme en el triángulo fundamental. Esto muestra que los valores más cercanos al mínimo y máximo son menos probables de que ocurran a diferencia de los que están cerca del valor más probable.



**FIG. No. 2.12: DISTRIBUCIÓN PROBABILISTICA BETA-PERT**

En la **Tabla No. 2.8** se presentan las consideraciones utilizadas con respecto a los valores mínimo, más probable y máximo para la aplicación del modelo matemático planteado con la distribución de probabilidad Beta PERT.

**TABLA No. 2.8: CONSIDERACIONES DE FECHAS PARA LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CANDIDATOS**

Proyecto	Fecha Optimista	Fecha más Probable	Fecha Pesimista	Proyecto	Fecha Optimista	Fecha más Probable	Fecha Pesimista
TOPO	nov-13	jun-14	dic-16	TOACHI	abr-15	abr-16	dic-22
CUBA I GUANGOPOLO	dic-13	jun-14	dic-16	PILATÓN	abr-15	abr-16	dic-22
MACHALA GAS 3	ene-14	jul-14	dic-16	PAUTE SOPLADORA	abr-15	abr-16	dic-22
ALAZÁN	ene-14	ago-14	dic-16	SAN BARTOLO	may-15	may-16	dic-22
DUDAS	ene-14	ago-14	dic-16	DELSI TANISAGUA	dic-15	dic-16	dic-22
SAN ANTONIO	ene-14	ago-14	dic-16	QUIJOS	dic-15	jun-16	dic-22
ESMERALDAS II	feb-14	feb-15	dic-16	MINAS SAN FRANCISCO	ene-16	ene-17	dic-22
CUBA II (QUITO)	abr-14	oct-14	dic-16	COCA CODO SINCLAIR	feb-16	feb-17	dic-22
CUBA II (JAMA)	abr-14	oct-14	dic-16	TIGRE	ene-17	ene-18	dic-22
CHORRILOS	jul-14	ene-15	dic-16	TÉRMICA GAS	oct-17	abr-19	dic-22
VICTORIA	sep-14	mar-15	dic-16	BAEZA	oct-19	oct-20	dic-22
SIGCHOS	sep-14	mar-15	dic-16	SABANILLA	may-18	nov-18	dic-22
MANDURIACU	nov-14	nov-15	dic-22	PAUTE CARDENILLO	dic-21	oct-23	dic-26
MACHALA GAS CC	feb-15	feb-16	dic-16	CHIRAPÍ	oct-21	oct-23	dic-26

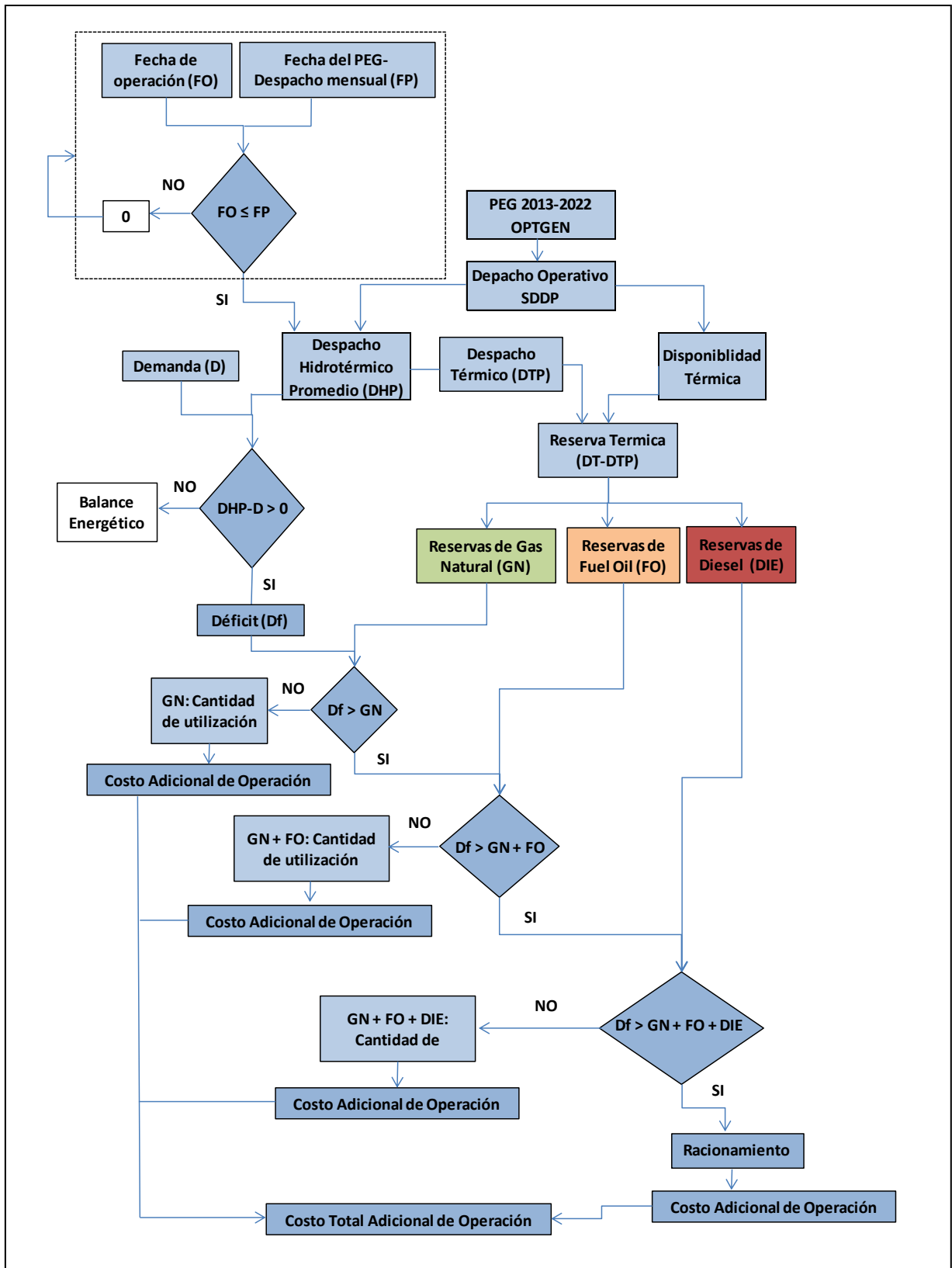


FIG. No. 2.13: DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO MATEMATICO UTILIZADO

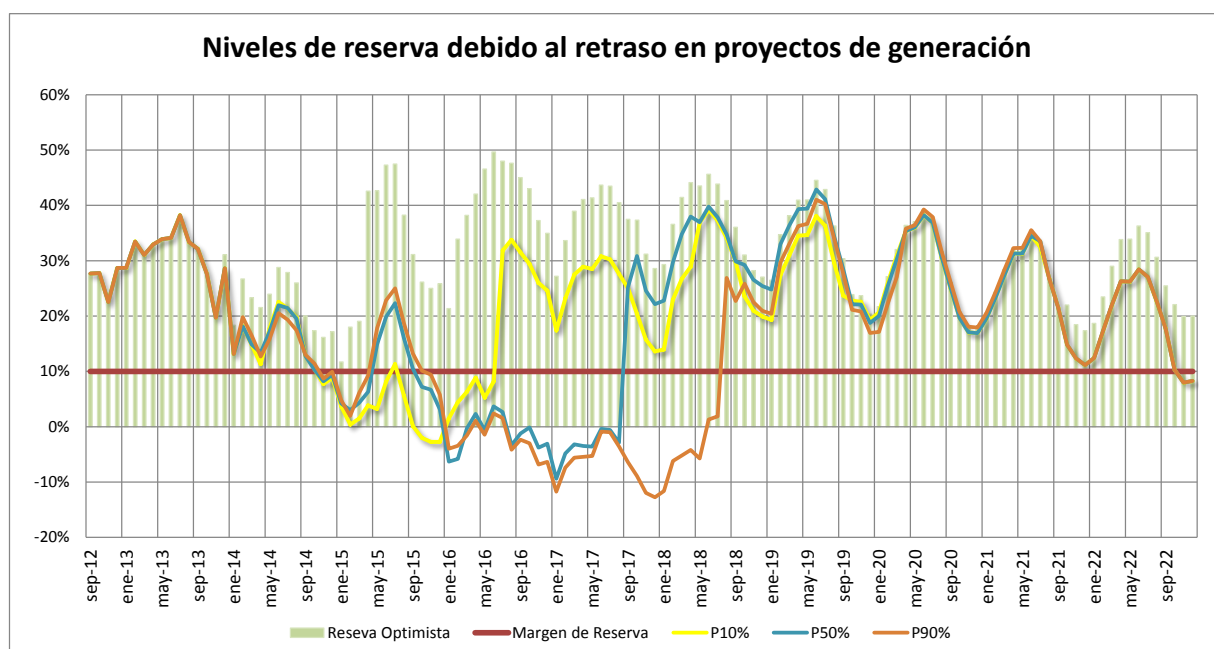
### 2.8.3 Análisis de sensibilidad

En la **Tabla No. 2.9** se muestran los resultados de realizar 5.000 iteraciones con el programa computacional CrystalBall, el cual se basa en la simulación de Monte Carlo, resumidos en los percentiles 10%, 50% y 90%.

**TABLA No. 2.9: RESULTADOS DE LA SIMULACION DE MONTECARLO CON CRYSTAL BALL**

Proyecto	P 10%	P 50%	P 90%	Proyecto	P 10%	P 50%	P 90%
TOPO	jul-15	ene-15	abr-14	TOACHI	dic-15	sep-17	mar-20
CUBA I GUANGOPOLO	abr-14	ene-15	ene-14	PILATÓN	dic-16	feb-16	may-17
MACHALA GAS 3	abr-14	mar-14	ago-14	PAUTE SOPLADORA	abr-18	sep-17	sep-18
ALAZÁN	abr-14	abr-14	sep-15	SAN BARTOLO	sep-15	ene-17	ene-17
DUDAS	jul-14	feb-15	nov-14	DELSI TANISAGUA	ene-18	ago-17	jun-18
SAN ANTONIO	mar-14	oct-15	feb-16	QUIJOS	ene-16	sep-16	dic-16
ESMERALDAS II	nov-15	feb-16	feb-15	MINAS SAN FRANCISCO	jun-16	ago-16	ago-16
CUBA II (QUITO)	jun-15	abr-14	mar-15	COCA CODO SINCLAIR	jun-16	ago-17	jul-18
CUBA II (JAMA)	ene-16	jun-14	ene-15	TIGRE	ago-18	may-18	ene-18
CHORRILOS	dic-14	nov-14	ene-16	TÉRMICA GAS	sep-19	sep-18	may-18
VICTORIA	mar-15	jun-15	sep-14	BAEZA	jul-21	jun-21	dic-18
SIGCHOS	nov-15	oct-14	sep-14	SABANILLA	mar-19	mar-20	may-20
MANDURIACU	nov-16	may-16	ene-19	PAUTE CARDENILLO	feb-23	mar-23	dic-22
MACHALA GAS CC	dic-15	abr-15	abr-15	CHIRAPÍ	may-24	feb-25	abr-24

En la **FIG. No. 2.14** se muestran los niveles de reserva de energía que se alcanzarían debido al retaso en los proyectos de generación establecidos en el PEG, se muestran los percentiles: 10%, 50% y 90%; así como los niveles de reserva en caso de cumplir con el cronograma establecido. Del gráfico se puede observar que el periodo más sensible al retraso es el de enero 2015 a diciembre 2018.



**FIG. 2.14: NIVELES DE RESERVA DEBIDO AL RETRASO EN PROYECTOS DE GENERACIÓN**

En la **FIG. No. 2.15** se muestra el déficit energético ocasionado por el retraso en la operación de los proyectos de generación. Como se puede observar el déficit energético podría alcanzar

valores de alrededor de 400 GWh/mes y el pico máximo podría darse a finales de diciembre del 2017. Es importante acotar que este análisis considera un despacho operativo promedio; por tanto con hidrología seca (90% de probabilidad de excedencia), el déficit ascendería considerablemente.

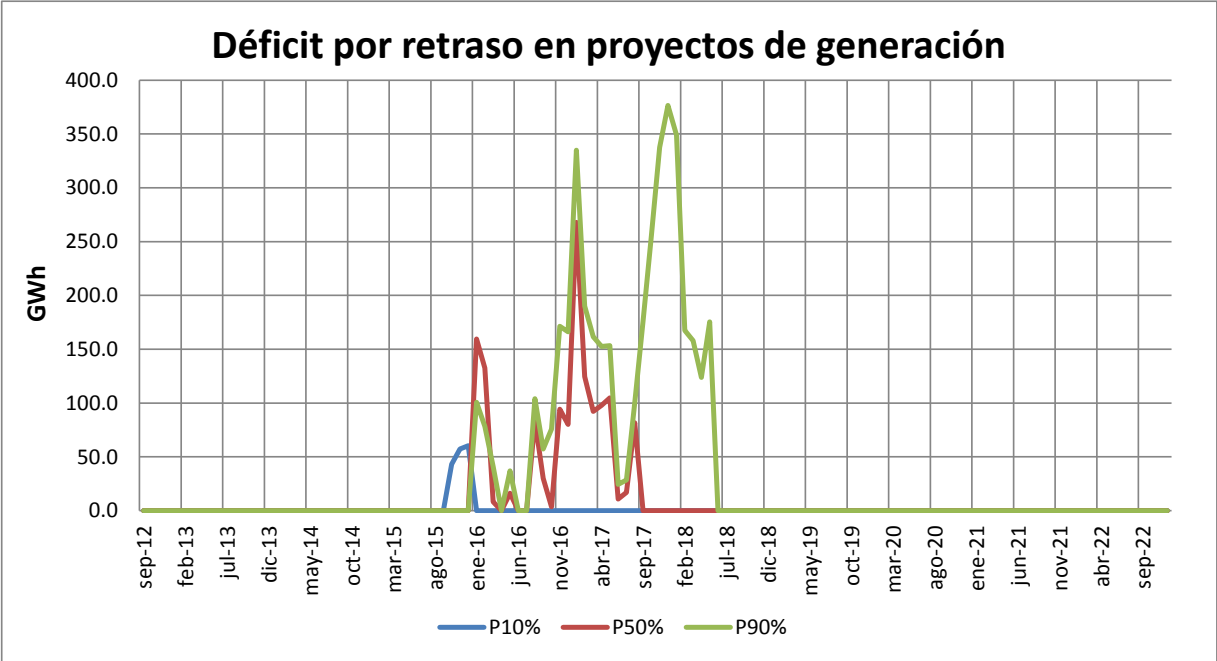


FIG. 2.15: DÉFICIT POR RETRASO EN PROYECTOS DE GENERACIÓN

En la **FIG. No. 2.16** se muestra el impacto directo del retraso en el costo de operación adicional por consumo de combustible y racionamiento de energía. Se puede observar el costo adicional del percentil 10%, 50% y 90%, adicionalmente el mínimo realizable, el máximo realizable y su respectiva mediana. Estos datos fueron estimados con una certidumbre del 90%.

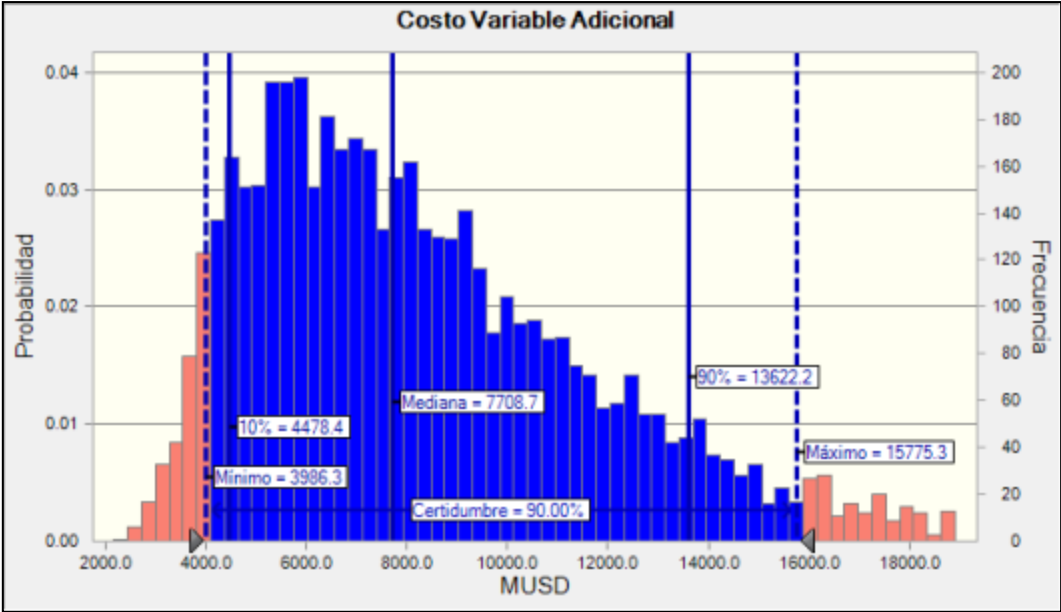
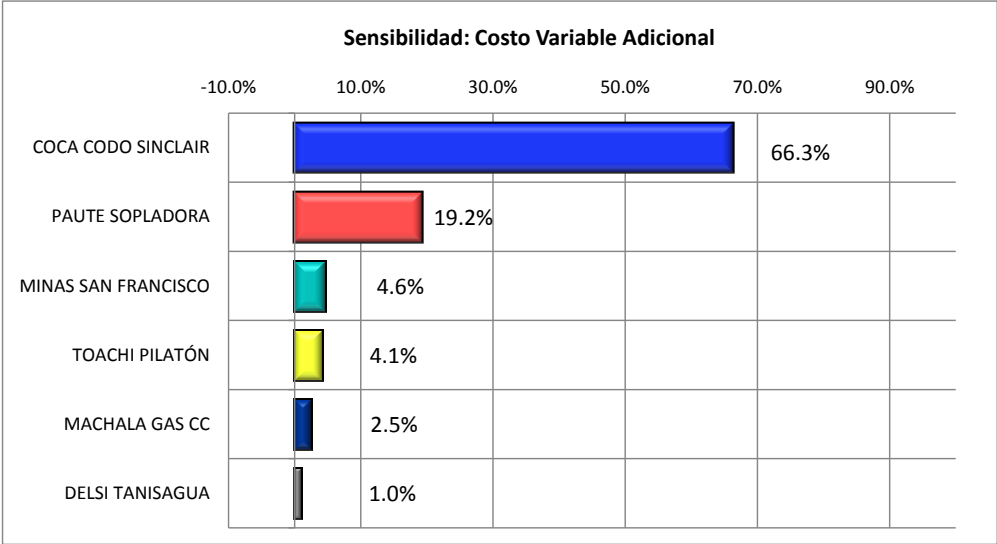


FIG. 2.16: IMPACTO OCASIONADO POR EL RETRASO DE PROYECTOS EN LOS COSTOS VARIABLES DEL PARQUE HIDROTÉRMICO

En la **FIG. No. 2.17** se muestra el grado de sensibilidad que presentan los proyectos del PEG 2013-2022 con relación al costo de operación adicional, en este sentido, el proyecto de mayor incidencia económica representativa es Coca Codo Sinclair con 66,3 %. Es decir, el peor impacto negativo se da si ocurren retrasos en los proyectos: Coca Codo Sinclair, Paute Sopladora, Minas San Francisco y Toachi-Pilatón.



**FIG. 2.17: PROYECTOS CON MAYOR SENSIBILIDAD EN SU EJECUCIÓN**

## ANEXO 3.C

### 3. ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN

#### 3.1 Introducción.

Durante los últimos años, la política energética se ha convertido en un tema prioritario dentro del panorama energético nacional y, por supuesto, también en el ámbito mundial. En el Ecuador, la infraestructura energética se basa en el consumo de combustibles fósiles en cerca del 50% de la generación nacional, el resto es predominantemente hidroeléctrico, dependiendo únicamente de un embalse y una central para poder tener la suficiente reserva de energía y satisfacer la demanda del país, hasta que la mayoría de proyectos emblemáticos entren en operación.

El cada vez menos disponible recurso de combustibles fósiles y su encarecimiento, obliga a la búsqueda de alternativas energéticas más económicas y más autosustentables, para llegar así a la meta de un Ecuador autosuficiente energéticamente, contando además con tecnologías amigables con el medio ambiente.

Para tener acceso a un mejor escenario energético, se deberán seleccionar adecuadamente las futuras fuentes de energía del país y, con ello, diversificar la matriz energética e impulsar los procesos productivos y la economía. La penetración de tecnologías renovables es aún mínima en relación a las metas contempladas en el Plan Maestro con horizonte al año 2021.

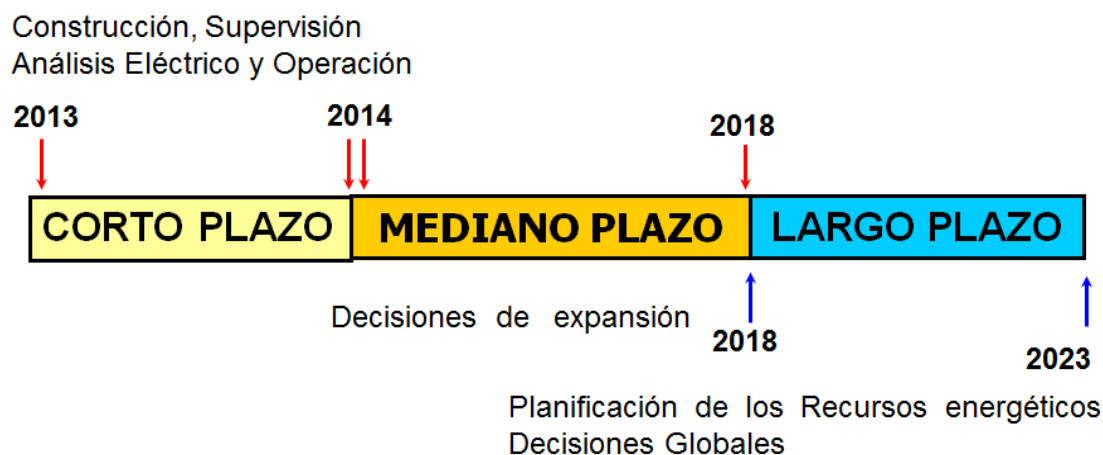
La mejor estrategia de expansión energética significa tener la capacidad de realizar una planificación consensuada entre los distintos actores energéticos, vigilar la ejecución de aquellos planes y efectuar las correcciones y ajustes necesarios según la evolución de éstos en el tiempo (corto, mediano y largo plazo).

La planificación de la expansión de la generación eléctrica contempla una proyección macro de la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda futura, obtenida ésta, mediante proyecciones y directrices de hacia donde se requiere dirigir el consumo de la población.

Para el caso de Ecuador, el horizonte de análisis de largo plazo ha sido considerado en 10 años, en el cual han sido modelados proyectos de generación de diversa tecnología, con costos actualizados al periodo de estudio y con proyecciones de demanda conforme la visión actual del sector eléctrico y que obedecen a decisiones globales en el ámbito de país y a lineamientos y políticas energéticas estratégicas. Para el análisis de mediano plazo, se considera un tiempo de 4 años, en el cual se deberán tomar decisiones y correcciones para los próximos periodos de análisis. En el periodo de análisis de corto plazo, un año, se debe verificar el cumplimiento de los proyectos y metas, resultado de la planificación en los periodos anteriores y las necesidades inmediatas de la operación en tiempo real para la infraestructura eléctrica. **FIG. No. 3.1.**

La complementariedad entre el seguimiento de corto, mediano y largo plazo, en los planes de expansión realizados determinarán los proyectos de infraestructura impostergables que se deben cumplir para satisfacer la demanda futura y actual (cambiante de manera dinámica en el corto plazo), la meta es el balance social, la auto sostenibilidad energética y ambiental y el cumplimiento

de niveles establecidos de seguridad y confiabilidad del abastecimiento para el sistema eléctrico nacional. Esto hace que la planificación sea un ejercicio de toma de decisiones dinámicas en el tiempo, debiendo realizarse ajustes y revisiones de manera periódica a medida que varía el crecimiento de la demanda, con el ingreso de industrias e innovación tecnológica (transporte eléctrico, minería, siderurgia y petroquímica), escenarios capaces de modificar las condiciones iniciales de una planificación de expansión de la generación.



**FIG. No. 3.1: HORIZONTES DE ESTRATEGIAS DE EXPANSIÓN.**

La planificación y gestión de un sistema eléctrico es una tarea compleja que interrelaciona distintas actividades y aspectos multidisciplinarios en el tiempo, financiamiento de proyectos, costos e inversiones, costos de oportunidad de proyectos estratégicos, diversificación de tecnologías, análisis de riesgos, políticas tarifarias y valores de la energía por unidad energética, aspectos sociales y subsidios, recursos humanos, aspectos sociales y de medioambiente, situaciones y escenarios que deberán ser absolutamente claros, para que los protagonistas de la toma de decisiones elijan la mejor opción.

La planificación de un sistema eléctrico es el resultado de un análisis de largo plazo con la planificación de la expansión en la capacidad de generación y transmisión asociada. En el mediano plazo la programación de mantenimientos y la coordinación hidrotérmica, establece el marco, en el que se materializa el planeamiento de corto plazo, despacho económico diario, y la operación en tiempo real.

Las decisiones de expansión deben basarse en los resultados obtenidos en simulaciones realizadas mediante modelos de cálculo mundialmente utilizados que se basan en consideraciones y restricciones de eficiencia económica, de demanda y operativos, con el debido sustento matemático para el análisis técnico del sistema eléctrico.

El criterio técnico que sustenta el proceso de planificación y la toma de decisiones es, sin duda, la maximización de la utilidad social en el consumo y producción de energía eléctrica. Las metodologías de optimización, minimizan los costos de inversión de los proyectos candidatos y minimizan los costos operativos de los proyectos existentes y elegidos, pero el criterio matemático de decisión deberá ser discutido y consensuado para ser aplicado. La experiencia del planificador y el sentido común, determinará la selección de uno u otro proyecto para cubrir las necesidades básicas de la sociedad, sin poner en riesgo la infraestructura del sistema eléctrico (transmisión y generación) y manteniendo la diversificación y reservas suficientes para las futuras generaciones.



## 3.2 Expansión en el corto plazo

La planificación operativa de mediano plazo (Plan Anual Operativo - PAO) se lleva a cabo anualmente y es elaborada por la Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), organismo que efectúa el despacho económico centralizado y la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional, la programación operativa proporciona las entradas para el proceso de ajuste en tiempo real y la toma de decisiones operativas en el corto plazo. La planificación operativa de corto plazo se refiere a la planificación semanal y/o diaria necesaria para la operación en tiempo real de un sistema eléctrico de potencia (unit commitment).

La planificación de la expansión de corto plazo se sustenta en la supervisión y seguimiento de la ejecución financiera y física de las obras y proyectos asociados (transmisión) de las fuentes de generación que fueron seleccionadas mediante la planificación de largo plazo.

El seguimiento al avance de la infraestructura y las condiciones de la operación en tiempo real del sistema de generación existente deben ser analizados para el establecimiento de políticas y toma de decisiones inmediatas sobre los cronogramas de los proyectos en construcción.

Desde la creación del CONELEC en el año 1997, se ha elaborado el Plan Maestro de Electrificación, el cual es de cumplimiento obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado, cada plan ha sido obtenido mediante estudios, planificación y coordinación con los distintos actores del sector eléctrico.

Si bien la planificación ha sido elaborada y actualizada de forma periódica, su cumplimiento por parte de los actores del sector eléctrico no ha sido el adecuado desde la creación del MEM. Diferentes políticas y diferentes gobiernos han tenido puntos de vista y decisiones no necesariamente ajustadas a los resultados de los planes elaborados, lo que ha dado como resultado la desadaptación de la oferta y demanda del sistema eléctrico nacional.

Desde hace menos de una década, se ha dado un mayor cumplimiento a los planes propuestos, debido básicamente a un mayor financiamiento estatal a proyectos de transmisión (interconexión con Colombia) y generación (San Francisco y Mazar). La propuesta actual, a través de este plan de expansión de la generación, es la de realizar diferentes ajustes a la planificación de largo plazo y realizar el control eficiente de las metas trazadas. La supervisión realizada en los proyectos actualmente en marcha, junto con la promulgación de regulaciones para incentivar la inversión en fuentes renovables de energía, son los indicadores de que la institución está encaminada hacia el seguimiento más minucioso del sector eléctrico ecuatoriano.

## 3.3 Expansión en el mediano plazo

El crecimiento de la oferta energética de mediano plazo implica la consolidación de infraestructura planificada en el largo plazo y ajustada al momento de la decisión de su ejecución. El mediano plazo es el periodo de tiempo en el cual se decide la ejecución de proyectos planificados en el horizonte de largo plazo considerando las condiciones reales de crecimiento de la demanda.

El periodo de análisis considera 4 años, (2014 inclusive hasta el 2017), periodo de tiempo en el cual, en base a la proyección de la demanda y considerando el cumplimiento de cronogramas de proyectos de generación, se prevén reservas de potencia capaces de satisfacer y garantizar la confiabilidad en la operación del SNI. En este contexto se hará el seguimiento respectivo a los proyectos asociados de transmisión, los cuales deberán ser concluidos y estar listos en plazos necesarios para la incorporación de los proyectos de generación planificados.

### 3.3.1 Verificación de cumplimiento de planes anteriores y ajustes operativos

En el horizonte de tiempo que le compete a una estrategia de expansión en el mediano plazo (2-4 años), se deberá verificar el cronograma de cumplimiento de los proyectos en marcha y realizar ajustes para los futuros planes considerados en el largo plazo. Este criterio de supervisión permite realizar las rectificaciones necesarias para cumplir con los objetivos planteados en el largo plazo.

La programación de mediano plazo implica también la determinación y coordinación de los ciclos de mantenimiento de las centrales de generación existentes, para conseguir que la demanda proyectada sea abastecida en las mejores condiciones técnicas; ajustando la programación a la disponibilidad del parque hidrotérmico existente y coordinando el cumplimiento de despacho de mediano plazo. Las acciones de corrección propuestas por el planificador, se encaminarán a tomar las medidas necesarias para crear nuevos proyectos de generación, obtenidos del análisis de mediano plazo, así como sugerir la implementación de acciones correctivas urgentes para mantener la armonía en el despacho de energía del S.N.I.

La gestión del combustible requiere una planificación cuidadosa, adecuadas políticas de manejo de embalses, para proporcionar suficientes reservas en el sistema; deberán también ser consideradas dentro de la planificación de mediano plazo y aplicar una adecuada operación hidrotérmica.

## 3.4 Expansión en el largo plazo

El ámbito de la planificación de largo plazo considera el periodo comprendido a partir del año 5 hasta el año 10 ó 15, según sea el horizonte planificado, **FIG. No. 3.1**.

Las decisiones de largo plazo son decisiones globales y determinan las metas de un sistema eléctrico en su infraestructura tanto de generación como de transmisión. La oferta futura disponible deberá cubrir las previsiones de crecimiento de la demanda, proyectada dentro de un mismo horizonte, brindando la información sobre detalles de fuentes y tipos de energía basada en alternativas tecnológicas existentes en el tiempo adecuado y de sus costos actualizados (renovables y no renovables). Lo anterior proporciona una herramienta útil para la toma de decisiones energéticas en el futuro, basados en criterios de confiabilidad, análisis de riesgos, impacto ambiental, políticas de diversificación de fuentes, producción local de combustibles o exportaciones y cambios en la matriz energética de consumo y producción, dando como resultado el tipo, la capacidad y el momento adecuado para iniciar los estudios de nueva generación y el momento en que será necesario su aporte productivo al sistema eléctrico.

Los horizontes de tiempo lejanos considerados en la planificación de largo plazo, sirven para elegir entre otros, aquellos proyectos que deben ser capaces de proporcionar un adecuado retorno de la inversión, por ello se consideran grandes proyectos de elevadas inversiones y con un tiempo de vida útil alto, lo que proporcionará un gran beneficio debido a los años de operación de la central (30 años térmicas y 50 años hidroeléctricas). Sin duda, dado el horizonte de tiempo de estos estudios, la incertidumbre es un factor muy determinante por lo que será necesario trabajar con múltiples escenarios así como con variables probabilísticas y adoptar criterios de selección de alternativas, que podrían basarse en: minimización de costos medios esperados, minimización del riesgo, etc. También son considerados proyectos de pequeña inversión y de tiempo de construcción corta, para que aporten con firmeza al sistema, así como brindar la diversificación necesaria a la generación eléctrica.

Una base de datos consistente y confiable es primordial para la evaluación de proyectos en el largo plazo, datos de tipos de centrales, costos fijos y variables, costos de inversión, datos históricos de

demanda, hidrología y fallas o mantenimientos, entre otros, son consideraciones esenciales para un apropiado modelamiento del sistema eléctrico a futuro. La elección de un determinado grupo de tecnologías de generación o una alternativa sustentable, determinará los costos para cubrir la proyección de la demanda y, por ende, los valores de inversión para los planes de expansión. Generalmente la solución óptima se basa en el cálculo de los costos de expansión o inversión (OPTGEN) junto con el cálculo de los costos de operación (SDDP), la solución de mínimo costo es la combinación óptima de estos dos cálculos.

Las decisiones de expansión de la generación en el largo plazo serán dinámicas en el tiempo y deberán ser revisadas periódicamente en la medida de que el crecimiento real de la demanda, las innovaciones tecnológicas, los precios de combustibles, etc., modifiquen las hipótesis y escenarios considerados en la planificación de la expansión de la generación.

### **3.4.1 Planificación de los recursos energéticos en el horizonte futuro**

La diversificación de tecnologías permitirá preservar los recursos propios disponibles para su utilización en el futuro y para el bienestar de las nuevas generaciones.

La base de datos de proyectos se la conoce como el “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, cuya última versión es al 2009 y consiste en una descripción básica de los proyectos existentes de generación, hidroeléctricos, térmicos y renovables. Consta de un listado detallado de centrales de generación en diferentes tipos de tecnologías, para las cuales se presenta el estado en que se encuentran sus proyectos: inventario, prefactibilidad, factibilidad, diseño para licitación o construcción. Se enumera también diferentes tipos de proyectos con energías alternativas como geotermia, eólicos y solares.

El listado de proyectos aptos para participar en la optimización de la simulación energética del sistema eléctrico se determina en base a consideraciones de cercanía a la demanda, facilidades de conexión a la red eléctrica nacional, nivel de impacto ambiental, potencia o capacidad óptima requerida para aportar a la demanda proyectada, características técnicas de calidad del servicio y seguridad del sistema, su pertenencia a una vertiente determinada, características que son básicas para aplicar a la selección de determinando tipo de proyecto de generación.

Para el caso de una central térmica, la selección de ubicación, potencia y aspectos ambientales (emisiones CO<sub>2</sub>) estarán determinados por las necesidades técnicas y ubicación del combustible (transporte), además de aspectos relevantes de la demanda a suplir. Todo esto permite que un proyecto tenga las características técnicas, sociales, ambientales y energéticas indispensables para ser tomado en cuenta en su elección como una propuesta viable para alcanzar las metas energéticas del Ecuador, enmarcadas dentro del Plan Nacional para el Buen Vivir y de la Agenda Sectorial emitida por el MEER.

Los estudios energéticos son complementados con estudios eléctricos para determinar el impacto que tienen las nuevas fuentes de generación sobre el sistema existente y determinar además las características del sistema nacional de transmisión y las adecuaciones necesarias a ser implementadas para su expansión. Equipamiento adicional será necesario para adecuar el sistema de transmisión a las nuevas condiciones de generación y demanda, involucrando nuevas inversiones que deberán ser consideradas en toda la evaluación económica de la expansión total del sistema, incluyendo la generación y transmisión.

Al igual que para una central hidroeléctrica se consideran las condiciones hidrológicas para determinar su aporte energético al sistema eléctrico; para una central térmica se deberá considerar los aspectos del combustible a ser utilizado. El transporte del combustible, su disponibilidad, su poder calorífico y el impacto ambiental son consideraciones básicas en un proyecto térmico.

### **3.4.2 Interdependencia de proyectos de generación y transmisión**

Un gran porcentaje de los proyectos de generación eléctrica en el Ecuador se encuentran distribuidos a lo largo de toda la geografía nacional y lejos de los grandes centros de consumo como lo son Quito y Guayaquil. Sería deseable que la generación sea instalada cerca de estos centros de consumo y también ideal que estén operando cerca del sitio de producción del combustible para su funcionamiento, pero por la naturaleza propia de dichos proyectos y la ubicación de las fuentes de energía primaria, esto no es posible en la mayoría de los casos.

Algunas de las centrales térmicas se encuentran lejos de los grandes centros poblados a causa de los problemas de contaminación por el combustible que utilizan y debido al peligro que implica el uso de derivados de petróleo inflamables así como a la contaminación por ruido y otros factores atmosféricos y ambientales.

Por estas causas es la red de transmisión la encargada de trasladar la electricidad generada hasta los centros de consumo. Las economías de escala inherentes a la construcción de grandes proyectos de generación, con capacidades cada vez mayores y ubicaciones remotas, implican la necesidad de corredores de evacuación eléctrica hacia subestaciones en los centros de consumo.

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

La expansión de la red de transmisión está supeditada a las necesidades de los nuevos proyectos de generación y al crecimiento de la demanda. Generalmente los costos asociados de proyectos de expansión de transmisión debido a la nueva generación son mucho menores a éstos, al igual que sus tiempos de construcción, con excepciones debidas a las distancias geográficas.

Con la expansión de la generación y con el crecimiento de la demanda, se planifica la expansión de la transmisión realizando el análisis de costos y estudios técnicos de la mejor opción a construir (costos operativos, pérdidas en el sistema, confiabilidad). En este contexto, es necesaria la realización de análisis de confiabilidad y seguridad operativa del sistema para un horizonte de mediano plazo.

El impacto al ambiente provocado por la expansión de los sistemas de transmisión debido a utilización de terrenos, cruce sobre zonas protegidas, etc., ha derivado en la investigación de equipamiento que permita ampliar la capacidad de las líneas de transmisión existentes a través del uso de dispositivos FACTS.

## **3.5 Decisiones globales de expansión. Criterios de autoabastecimiento: reservas y excedentes**

Conforme a las premisas para la ejecución de un Plan de Expansión de la Generación basadas en las Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador [1], la Agenda

Sectorial del Sector Eléctrico [2] y el Plan Nacional para el Buen Vivir, los resultados obtenidos se enmarcarán en los objetivos planteados en dichos documentos, mediante los cuales se podrán tomar las decisiones globales de expansión, cuyos resultados se presentan en el PME 2013-2022 y permiten vislumbrar el futuro energético del Ecuador como un país energéticamente autosustentable (autarquía), con proyecciones de cambio en su matriz energética y con posibilidades de ser un exportador de energía en la región.

La planificación de la expansión de la generación bajo los criterios expuestos en los numerales previos, permitirán el cambio de la matriz energética del Ecuador, la cual es clave para el desarrollo económico del país.

La diversificación de las fuentes de generación, mediante el uso apropiado de fuentes eficientes con energías renovables, así como la utilización de energía no renovable eficiente y los proyectos calificados como emblemáticos que desarrolla el Estado, han permitido pensar en un cambio industrial en el Ecuador con visión hacia el futuro y compromiso nacional cuyos resultados serán palpables en el mediano plazo, con efectos trascendentales en beneficio de la sociedad y la economía ecuatoriana.

La situación pasada del sector eléctrico alertó a sus autoridades y al gobierno nacional para tomar las acciones necesarias que eviten volver a sufrir las consecuencias que implican un déficit energético. Las políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador y la Agenda Sectorial del Sector Eléctrico, además de otros lineamientos y políticas sectoriales que aportarán principios a seguir, junto con los resultados obtenidos en éste Plan de Expansión de Generación, permitirán cumplir con los objetivos planteados.

La planificación de la expansión de la generación, producto de un trabajo minucioso del CONELEC, ha sido elaborada con una visión global de país, teniendo presente las realidades de todos los sectores de la economía nacional, previendo su expansión hacia el desarrollo y la modernización de los sectores productivos, que con su progreso y perfeccionamiento brindarán a la sociedad un mejor futuro y el objetivo planteado en el Buen Vivir.

Los esfuerzos de la gestión gubernamental se han centrado en la promoción e incentivo a los proyectos de generación eléctrica necesarios para proporcionar la energía suficiente y necesaria a fin de suplir un nuevo futuro energético en el Ecuador.

### **3.6 Hidrología y complementariedad**

Las dos vertientes que están presentes en el Ecuador continental son: la vertiente del Pacífico y la vertiente del Amazonas. Las grandes centrales hidroeléctricas se encuentran en su mayoría en la vertiente del Amazonas, cuyo régimen fluvial cuenta con la presencia de lluvias entre abril y septiembre en tanto que su periodo de estiaje se presenta entre octubre y marzo. Los embalses más representativos de cada vertiente son el de Daule Peripa con su central Marcel Laniado de Wind en la vertiente del Pacífico y el embalse de Mazar con las centrales de Paute-Mazar y Paute-Molino (embalse Amaluza, regulado por Mazar) en la vertiente amazónica. Entre éstos dos embalses se produce una cuasi complementariedad (octubre a diciembre no se complementan), que ayuda en cierta medida a un adecuado programa de manejo para conservar reservas energéticas en el S.N.I. durante los meses de estiaje.

El comportamiento hidrológico en la cuenca del Daule está marcado principalmente por dos periodos bien diferenciados, el primero, el periodo lluvioso entre los meses de enero a junio con máximos en los meses de marzo y abril, lo que es claramente apreciable con las lluvias que se

presentan anualmente en la región Litoral El periodo seco se hace presente entre los meses de julio a diciembre, con mínimos en octubre y noviembre.

Por otro lado, el comportamiento hidrológico en la cuenca del río Paute presenta su periodo de lluvias de manera histórica para los meses comprendidos entre abril a septiembre con máximos en los meses de junio y julio, y el estiaje comprendido entre octubre a marzo, con mínimos en los meses de diciembre y enero. La región interandina, lugar en donde nacen los ríos que aportan como afluentes al río Paute (embalses de Mazar y Amaluza), presentan precipitaciones débiles durante el periodo entre septiembre y marzo y lluvias de gran intensidad durante los meses de abril y mayo, lo que provoca grandes crecidas en los ríos de Azuay y Cañar, principales afluentes del río Paute, por otro lado el aporte de la hidrología de la región amazónica con temporadas de lluvias entre abril y septiembre, aportan con sus caudales altos a la cuenca baja del río Paute, haciendo que éste mantenga sus caudales altos durante esa época del año.

La mayoría de proyectos en marcha pertenecen a la vertiente del Amazonas, siendo necesario a futuro prever la construcción y operación de centrales en la vertiente del Pacífico con la finalidad de mejorar la característica de complementariedad hidrológica entre los proyectos hidroeléctricos del Ecuador.

Para el caso del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, sus periodos de lluvia y estiaje se encuentran definidos de la siguiente forma: de abril a septiembre el periodo lluvioso con máximos en los meses de junio y julio; y, un periodo seco de octubre a marzo con mínimos en diciembre y enero, un comportamiento similar a la cuenca del río Paute, por lo que se considera como un régimen amazónico.

Con lo expresado en las líneas anteriores, la complementariedad entre las dos vertientes no es completa ya que existen meses en los cuales estas vertientes mantienen un régimen hidrológico bajo (octubre a enero). Mientras que para los meses de febrero a marzo la vertiente del Pacífico presenta regímenes hidrológicos altos que complementan a los caudales bajos de la vertiente del Amazonas; y, de manera similar o complementaria, la vertiente amazónica presenta caudales altos durante los meses comprendidos entre abril a septiembre comparados con la hidrología baja presente en la vertiente del Pacífico para esos mismos meses.

Una mayor firmeza en la producción de energía eléctrica es especialmente necesaria para los meses en donde existen bajos caudales y por ende déficit de energía almacenada en los grandes embalses de cada vertiente, por lo que se requiere del aporte de centrales térmicas para brindar al sistema eléctrico nacional adecuadas condiciones de calidad y seguridad.

La planificación del parque generador del país está encaminada al máximo aprovechamiento de los recursos hídricos para su aporte al S.N.I. a través de la construcción de centrales hidroeléctricas en la vertiente del Pacífico y además de centrales térmicas eficientes a gas y con fuentes renovables (eólicas, solares y geotérmicas) para brindar al firmeza requerida en el corto plazo al sistema eléctrico ecuatoriano. El presente Plan de Expansión de la Generación cumple con el objetivo de establecer en el mediano y largo plazo la firmeza y el máximo aprovechamiento de las fuentes de generación para brindar la seguridad y calidad energética en el S.N.I.

### **3.6.1 Distribución de la generación futura**

La precipitación promedio multianual del Ecuador es de 2.087 mm/año. Si se considera el área total de 256.370 km<sup>2</sup>, que incluye la parte continental y la región insular; el volumen de agua que cae por efecto de las lluvias al país es de aproximadamente 535.000 Hm<sup>3</sup>. La parte continental está dividida en dos vertientes hidrográficas: la del Océano Pacífico y la del Amazonas o del Atlántico; esto se debe a las especiales condiciones geomorfológicas del Ecuador. La Cordillera de Los

Andes divide al territorio continental en las dos redes fluviales o vertientes antes indicadas. Ambas vertientes se dividen en sistemas hidrográficos y éstos en cuencas y subcuencas hidrográficas que se identifican de acuerdo al río que forma su cauce principal.

El potencial hídrico estimado, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 16.500 m<sup>3</sup>/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71% y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del País.

Con relación al potencial hidroeléctrico, cuyo tratamiento se amplía en el Anexo 1, se puede resumir lo siguiente:

- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Ecuador continental: 90.976 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Ecuador Continental: 37.981MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Amazonas: 66.501 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Amazonas: 29.404 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales medios, Vertiente del Pacífico: 24.475 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico calculado con caudales secos (90% garantía de excedencia), Vertiente del Pacífico: 7.647 MW
- Potencial hidroeléctrico teórico, calculado con caudales medios, de las 11 cuencas hidrográficas seleccionadas: 73.390 MW
- Potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 30.865 MW
- Potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable en las 11 cuencas hidrográficas: 21.903 MW
- Potencial aprovechado en el Ecuador (suma de la capacidad de las centrales hidroeléctricas en operación): 2.273 MW de potencia nominal y 2.246 MW de potencia efectiva, que equivalen al 10,3% del potencial técnica y económicamente aprovechable.

Como se observa, el potencial hidroeléctrico de la vertiente Amazónica es bastante mayor que el potencial de la vertiente del Pacífico.

Por otro lado, la mayoría de las grandes centrales hidroeléctricas se encuentran en la vertiente amazónica: Paute Molino (1.100 MW), San Francisco (230 MW), Paute Mazar (167 MW), Agoyán (156 MW), Pucará (73 MW); mientras que la única gran central hidroeléctrica de la vertiente del Pacífico es Marcel Laniado de Wind (213 MW). Más del 80% de la capacidad hidroeléctrica instalada en el Ecuador se encuentra en la vertiente Amazónica, situación que representa una vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica al régimen pluvial amazónico.

En el Plan de Expansión 2013 – 2022 propuesto, se han incorporado proyectos tanto de la vertiente del Amazonas como de la vertiente del Pacífico. En la vertiente del Amazonas se incorporarían 2.918 MW, con una producción energética media anual de 16.249 GWh. En la **Tabla No. 3.1** se presentan los proyectos de generación que se han planificado para el periodo 2013-2022 en la vertiente amazónica. En la vertiente del Pacífico se incorporarían 912 MW, con una producción media anual de 4.546 GWh, **En la Tabla No. 3.2** se presentan los proyectos de generación que se han planificado para el periodo 2013-2022 en la vertiente del Pacífico.

En potencia instalada se tendría una relación Amazonas / Pacífico de: 3,20 a 1,0

En energía media anual se tendría una relación Amazonas / Pacífico de 3,57 a 1,0

**TABLA No. 3.1: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DEL PEG, VERTIENTE AMAZONAS**

Operación completa desde 1 de	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia
jun-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	2,25	17	Zamora Chinchipe
dic-13	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Privado	29,2	175	Tungurahua
mar-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	En construcción	Público	21,0	125	Cañar
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	En construcción	Público	7,00	32	Azuay
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	3,96	23	Zamora Chinchipe
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	En construcción	Público	10,0	64	Napo
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	487,0	2 270	Azuay y Morona Santiago
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	En construcción	Privado	48,1	315	Morona Santiago
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	116,0	904	Zamora Chinchipe
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	En construcción	Público	50,0	353	Napo
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	1 500,0	8 743	Napo y Sucumbios
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Privado	30,0	210	Zamora Chinchipe
oct-19	Baeza	CELEC EP Enernorte	En estudios	Público	50,0	318	Napo
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	564,0	2 700,0	Morona Santiago
				<b>TOTAL</b>	<b>2 918</b>	<b>16 249</b>	

**TABLA No. 3.2: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DEL PEG, VERTIENTE DEL PACÍFICO**

Operación completa desde 1 de	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia
abr-13	Baba	Hidrolitoral EP	En construcción	Público	42,0	161	Los Ríos
nov-13	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	8,0	45	Bolívar
feb-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	5,95	37	Pichincha
sep-14	Sigchos	Triolo Italia S.R.L.	En construcción	Privado	17,4	125	Cotopaxi
nov-14	Manduriacu	CELEC EP Enernorte	En construcción	Público	60,0	349	Pichincha
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	En construcción	Público	253,0	1 190	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	En construcción	Público	276,0	1 290	Azuay
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Negociación previa a la construcción	Público	80,0	381,0	Pichincha
oct-21	Chirapí	CELEC EP	En estudios	Público	169,2	968	Pichincha
				<b>TOTAL</b>	<b>912</b>	<b>4 546</b>	



### **3.6.2 Susceptibilidad del sistema hídrico ecuatoriano al cambio climático**

El antecedente de una crisis energética debido a un estiaje severo en el año 2009 (bajos caudales afluentes en las cuencas hidrográficas de las grandes centrales del país), ha condicionado la planificación de la expansión de la generación del S.N.I. Esta incertidumbre tradicionalmente ha sido considerada mediante la predicción de caudales basada en el análisis estadístico de series históricas, la que muchas veces no acierta en el comportamiento real, como se ha comprobado mediante análisis estadísticos; en este punto es en donde se introduce el concepto de una nueva incertidumbre la misma que está afectando el comportamiento natural de los caudales, ésta es el efecto del cambio climático global, lo que pudiera ser un causal para los desaciertos significativos en las predicciones de caudales.

La vulnerabilidad en el sistema eléctrico ecuatoriano se acentúa en condiciones extremas de sequía, evento que históricamente se ha presentado en los años 1992, 1995 y 2009, trayendo como consecuencia episodios de racionamiento eléctrico, acciones técnico-operativas para disminuir el consumo (calidad del servicio, voltaje y frecuencia) y un aumento de las importaciones de energía desde Colombia y Perú, situaciones que se han agravado aún más debido a similares condiciones climáticas de los países vecinos.

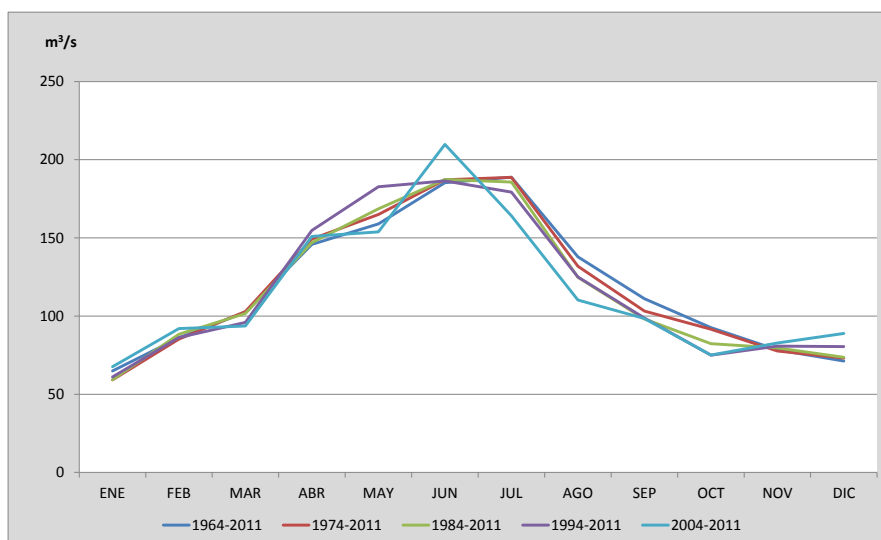
El abastecimiento deficiente de energía al S.N.I. en los periodos de estiaje, ha tenido su principal causa en el diferimiento prolongado por varios años en la construcción de grandes centrales con embalses capaces de proveer de energía en los meses críticos, además de ser complementarios entre sí, así como en la inversión tardía en centrales térmicas eficientes, útiles para dar firmeza suficiente al sistema.

Las medidas oportunas propuestas a partir de una planificación adecuada, determinarán la infraestructura en generación necesaria para afrontar con éxito eventos hidrológicos extremos, este Plan de Expansión de la Generación ha sido desarrollado en base al análisis de un modelo estocástico, basado en la evaluación de caudales medios futuros. Uno de los objetivos planteados fue la reducción de la vulnerabilidad del sistema eléctrico a estiajes prolongados en la cuenca amazónica. Sin embargo, la externalidad del cambio climático debe ser considerada ya que, la evolución en el comportamiento de los caudales no obedece exclusivamente a un comportamiento histórico sino que se encuentran evolucionando en el tiempo influenciado por el cambio climático y la intervención humana en el ecosistema [19].

Los criterios adoptados para la planificación de la Expansión de la Generación 2013-2022, consideran, entre otros, la selección de proyectos en la vertiente del Pacífico así como la incorporación de generación renovable en el largo plazo. Para el corto plazo se prevé generación hidroeléctrica y térmica eficiente (Gas del Golfo) en aquellas zonas en donde las condiciones de calidad técnica del sistema lo requieren.

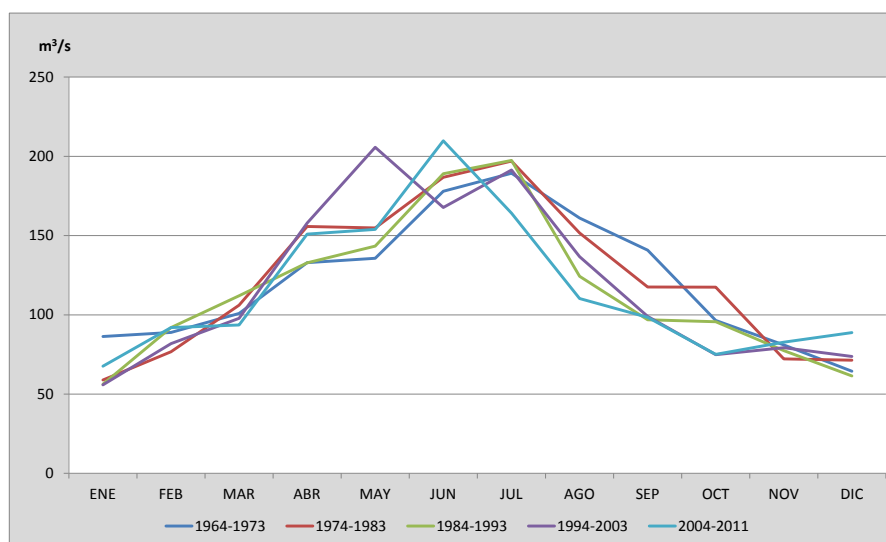
Entre otros aspectos, las consecuencias del cambio climático y su influencia en los ciclos hidrológicos se pueden resumir en: episodios extremos de periodos de lluvia intensa pero de corta duración y periodos de sequías extremas y de larga duración (situación indicativa de la alteración climática). Las variaciones en la composición química del agua debido a las temperaturas elevadas de la atmósfera, el descongelamiento de los glaciares, principal fuente de agua dulce que origina y alimenta los ríos de las cuencas andinas, la mayor evaporación tanto en los ríos afluentes como en los propios embalses, plantean claramente un impacto en la forma de concebir la disponibilidad futura de los recursos hídricos y por ende, de los servicios relacionados, como es la producción de energía hidroeléctrica, que para el caso del Ecuador se encuentra estrechamente ligada tanto al plan de expansión de la generación del sistema nacional como a la operación del mismo.

A continuación, se presentan gráficos con los caudales medios mensuales de ingreso al embalse Amaluza en distintos períodos. Si se compara la curva correspondiente al período 1964-2011 con la curva 2004-2011, se puede observar un incremento del caudal medio en el mes de junio y un decremento en octubre.



**FIG. No. 3.2: CAUDALES MEDIOS MENSUALES PAUTE, EMBALSE AMALUZA, DISTINTOS PERÍODOS**

En la siguiente figura se han graficado períodos de diez años desde 1964, con excepción del último, que es de ocho años. Se observa que en la curva 1994-2003 se incrementan los caudales medios de mayo, mientras que en la curva 2004-2011 se incrementan los caudales medios en junio, desplazándose el mes históricamente más lluvioso que es julio.



**FIG. No. 3.3: CAUDALES MEDIOS MENSUALES PAUTE, EMBALSE AMALUZA, PERÍODOS DECENALES**

En resumen, el efecto del cambio climático es la modificación en el patrón de caudales, incrementándose los caudales de estiaje en época seca y los caudales de crecida en época húmeda, efecto que solo puede ser afrontado con embalses de gran regulación. De ahí la necesidad de estudiar posibles aprovechamientos hidroeléctricos con embalses de regulación mensual y multimensual.

### **3.6.3 Estiajes y crecidas en el periodo de los últimos 10 años**

El Ecuador sufrió de racionamientos de energía eléctrica entre noviembre de 2009 y enero de 2010, debido especialmente a los bajos caudales que alimentan el embalse Amaluza y la central Paute Molino (1.100 MW).

Si se realiza un análisis de los últimos 10 años (2002 – 2011) se puede observar lo siguiente:

- Si se considera un caudal medio mensual multianual de 118,6 m<sup>3</sup>/s, este valor fue superado en tres años: 2007 (128,6 m<sup>3</sup>/s), 2008 (146,5 m<sup>3</sup>/s) y 2011 (141,6 m<sup>3</sup>/s).
- Se presentó un caudal medio anual menor al valor de 118,6 m<sup>3</sup>/s en siete años: 2002 (99,4 m<sup>3</sup>/s), 2003 (104,8 m<sup>3</sup>/s), 2004 (108,3 m<sup>3</sup>/s), 2005 (105,8 m<sup>3</sup>/s), 2006 (95,2 m<sup>3</sup>/s) y 2010 (92,1 m<sup>3</sup>/s).
- En la época de racionamientos se tuvo lo siguiente: en noviembre de 2009, el caudal medio fue de 41,6 m<sup>3</sup>/s (siendo el medio para ese mes de 78,46 m<sup>3</sup>/s y un mínimo histórico de 31,4 m<sup>3</sup>/s); para el mes de diciembre de 2009 se presentó un caudal medio de 45,5 m<sup>3</sup>/s (siendo el medio de 69,6 y el mínimo histórico de 25,8 m<sup>3</sup>/s); y, en enero de 2010 se presentó un caudal medio de 40,7 m<sup>3</sup>/s (siendo el medio 66,6 y el mínimo de 33,8 m<sup>3</sup>/s).

Por tanto se puede concluir que en los últimos años, en la cuenca del río Paute se han presentado siete años con caudales medios menores al medio multianual y tres años con caudales medios mayores al medio multianual.

Para el caso del embalse Daule Peripa, central Marcel Laniado, representativo de la vertiente del Pacífico, se ha encontrado lo siguiente:

- Si se considera un caudal medio mensual multianual de 173,2 m<sup>3</sup>/s, este valor fue superado en tres años: 2002 (210,2 m<sup>3</sup>/s), 2008 (197,9 m<sup>3</sup>/s) y 2010 (221,3 m<sup>3</sup>/s).
- Se tuvo un caudal medio anual menor al valor de 173,2 m<sup>3</sup>/s en siete años: 2003 (139,6 m<sup>3</sup>/s), 2004 (99,8 m<sup>3</sup>/s), 2005 (100,9 m<sup>3</sup>/s), 2006 (117,4 m<sup>3</sup>/s), 2007 (128,22 m<sup>3</sup>/s) y 2011 (147,7 m<sup>3</sup>/s).
- En la época de racionamientos se tuvo lo siguiente: en noviembre de 2009, el caudal medio fue de 9,4 m<sup>3</sup>/s (siendo el medio para ese mes de 25,1 m<sup>3</sup>/s y un mínimo histórico de 0,5 m<sup>3</sup>/s, presentado en 2007); para el mes de diciembre de 2009 se presentó un caudal medio de 44,7 m<sup>3</sup>/s (siendo el medio de 54 y el mínimo histórico de 3,9 m<sup>3</sup>/s); y, en enero de 2010 se presentó un caudal medio de 181,5 m<sup>3</sup>/s (siendo el medio 155,9 y el mínimo de 12,8 m<sup>3</sup>/s).
- Entre agosto y diciembre de los años 2005 y 2007, se presentaron estiajes muy severos en Daule Peripa.

De manera similar a Paute Molino, se puede concluir que en los últimos años, en la cuenca del río Daule se han presentado siete años con caudales medios menores al medio multianual y tres años con caudales medios mayores al medio multianual.

Con la entrada en operación de la central Paute – Mazar (diciembre de 2010) se ha logrado mejorar la reserva energética del S.N.I. con el embalse de 410 Hm<sup>3</sup> de capacidad.

Debido a la actual composición del parque generador hidroeléctrico del país, donde la gran mayoría de las centrales instaladas en el SNI pertenecen a la vertiente del Amazonas, la baja producción de energía hidroeléctrica durante los meses de octubre a marzo conlleva a que el sistema eléctrico tenga que suplir la demanda de energía mediante el uso intensivo de centrales térmicas. Esta situación crea un nivel de vulnerabilidad en la operación del SNI si no existe la suficiente capacidad instalada en tecnologías que complementen la reducción en la producción de las centrales hidroeléctricas de esta vertiente, fuentes que cubran las necesidades de consumo de energía del país con adecuadas condiciones de calidad y seguridad.

Por lo expuesto, y dada la actual distribución espacial del parque generador del SNI, se ha hecho necesario tomar acciones encaminadas a reducir la dependencia entre la operación del sistema y las condiciones hidrológicas, tornando indispensable impulsar el desarrollo de nuevas centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica eficiente. Así mismo, es necesario disponer de las interconexiones de electricidad, como oferta y demanda de energía eléctrica de sistemas vecinos, para poder aprovechar las oportunidades de intercambio con base en esquemas solidarios, cumpliendo de esa manera las políticas establecidas al inicio del presente Plan Maestro de Electrificación.

### **3.7 Centrales de generación hidroeléctrica en construcción**

Con la planificación obtenida en el PME 2012-2021 y planes anteriores, se dio inicio a la construcción de una serie de proyectos hidroeléctricos, los que han sido considerados para el Plan de Expansión de la Generación 2013-2022 (PEG 2013-2022) como parte de la planificación de la generación de corto y mediano plazo; las centrales de generación hidroeléctricas consideradas llegan a un número de 12 centrales de carácter público y 7 de carácter privado, cuyas características constructivas generales se resumen una a continuación.

#### **Proyecto Isimanchi (2,25 MW)**

Central hidroeléctrica de 2,25 MW de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Sur S.A., ubicada en Zamora Chinchipe, que prevé un tiempo de construcción de 12 meses y cuyo ingreso se programa para mayo del año 2013; actualmente se encuentra en estado de construcción.

#### **Proyecto Mazar-Dudas (21 MW)**

Este complejo hidroeléctrico es considerado un proyecto emblemático y está compuesto por 3 centrales en cascada con el aprovechamiento de los ríos Mazar y Dudas y una capacidad total de 21 MW; ubicado en la provincia de Cañar y bajo la concesión a CELEC EP Hidroazogues, se compone de tres unidades de generación ubicadas en Dudas, Alazán y San Antonio, la fecha para la operación comercial propuesta se estima para febrero de 2014. Al momento se encuentran en construcción.

#### **Proyecto Saymirín V (7 MW)**

La central hidroeléctrica Saymirín forma parte del complejo hidroeléctrico Machángara que aprovecha los caudales de los ríos Chulco y Machángara, ubicados en la ciudad de Cuenca, Azuay. La modernización de las etapas I y II (6,4 MW) de la antigua central se ha denominado Saymirín V, para lo cual se aprovecharán las obras existentes del tanque de presión de estas unidades para acoplarlas al nuevo proyecto de 7 MW, además de otras obras necesarias como tubería de presión, edificio de control y cuarto de máquinas. La fecha para la operación comercial

de esta central se estima para marzo de 2014. A diciembre de 2012 el avance de las obras físicas se encuentra en el 35%.

#### **Proyecto Chorrillos (3,96 MW)**

La Central Chorrillos de 3,96 MW está a cargo de la empresa Hidrozamora EP, la obra está situada en la ciudad de Zamora y aprovecha las aguas del río del mismo nombre. Se prevé el inicio de su operación comercial para julio de 2014. A fines de diciembre de 2012 las obras se encuentran con un 72% de avance físico.

#### **Proyecto Victoria (10 MW)**

A cargo de la empresa Hidrovictoria S.A. se encuentra ubicado a 80 km al sureste de la ciudad de Quito y a 17 km de Papallacta, aprovecha los caudales del río Victoria y tendrá una potencia de 10 MW a través de 2 turbinas Pelton. La fecha para su operación comercial se estima para agosto de 2014. Las obras de vías de acceso, captación y conducción suman a diciembre de 2012 un avance total del 19%.

#### **Proyecto Manduriacu (60 MW)**

Este proyecto emblemático se encuentra ubicado en las parroquias Pacto y García Moreno (cantones Quito y Cotacachi), aprovecha los caudales de la cuenca baja del río Guayllabamba mediante 2 turbinas Kaplan de eje horizontal para generar 60 MW de potencia nominal, posee además un pequeño embalse y pertenece a la vertiente del Pacífico. Es parte del conjunto de proyectos emblemáticos y se encuentra a cargo de la Unidad de Negocio Enernorte de CELEC EP. La fecha para su operación comercial se la prevé para noviembre de 2014 y al momento el proyecto se encuentra en construcción.

#### **Proyecto Toachi-Pilatón (253 MW)**

Al frente de este proyecto emblemático se encuentra la Unidad de Negocio Hidrotoapi de CELEC EP, se prevé su ingreso para abril del 2015 con un aporte al S.N.I. de 253 MW desde sus dos centrales, Sarapullo de 49 MW y Alluriquín de 204 MW. El proyecto se encuentra ubicado en la provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas, posee un embalse de regulación semanal de 2 Hm<sup>3</sup> de capacidad y pertenece a la vertiente del Pacífico. A diciembre de 2012 registra un avance físico del 18%.

#### **Paute Sopladora (487 MW)**

Este proyecto emblemático aportará al sistema eléctrico ecuatoriano 487 MW de potencia nominal, se encuentra a cargo de la Unidad de Negocio Hidropaute de CELEC EP. Está ubicado entre las provincias de Azuay y Morona Santiago; consiste en el aprovechamiento de las aguas turbinadas de la Central Molino a través de 3 turbinas Francis (163 MW c/u). Su operación comercial está planificada para abril de 2015 y el avance físico de excavación de túneles de desvío, casa de máquinas e interconexión, se encuentran en el 18%, a diciembre de 2012.

#### **Proyecto Delsitanisagua (116 MW)**

Este proyecto emblemático se encuentra ubicado en el cantón Zamora de la provincia de Zamora Chinchipe a unos 36 km de Yanacocha y tiene una capacidad instalada de 116 MW. El proyecto se encuentra a cargo de CELEC EP Gensur estimando su ingreso en operación comercial para diciembre de 2015, contando a diciembre de 2012 con un avance del 6% en obras preliminares de campamentos y vías de acceso.

#### **Proyecto Quijos (50 MW)**

Ubicado a 90 km al sureste de la ciudad de Quito, en la parroquia Cuyuja del cantón Quijos, provincia de Napo, este proyecto emblemático es desarrollado por la empresa CELEC EP. La capacidad nominal del proyecto es de 50 MW y se prevé su operación para diciembre de 2015; el avance global de la fase de construcción se encuentra, a diciembre de 2012, en el 6% y comprende las vías de acceso a los principales frentes de obra.

#### **Proyecto Minas San Francisco (276 MW)**

Este proyecto emblemático se encuentra a cargo de la empresa CELEC EP Enerjubones y está ubicado entre los cantones de Pasaje en la provincia de El Oro y Pucará en la provincia de Azuay. La potencia instalada es de 276 MW (3 turbinas Pelton) y aprovecha el potencial hidrológico de la cuenca del río Jubones perteneciente a la vertiente del Pacífico mediante la construcción de presa de 6 Hm<sup>3</sup>. Al momento se encuentra en fase de construcción.

#### **Proyecto Coca Codo Sinclair (1500 MW)**

Se constituye en el proyecto hidroeléctrico más grande del Ecuador y se encuentra ubicado en los cantones El Chaco y Lumbaqui en las provincias de Napo y Sucumbíos, respectivamente. Este proyecto emblemático pertenece a la vertiente del Amazonas y contará con 8 turbinas tipo Pelton que aportarán al S.N.I una energía media anual de 8743 GWh/año. La empresa a cargo del desarrollo del proyecto es CocaSinclair EP y la fecha estimada de operación de las 2 primeras unidades está planificada para junio de 2015, en tanto que la totalidad de su generación operará para el año 2016. A diciembre de 2012 el proyecto reporta un avance físico del 21%.

#### **Proyecto San José del Tambo (8 MW)**

A cargo de la empresa privada Hidrotambo S.A., esta central hidráulica de pasada contará con una potencia instalada de 8 MW en 2 turbinas Francis. La central se encuentra ubicada en la cuenca del río Chima, en el cantón Chillanes, provincia de Bolívar. La fecha prevista de entrada en operación se estima para octubre de 2013. A diciembre de 2012 cuenta con un avance físico del 40%.

#### **Proyecto Topo (29,2 MW)**

La ejecución de este proyecto se encuentra a cargo de la empresa Pemaf Cía. Ltda. El proyecto se encuentra ubicado en la cuenca del río Topo en la parroquia Río Negro del cantón Baños, provincia de Tungurahua y aportará 29,2 MW al S.N.I. a través de 2 turbinas Francis, previéndose su operación comercial para marzo de 2014 y actualmente el avance de sus obras como vías de acceso, bocatomas, túneles y canales se encuentran en el 40%.

#### **Proyecto San José de Minas (5,95 MW)**

Este proyecto hidroeléctrico cuenta con una potencia instalada de 5,95 MW y se encuentra ubicado en la provincia de Pichincha en la cuenca de los ríos Perlabí y Cubí, a 35 km al noroccidente del cantón Quito. La concesionaria del proyecto es la Empresa de Generación Hidroeléctrica San José de Minas S.A., y ha reportado un último avance del 30,4%, estimando su inicio de operación comercial para abril de 2014.

#### **Proyecto San Bartolo (48,1 MW)**

El proyecto se encuentra concesionado a la empresa Hidrosanbartolo S.A., consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 48,1 MW generados a través de 2 turbinas Francis de eje vertical que aprovechan el gran volumen de agua del río Negro. Se encuentra ubicado en el cantón Santiago de Méndez, cerca de la población de Copal, en la provincia de Morona Santiago. A diciembre de

2012 se encuentran en construcción las obras preliminares como vías de acceso y campamentos, la fecha de inicio de operación comercial se estima para mayo de 2015.

#### **Proyecto Sabanilla (30 MW)**

La empresa Hidrelgen S.A. es la concesionaria de este proyecto de generación hidroeléctrico que consiste en una central de pasada con 2 turbinas Pelton de eje horizontal que generarían 30 MW. Ésta se encuentra ubicada en la parroquia El Limón, cantón Zamora, provincia de Zamora Chinchipe. A diciembre de 2012, el proyecto se encuentra en la etapa de cierre financiero. Se prevé el inicio de su operación comercial para mayo de 2018.

#### **Proyecto Due (49,7 MW)**

La empresa Hidroalto Generación de Energía S.A. firmó en diciembre de 2012, con el CONELEC, el contrato de permiso de autogeneración con venta de excedentes para la construcción, instalación y operación del proyecto hidroeléctrico Due. Consiste en una central de pasada con 3 turbinas que generarían 49,7 MW, de los cuales 9,93 MW son consumos propios y 39,78 MW están destinados a venta de excedentes. El proyecto se encuentra ubicado en las parroquias de Lumbaqui y Gonzalo Pizarro, Cantón Gonzalo Pizarro, provincia de Sucumbíos. Se estima que produzca una energía media de 420,9 GWh y que el inicio de su construcción se produzca a partir de octubre de 2014, previéndose su operación comercial para julio de 2017.

### **3.8 Centrales de generación térmica en construcción**

Al momento la única central térmica en construcción es Esmeraldas II, de carácter público y que ha sido considerada en la modelación del PME 2013-2022. El resto de centrales térmicas proyectadas dentro del PME se detallaron en el punto 1.7.

#### **Proyecto Térmico Esmeraldas II (96 MW)**

La Unidad de Negocio Termoesmeraldas de CELEC EP se encuentra construyendo una central termoeléctrica de combustión interna con consumo de Fuel Oil No. 6 de 96 MW. La central actualmente se encuentra en su etapa de construcción, previéndose su ingreso a operación comercial para febrero de 2014, previo al ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas.

# ***CAPITULO 3***

## ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN (PME)***

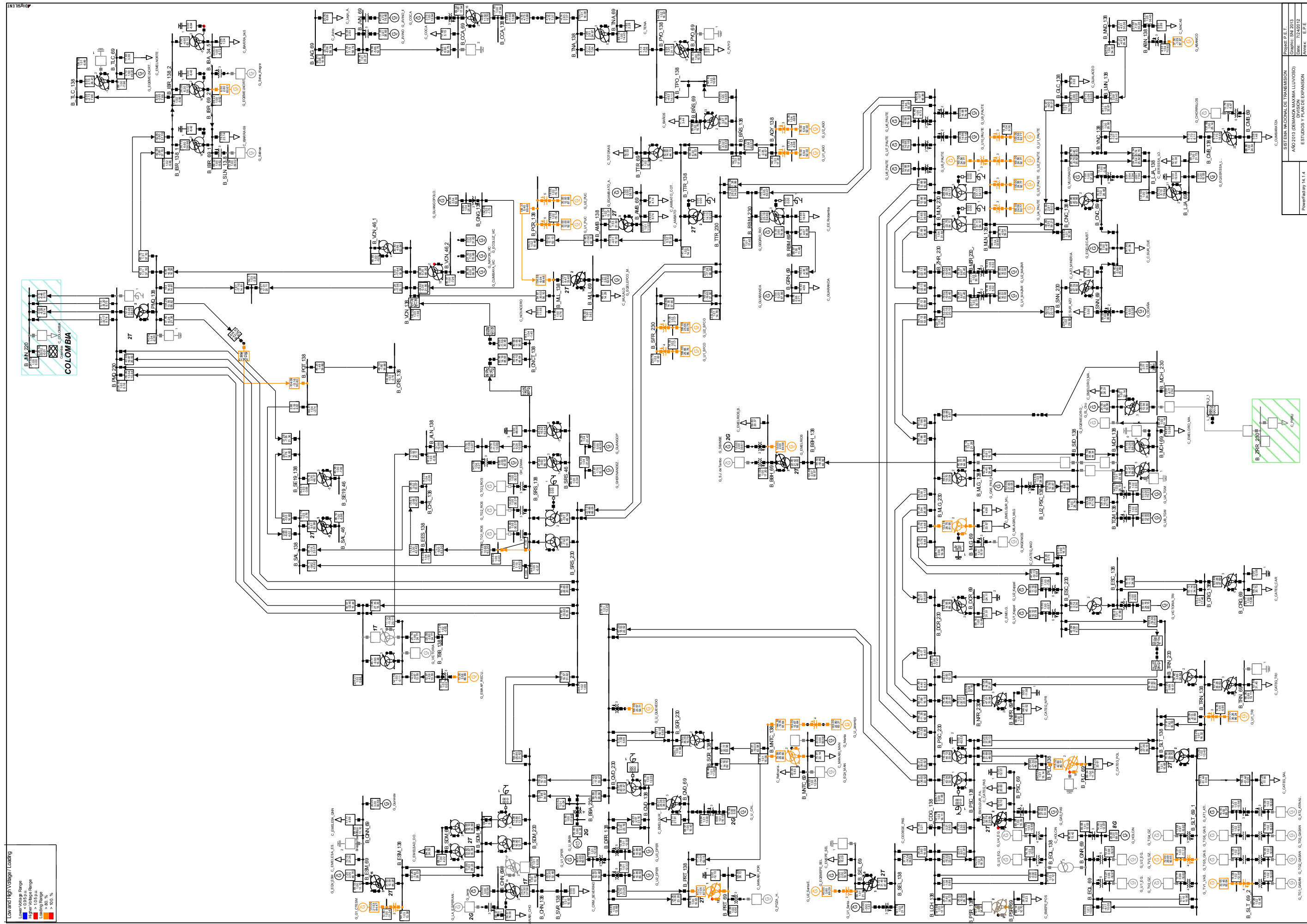
### ***2013 – 2022***

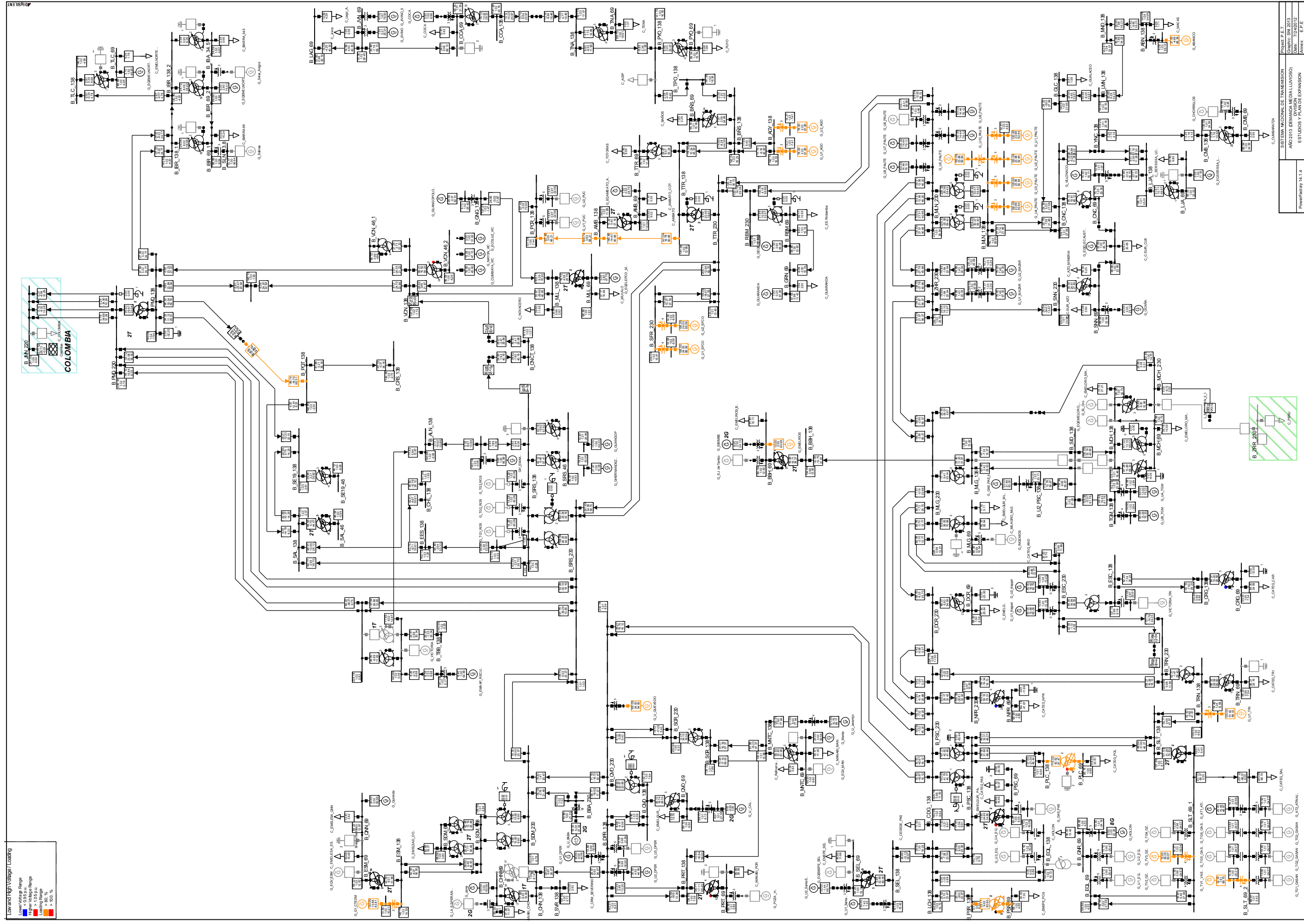
**EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

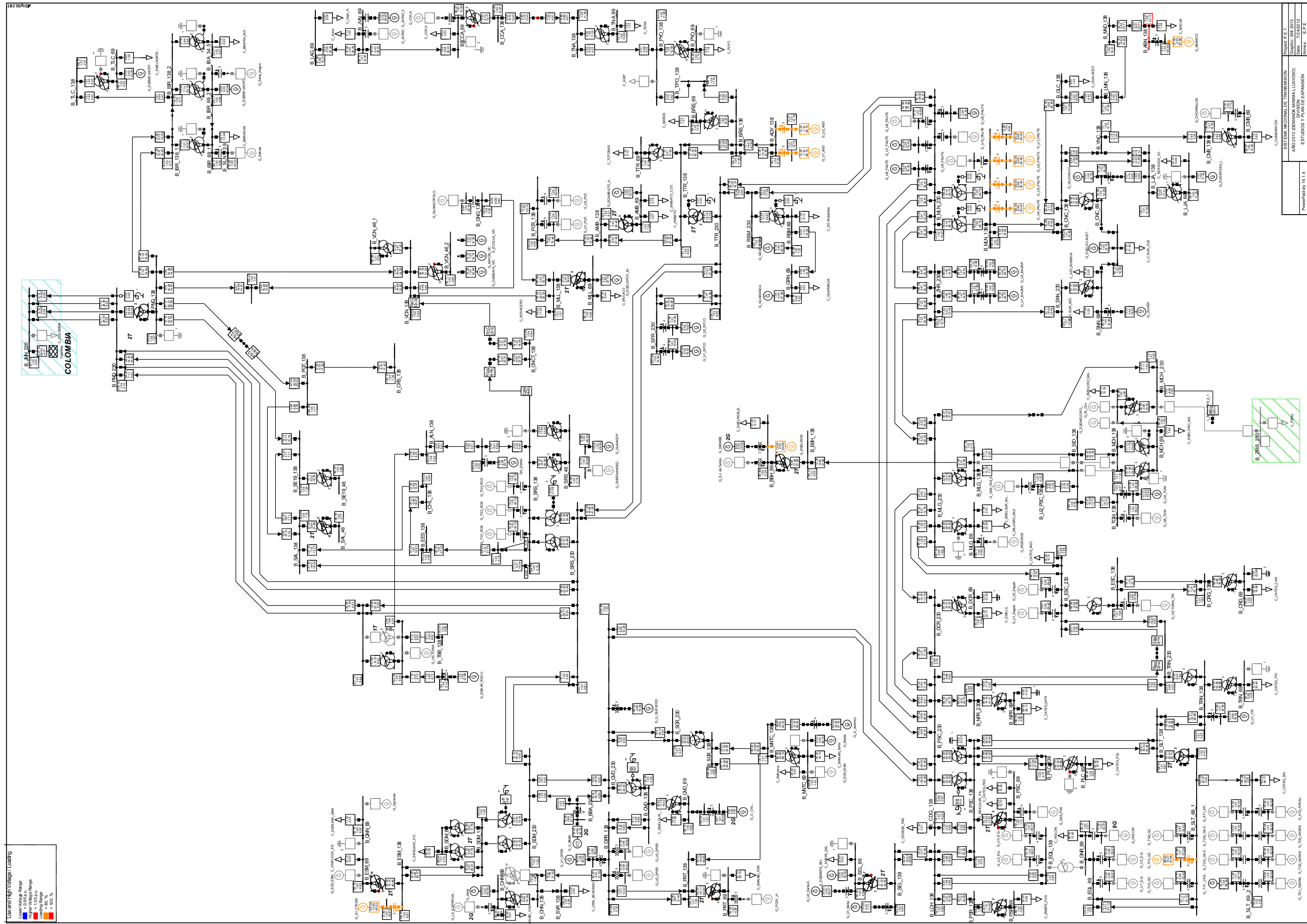
## ***Anexo A: Flujos de Potencia***

***Quito - Ecuador***

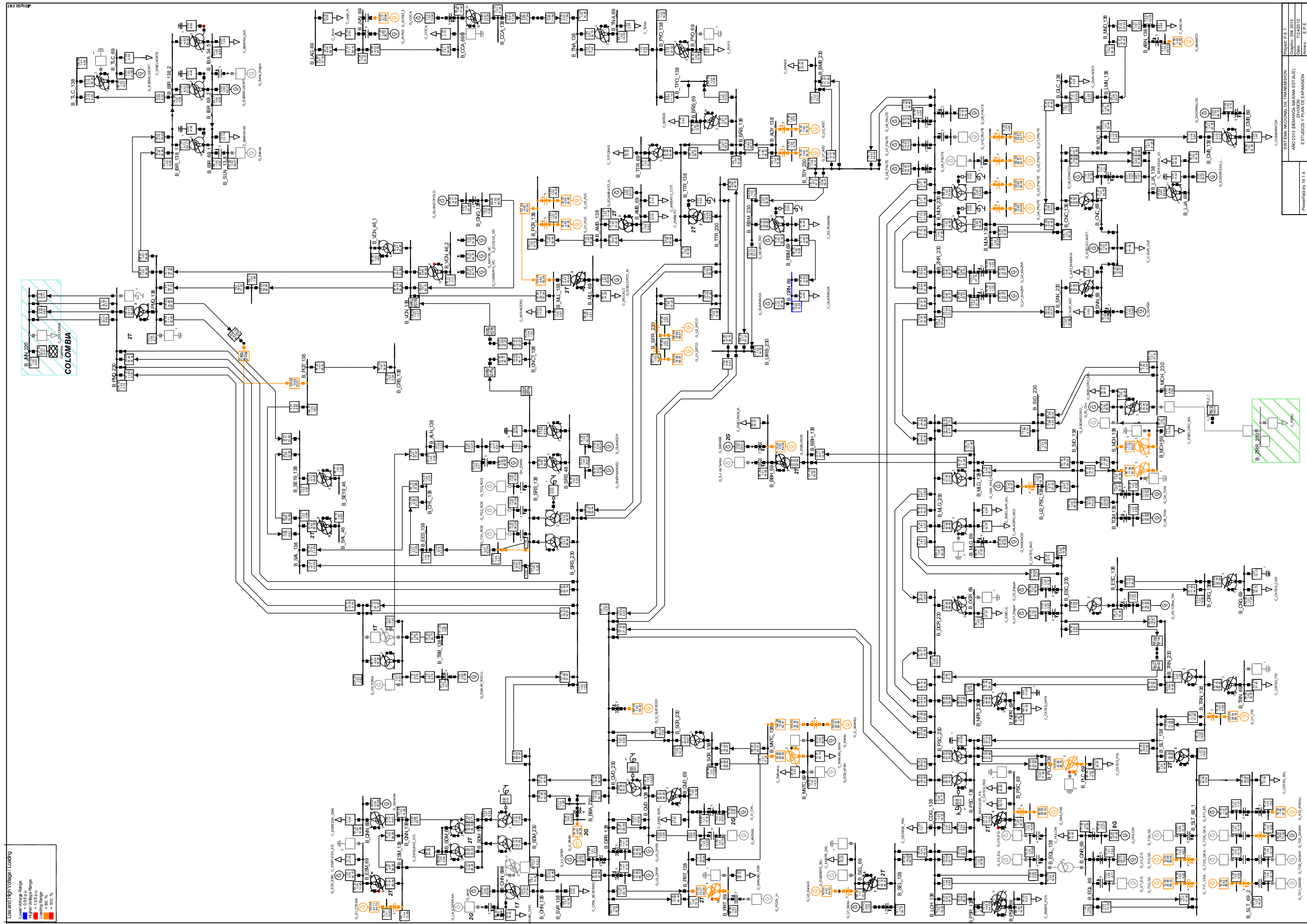


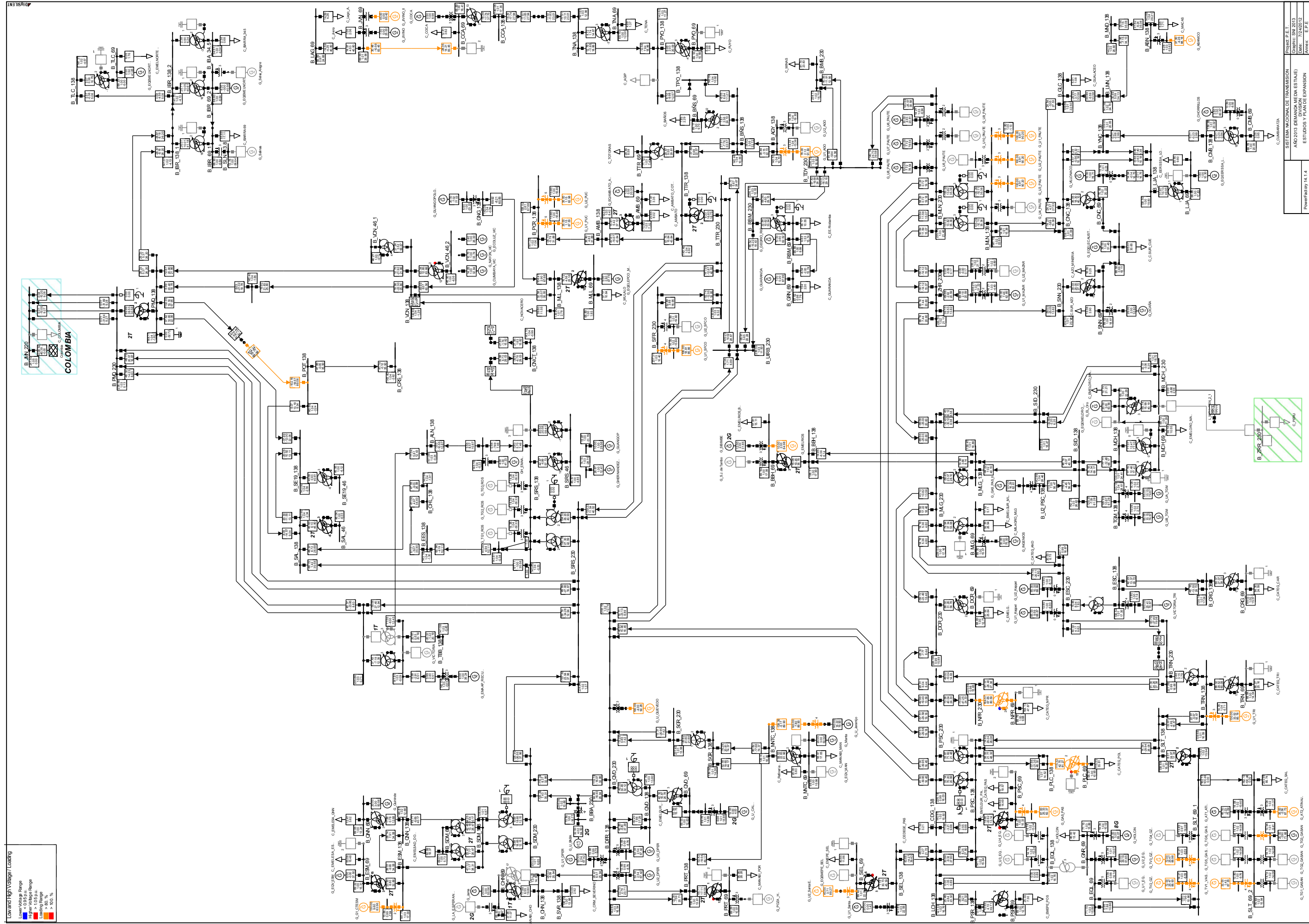




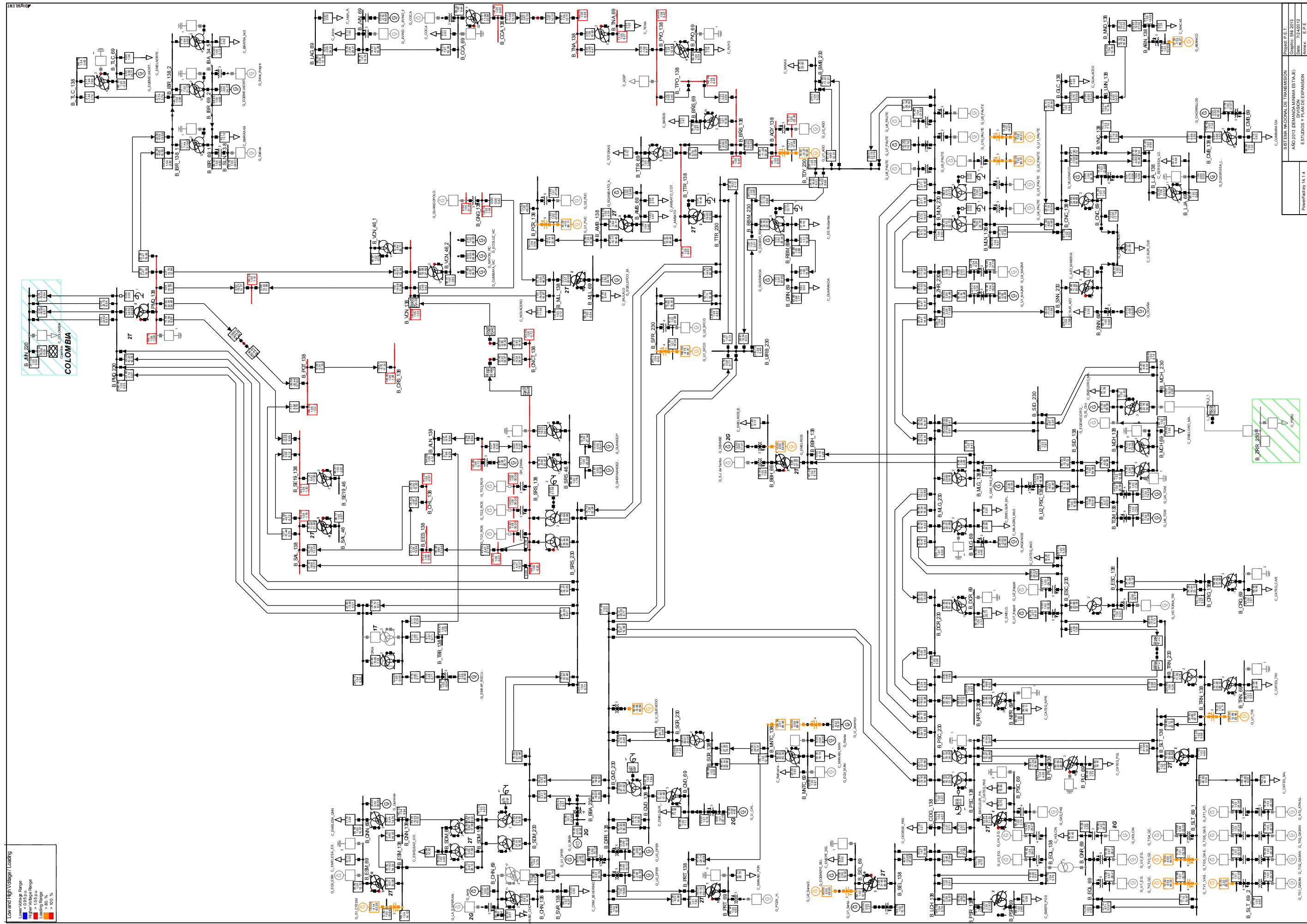


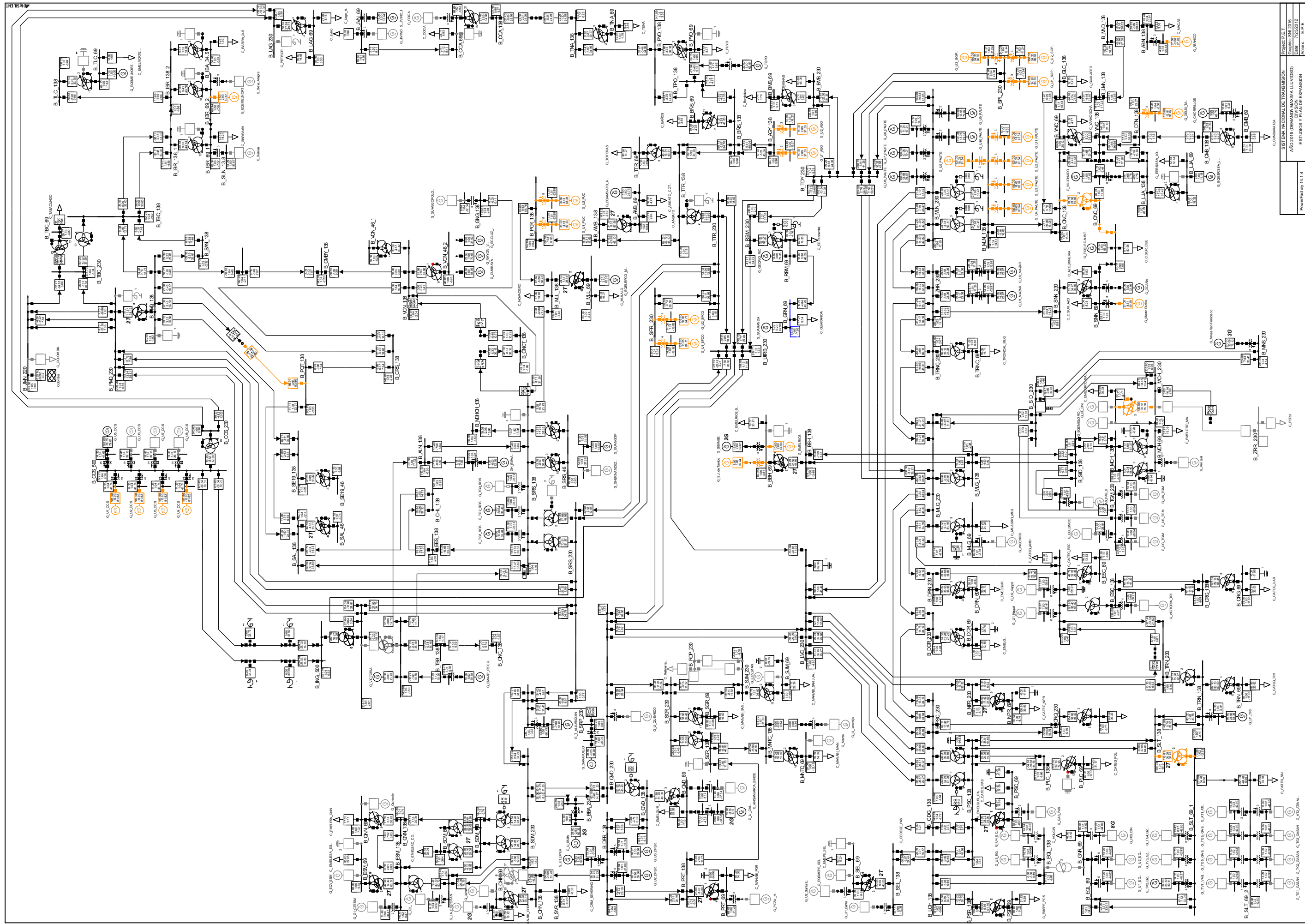








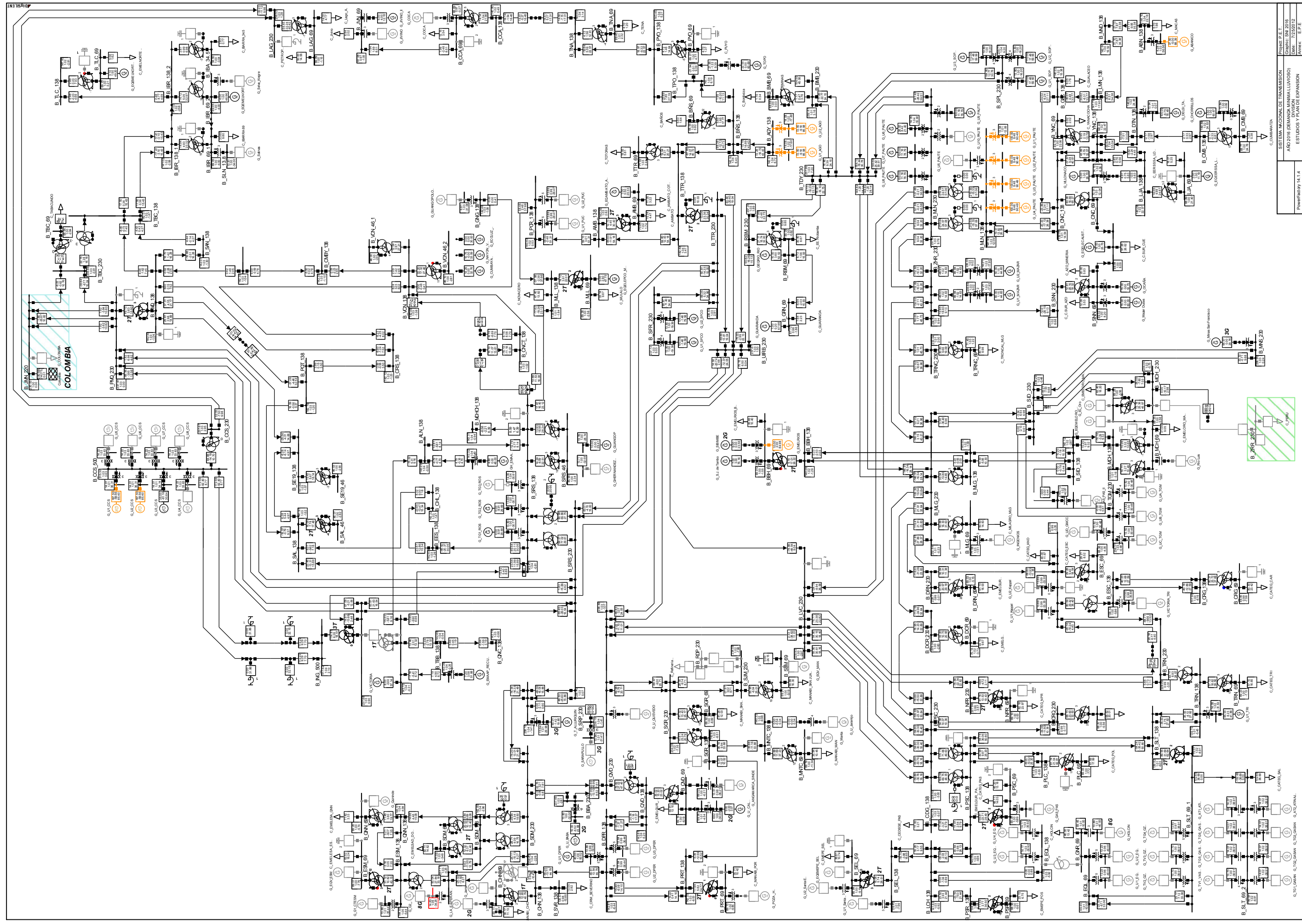


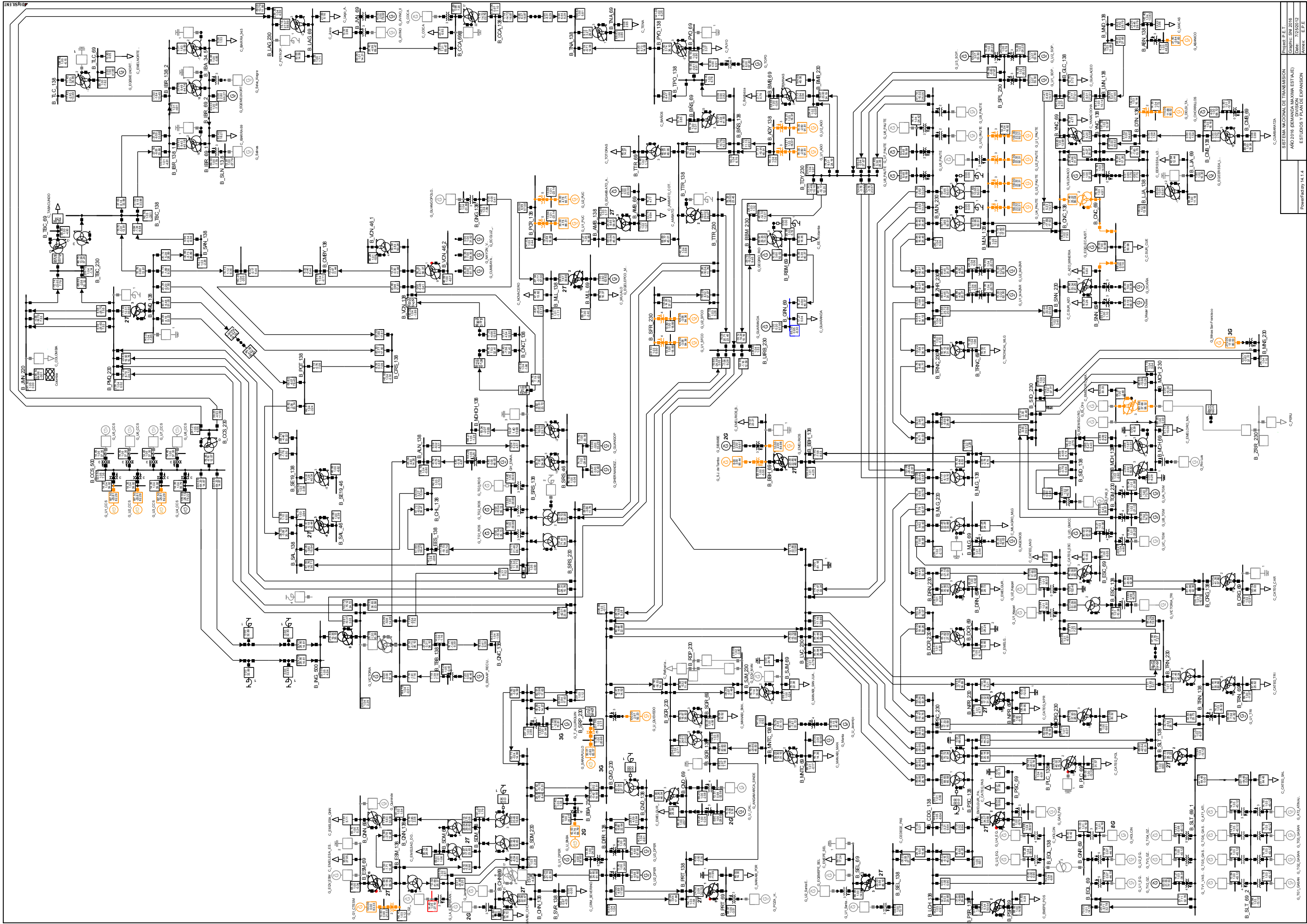




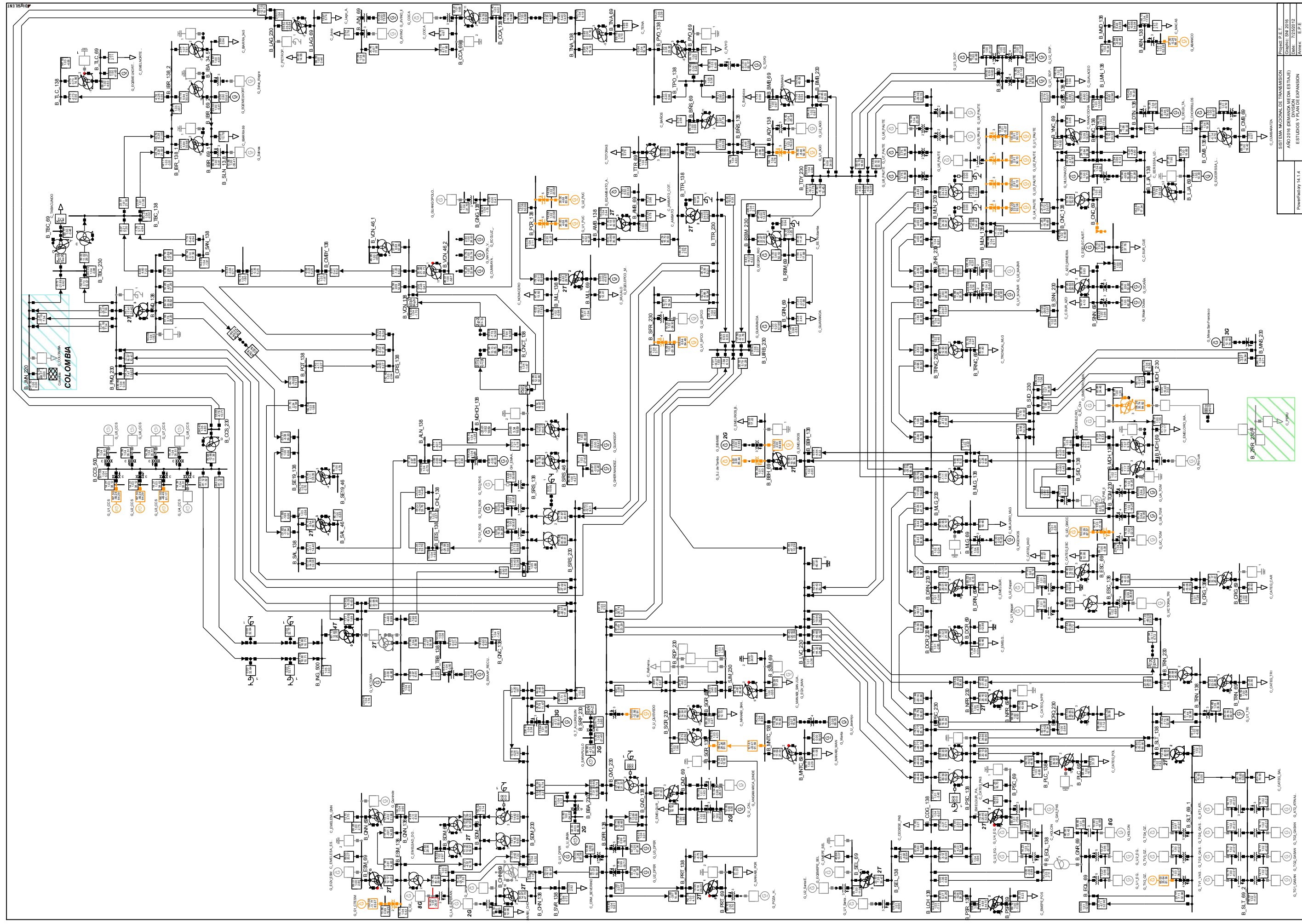


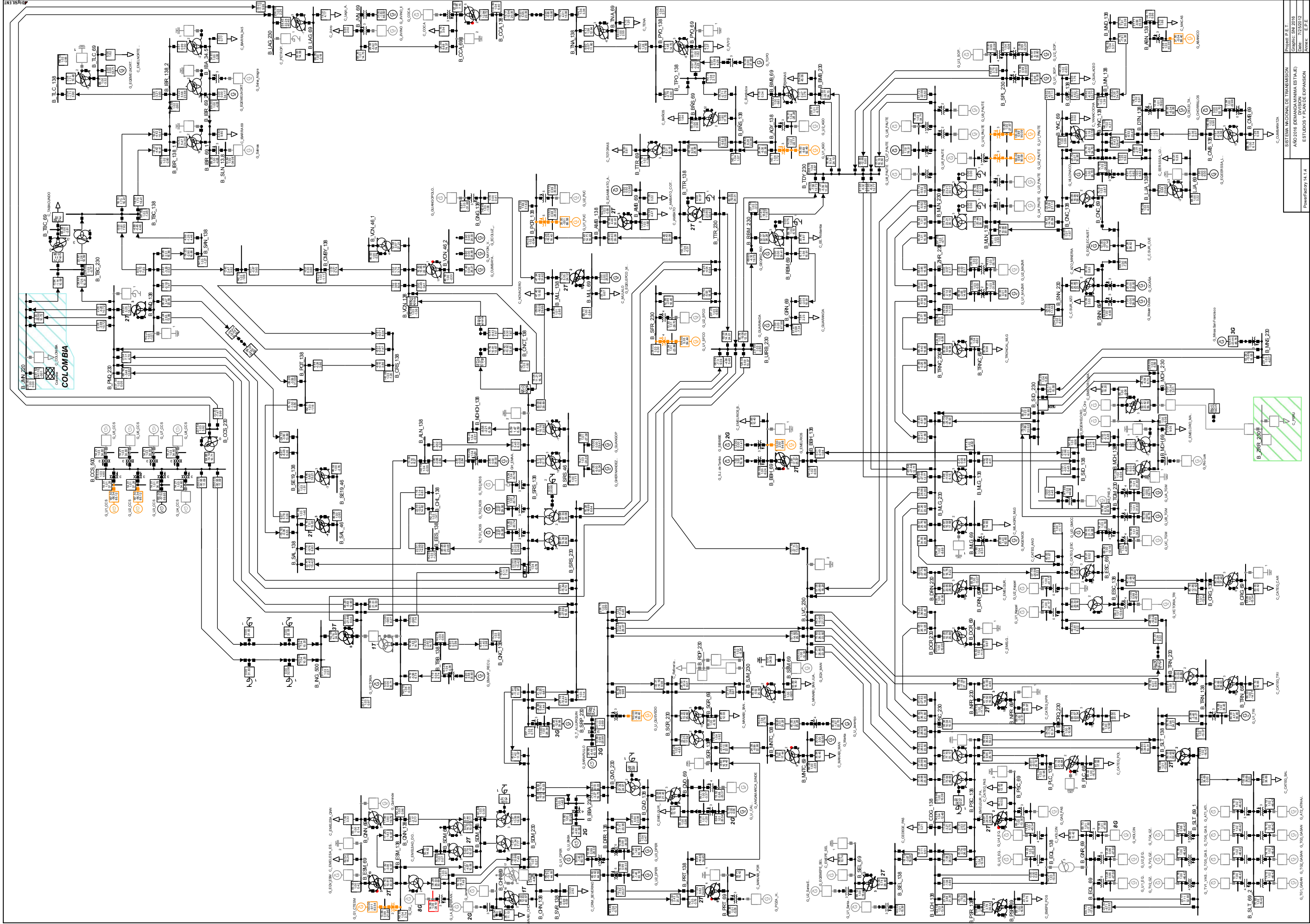






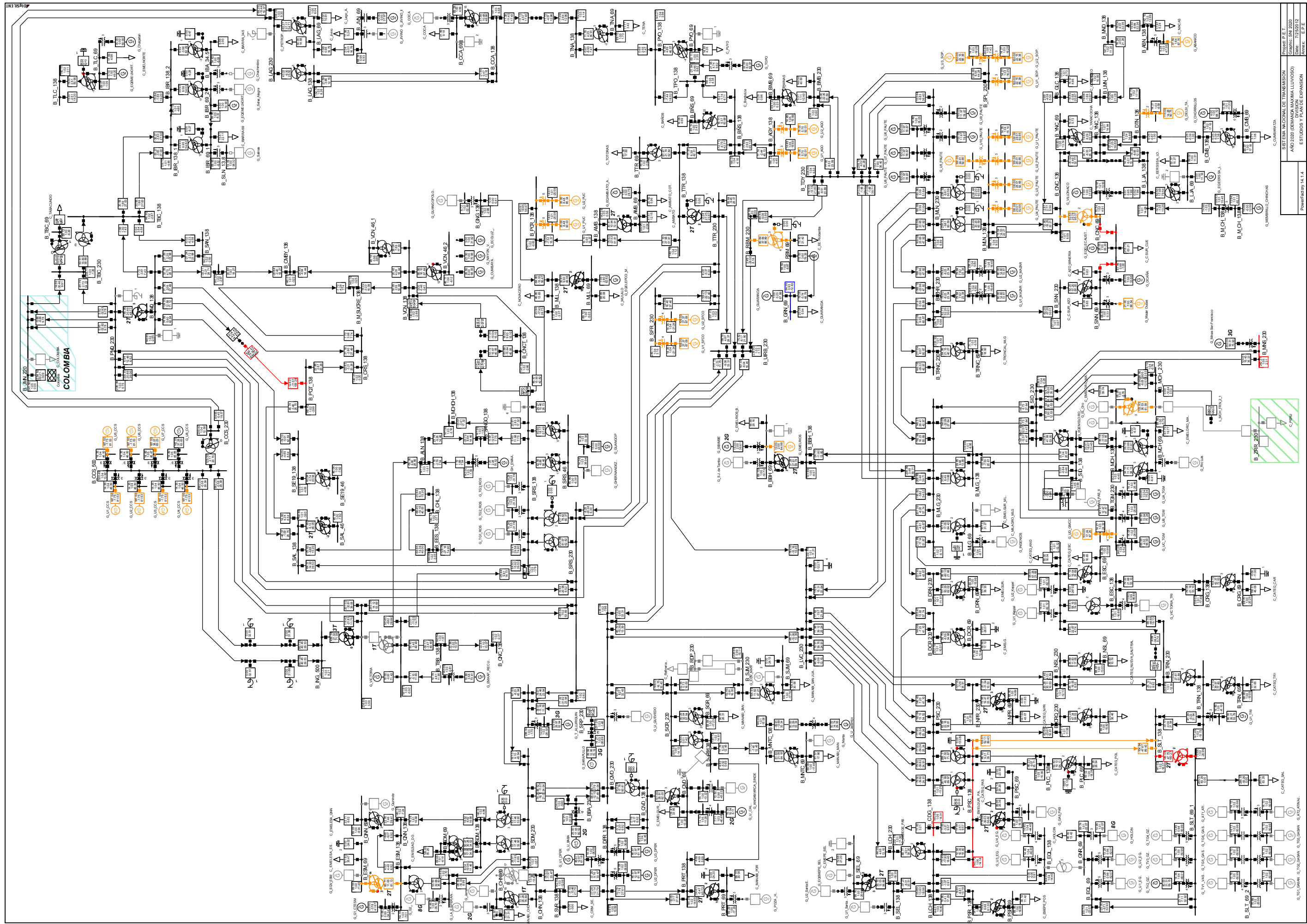


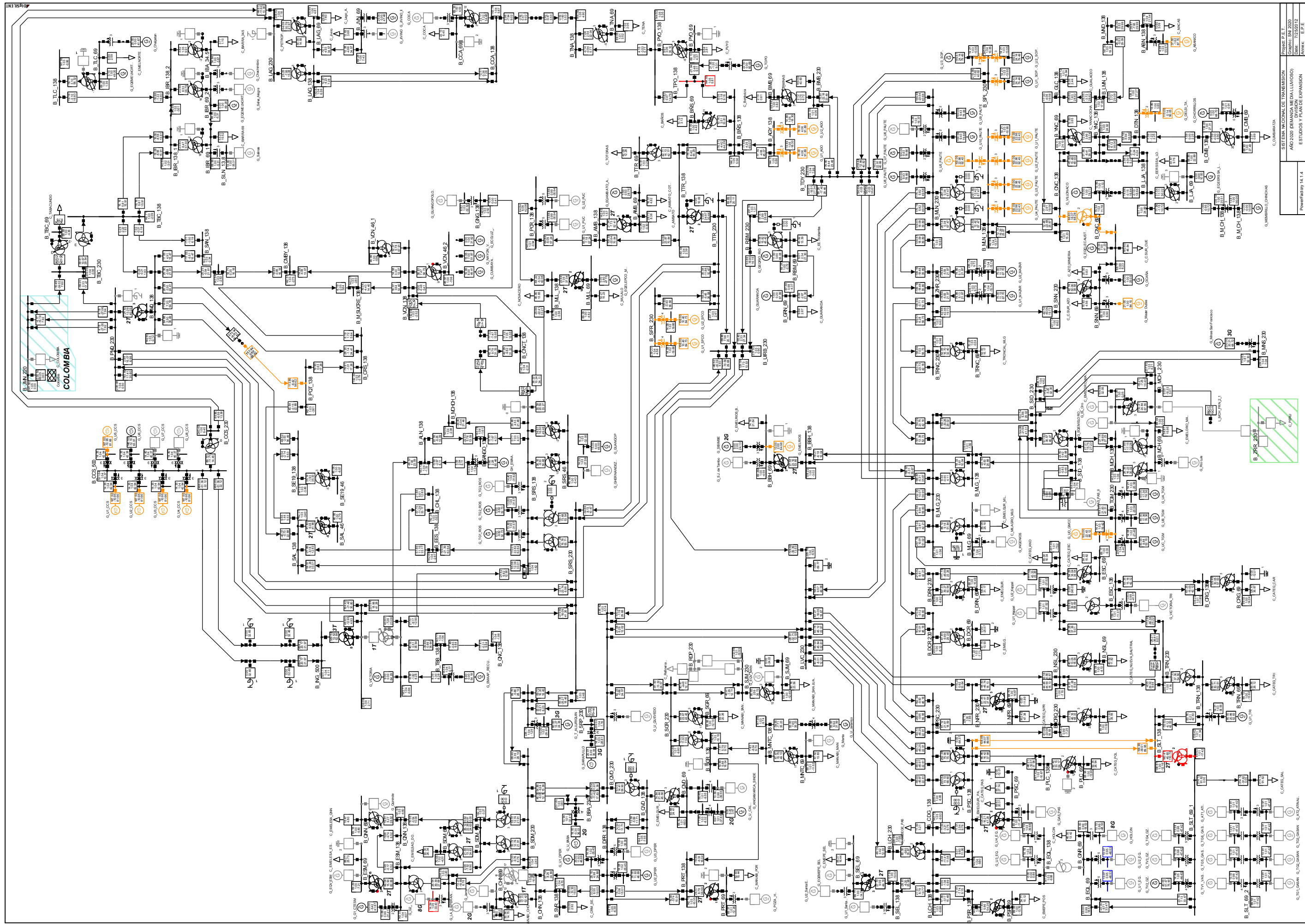




PROYECTO P.E.T.
ESTUDIOS Y PLAN DE EXPANSION
AÑO 2016 (DEMANDA MINIMA ESTADISTICA)
ESTUDIOS Y PLAN DE EXPANSION
PowerFactory 14.1.4

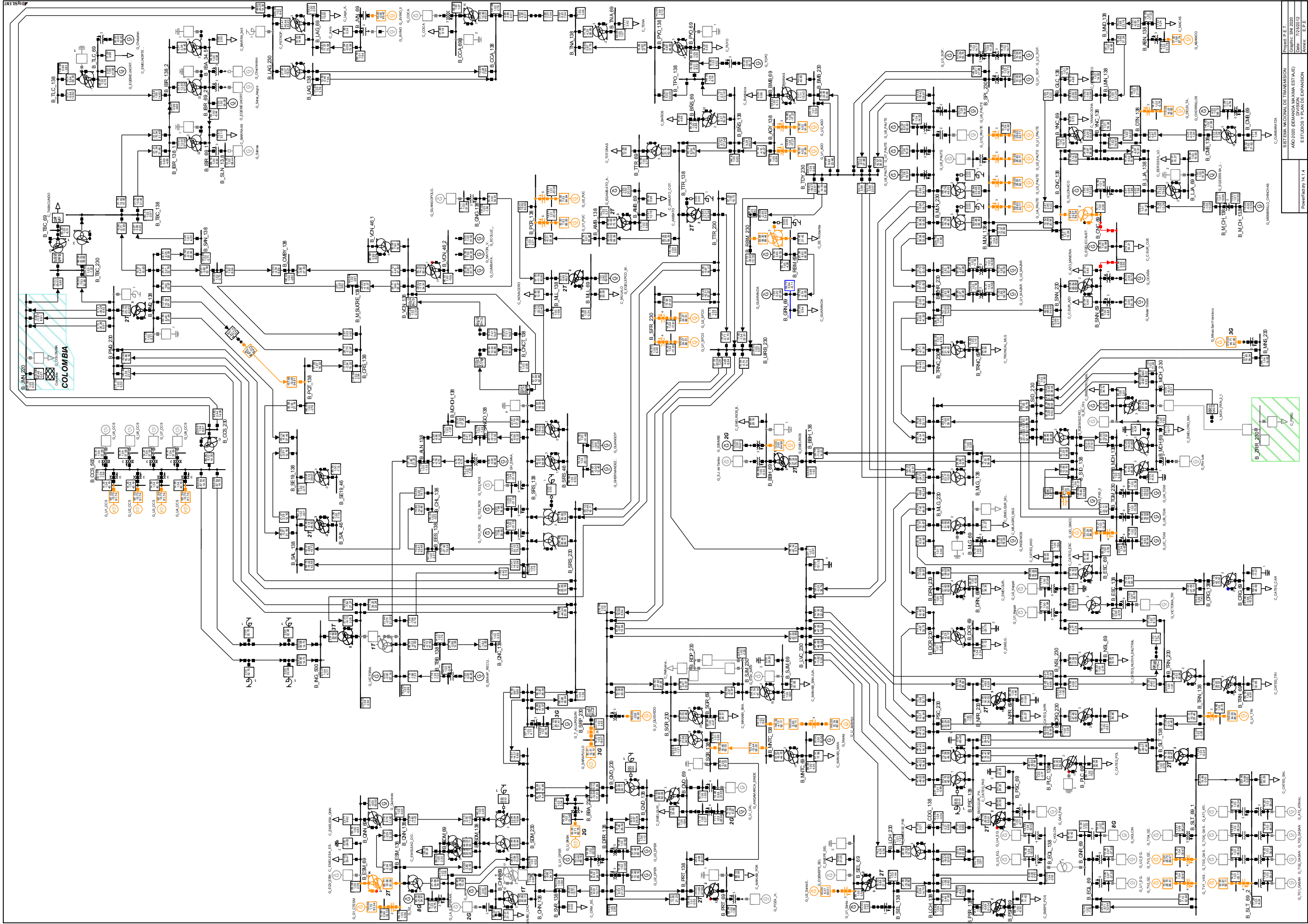




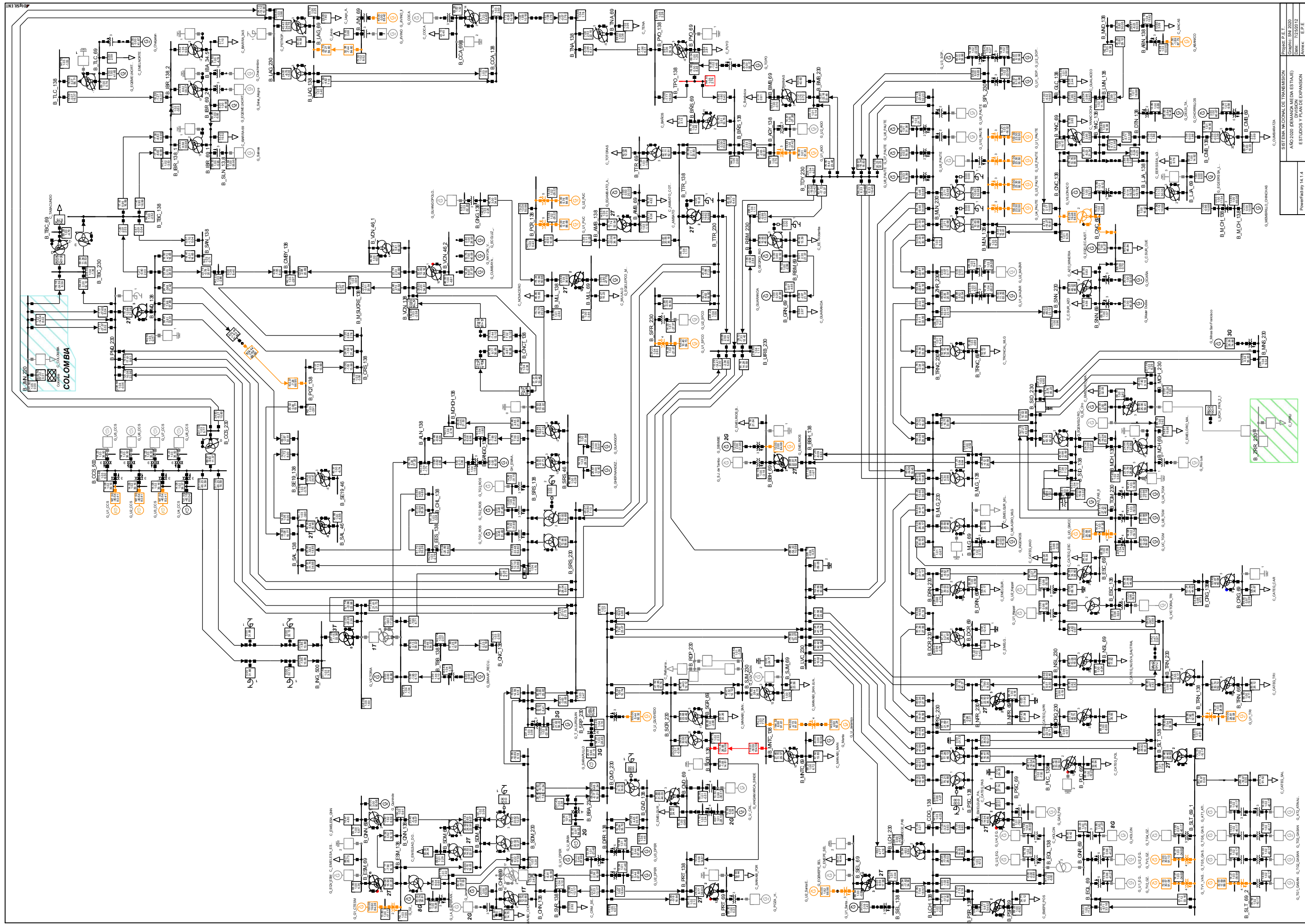


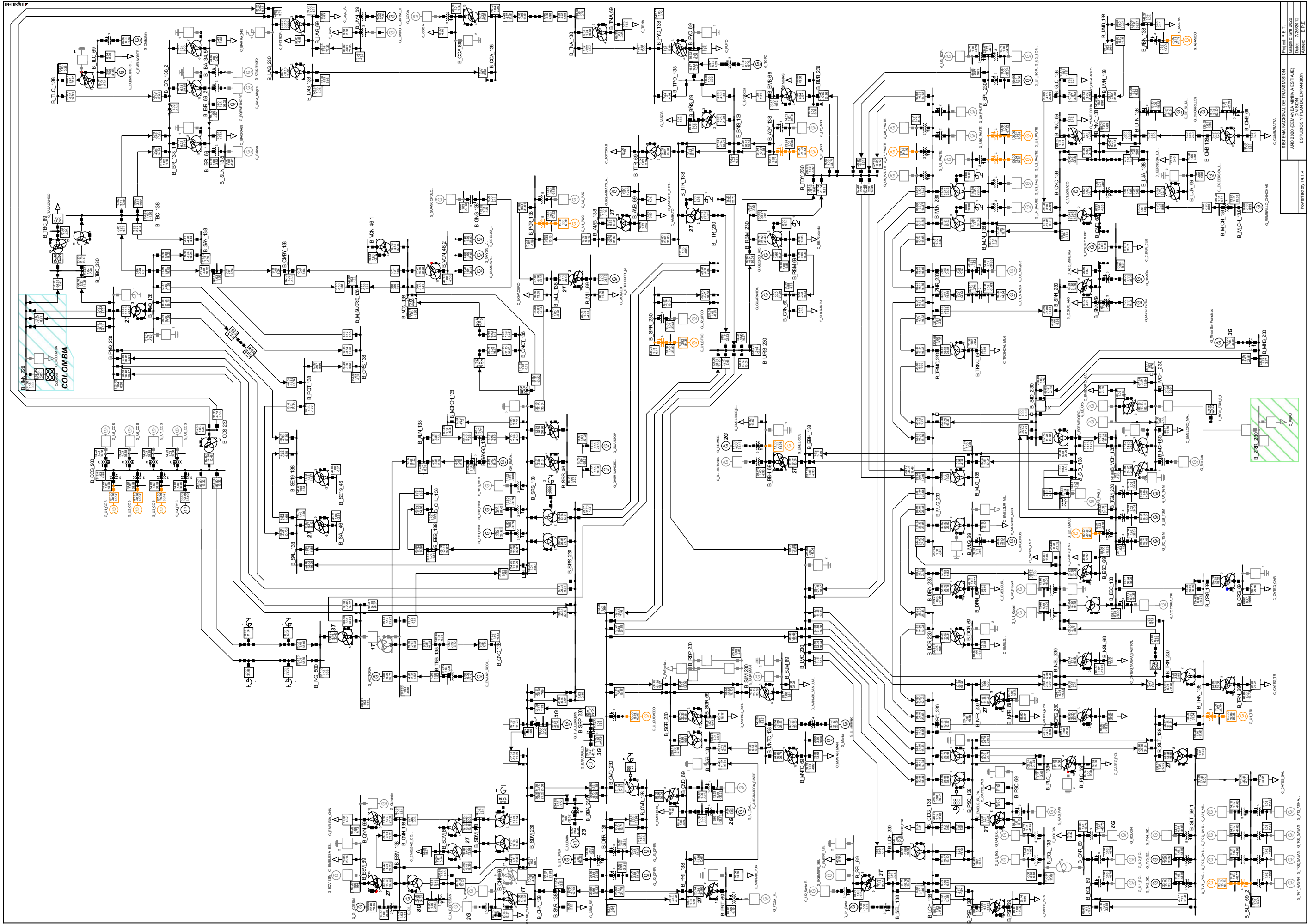














***CAPITULO 3***  
***PLAN MAESTRO DE***  
***ELECTRIFICACIÓN (PME)***  
***2013 – 2022***

**EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

***Anexo B: Flujo de Caja***

***Quito - Ecuador***



# ANEXO B

## PRESUPUESTO DE EQUIPAMIENTO FLUJO DE CAJA

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
PROYECTOS EN MARCHA / Ingreso en operación a partir 2012 (Miles USD)														
<b>I</b>	<b>ZONA NORTE</b>		<b>25.436</b>	<b>6.026</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>31.461</b>
<b>1</b>	<b>S/E Ambato, 138/69 kV, ampliación.</b>	4to.trim 2013	<b>2.147</b>	<b>69</b>										<b>2.216</b>
1,1	- Segundo transformador, 45/60/75 MVA, 138/69 kV.	4to.trim 2013												-
<b>2</b>	<b>S/E Mulaló, 138/69 kV, ampliación.</b>	4to.trim 2013	<b>3.358</b>	<b>201</b>										<b>3.559</b>
2,1	- Segundo transformador, 40/53/66 MVA.	4to.trim 2013												-
2,2	- 1 bahía de transformador de 138 kV.	1er.trim 2013												-
<b>3</b>	<b>Sistema de transmisión Santa Rosa - Pomasqui II, 230 kV</b>	4to.trim 2013	<b>11.894</b>	<b>2.246</b>										<b>17.130</b>
3,1	L/T Santa Rosa - Pomasqui, 230 kV, 67 km, doble circuito, 2 x 750 ACAR	4to.trim 2013	11.712	2.246										13.958
3,2	S/E Pomasqui 230 kV, ampliación.	4to.trim 2013	153											1.586
3,3	S/E Santa Rosa 230 kV, ampliación.	4to.trim 2013	29											1.586
<b>4</b>	<b>S/E El Inga, 230/138 kV, 300 MVA</b>	4to.trim 2013	<b>8.037</b>	<b>3.509</b>										<b>11.546</b>
<b>II</b>	<b>ZONA NORORIENTAL</b>		<b>765</b>	<b>107</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	-	-	-	-	-	-	<b>1.422</b>
<b>1</b>	<b>Sistema de transmisión Nororiente, 138 kV.</b>		<b>765</b>	<b>107</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	<b>183</b>							<b>8.778</b>
1,1	Adquisición L/T Baños - Puyo, 138 kV, simple circuito, 49 Km.	4to.trim 2016	183	107	183	183	183							<b>1.307</b>
1,2	Subestación Baños, 138/69 kV, 33 MVA.	1er.trim 2012	582											<b>7.471</b>
<b>III</b>	<b>ZONA NOROCCIDENTAL</b>		<b>14.298</b>	<b>2.137</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>16.435</b>
<b>1</b>	<b>S/E Santo Domingo, 230/138 kV, ampliación capacidad transformación.</b>	1er trim 2013	<b>953</b>											<b>4.590</b>
1,1	- Transformador trifásico 100/133/167 MVA.	1er trim 2013												-
<b>2</b>	<b>S/T Quevedo - Portoviejo (San Gregorio)</b>	2do trim 2012	<b>2.981</b>											<b>10.284</b>
2,1	S/E Montecristi, 138/69 kV, 100 MVA	2do trim 2012	1.074											7.319
2,2	Adquisición L/T Portoviejo-San Gregorio-La Victoria 138 kV, 27 Km.	4to trim 2012	1.472											<b>1.472</b>
2,3	L/T La Victoria - Montecristi 138 kV, 7.0 Km, doble circuito, 750 ACAR	2do trim 2012	435											<b>1.493</b>
<b>3</b>	<b>S/E Santo Domingo, 138/69 kV, ampliación.</b>	4to.trim 2013	<b>5.461</b>	<b>204</b>										<b>5.665</b>
3,1	- Segundo banco autotransformadores, 60/80/167 MVA.	4to.trim 2013												2.824
<b>4</b>	<b>S/E Chone, 138/69 kV, ampliación.</b>	4to.trim 2013	<b>54</b>	<b>18</b>										<b>72</b>
4,1	- 1 Transformador, 60/80/100 MVA.	4to.trim 2013												-

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
5 5,1	<b>Subestación Quinindé, 138/69 kV, 60 MVA</b> - 1 Transformador trifásico 60/80/100 MVA (será reemplazado con S/E Chone 40/50/60 MVA).	4to.trim 2013 4to.trim 2013	4.849	1.915										6.764
IV	<b>ZONA SUR</b>		22.704	5.071	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.775
1 1,1	<b>S/E Babahoyo, 138/69 kV, ampliación capacidad transformación</b> - Segundo transformador, 40/53/66 MVA.	4to.trim 2013 4to.trim 2013	3.589											10.641
2 2,1	<b>S/E Cuenca 69 kV, ampliación.</b> - 1 bahía de línea de 69 kV (conexión E. E. Azogues).	4to. trim 2014 4to. trim 2014	438											- 438 -
3 3,1 3,2 3,3	<b>Sistema de transmisión Cuenca - Loja, 138 kV.</b> - L/T Cuenca - Loja, 135 Km, montaje del segundo circuito. S/E Cuenca 138 kV, ampliación. S/E Loja 138 kV, ampliación.	2do.trim 2013 2do.trim 2013 2do.trim 2013 2do.trim 2013	4.266 2.825 521 920	1.203 745 123 335										5.469 3.570 644 1.255
4 4,1 4,2 4,3	<b>Sistema de transmisión Loja - Cumbaratza, 138 kV.</b> S/E Yanacocha 138 kV. (seccionamiento) S/E Cumbaratza, 138/69 kV, 33 MVA - Transformador trifásico de 20/27/33 MVA. L/T Motupe - Yanacocha, 10 km , cuatro circuitos 750 ACAR, montaje inicial de dos	2do.trim 2013 2do.trim 2013 2do.trim 2013 2do.trim 2013 2do. trim 2013	8.555 1.788 4.241 2.525	3.868 588 2.010 1.270										13.060 2.430 6.606 4.024 -
5 5,1 5,2 5,3	<b>Sistema de transmisión Milagro - Machala, 230 kV.</b> L/T Milagro - Machala, 230 kV, 135 Km, montaje primer circuito, energizado a 138 kV S/E Milagro, ampliación: S/E Machala, ampliación:	2do.trim 2013 2do.trim 2013 2do.trim 2013	1.004 1.004											23.372 18.799 1.586 2.987
6 6,1	<b>Sistema de Transmisión Plan de Milagro-Macas, 138 kV</b> - Implementación Plan de Milagro-Macas 138 kV (Limón - Mendez - Macas)	4to.trim 2012 4to.trim 2012	4.852											4.852
V	<b>ZONA SUROCCIDENTAL</b>		24.143	3.092	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.235
1 1,1 1,2 1,3	<b>Sistema de transmisión Lago Chongón - S. Elena, 138 kV.</b> S/E de seccionamiento Lago de Chongón, 138 kV. S/E Santa Elena, ampliación: L/T Lago Chongón-Sta. Elena, 230kV, 81 Km, doble circuito, montaje inicial de uno (se energiza a 138 kV)	4to. trim 2013 4to. trim 2013 4to. trim 2013 4to. trim 2013	12.209 1.856 287 10.066	3.092 573										17.725 4.362 644 12.719
2 2,1	<b>Modernización S/E Pascuales</b> - S/E Pascuales: nuevo sistema de control.	2do. trim 2012 2do. trim 2012	2.194											2.194 - -
3 3,1	<b>Compensación Capacitiva</b> - S/E Dos Cerritos, 69 kV, 2 x 12 MVAR	1er. trim 2013 1er. trim 2013	683											1.684 -

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
<b>4</b>	<b>Sistema de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV</b>	2do.trim 2013	<b>9.058</b>											-
4,1	S/E Las Esclusas, 230/138 kV, 225 MVA	2do.trim 2013	3.057,8											13.818
4,2	L/T Milagro - Las Esclusas, 230 kV, doble circuito, 54 Km.	2do.trim 2013	5.068											15.109
4,3	S/E Milagro 230 kV, ampliación	2do.trim 2013	933											1.586
<b>VI</b>	<b>GLOBAL SNT</b>		<b>7.151</b>	<b>835</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>7.986</b>
	<b>Reserva de subestaciones</b>		<b>7.151</b>	<b>835</b>										<b>7.986</b>
<b>1</b>	<b>Subestación móvil 138/69 kV</b>		<b>3.309</b>	<b>835</b>										4.144
1,1	- Subestación móvil 138/69 kV, 60 MVA.	2do trim 2013												-
<b>2</b>	<b>Bahías de emergencia y/o reserva 230/138/69 kV</b>		<b>3.842</b>											3.842
2,1	- 2 bahías de línea de 230 kV.	4to.trim 2012												-
	- 2 bahías de línea de 138 kV.	4to.trim 2012												-
	- 2 bahías de línea de 69 kV.	4to.trim 2012												-
<b>TOTAL PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN - PROYECTOS EN MARCHA</b>			<b>94.498</b>	<b>17.267</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	-	-	-	-	-	-	<b>112.314</b>

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
<b>NUEVOS PROYECTOS (Miles USD)</b>														
<b>I</b>	<b>ZONA NORTE</b>		<b>6.023</b>	<b>2.787</b>	<b>11.858</b>	<b>3.310</b>	<b>3.342</b>	-	-	-	-	-	-	<b>27.320</b>
	<b>Ampliación de Subestaciones</b>		<b>6.023</b>	<b>2.787</b>	<b>11.858</b>	<b>3.310</b>	<b>3.342</b>							<b>27.320</b>
<b>1</b>	<b>S/E Pomasqui, 230/138 kV, ampliación.</b>	4to. trim 2013	<b>2.948</b>	<b>881</b>										<b>3.829</b>
1,1	- Segundo transformador, 180/240/300 MVA.	4to. trim 2013												
<b>2</b>	<b>S/E Santa Rosa, 138 kV, ampliación.</b>	4to. trim 2013	<b>1.344</b>		<b>644</b>									<b>1.988</b>
<b>3</b>	<b>S/E Totoras, 230/138 kV, ampliación.</b>	2do trim 2013	<b>1.730</b>	<b>767</b>	<b>2.000</b>									<b>4.497</b>
3,1	- Transformador trifásico, 90/120/150 MVA, 230/138 kV.	2do trim 2013												
<b>4</b>	<b>S/E Tabacundo 230/138 kV, 167 MVA</b>	4to trim 2014		<b>1.139</b>	<b>9.214</b>	<b>2.000</b>								<b>12.353</b>
4,1	- Transformador trifásico de 100/133/167 MVA.	4to trim 2014												
	- 1 Tramo L/T 10 Km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR	4to trim 2014												
	- 2 Tramos L/T 5,5 km, 138 kV, doble circuito, 477 ACSR	4to trim 2014												
<b>5</b>	<b>S/E Tabacundo, 230/69 kV, 100 MVA, ampliación</b>	4to trim 2016				<b>1.310</b>	<b>3.342</b>							<b>4.652</b>
5,1	- 1 Transformador trifásico de 60/80/100 MVA, 230/69 kV	4to trim 2016												

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
II	<b>ZONA NORORIENTAL</b>		<b>4.804</b>	<b>3.158</b>	<b>9.389</b>	<b>7.500</b>	<b>4.408</b>	<b>10.285</b>	-	-	-	-	-	<b>39.545</b>
<b>1</b>	<b>Sistema de transmisión Sucumbíos - Fco. Orellana, 138 kV.</b>	4to trim 2017					<b>4.408</b>	<b>10.285</b>						<b>14.693</b>
1,1	S/E Sucumbíos, 230/138 kV, 167 MVA	4to trim 2017					1.461	3.410						4.871
1,2	S/E Orellana 138 kV, ampliación.	4to trim 2017					719	1.678						2.397
1,3	L/T Sucumbíos-Orellana, 138 kV, 55 Km, doble circuito, 750 ACAR	4to trim 2017					2.228	5.198						7.425
<b>2</b>	<b>Sistema de transmisión CCSinclair - Sucumbíos, 230kV.</b>	4to trim 2014	<b>4.804</b>	<b>3.158</b>	<b>9.389</b>	<b>7.500</b>								<b>24.851</b>
2,1	L/T CCSinclair-Sucumbíos, 230kV, 105 Km, doble circuito, ACAR 1200	4to trim 2014	4.804	2.007	3.203	6.000								16.013
2,2	S/E Sucumbíos, 230/69 kV, 167 MVA	4to trim 2014		1.151	6.187	1.500								8.838
III	<b>ZONA NOROCCIDENTAL</b>		<b>1.085</b>	<b>17.972</b>	<b>1.526</b>	<b>1.669</b>	<b>3.680</b>	<b>840</b>	<b>3.248</b>	-	-	-	-	<b>30.019</b>
	<b>Ampliación de Subestaciones.</b>													
<b>1</b>	<b>S/E San Gregorio (Portoviejo), 230/69 kV, ampliación.</b>	4to.trim 2016				<b>1.669</b>	<b>3.680</b>							<b>5.349</b>
1,1	- 1 Transformador trifásico, 100/133/167 MVA.	4to.trim 2016												
<b>2</b>	<b>Sistema de transmisión Quevedo - San Gregorio, 230 kV II etapa.</b>	4to.trim 2013	<b>608</b>	<b>2.774</b>										<b>3.382</b>
2,1	S/E Quevedo 230 kV, ampliación:	4to.trim 2013	182	611										793
2,2	S/E San Gregorio 230 kV, ampliación	4to.trim 2013	425	2.164										2.589
<b>3</b>	<b>Sistema de transmisión S. Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV.</b>	2do trim 2014	<b>477</b>	<b>15.197</b>	<b>1.526</b>									<b>17.200</b>
3,1	L/T San Gregorio - San Juan 230 kV, 35 km, doble circuito, 1200 ACAR	2do trim 2014	227	5.429	783									6.438
3,2	S/E San Juan de Manta, 230/69 kV, 225 MVA	2do trim 2014	224	7.630	743									8.597
3,3	S/E San Gregorio 230 kV, ampliación.	2do trim 2014	26	2.139										2.165
<b>4</b>	<b>Sistema de transmisión Daule Peripa - Severino, 138 kV</b>	4to.trim 2018						<b>840</b>	<b>3.248</b>					<b>4.088</b>
4,1	L/T Daule Peripa - Severino, 138 kV, 33.5 km, simple circuito, 750 ACAR	4to.trim 2018						840	1.960					2.800
4,2	S/E Daule Peripa, 138 kV, ampliación	4to.trim 2018							644					644
4,3	S/E Severino, 138 kV, ampliación	4to.trim 2018							644					644
IV	<b>ZONA SUR</b>		<b>14.573</b>	<b>7.944</b>	<b>16.636</b>	<b>2.341</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>41.495</b>
	<b>Ampliación de Subestaciones.</b>													
<b>1</b>	<b>S/E Yanacocha, 138/69 kV, ampliación.</b>	4to trim 2014		<b>1.050</b>	<b>3.390</b>									<b>4.440</b>
1,1	- Transformador, 40/53/66 MVA.	4to trim 2014												

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
2	<b>Subestación La Troncal, 230/69 kV, 167 MVA</b>	2do trim 2014		1.561	3.902	2.341								7.804
3	<b>Sistema Milagro - Babahoyo, 138 kV.</b>	4to trim 2013	3.069	3.334	5.115									11.518
3,1	L/T Milagro-Babahoyo, 230 kV 47 km, doble circuito, 1200 ACAR, opera energizada a 138 kV	4to trim 2013	3.069	2.046	5.115									10.230
3,2	S/E Milagro 138 kV, ampliación. - 1 bahía de línea de 138 kV.	4to trim 2013		644										644
3,3	S/E Babahoyo 138 kV, ampliación. - 1 bahía de línea de 138 kV.	4to trim 2013 3er trim 2013		644										644
4	<b>Sistema Milagro - Machala, 230 kV II Etapa.</b>	2do trim 2013	9.110											9.110
4,1	L/T Milagro-Machala, 230 kV, 134 km, montaje segundo circuito	2do trim 2013												
5	<b>Modernización S/E Molino</b>	1 er trim 2013	2.394	2.000	4.229									8.623
5,1	- Modernización S/E Molino 230/138 kV	1 er trim 2013												
V	<b>ZONA SUROCCIDENTAL</b>		630	1.302	5.677	11.959	17.539	16.961	18.285	-	-	-	-	72.353
	<b>Ampliación de Subestaciones.</b>		630	1.302	4.579	3.361	1.270	2.964						14.106
1	<b>S/E Las Esclusas, 230/69 kV, ampliación.</b>	4to.trim 2014		672	2.688	3.361								6.721
1,1	- 1 Transformador trifásico, 100/133/167 MVA.	4to.trim 2014												
2	<b>S/E Posorja, 138/69 kV, ampliación.</b>	4to trim 2013	630	630	1.891									3.151
2,1	- 1 Transformador trifásico, 20/27/33 MVA.	4to trim 2013												
3	<b>S/E San Idelfonso, ampliación 230/138 kV</b>	4to.trim 2017					1.270	2.964						4.234
3,1	- 1 Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/138 kV	4to.trim 2017												
4	<b>Subestación Nueva Salitral 230/69 kV.</b>	4to.trim 2017					3.023	7.053						10.075
4,1	Tramo L/T 230 kV, cuatro circuitos, 1.5 km.	4to.trim 2017					113	263						375
4,2	S/E Nueva Salitral, 230/69 kV, 225 MVA	4to.trim 2017					2.910	6.790						9.700
5	<b>Sistema transmisión Pascuales - Las Orquideas, 230 kV.</b>	4to trim 2016			729	4.298	6.417							11.444
5,1	S/E Las Orquideas, 230/69 kV, 225 MVA	4to trim 2016			729	3.689	4.896							9.314
5,2	L/T Pascuales-Las Orquideas, 230 kV, 10 Km, doble circuito, 1200 ACAR.	4to trim 2016				609	1.521							2.130
6	<b>Subestación Durán 230/69 kV.</b>	4to trim 2016			369	4.300	6.829							11.498
6,1	S/E Durán, 230/69 kV, 225 MVA.	4to trim 2016			369	3.643	5.186							9.198
6,2	Tramo L/T 230 kV, cuatro circuitos, 10 km, montaje inicial de dos, 2x750 ACAR	4to trim 2016				657	1.643							2.300



Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
<b>7</b>	<b>Sistema Daule - Lago de Chongón, 230 kV.</b>	4to.trim 2018						<b>3.608</b>	<b>9.212</b>					<b>12.820</b>
7,1	S/E Daule, 230 kV, ampliación - 1 bahía de línea de 230 kV.	4to.trim 2018 4to.trim 2018							793					<b>793</b>
7,2	L/T Daule-Lago Chongón, 230 kV, 30 Km, doble circuito, 1200 ACAR, montaje inicial de uno	4to.trim 2018						1.761	4.109					<b>5.870</b>
7,3	S/E Lago de Chongón, 138/230 kV, 225 MVA	4to.trim 2018						1.847	4.310					<b>6.157</b>
<b>8</b>	<b>Sistema Lago de Chongón - Posorja 138 kV.</b>	4to.trim 2018						<b>3.337</b>	<b>9.073</b>					<b>12.410</b>
8,1	S/E Posorja, 138 kV, ampliación	4to.trim 2018							644					644
8,2	L/T Posorja-Lago de Chongón, 230 kV, 70.4 Km, doble circuito, 1200 ACAR. (montaje inicial de uno, se energiza a 138 kV)	4to.trim 2018						3.337	7.785					11.122
8,3	S/E Daule 138 kV, ampliación.	4to.trim 2018							644					644
<b>VI</b>	<b>GLOBAL SNT</b>		<b>9.486</b>	<b>11.365</b>	<b>21.967</b>	<b>14.168</b>	<b>321</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>57.308</b>
	<b>Reserva de Subestaciones (Reg. Calidad del Servicio).</b>													
<b>1</b>	<b>S/E Nueva Prosperina, 230/69 kV, ampliación.</b>	3er trim 2015		<b>856</b>	<b>1.998</b>	<b>2.633</b>								<b>5.487</b>
1,1	- 1 Transformador trifásico de 135/180/225 MVA.	4to trim 2014												
<b>2</b>	<b>S/E El Inga, 230/138 kV, ampliación.</b>	4to trim 2014		<b>1.760</b>	<b>3.202</b>									<b>4.962</b>
2,1	- Transformador trifásico de 180/240/300 MVA.	4to trim 2014												
<b>3</b>	<b>Subestaciones móviles</b>	4to trim 2014		<b>2.000</b>	<b>2.300</b>	<b>3.725</b>								<b>8.025</b>
3,1	- Subestación móvil 138/46 kV, 60 MVA.	4to trim 2014												
3,2	Subestación móvil doble tap (138/22 y 138/13.8 kV), 33 MVA	4to trim 2014												
<b>4</b>	<b>Bahías de emergencia y/o reserva, 138/ 69 KV</b>	4to.trim 2013		<b>200</b>	<b>1.000</b>	<b>447</b>								<b>1.647</b>
4,1	- 2 bahías de línea de 138 kV.	4to.trim 2013												
4,2	- 4 bahías de línea de 69 kV.	4to.trim 2013												
<b>5</b>	<b>Compensación capacitiva.</b>	1er trim 2016		<b>203</b>	<b>4.204</b>	<b>2.319</b>	<b>321</b>							<b>7.048</b>
5,1	- Pascuales, 138 kV, 2 x 30 MVAR (para completar 2x60 MVAR)	1er trim 2015			863	91								
	- Las Esclusas, 230 kV, 2 x 60 MVAR	1er trim 2015			1.613	264								
	- Daule, 230 kV, 2 x 60 MVAR	1er trim 2015			1.613	264								
	- Chone 69 kV, 1 x 12 MVAR	1er trim 2014		203	115									
	- San Juan 69 kV, 2 x 12 MVAR	1er trim 2016				763	165							
	- San Gregorio 138 kV, 1 x 30 MVAR	1er trim 2016				936	157							
<b>6</b>	<b>Sistema de transmisión S/E Central - Quevedo, 230 kV.</b>	4to.trim 2013	<b>9.486</b>	<b>6.347</b>	<b>9.263</b>	<b>5.044</b>								<b>30.140</b>
6,1	L/T Central - Quevedo, 230 kV, doble circuito, 120 km.	4to.trim 2013	7.251	4.233	6.349	3.331								21.164
6,2	S/E Central 230 kV	4to.trim 2013	1.321	1.200	2.000	869								5.390
6,3	S/E Quevedo 230 kV, ampliación.	4to.trim 2013	343	343	343	557								1.586
	- 2 bahías de línea de 230 kV	4to.trim 2013												
6,4	L/T S/E Central-Punto seccionamiento SNT, 230 kV 5 km, 2	4to.trim 2013	571	571	571	287								2.000

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
	tramos doble cto, 1200 ACAR													
<b>VII</b>	<b>SISTEMAS DE TRANSMISION ASOCIADOS A PROYECTOS DE GENERACION</b>		<b>24.995</b>	<b>39.827</b>	<b>19.863</b>	<b>8.843</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>93.527</b>
<b>1</b>	<b>Sistema de transmisión Esmeraldas - Sto.Domingo, 230 kV.</b>	1er trim 2014	<b>14.128</b>	<b>18.900</b>	<b>8.998</b>	<b>1.353</b>								<b>43.379</b>
1,1	Modernización S/E Esmeraldas - Nuevo sistema de control.	1er trim 2014 1er trim 2014	325	300	510	375								1.510
1,2	S/E Esmeraldas, 230/138 kV, 167 MVA - Banco de transformadores, 230/138 kV, 100/133/167 MVA. - 2 bahías de línea de 230 kV - 2 bahías de línea de 230 kV (para generación) - 1 bahía de transformador de 230 kV. - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV. - 1 bahía de transformador de 138 kV (ampliación patio 138 kV) - obra civil	1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014 1er trim 2014	3.990	4.100	2.000	979								11.069
1,3	S/E Santo Domingo, 230 kV, ampliación. - 2 bahías de línea de 230 kV.	1er trim 2014 1er trim 2014	350	500	736									1.586
1,4	L/T Esmeraldas - Sto. Domingo, 230kV, 155 km, doble circuito, 1200 ACAR	1er trim 2014	9.462	14.000	5.752									29.214
<b>2</b>	<b>Sistema de transmisión Sopladora - Taday - Milagro, 230 kV.</b>	1er. trim 2015	<b>10.867</b>	<b>20.927</b>	<b>10.865</b>	<b>7.490</b>								<b>50.148</b>
2,1	L/T Sopladora - Taday 230 kV, 35 km, doble circuito, 2X750 ACAR	1er. trim 2015	192	4.404	2.860									7.456
2,2	L/T Taday - Milagro, 230 kV, 140 km, doble circuito, 2x750 ACAR.	3er. trim 2014	10.644	12.300	7.500	7.490								37.934
2,3	S/E Taday 230 kV - 4 bahías de línea de 230 kV.	3er. trim 2014 3er. trim 2014	20	2.844	308									3.172
2,4	S/E Milagro 230 kV - 2 bahías de línea de 230 kV.	3er. trim 2014 3er. trim 2014	10	1.379	197									1.586
<b>VIII</b>	<b>SISTEMA DE TRANSMISION DE 500 kV</b>		<b>22.904</b>	<b>82.500</b>	<b>134.293</b>	<b>48.451</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>288.147</b>
<b>1</b>	<b>Sistema de transmisión CC Sinclair - El Inga - Daule</b>	1er trim. 2015	<b>22.904</b>	<b>82.500</b>	<b>134.293</b>	<b>48.451</b>								<b>288.147</b>
1,1	L/T El Inga - CCSinclair, 500 kV, 125 km, 2 circuitos Independientes, 4x1100 ACAR.	4to trim. 2014	20.582	15.400	23.100	17.918								77.000
1,2	L/T El Inga-S/E Central, 500 kV 120 km, 1 cto, 4x750 ACAR. (Se energiza a 230 kV)	4to trim. 2014	344	7.392	25.872	3.352								36.960
1,3	L/T S/E Central-S/E Daule, 500 kV 180 km, 1 cto, 4x750 ACAR. (Se energiza a 230 kV)	1er trim. 2015	793	13.860	28.829	11.964								55.446
1,4	L/T S/E Daule - Punto seccionamiento SNT , 230 kV, 10 km, 3 tramos doble circuito, 1200 ACAR	1er trim. 2015		1.696	3.124	1.180								6.000

Ítem	PROYECTO	Ingreso en operación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	COSTO OBRA
1,5	S/E El Inga, 500/230 kV, 3x600 MVA	1er.trim 2015	182	12.583	37.750	12.401								62.916
1,6	S/E Coca Codo Sinclair, 500/230 kV, 375 MVA.	1er trim. 2015	468	25.791	11.903	1.516								39.678
1,7	S/E Daule 230 kV.	1er trim 2015	534	5.778	2.129	121								8.561
1,8	Ampliación S/E Central 230 kV.	4to.trim 2014			1.586									1.586
<b>Obras del SNT (sin obras ST 500kV ni proyectos en marcha).</b>			<b>61.595</b>	<b>84.355</b>	<b>86.916</b>	<b>49.789</b>	<b>29.291</b>	<b>28.086</b>	<b>21.533</b>	-	-	-	-	<b>361.565</b>
<b>Obras del ST de 500 kV</b>			<b>22.904</b>	<b>82.500</b>	<b>134.293</b>	<b>48.451</b>	-	-	-	-	-	-	-	<b>288.147</b>
<b>TOTAL NUEVAS OBRAS DE TRANSMISIÓN 2012-2022</b>			<b>84.498</b>	<b>166.855</b>	<b>221.208</b>	<b>98.241</b>	<b>29.291</b>	<b>28.086</b>	<b>21.533</b>	-	-	-	-	<b>649.712</b>
<b>PROYECTOS EN MARCHA CON ENTRADA EN OPERACIÓN 2012</b>			<b>94.498</b>	<b>17.267</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	<b>183</b>	-	-	-	-	-	-	<b>112.314</b>
<b>TOTAL PLAN DE EQUIPAMIENTO 2012- 2022</b>			<b>178.997</b>	<b>184.122</b>	<b>221.391</b>	<b>98.424</b>	<b>29.474</b>	<b>28.086</b>	<b>21.533</b>	-	-	-	-	<b>762.027</b>



# IV

**Aspectos de sustentabilidad  
y sostenibilidad social,  
económica y ambiental**

## **PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022**

***Documento para Audiencia Pública  
(Posterior diagramación e impresión)***

# ÍNDICE

## Capítulo 1

EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	2
1.1. Marco Teórico de la Eficiencia Energética.....	2
1.1.1 Introducción.....	2
1.1.2 Definiciones de Eficiencia Energética.....	2
1.1.3 Estructura Institucional actual para la eficiencia energética.....	4
1.1.4 La racionalización del consumo como eficiencia.....	4
1.1.5 La reconversión de la matriz energética como eficiencia.....	5
1.1.6 Indicadores de la eficiencia energética.....	6
1.2. Diagnóstico Situacional y Planes de Acción de la Eficiencia Energética en el Ecuador .....	7
1.2.1 Panorama Energético Nacional.....	8
1.2.1.1 Estructura Institucional actual para la Eficiencia Energética.....	18
1.2.1.2 Acciones institucionales llevadas a cabo para alcanzar la Eficiencia Energética.....	22
1.2.1.3 Diagnóstico de los planes para la racionalización del consumo implementados.....	27
1.2.1.4 Planes de acción para la racionalización de consumo.....	32
1.2.1.5 Planes y proyectos de reconversión de la matriz energética.....	36
1.2.1.6 Reconversión de la matriz energética de producción eléctrica.....	37
1.3. Líneas de Financiamiento.....	38

## Anexo A

Indicadores de Eficiencia.....	40
--------------------------------	----

## Capítulo 2

ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	53
2.1. Introducción y Antecedentes.....	54
2.2. Las Garantías Socioambientales de la Constitución.....	54
2.3. Sustentabilidad en el Sector Energético.....	59
2.4. Proyectos Emblemáticos.....	60
2.5. Diagnóstico de la Gestión Socioambiental y de Sustentabilidad del Sector Eléctrico.....	78
2.6. Desarrollo Sostenible y Responsabilidad Social Corporativa.....	97
2.7. El Rol de los Sistemas de Información Geográfica en la Sustentabilidad del Sector Eléctrico.....	99
2.8. Elaboración de la Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico.....	101
2.9. Lineamientos estratégicos adicionales.....	112

### Capítulo 3

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO.....	115
3.1. Introducción.....	115
3.2. Hipótesis y Parámetros de Simulación.....	115
3.2.1 Hipótesis.....	115
3.2.2 Parámetros de simulación.....	116
3.3. Análisis de Resultados.....	117
3.3.1 Caso Base.....	117
3.3.1.1 Generación.....	117
3.3.1.2 Transmisión.....	122
3.3.1.3 Distribución.....	125
3.3.1.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario.....	129
3.3.1.5 Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio.....	131
3.3.2 Caso Plus.....	132
3.3.2.1 Generación.....	132
3.3.2.2 Transmisión.....	136
3.3.2.3 Distribución.....	138
3.3.2.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario.....	142
3.3.2.5 Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio.....	145
3.3.3 Análisis del Impacto Económico de la Inversiones a realizarse en el PME 2013-2022.....	146
3.3.3.1 Descripción de los modelos.....	147
3.3.3.2 Caracterización Estadística de las Series Económicas.....	147
3.3.3.3 Funciones impulso respuesta y descomposición de la varianza del error.....	149
3.3.3.4 Resultados.....	150
3.3.3.5 Series históricas.....	150
3.3.3.6 Análisis de estadísticos de las series.....	151
3.3.3.7 Análisis de estacionariedad de las series.....	153
3.3.3.8 Estimación del modelo VEC.....	153
3.3.3.9 Funciones impulso respuesta.....	153
3.3.4 Pronósticos.....	155
Bibliografía.....	157

### ANEXO B

Estudio de costos de AO&M mediante el Análisis Envolvente de Datos (DEA).....	159
---	-----

## **Capítulo 4**

GESTIÓN INTEGRAL DEL RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	164
4.1. Introducción.....	164
4.2. Antecedentes.....	165
4.2.1 Marco Legal.....	165
4.2.2 Evolución Normativa.....	167
4.2.3 Glosario de términos.....	168
4.3. Identificación de los factores de riesgo y planes de contingencia en el sector eléctrico ecuatoriano.....	169
4.3.1 Riesgo debido a casos fortuitos o de fuerza mayor.....	169
4.3.1.1 Factores de riesgo debidos a casos fortuitos o de fuerza mayor.....	169
4.3.1.2 Plan de acción a los riesgos de contingencias debido a casos fortuitos o de fuerza mayor.....	179
4.3.2 Factores de riesgo debidos a aspectos técnico operativos.....	181
4.3.2.1 Riesgos en régimen de operación normal.....	181
4.3.2.2 Plan de acción a los Riesgos Técnico y Operativo en régimen de operación normal.....	185
4.3.2.3 Riesgos en régimen de contingencia.....	186
4.3.2.4 Plan de acción a la vulnerabilidad ante contingencias.....	189
4.3.3 Riesgo debido a factores administrativos, económicos y financieros.....	193
4.3.3.1 Riesgos Identificados.....	193
4.3.3.2 Planes de acción para la gestión de los Riesgos Administrativos y Económico – Financieros.....	193
4.3.4 Riesgo Social.....	194
4.3.4.1 Conflictos Sociales en los proyectos Emblemáticos.....	194
4.3.4.2 Acciones para la gestión del riesgo en cuanto a los conflictos sociales en los proyectos emblemáticos.....	200
4.4. Resumen General del Riesgo del Sector Eléctrico.....	201

### **Anexo 4.1**

Mapas de zonificación sísmica en el ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución.....	206
---	-----

### **Anexo 4.2**

Mapas de riesgos volcánicos en el ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución.....	210
---	-----

### **Anexo 4.3**

Mapas de riesgos por inundaciones: Infraestructura de generación, transmisión y distribución.....	214
---	-----

### **Anexo 4.4**

Mapas de riesgos por movimientos en masa en el ecuador, infraestructura de generación, transmisión y distribución.....	218
--	-----

**Anexo 4.5**

Procedimiento para el análisis por sensibilidades de la vulnerabilidad económica del SNI.....222

**Anexo 4.6**

Filosofía de la gestión de activos.....231



# GLOSARIO DE TERMINOS

CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CENACE	Corporación Nacional de Control de Energía
LRSE	Ley del Régimen del Sector Eléctrico
PME	Plan Maestro de Electrificación
DEA	Data Envelopment Analysis –Análisis Envolvente de Datos-
AO&M	Administración Operación y Mantenimiento
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
USD	United States Dollar –Dólares Estadounidenses-
ctvsUSD	Centavos de Dólar
kWh	Kilovatio hora – Medida de energía
kW	Kilovatio – Medida de potencia
V	Voltios – Medida de potencial eléctrico, voltaje
USD/kWh	Dólares por cada kilovatio hora
VAR	Vector autoregression - Vectores Autoregresivos -
VEC	Vector error correction - Vector de Corrección de Error -
PIB	Producto Interno Bruto –Gross Domestic Product-
CMG	Costo Medio de Generación
CT	Costo de Transmisión
CD	Costo de Distribución
Test ADF	Test “Augmented Dickey-Fuller” - Dickey-Fuller Aumentados -
Test PP	Test de Phillips - Perron
Demanda	Cantidad de energía eléctrica requerida dentro del sistema
SNI	Sistema Nacional Interconectado
Distribuidora	Empresa que encargada de la distribución y comercialización del servicio eléctrico
Inflación	Incremento generalizado y sostenido de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda durante un período de tiempo determinado



# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## ***CAPÍTULO 1: EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO***

***Quito- Ecuador***

# Capítulo 1

## EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

### 1.1. Marco Teórico de la Eficiencia Energética

#### 1.1.1 Introducción

Hoy en día la definición más cercana que describe a la eficiencia energética es “el consumo inteligente de la energía”. Las fuentes de energía son finitas y la demanda es creciente, por lo tanto, su correcta utilización se presenta como una necesidad vista hacia el futuro.

En el sector eléctrico del Ecuador, la eficiencia energética es un concepto que se fortalece. A nivel de estructura institucional, se cuenta con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER y el CONELEC como las instancias de nivel estratégico, para la generación y la regulación de políticas y directrices que incentiven el uso racional de la energía, a través de regulaciones y esquemas tarifarios con señales de eficiencia.

A nivel técnico investigativo, se cuenta con el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables - INER, como entidad de apoyo para el desarrollo de prototipos que sustenten la generación de políticas de eficiencia energética.

En cuanto al nivel técnico operativo, en la actualidad se cuenta con una importante experiencia de las empresas eléctricas de distribución, en la aplicación de los programas y planes de eficiencia energética.

En este sentido, es importante resaltar el marco conceptual que sustenta la filosofía de la eficiencia energética en el sector eléctrico ecuatoriano. Como se analiza en este capítulo, la eficiencia energética se concibe como la conjunción de acciones tendientes a consumir la menor cantidad posible de energía para realizar un proceso determinado (reducción); la reconversión de la matriz energética promoviendo el uso de fuentes renovables (renovación), sin disminuir las prestaciones o la calidad final del producto, y con el menor impacto sobre el medio ambiente.

#### 1.1.2 Definiciones de Eficiencia Energética

La energía, desde el punto de vista etimológico, significa “actividad, trabajo”, razón por la cual ésta se manifiesta en todas las actividades de la naturaleza y el hombre. A continuación se presentan diferentes enfoques sobre “Eficiencia Energética”, los mismos que permiten una visión más amplia de dichos conceptos.

##### ***Definiciones generales***

El estado del arte muestra varias definiciones con diferentes enfoques:

“La eficiencia energética es el consumo inteligente de la energía, el cual es indispensable debido a que las fuentes de energía son finitas, y por lo tanto, su correcta utilización se presenta como una necesidad del presente para que podamos disfrutar de ellas en un futuro”.<sup>1</sup>

“La eficiencia energética es el conjunto de acciones que permiten consumir la menor cantidad posible de energía para realizar un proceso determinado, pero sin disminuir las prestaciones o la calidad final del producto, y con el menor impacto sobre el medio ambiente”.<sup>2</sup>

“La eficiencia energética es evitar la presencia de desperdicios así como evitar el uso de equipamientos cuando no es necesario”.<sup>3</sup>

“La eficiencia energética es la optimización que podemos hacer del consumo de energía”.<sup>4</sup>

“La eficiencia energética es la implementación de estrategias y medidas para combatir el derroche de energía a lo largo del proceso de transformación: desde que la energía se transforma y, más adelante, cuando se utiliza”.<sup>5</sup>

De lo expuesto anteriormente, se puede deducir que la eficiencia es la relación entre la cantidad de energía útil y la energía total utilizada para realizar un trabajo; por lo tanto, se considera que: más eficiente es un trabajo que logra atender una misma necesidad con la menor cantidad de energía. Nótese que las definiciones anteriores determinan un direccionamiento a actividades tendientes reducir el uso de energía.

La premisa básica en las definiciones de Eficiencia Energética, denota que “ser más eficiente” no significa renunciar al confort y la calidad, sino que trata de adoptar una serie de hábitos responsables, medidas e invenciones tecnológicas de gestión, enfocándose a que el consumidor aprenda a llevar un estilo de vida sostenible; es decir autosustentable, disponiendo de los mismos servicios pero con un consumo menor de energía; este enfoque integral es el concepto que sobre el tema aplica el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

En los últimos años se está afirmando un concepto más amplio y envolvente del uso racional de la energía, que es el concepto del “análisis del ciclo de vida”.

El análisis del ciclo de vida de un producto o de un proceso incluye el contenido energético, extracción de materias primas y procesamiento, materiales utilizados, consumo de energía en toda la vida útil de un equipo, llegando hasta su eliminación; considerando impactos ambientales de su producción, utilización y supresión.

La eficiencia energética es la obtención de los mismos bienes y servicios energéticos, pero con mucha menos energía, con la misma o mayor calidad de vida, con menos contaminación, a un precio inferior al actual, alargando la vida de los recursos y con menos conflicto.<sup>6</sup>

---

<sup>1</sup> Fuente: ENDESA: Encuesta sobre eficiencia energética Noviembre del 2011.

<sup>2</sup> Fuente: Plan de Uso Eficiente de Energía en Ecuador. Subsecretaría de Eficiencia Energética del MEER, para incorporarse al PME 2011 – 2020.

<sup>3</sup> Fuente: Universidad de San Paulo.

<sup>4</sup> Fuente: Plan Nacional portugués de Acción para la Eficiencia Energética.

<sup>5</sup> Fuente: Plan Nacional portugués de Acción para la Eficiencia Energética.

<sup>6</sup> Fuente: AEDENAT (Asociación Ecologista de Defensa de la Naturaleza – España) ET AL. (1998)

Con un análisis del ciclo de vida es posible comparar diferentes productos o procesos, no sólo por la eficiencia energética durante su utilización, sino en toda su vida útil; considerando todo el proceso: producción, transporte, utilización y eliminación.

Nótese entonces que el contexto del uso racional de la energía no se limita al uso de equipos eficientes, sino a la planificación de proyectos de gestión energética, englobando todos los procesos de utilización de la energía para lograr un trabajo con calidad y confort, incluyendo impactos ambientales y utilización de recursos finitos. La reconversión de la matriz energética se corresponde con esta definición.

### 1.1.3 Estructura Institucional actual para la eficiencia energética

La estructura actual para la aplicación de políticas, planes y proyectos de eficiencia energética, establece las responsabilidades necesarias, para que las entidades públicas o privadas (agentes del sector eléctrico) desarrollen sus actividades siguiendo un objetivo en común que es la eficiencia energética.

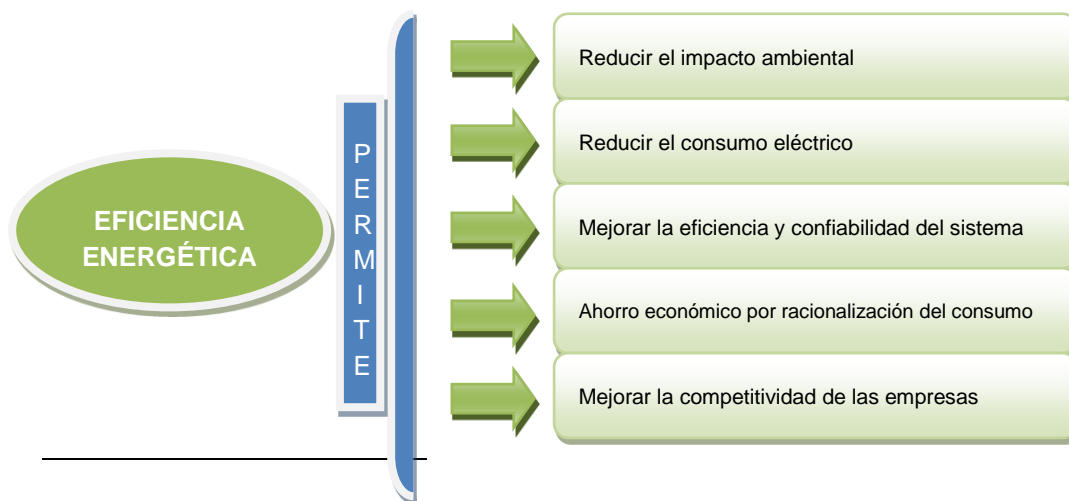
A nivel estratégico, se destaca que en la instancia institucional de las políticas energéticas define las señales de eficiencia, sea a través de esquemas tarifarios o disposiciones normativas.

A nivel técnico investigativo, el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables es concebido como la instancia de apoyo, en lo concerniente al insumo investigativo que le permita a las Carteras de Estado la estructuración de proyectos concretos. Se resalta el papel de este centro como desarrollador científico y tecnológico para desarrollar insumos para la generación de políticas de eficiencia energética.

Dentro del nivel técnico operativo se destaca la necesidad de crear instancias de servicios energéticos, las cuales serán asumidas por parte de las empresas públicas de distribución de energía, y su compromiso junto al cliente en la aplicación de la eficiencia energética.

### 1.1.4 La racionalización del consumo como eficiencia

En la dinámica de la economía global, el Uso Racional y Eficiente de Energía ha evolucionado hacia la Eficiencia Energética como un concepto de cadena productiva, dinámico, en permanente cambio de acuerdo con los nuevos enfoques del desarrollo sostenible en relación con la disminución de los impactos ambientales, el incremento de productividad y el manejo eficiente de los recursos.<sup>7</sup>



<sup>7</sup> Prias Omar, Hacia un nuevo concepto de la Eficiencia Energética



**FIGURA No. 1.1: EFICIENCIA COMO RACIONALIZACIÓN DEL CONSUMO**

Al racionalizar el consumo de energía se tiene un efecto directo en su requerimiento y consecuentemente en la producción de la misma, esta reducción se refleja en las etapas de producción, transporte y distribución de energía, reduciendo el impacto ambiental.

La educación orientada a la racionalización y uso eficiente de energía es una parte importante en la reducción del consumo de ésta, se considera necesario crear en la sociedad hábitos de reducción, influyendo directamente en el consumidor.

Como señales regulatorias para la racionalización del consumo se pueden citar el régimen tarifario que es utilizado a nivel mundial para brindar este tipo de incentivos para la eficiencia en el usuario final.

### **1.1.5 La reconversión de la matriz energética como eficiencia**

Una matriz energética es "...el estudio del sector energético en el que se cuantifica la oferta, la demanda y la transformación de cada una de las fuentes energéticas, así como el inventario de recursos energéticos disponibles; considerando para estas variables su evolución histórica y proyección a futuro. El conocimiento y análisis de la matriz energética es un elemento básico para la planificación y el aseguramiento del abastecimiento energético..."<sup>8</sup>

La propuesta de política nacional de reconversión de la matriz energética, conduce a la diversificación de las dos grandes fuentes tradicionales de energía eléctrica (agua y petróleo en el caso de Ecuador). Ante esto a la matriz energética se debe incorporar en porcentajes importantes otras fuentes de energía, sobre todo aquellas de origen renovable aunque a costos ligeramente más altos<sup>9</sup>.

Una matriz energética permite identificar parámetros como la energía necesaria, producida, disponible, consumida, etc.

Cada tipo de consumidor usa una cierta cantidad de energía de una fuente energética específica, dependiendo del modelo de desarrollo, nivel económico, y consumo, así como del uso de la energía.

Como un elemento habilitador y de fortalecimiento para la reconversión de la matriz energética se pueden citar las regulaciones que promueven el uso de las energías renovables no convencionales, permitiendo optimizar el uso de los recursos naturales.

---

<sup>8</sup> MANUAL DE ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS 2011 - OLADE

<sup>9</sup> Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador

### 1.1.6 Indicadores de la eficiencia energética

La OLADE sigue los planteamientos de las Naciones Unidas sobre el tipo de indicadores que deben ser desarrollados para medir la eficiencia energética<sup>10</sup>, uno de los indicadores más representativos de eficiencia es la intensidad energética.

Para apoyar las metas del desarrollo sostenible, la energía debe estar disponible siempre, en calidad, suficientes cantidades y a precios adecuados. La dimensión ambiental considera la necesidad de proteger el ambiente sin afectar los niveles de otras dimensiones.

En este contexto, la intensidad energética se representa de la forma siguiente:

#### ***Intensidad energética***

Este indicador está definido como el consumo de energía, primaria o final, por unidad de Producto Interno Bruto (PIB). La intensidad energética, en términos globales, viene a ser el valor medio de la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de riqueza. Esto, en principio, justifica que, una evolución decreciente de este indicador tenga por consecuencia un consumo (medio) menor de energía para generar cada unidad de riqueza, y por lo tanto se puede interpretar como un incremento en la eficiencia energética global.<sup>11</sup>

#### Cálculo de Intensidad energética

Descripción:

Es la relación entre el consumo de energía y el producto interno bruto.

El PIB puede ser calculado a valores constantes con un año base determinado o valores corrientes.

Cabe indicar que para efecto de comparación entre países, es preferible referir el cálculo del PIB a valores constantes tomando como base un año común.

El consumo energético se calcula mediante el consumo final de la energía primaria más lo que entra a los centros de transformación.

Formulación

$$IE_i = \frac{CE_i}{PIB_i}$$

Dónde:

$IE_i$  = Intensidad energética agregada en el año i (Bep/10<sup>3</sup> US\$)

$CE_i$  = Consumo energético total expresado en unidades calóricas (10<sup>3</sup> Bep)

$PIB_i$  = PIB total (10<sup>6</sup> US\$)

El **ANEXO A** detalla más acerca de los indicadores de eficiencia energética considerados en la evaluación de la Eficiencia Energética.

---

<sup>10</sup> ANEXO A: Indicadores de eficiencia energética

<sup>11</sup> Eficiencia Energética, Comisión Nacional de Energía - España

## 1.2. Diagnóstico Situacional y Planes de Acción de la Eficiencia Energética en el Ecuador

En esta sección se muestra el diagnóstico y planes de acción de la eficiencia energética en el Ecuador, haciendo énfasis en los resultados alcanzados, y alternativas de mejora específicamente en el sector eléctrico.

Partiendo de una caracterización del panorama energético nacional, se realiza un análisis de la estructura institucional actual del sector eléctrico y de las soluciones tentativas para la generación, la aplicación y la regulación de políticas de eficiencia energética.



**FIGURA No. 1.2: PANORAMA ENERGÉTICO NACIONAL**

De la Figura No. 1.2 se destaca lo siguiente:

1. Estructura Institucional actual: se analizan los esfuerzos desarrollados por el MEER en cuanto a la creación de las instancias estratégicas, operativas y técnicas para la generación y la aplicación de políticas de eficiencia energética. Se menciona en especial al INER como instituto (*research*) de investigaciones científicas especializadas para el desarrollo de pruebas y prototipos de proyectos de eficiencia.
2. Racionalización del Consumo: se detallan las directrices, planes, programas y proyectos establecidos y por implementarse por el MEER para la reducción de la demanda. Se presenta también un análisis de las señales de eficiencia energética generadas por el CONELEC, tales como Regulaciones y Esquemas Tarifarios, que promueven la disminución del consumo.
3. Reconversión de la Matriz Energética: se detallan las directrices, los proyectos de inversión, los planes y los programas impulsados por el MEER para la transformación de la matriz energética; es decir, para la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles. Se destacan así mismo las Regulaciones emitidas por el CONELEC, con el objetivo de fomentar la inversión en energías renovables no convencionales.

En relación a la implementación de planes de acción, el uso racional y eficiente de energía ha evolucionado hacia la eficiencia energética de acuerdo con los nuevos enfoques de disminución de los impactos ambientales, de incremento de la productividad, y del manejo eficiente de los recursos.

La eficiencia energética en el país se ha convertido en uno de los objetivos estratégicos para el desarrollo de la nación, para lo cual es necesario fortalecer los planes y estrategias incorporadas



por el actual gobierno a partir de las decisiones de política para el desarrollo del sector eléctrico mediante soluciones estructurales, teniendo como objetivo el desarrollo armónico del Estado y asegurando la soberanía energética.

Para una optimización de la eficiencia energética, se deben implementar o mantener políticas, normas, regulaciones para establecer un programa nacional de planes de acción, y estrategias donde se promocionen las fuentes energéticas renovables como un asunto de interés social, público y económico para el mejoramiento de la calidad de vida y el acceso a fuentes limpias y renovables de energía para todos los ciudadanos.

De acuerdo a lo propuesto dentro del panorama general de eficiencia, en el que se promueven las 3Rs determinadas por Reducir, Renovar y promover la Reingeniería del sector, se presenta a continuación un plan de acción, con sus etapas de desarrollo, sobre la base del diagnóstico presentado en la sección anterior.

Finalmente se puede indicar que a partir del diagnóstico establecido, se delinean los planes de acción para la consolidación de la eficiencia energética en el sector eléctrico ecuatoriano.

### **1.2.1 Panorama Energético Nacional**

#### ***Intensidad Energética en el Ecuador***

Indicador de la eficiencia energética que se calcula como la relación entre el consumo energético (Energía) y el crecimiento económico reflejado por el producto interior bruto (PIB) del país.

Este indicador es difícil de comparar entre países, debido a la diversidad de valores nacionales que dependen tanto de factores locales de la economía como de las intensidades de distintos sectores tomados individualmente.

La intensidad energética es un indicador que determina el comportamiento de un país y, por tanto, su grado de eficiencia. Este dato debe ser analizado en contexto con la información correspondiente a la evolución de las estructuras del PBI (sectorial), las fuentes de energía utilizadas y, en algunos casos, los usos. En el Capítulo de Demanda de éste Plan Maestro de Electrificación se presentan los datos de Intensidad Energética para el Ecuador y otros índices representativos de Eficiencia Energética.

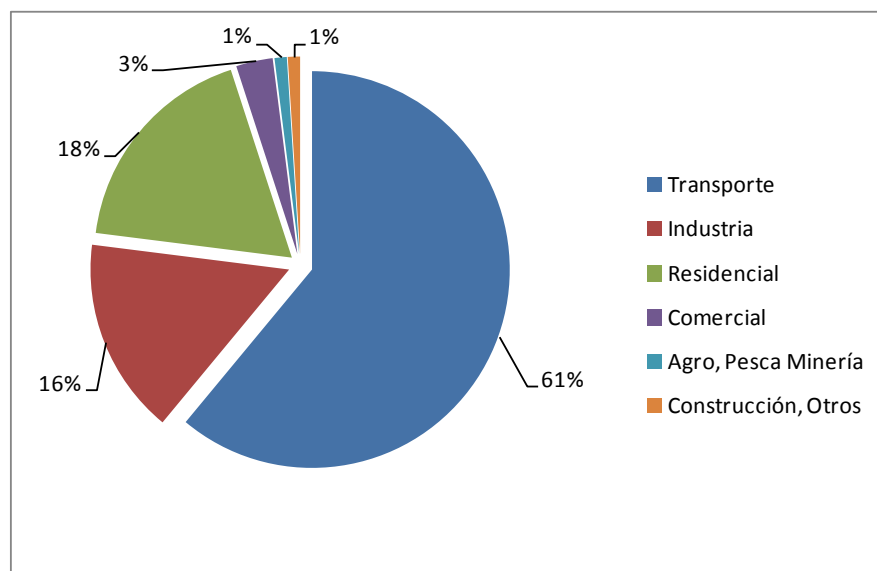
Esta realidad ha llevado al país a identificar y aplicar medidas que contribuyan a la preservación y uso racional de los recursos naturales. Una de las alternativas de mayor impacto y menor costo es la eficiencia energética de los aparatos de uso final y sistemas que usan y transforman la energía.

La inclusión del efecto combinado de varias acciones de eficiencia económica y energética permitirá reducir las necesidades de inversión en la expansión de los sistemas de oferta de energía eléctrica, minimizar los impactos ambientales, incrementar la flexibilidad y la confiabilidad del servicio, proveer beneficios económicos, tanto a las empresas eléctricas, cuanto a los consumidores y a la sociedad en su conjunto.

Ecuador cuenta con importantes recursos energéticos renovables y no renovables, entre los que se destacan el solar e hídrico, por el gran potencial que presentan y, el petróleo, por ser actualmente la principal fuente de ingresos de divisas del país.

El balance de energía disponible al 2009, elaborado por la OLADE, muestra que el consumo de energía “no comercial” (leña, residuos vegetales, entre otros) representó alrededor del 4% del consumo final de energía; sin embargo, los requerimientos energéticos del país son abastecidos mayoritariamente por hidrocarburos fósiles, los que suplieron el 82% de la demanda de energía, mientras que los consumos de electricidad y otros (no energéticos) correspondieron a 11% y 3% respectivamente.

El sector transporte es el de mayor consumo energético a nivel nacional, con una participación del 61% de la demanda total de energía, mientras que a los sectores residencial, industrial, comercial, agro pesca minería, construcción y otros, les corresponde el 18%, 16%, 3%, 1% y 1% respectivamente.<sup>12</sup>



FUENTE: PME 2012-2021

**FIGURA No. 1.3: CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL.**

### ***Caracterización del consumo de energía eléctrica en el Ecuador***

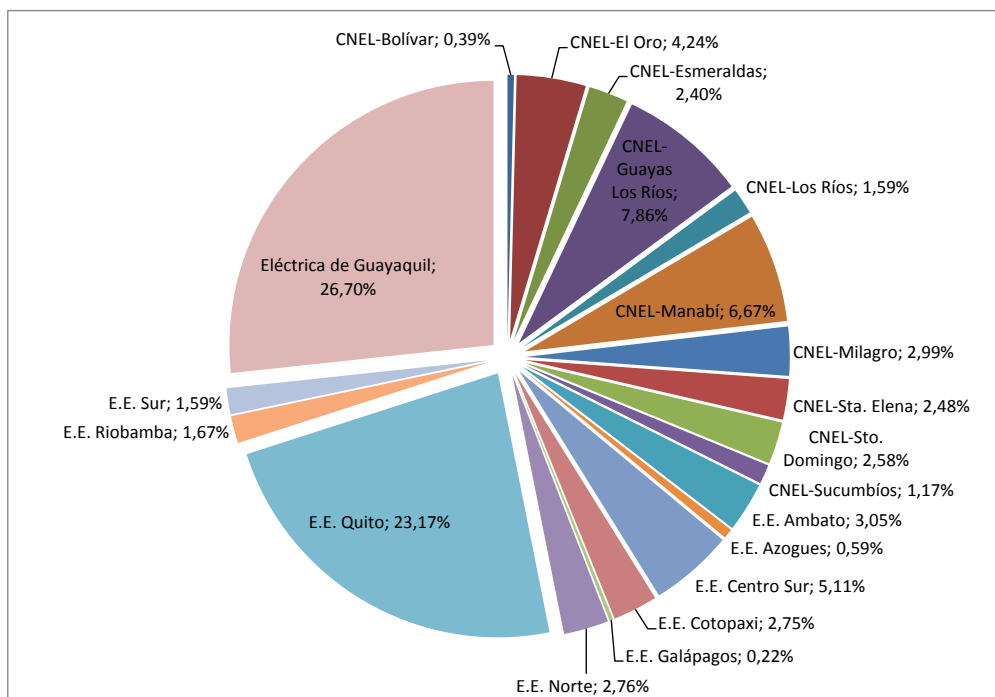
A continuación se presenta la información del consumo de energía eléctrica por áreas de concesión de las empresas de distribución de energía eléctrica a nivel nacional y sectorial.

#### **1. Consumo Nacional**

En la Figura. No. 1.4 se muestra el consumo eléctrico por áreas de concesión, de donde se puede concluir que el 49,87% de la energía eléctrica del Ecuador es consumida por los usuarios de la Empresa Eléctrica Quito y la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.

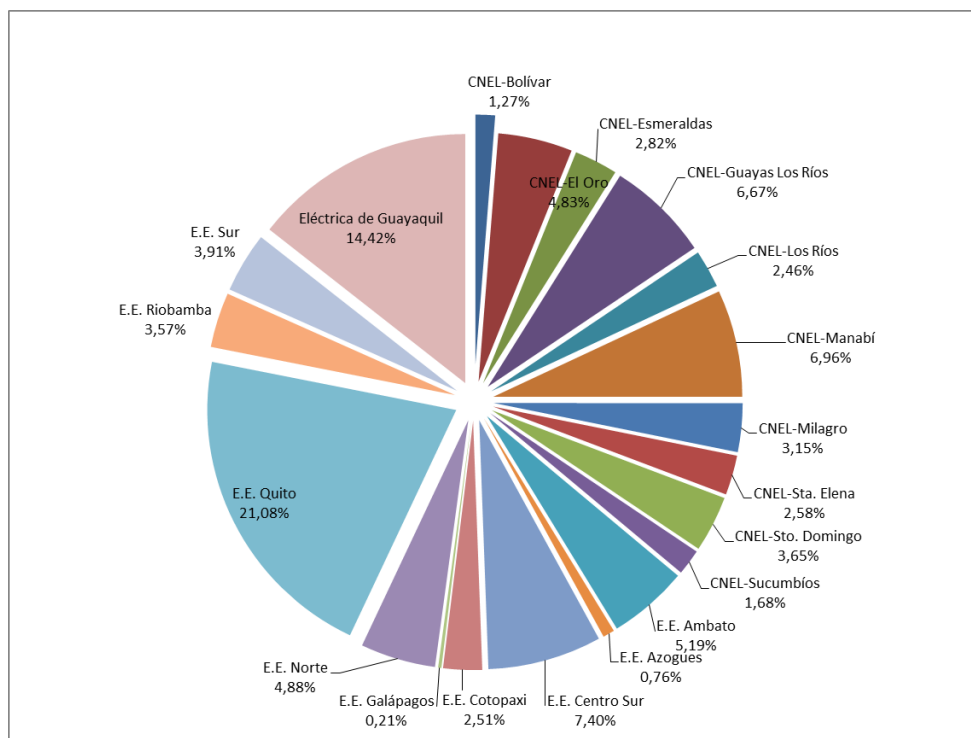
---

<sup>12</sup> Plan Maestro de Electrificación 2012-2021



FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.4: CONSUMO NACIONAL POR ÁREAS DE CONCESIÓN (%) (2012)**



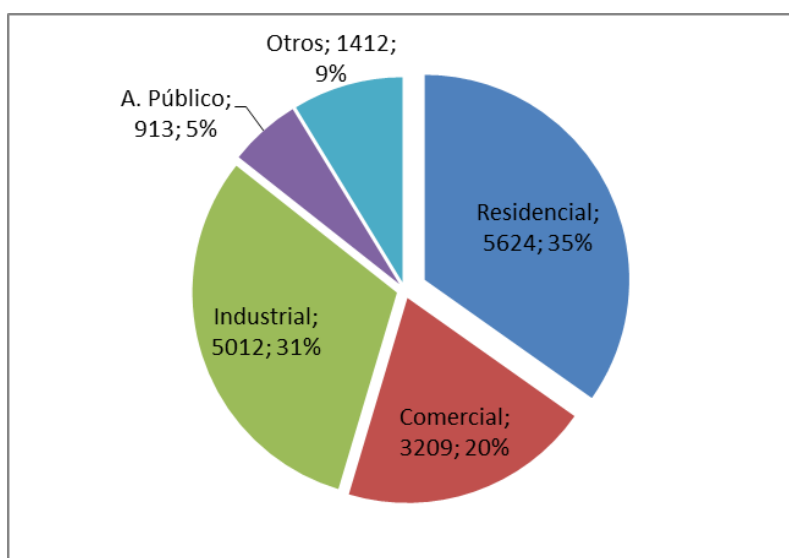
FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.5: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE ABONADOS REGULADOS POR ÁREA DE CONCESIÓN (2012)**

Similar a lo que acontece con la distribución del consumo, ocurre en la distribución de clientes (Figura No. 1.5), ratificando lo anteriormente descrito. La Empresa Eléctrica Quito presenta el 21,08% de abonados a nivel nacional y la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil el 14,42%.

Cabe indicar que en la información anteriormente analizada, no se consideran los abonados no regulados que tienen condiciones especiales en su suministro de energía.

La Figura No. 1.6 muestra la composición del consumo total por sectores a nivel nacional: el sector residencial con un 35%, industrial 31%, comercial 20%, servicio de alumbrado público 5,91%, y finalmente se agrupa al consumo de los subsectores (asistencia social, bombeo de agua, entre otros), el mismo que obedece al 9% del consumo eléctrico nacional.<sup>13</sup>



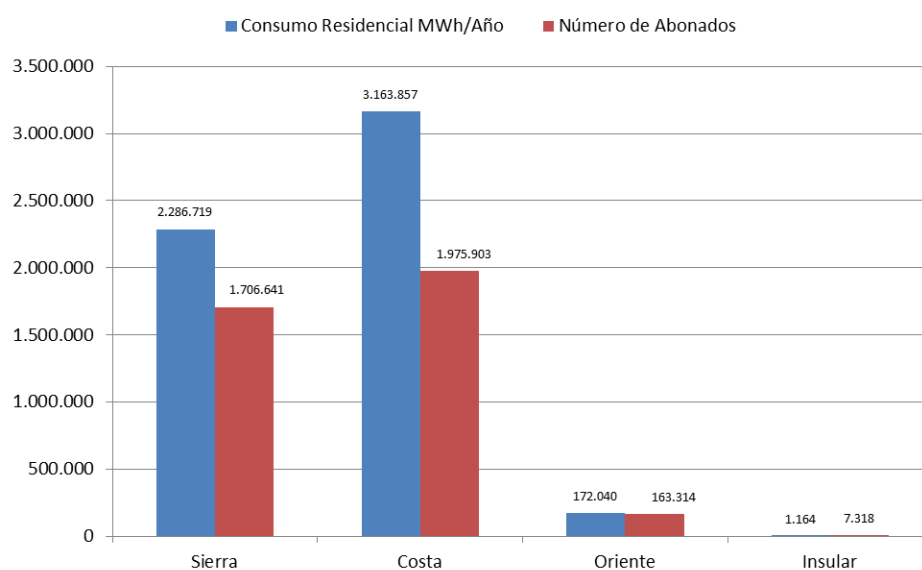
FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.6: CONSUMO NACIONAL POR SECTORES GWh (2012)**

En este sentido, las principales medidas de eficiencia energética deberían ir encaminadas a optimizar el consumo de los sectores de mayor demanda: residencial, industrial y comercial, pues juntos representan cerca del 86% del consumo eléctrico nacional. Sin embargo, no se debe descuidar la intervención en los demás sectores.

Haciendo una estimación en la distribución por regiones, tanto en el consumo eléctrico como en la cantidad de abonados en el sector residencial (Figura No. 1.7), se puede observar que a pesar de tener casi la misma cantidad de abonados entre Sierra y Costa, el consumo en la región Costa es mayor, esto como consecuencia principalmente de una mayor demanda eléctrica en los consumos finales de refrigeración de alimentos y aire acondicionado, éste último no utilizado en forma intensiva en la Sierra.

<sup>13</sup> Estadísticas CONELEC 2012



FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.7: CONSUMO ELÉCTRICO Y NÚMERO DE ABONADOS SECTOR RESIDENCIAL (2012)**

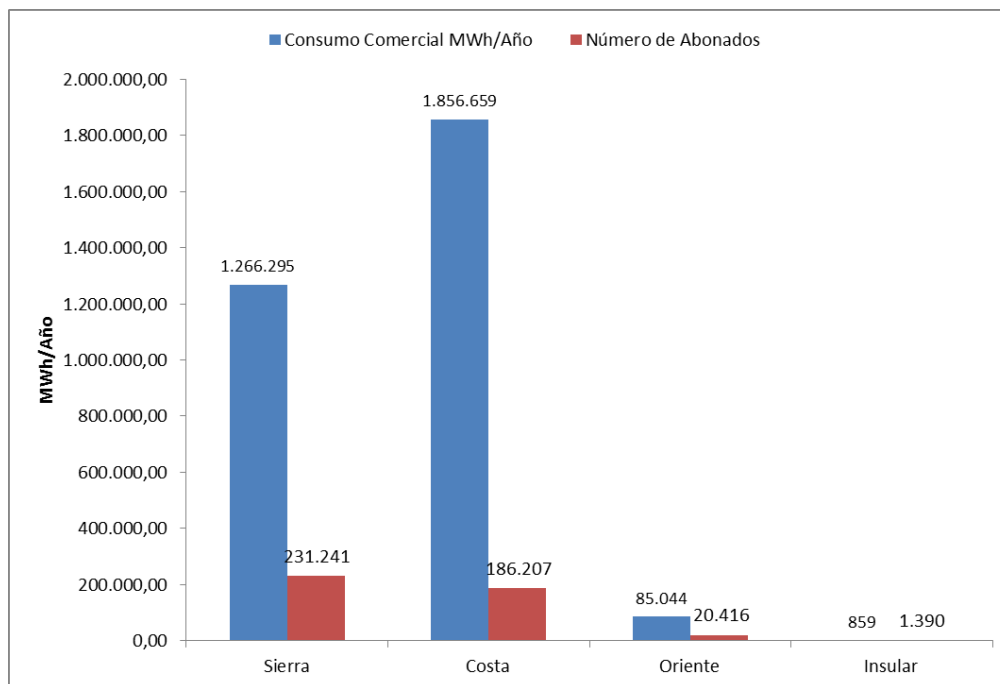
En la Tabla No. 1.2 se visualiza el consumo promedio anual por abonado y por región del sector residencial, que fuera estimado sobre la base de las estadísticas del año 2012 en donde se observa que, tendencialmente, el mayor consumo promedio por abonado residencial se produce en la región Insular, y el menor se produce en la región Sierra.

**TABLA No 1.2 CONSUMO PROMEDIO ANUAL (S. RESIDENCIAL)**

REGIÓN	CONSUMO kWh/año	%
Sierra	1.340,0	32%
Oriente	1.053,4	25%
Costa	1.601,2	39%
Insular	159,1	3,8%

FUENTE: ESTADISTICA 2012

Con respecto al sector comercial (Figura No. 1.8), se puede ver que la región Costa presenta la mayor demanda de consumos, a pesar de no contar con el mayor número de abonados, como es el caso de la región Sierra. La región Insular se comporta de forma similar al sector residencial, presentando el menor consumo.



FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.8: CONSUMO ELÉCTRICO y NÚMERO DE ABONADOS SECTOR COMERCIAL**

En la Tabla No. 1.3 se observa que el mayor consumo promedio por abonado se produce en la región Costa, seguido de la región Insular, Oriente y Sierra. Esto se debe principalmente a los servicios de aire acondicionado y refrigeración, que se utilizan en las regiones Costa, Insular y Oriente con mayor demanda debido a las condiciones climáticas de estas zonas.

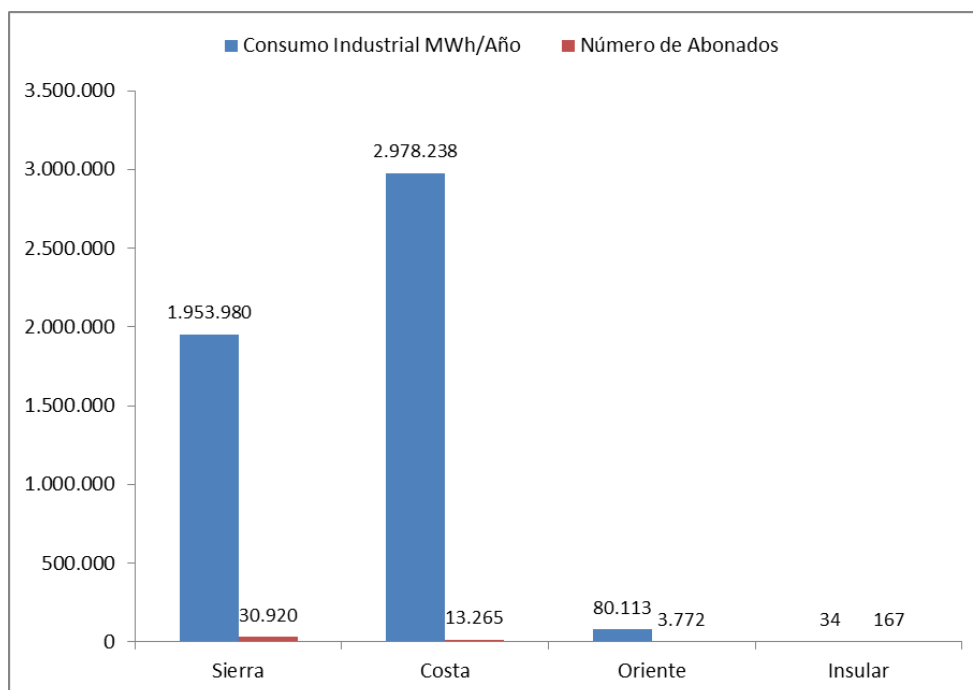
Cabe señalar que el consumo promedio anual en este sector está cerca de los 7.068 kWh/año (589 kWh/mes).

**TABLA No. 1.3: CONSUMO PROMEDIO ANUAL (S. COMERCIAL)**

REGIÓN	CONSUMO kWh/año	%
Sierra	5.476,0	27,1%
Oriente	4.165,6	20,6%
Costa	9.971,0	49,3%
Insular	617,9	3,1%

FUENTE: ESTADISTICA 2012

El consumo eléctrico en el sector industrial (Figura No. 1.9), se comporta de la misma forma que en el caso del sector comercial, la región Costa a pesar de no contar con el mayor número de abonados, es la que presenta la mayor demanda, seguida por la región Sierra, Oriente e Insular.



FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.9: CONSUMO ELÉCTRICO y NÚMERO DE ABONADOS SECTOR INDUSTRIAL**

El mayor consumo promedio por abonado del sector industrial (Tabla No.1.4) se produce en la región Costa, seguido del Oriente, Sierra e Insular. El consumo promedio anual por abonado está bordeando los 99.640 kWh/año (8.303 kWh/mes).

**TABLA No. 1.4: CONSUMO PROMEDIO ANUAL SECTOR INDUSTRIAL**

REGIÓN	CONSUMO kWh/año	%
Sierra	63.195,0	20%
Oriente	21.239,0	7%
Costa	224.518,4	72,6%
Insular	203,0	0,1%

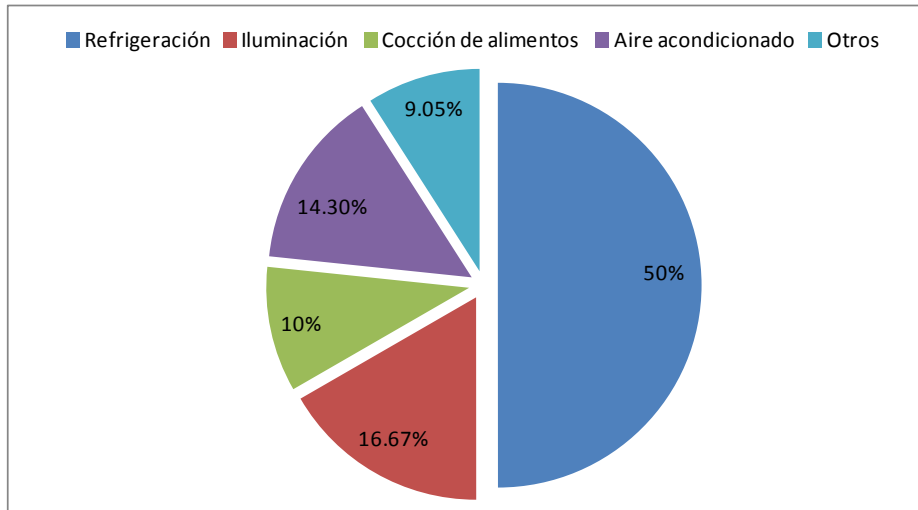
ESTADISTICA 2012

## 2. Sector Residencial

En el año 2011, el CONELEC adoptó medidas tendientes a reducir los malos hábitos de consumo en cierto grupo de la población, emitiendo el esquema tarifario con señales de eficiencia. Lo anterior ayuda en la formación de una cultura de uso racional de la energía, mediante la concienciación de la población en todos los segmentos de consumidores residenciales.

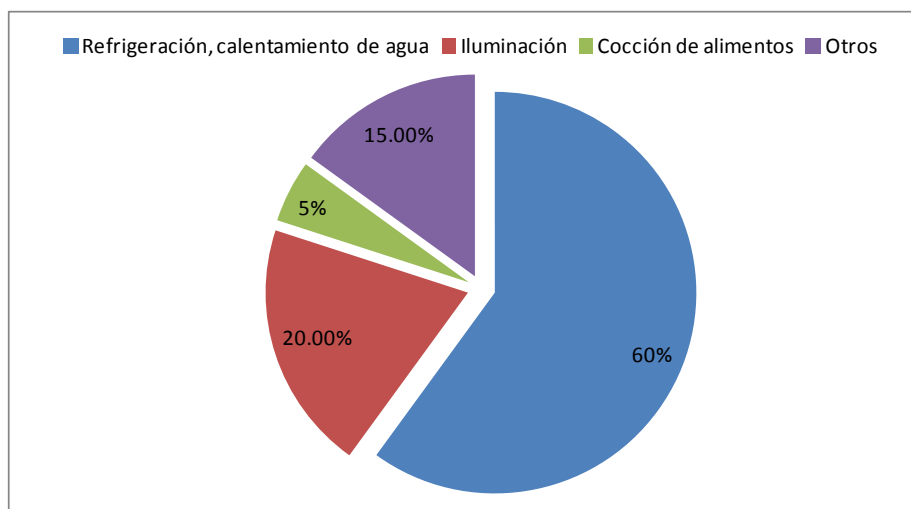
Por otro lado, el MEER está realizando la actualización del estudio de los usos finales de la energía, el mismo que permitirá conocer el consumo de los distintos equipos y artefactos existentes a nivel residencial, como en refrigeración de alimentos, iluminación, etc. Esta información permitirá plantear medidas o planes de eficiencia de energía con el fin de atacar al mayor componente de la demanda.

Un estudio de usos finales realizado por el ex-INECEL en el año de 1993 definió el consumo energético residencial de la Costa (Figura No. 1.10), y Sierra (Figura No. 1.11).



FUENTE: PME 2012-2021

**FIGURA No. 1.10: USOS FINALES (REGIÓN COSTA)**



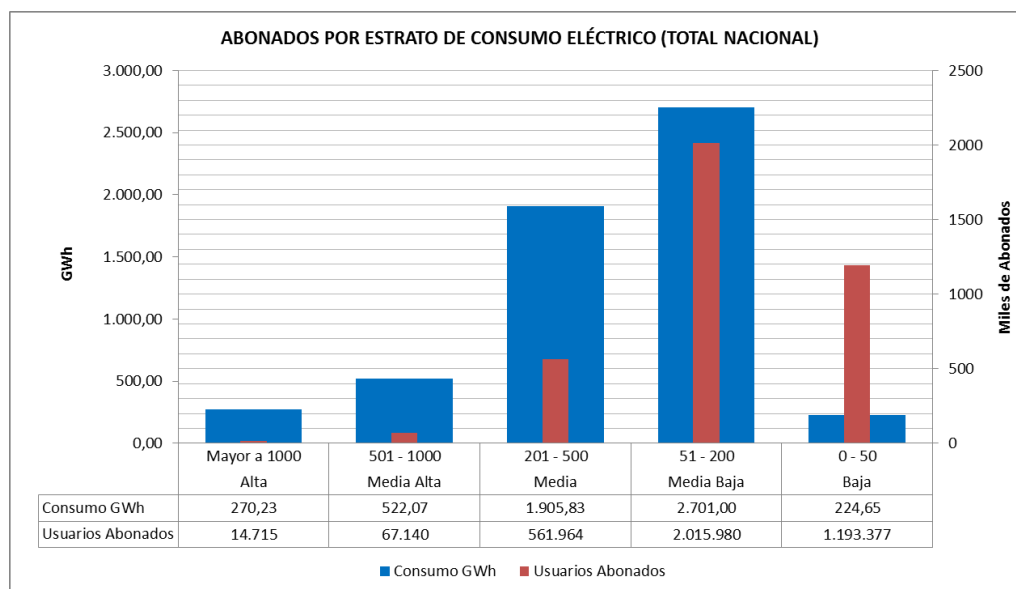
FUENTE: PME 2012-2021

**FIGURA No. 1.11: USOS FINALES (REGIÓN SIERRA)**

Se presenta a continuación información con corte al año 2012, sobre las condiciones actuales en lo concerniente al número de clientes y consumos del sector residencial por regiones, segmentos sociales y estratos de consumo.

Del análisis de esta información, la mayoría de los clientes de este sector, tanto en la Sierra cuanto en la Costa, se encuentran en el estrato medio bajo (consumos entre 50 y 200 kWh/mes), situación que mantiene la tendencia mostrada en el año 1993.





FUENTE: ESTADISTICA 2012

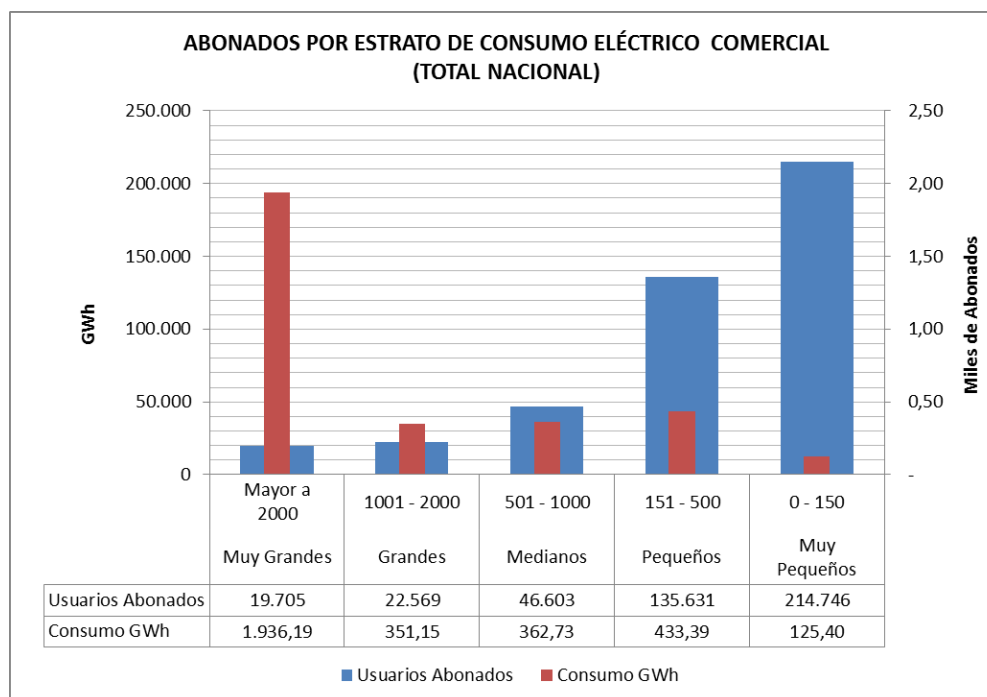
**FIGURA No. 1.12: ABONADOS EN LOS ESTRATOS Y CONSUMO ELÉCTRICO (TOTAL NACIONAL) RESIDENCIAL**

En la Figura No. 1.12 se puede visualizar que la concentración de clientes residenciales se encuentran en los estratos sociales: bajo y medio bajo, ya que juntos representan cerca del 84% de los usuarios del sector residencial. El estrato medio bajo representa el mayor consumo con un 43%<sup>14</sup>.

### 3. Sector Comercial

En referencia a los segmentos de importancia comercial; se caracteriza como comercios muy pequeños a aquellos cuyos consumos llegan hasta 150 kWh/mes; pequeños cuyos consumos llegan hasta 500 kWh/mes; medianos con consumos de hasta 1.000 kWh/mes; grandes los que consumen hasta 2.000 kWh/mes; y muy grandes, aquellos que presentan consumos superiores a 2.000 kWh/mes. Cabe indicar que en esta clasificación no se toma en cuenta a los clientes comerciales con demanda.

<sup>14</sup> Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable



FUENTE: ESTADISTICA 2012

**FIGURA No. 1.13: DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
(TOTAL NACIONAL)**

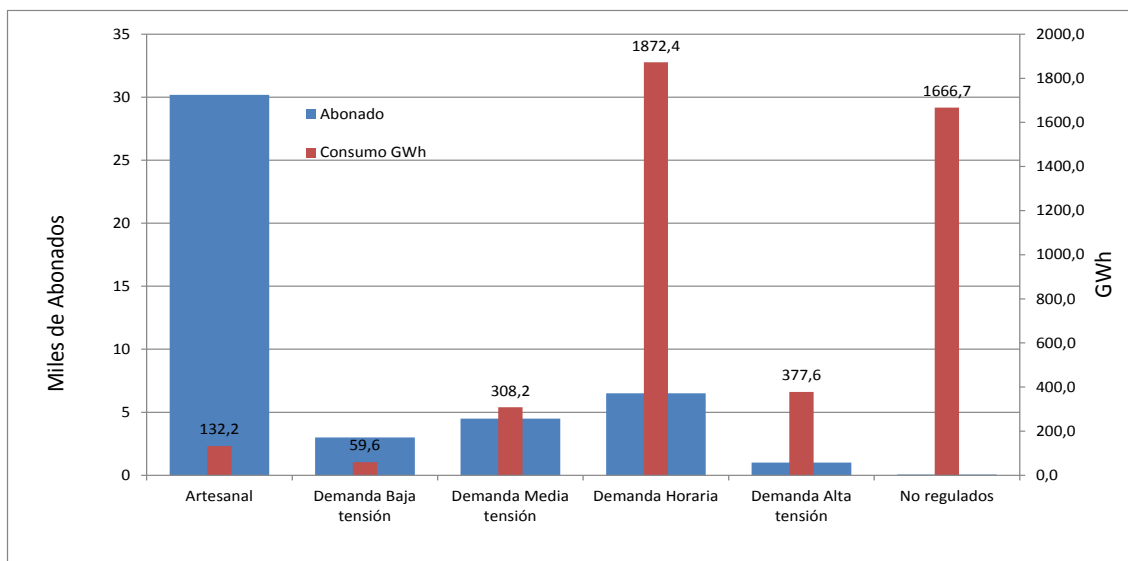
De lo mostrado en la Figura No. 1.13 se puede analizar que el mayor número de abonados se encuentra ubicado en el primer grupo (muy pequeño), pero su correspondiente consumo no es el que tiene mayor significado o peso en el sector.

De acuerdo al análisis antes descrito, las medidas de eficiencia energética a ser implementadas en el sector comercial, se dirigirán a los consumidores pequeños y medianos que representan cerca del 60% del consumo<sup>15</sup>. En este sentido se deben desarrollar planes de reducción a los usos finales de mayor demanda que en este sector son: iluminación y refrigeración.

#### 4. Sector Industrial

Al sector industrial se lo ha caracterizado de la siguiente forma: industriales artesanales, industriales con demanda medida en baja tensión, industriales con demanda medida en media tensión, industriales con demanda horaria medida en media tensión, industriales con demanda horaria medida en alta tensión e industriales no regulados.

<sup>15</sup> Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable



FUENTE: PME 2012-2021

**FIGURA No. 1.14: ABONADOS Y CONSUMO INDUSTRIAL POR TARIFA**

Se observa que el mayor consumo es registrado por los industriales con demanda horaria, seguidos de los industriales no regulados, debiéndose por lo tanto enfocar allí las medidas de eficiencia energética, tales como disminución del consumo en horas de mayor demanda.

#### 1.2.1.1 Estructura Institucional actual para la Eficiencia Energética.

Una estructura adecuada para la aplicación de políticas, planes y proyectos de eficiencia energética será aquella que defina con claridad las funciones, los roles y las responsabilidades que en conjunto deban desarrollar las diferentes entidades del sector eléctrico, de forma tal que se pueda lograr una armonización de los esfuerzos de todos los agentes, sean éstos públicos o privados.

El fortalecimiento institucional debería contener en tres niveles, tal como se muestra en la siguiente figura:



FUENTE: Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales - PROURE

**FIGURA No. 1.15: Niveles de la estructura institucional como elemento habilitador de la eficiencia energética.**

**a) Nivel Estratégico**

A nivel estratégico, la Constitución de la República del Ecuador establece lineamientos claros en torno al tema de la eficiencia energética; por ejemplo, los artículos 15 y 413 especifican que es responsabilidad del Estado promover la eficiencia energética, el desarrollo y el uso de prácticas tecnológicas, diversificadas, no contaminantes, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.

Por otro lado, el Estado Ecuatoriano, a través del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013, publicado en el Suplemento del Registro Oficial 144 de 5 de marzo del 2010, en su Política 4.3 dispone diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles.

En cuanto a las instancias de nivel estratégico que permiten la aplicación de los conceptos de la eficiencia energética, el organismo responsable de generar las políticas correspondientes en el Ecuador es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER.

Una vez que el MEER fue creado, el manejo de la eficiencia energética fue encargado formalmente a esta Secretaría de Estado. Anterior a la creación del MEER, existieron entidades que tuvieron a su cargo el tratamiento de este tema. Ejemplo de aquello fue el Instituto Nacional de Energía - INE, que antes de desaparecer se lo integró como una dependencia del entonces denominado Ministerio de Energía y Minas.

Dentro del orgánico funcional del MEER, se cuenta con la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética; y a su vez dentro de esta Subsecretaría, se creó la Dirección Nacional de Eficiencia Energética, que es la dependencia directamente a cargo de esta función. A través de estas instancias el MEER ha venido definiendo directrices claras para la eficiencia energética.

A continuación se destacan las principales políticas implementadas:

- Desarrollar programas y proyectos con tecnologías eficientes en los sectores residencial, industrial, comercial, público y de transporte.
- Aplicar incentivos y desincentivos arancelarios, tributarios y tarifarios que fomenten la eficiencia energética.
- Establecer estándares de uso eficiente para los distintos tipos de equipamiento e instalaciones.

Las orientaciones expuestas producen un gran impacto en la reducción del consumo y reconversión de la matriz energética, con lo cual el MEER cumple la doble función de instancia generadora de políticas, ejecutora, como también coordinadora de la ejecución, como se verá más adelante.

El Consejo Nacional de Electricidad.

También a nivel de instancias estratégicas, este organismo encargado de la regulación, complementa las políticas de eficiencia energética en el Ecuador. En consecuencia, el CONELEC es el encargado de emitir las Regulaciones, Resoluciones e Instructivos que permitan la aplicación de las políticas de eficiencia para el sector eléctrico.

Por ejemplo, el CONELEC, dentro de las facultades que legalmente le han sido conferidas, mediante Resolución No. 043/11 del 24 de junio de 2011, aprobó el Esquema Tarifario con señales de eficiencia para el sector residencial, con el objetivo de lograr el uso adecuado de la

energía eléctrica, a través de la tarifa, para aquellos usuarios con altos consumos suntuarios y que venían recibiendo subsidio por parte del Estado. La medida mantuvo, eso sí, el nivel tarifario a los usuarios cuyos consumos de energía eléctrica se encontraban dentro de límites razonables.

En cuanto a las Regulaciones que ha emitido el CONELEC con el fin de dar señales normativas que sustenten la eficiencia energética se pueden señalar las siguientes:

- **Regulación No. CONELEC 008/011 “Prestación del Servicio de Alumbrado Público General”**: esta Regulación norma las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitirán a las Distribuidoras de energía eléctrica prestar el servicio de alumbrado público general con calidad, eficiencia y precio justo.
- **Regulación No. CONELEC -004/01<sup>16</sup>**: establece los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras. Esta Regulación propende la eficiencia de la etapa de Distribución.
- **Regulación No. CONELEC - 003/08<sup>17</sup>**: establece los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad de la potencia, y del servicio de transmisión y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado. Esta Regulación propende la eficiencia de la etapa de Transmisión.

#### ***b) Nivel Técnico de Investigación y Planificación***

A este nivel corresponden los institutos de investigación encargados de la promoción, planeación, innovación y seguimiento de los programas y proyectos de eficiencia energética. En el sector eléctrico ecuatoriano se cuenta con el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables - INER, creado por Decreto Ejecutivo No. 1048 del 10 de febrero del 2012.

Este instituto es el encargado de realizar las investigaciones científicas y tecnológicas que sustenten la implementación de políticas y proyectos en el campo de la eficiencia energética y las energías renovables. Los ejes estratégicos del INER son los siguientes:

- La investigación científica y tecnológica.
- La innovación y formación científica.
- La difusión del conocimiento.
- La eficiencia energética.
- El desarrollo y uso de prácticas tecnológicas no contaminantes, de bajo impacto.
- La diversificación de la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia.
- Una mayor participación de energías renovables sostenibles.

Nótese que se ha concebido al INER como una instancia de apoyo del MEER, en lo concerniente al insumo investigativo que le permita a esta Cartera de Estado la estructuración de proyectos concretos. Se resalta el papel del INER como desarrolladora de prototipos para la generación de políticas de eficiencia energética.

---

<sup>16</sup> Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

<sup>17</sup> Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.

Dentro de los proyectos prototipo que el INER tiene previstos hasta el 2016, se pueden citar los siete proyectos de inversión que han sido postulados a la SENPLADES, con un período de ejecución de cuatro años; y, tres proyectos presentados a la SENESCYT con un horizonte de tres años. A continuación el detalle de los mismos:

**TABLA No. 1.5: PROYECTOS DE INVERSIÓN - SENPLADES**

Nombre del proyecto	Objetivo	Plazo	Monto (USD)
Desarrollo de una plataforma informática para estudios de energía final de edificios de uso comercial y residencial.	Desarrollar una herramienta informática para el estudio del consumo energético final en edificaciones	24 meses	494.000,00
Línea base para investigación en eficiencia energética en el sector transporte	Realizar un plan de acción de proyectos de investigación aplicados de eficiencia energética para el sector del transporte	24 meses	410.000,00
Edificios de bajo consumo energético para Yachay	Monitorizar parámetros meteorológicos para utilizar en el modelo de edificios de bajo consumo energético para la ciudad del Conocimiento Yachay	36 meses	10.000,00
Sistemas aislados de generación de energía eléctrica para abastecer sistemas de transporte urbano	Desarrollar una instalación prototipo de generación distribuida para autoconsumo y abastecimiento para sistemas de transporte eléctrico	40 meses	2'675.000,00
Implementación de laboratorio para termo valorización de biomasa y residuos sólidos urbanos	Implementar un laboratorio para termovalorización de biomasa y residuos sólidos urbanos	12 meses	750.000,00
Plan de investigación para el desarrollo de la geotermia en el Ecuador	Elaborar un plan de líneas de investigación para el desarrollo de la geotermia en el Ecuador	12 meses	405.000,00
Evaluación de ciclo de vida de la electricidad producida en el Ecuador	Cuantificar el desempeño desde el origen de la energía (electricidad) mediante indicadores, tanto en fuente, generación, transmisión, usos finales y consecuencias medioambientales.	24 meses	230.000,00
<b>A) Total proyectos 2013 - 2016</b>			<b>5'474.000,00</b>

FUENTE: INER

**TABLA No. 1.6: PROYECTOS DE INVERSIÓN - SENESCYT**

Nombre Proyecto	Objetivo	Plazo	Monto (USD)
Uso de energías alternativas en el transporte marítimo de pasajeros en Galápagos	Diseñar y construir una barcaza prototipo impulsada por energías alternativas para el transporte de pasajeros en las islas Galápagos	24 meses	835.000,00
Estaciones para registro y transmisión de parámetros relacionados con energía solar, eólica y geotermia de baja entalpía	Obtener modelos predictivos para los recursos solar, eólico y geotérmico de baja entalpía, a lo largo del territorio nacional del Ecuador.	33 meses	836.000,00
Adquisición de un centro de datos para INER	Contar con una infraestructura eficiente energéticamente, de tecnología informática moderna que soporte las necesidades operativas y de investigación científica del INER	6 meses	530.000,00
<b>B) Total Proyectos 2012-2014</b>			<b>2'201.000,00</b>

FUENTE: INER

### **c) Nivel Técnico Operativo**

En esta instancia se encuentran las entidades encargadas de la ejecución de proyectos e impulso de un mercado de servicios energéticos: Si bien en el caso del Ecuador los servicios energéticos han sido asumidos por las empresas eléctricas de distribución, en adelante y a futuro se requerirá una mayor participación para que se impulse este mercado de servicios.

En el Ecuador, se cuenta con las siguientes experiencias de nivel operativo en la ejecución de programas o proyectos de eficiencia energética:

- Las Empresas Eléctricas Distribuidoras, quienes tuvieron una participación activa en la implantación del programa de focos ahorradores y el de renovación de refrigeradoras (plan RENOVA) del MEER.
- El Instituto Ecuatoriano de Normalización - INEN, que participa en el etiquetado y la emisión de normas para equipos eficientes.

El financiamiento constituye un factor determinante en la aplicación de las políticas y las acciones de eficiencia energética. Se deben fortalecer los incentivos arancelarios ya iniciados por el MEER, y el uso de esquemas tarifarios para el desarrollo de las energías limpias es prioritario.

De lo visto en esta sección, existe una estructura adecuada para la aplicación de políticas, planes y proyectos de eficiencia energética, puesto que se han definido con claridad las funciones, los roles y las responsabilidades que en conjunto deben desarrollar las diferentes entidades del sector eléctrico; que en síntesis se resume así:

- A nivel estratégico, se cuenta con el MEER, como el organismo rector de la eficiencia energética a nivel nacional; es decir, como la instancia en donde se generan las políticas que luego se aplican a través de proyectos concretos.
- También a nivel estratégico, se cuenta con el CONELEC como instancia de regulación. Este Consejo en la actualidad ha dado señales claras para la eficiencia energética, a través del esquema tarifario enfocado a la reducción del consumo, y a través de regulaciones que promueven la reconversión de la matriz energética y la defensa del consumidor.
- A nivel técnico investigativo, se cuenta con el INER como una instancia de apoyo del MEER, en lo concerniente al insumo investigativo que permita la estructuración de proyectos concretos. Se resalta el papel del INER como desarrolladora de prototipos para la generación de políticas de eficiencia energética.
- A nivel técnico operativo existen importantes experiencias desarrolladas por las empresas distribuidoras, que han participado activamente en la ejecución de programas de eficiencia energética.

#### **1.2.1.2**

#### ***Acciones institucionales llevadas a cabo para alcanzar la Eficiencia Energética***

Establecer una base sólida con planes de acción dirigidos al mejoramiento de la eficiencia a nivel nacional, con la inclusión del efecto combinado de varias acciones de eficiencia económica y energética, a permitido reducir necesidades de inversión en la expansión de los sistemas de oferta de energía eléctrica, minimizar los impactos ambientales, incrementar la flexibilidad y la confiabilidad del servicio, proveer beneficios económicos, tanto a las empresas del sector eléctrico, como a los consumidores y a la sociedad en su conjunto.

Alcanzar el compromiso de fortalecer las políticas y las estrategias establecidas, analizando, funciones y definiciones de los aspectos regulatorios más adecuados para garantizar la inversión y

producción del uso de las fuentes renovables, será la meta siguiente para llegar a un nivel más de eficiencia energética.

Se puede mencionar que hasta el año 2007, el sistema eléctrico del Ecuador no contaba con una estructura institucional que le permitiera desarrollar los conceptos de la eficiencia energética. La creación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, instancia del Gobierno que cuenta con la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética, la conformación de la Dirección Nacional de Eficiencia Energética, la creación del INER, ha sentado las bases institucionales para la gobernanza energética.

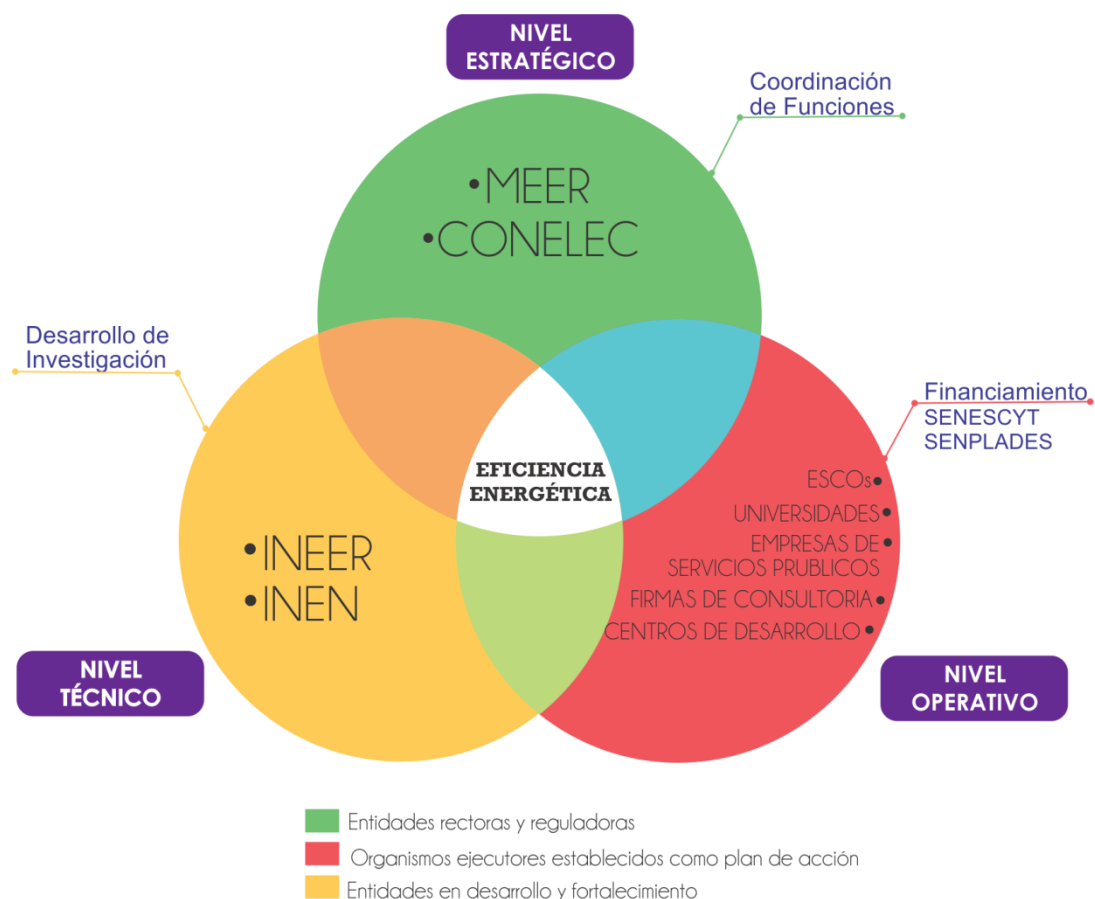
Por otra parte el CONELEC, en su calidad de Regulador del sector eléctrico, ha establecido, a través de los pliegos tarifarios con señales de eficiencia, las bases para la reducción del consumo. También ha promovido la reconversión de la matriz energética, a través de regulaciones que incentivan la inversión en energías renovables no convencionales.

Sin embargo existen todavía instancias del sector eléctrico que necesitan fortalecerse para poder llevar a la práctica los conceptos de la eficiencia energética. Por ejemplo, actualmente no se cuenta con empresas de servicios energéticos, sean estas públicas o privadas, como instancias operativas de los planes, programas y proyectos de racionalización, reducción o de renovación.

En la siguiente figura se muestra la estructura aplicada para la eficiencia energética en el Ecuador. Nótese que las instancias estratégicas; es decir, las instancias de rectoría y de regulación, así como las instancias de apoyo técnico como el INER, son en este momento instituciones que pueden enfrentar los planes y programas de eficiencia.

A nivel operativo, los servicios energéticos han sido asumidos por las empresas de distribución.





**FIGURA No. 1.16: NIVELES INSTITUCIONALES ACTUALES**

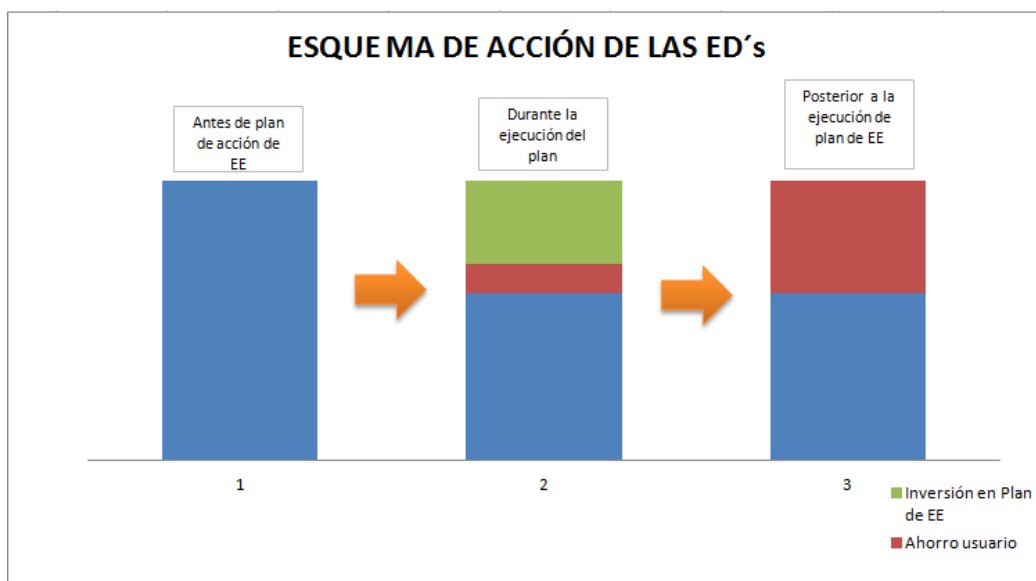
En la siguiente figura se muestra la matriz de la institucionalidad existente para el desarrollo de eficiencia energética, Nótese que en cuanto al “hacer”, todavía se deben reforzar las instancias operativas y de difusión de los conceptos de eficiencia.



**FIGURA No. 1.17: RELACIONES ENTRE LAS ENTIDADES INVOLUCRADAS EN EL MANEJO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Es necesario insistir en que no se debe concebir necesariamente a las empresas de servicios energéticos como nuevas compañías a ser creadas para la ejecución de planes y programas de eficiencia. En el Ecuador se tienen buenas experiencias en las empresas de Distribución como instancias de ejecución de este tipo de proyectos.

La viabilidad de un proyecto de eficiencia energética se determina a través de un análisis beneficio - costo; en donde el costo radica en la implementación de las nuevas tecnologías, mientras que el beneficio consiste en el ahorro energético, tal como se muestra en la siguiente figura.



FUENTE: CIEEPI

**FIGURA No. 1.18: ESQUEMA DE ACCION DE LAS ED's**

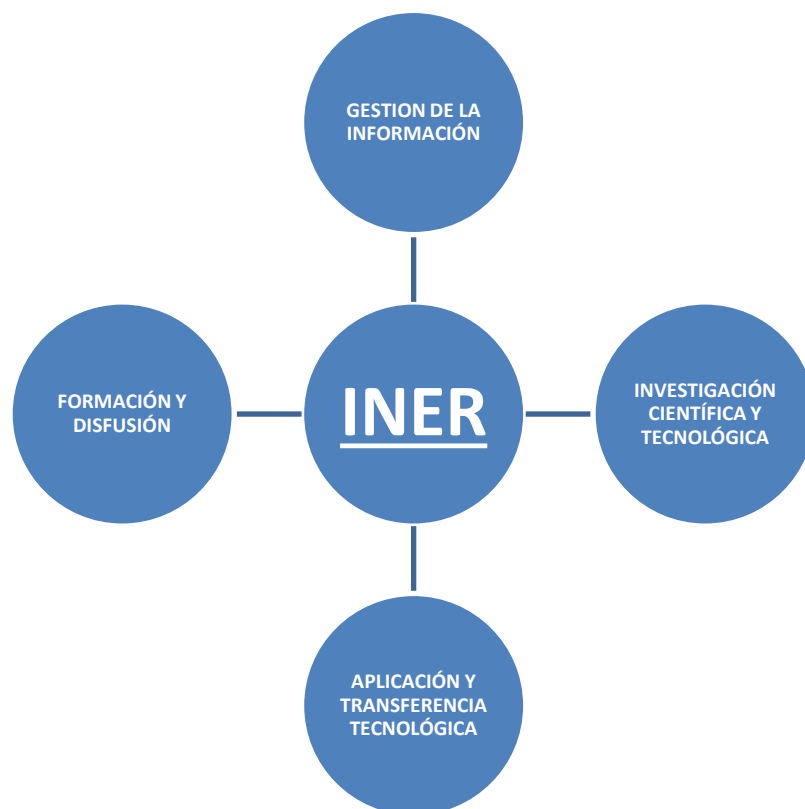
Otro aspecto de mucha importancia para viabilizar la eficiencia energética, es la investigación científico - técnica y la difusión del conocimiento. En este sentido es trascendente la creación del INER.

El INER es claramente definido como una instancia de apoyo científico - técnico para el desarrollo de políticas de eficiencia energética, siendo de mucha trascendencia su misión de generadora de prototipos para la eficiencia. Reforzando la aplicación de nuevos proyectos para la educación y el fortalecimiento de capacidades de investigación e innovación, se construirán bases sólidas y la consolidación del propósito de la Eficiencia Energética.

Debe también fortalecerse la sinergia entre las universidades y los grupos de investigación e innovación. El "Know How"<sup>18</sup> debe ser transferido al sector productivo.

---

<sup>18</sup> "Saber Cómo"



FUENTE: INER

**FIGURA No. 1.19: ÁREAS DE GESTIÓN INER**

### **1.2.1.3**

### ***Diagnóstico de los planes para la racionalización del consumo implementados.***

Sobre la base del panorama estadístico del consumo energético nacional mostrado en la sección 1.2.1 se puede concluir que, como parte de la eficiencia energética se pueden desarrollar señales tendientes a la reducción sobre todo en el sector residencial y comercial.

En este sentido el MEER ha emprendido una serie de programas y proyectos con el objetivo de reducir la demanda; y en la misma línea de política el CONELEC ha desarrollado un esquema tarifario con señales de eficiencia que promueve el ahorro de energía.

#### **ESQUEMA TARIFARIO CON SEÑALES DE EFICIENCIA**

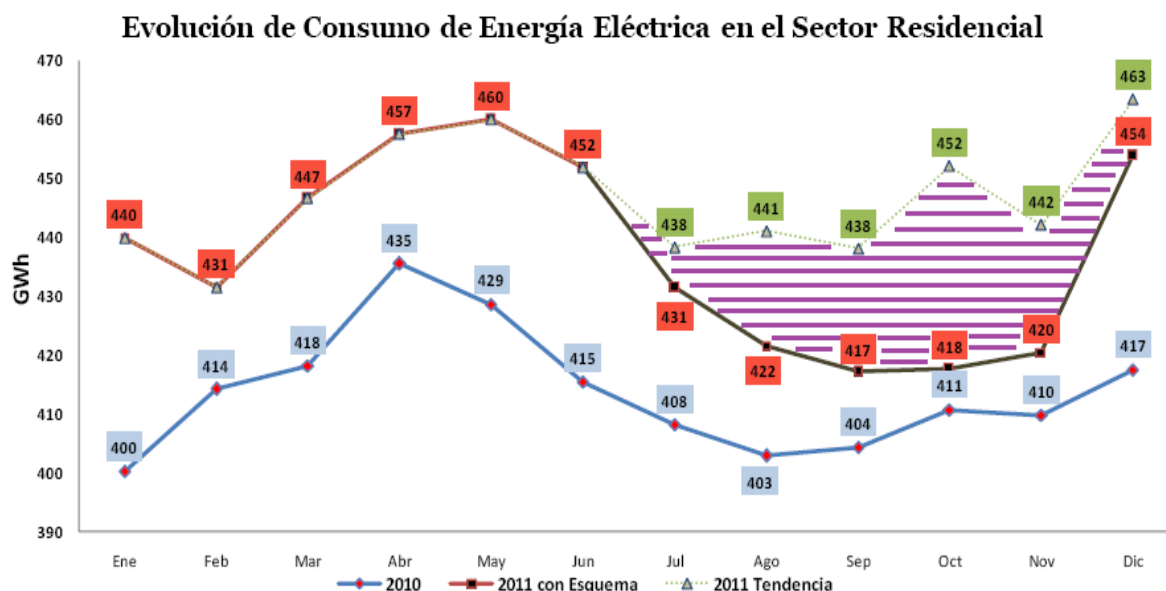
El CONELEC, dentro de las facultades que legalmente le han sido conferidas, mediante Resolución No. 043/11 del 24 de junio de 2011, aprobó el Esquema Tarifario con señales de eficiencia para el sector residencial, con el objetivo de lograr el uso adecuado de la energía eléctrica, a través de la tarifa, para aquellos usuarios con altos consumos suntuarios y que venían recibiendo subsidio por parte del Estado.

#### **OBJETIVO:**

Optimizar el consumo de electricidad de los abonados del sector residencial, mediante un esquema donde se diferencia el costo del kWh de acuerdo al nivel de consumo de energía.

### ALCANCE:

El esquema tarifario propuesto se enfocó a aquellos consumidores que se encuentran en el rango de consumo superior a 500 kWh/mes, para todas las distribuidoras, en promedio, lo que representa el 1,75% de abonados, y de 12,49% del consumo de energía eléctrica, del total del sector residencial.



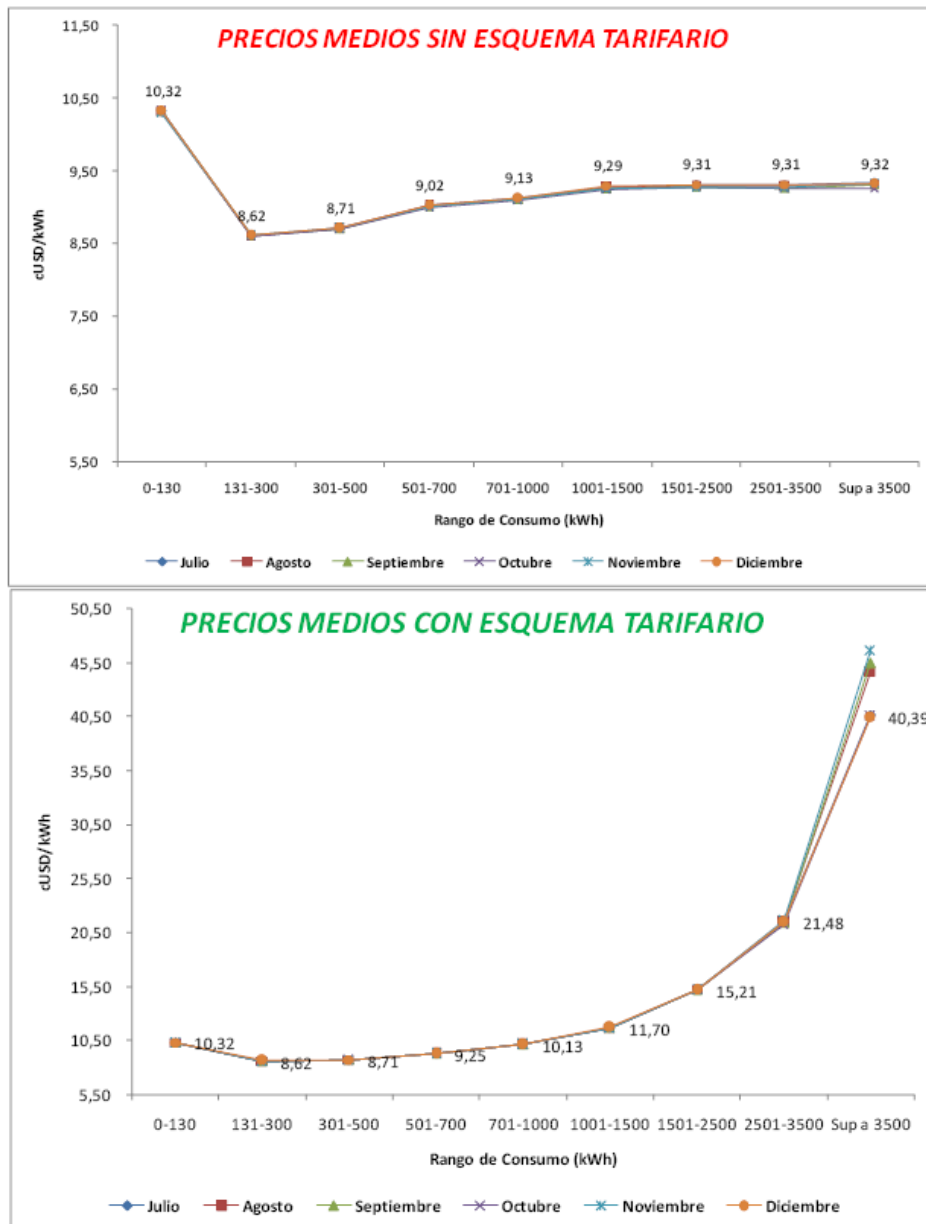
FUENTE: CONELEC

**FIGURA No. 1.20: RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL ESQUEMA TARIFARIO CON SEÑALES DE EFICIENCIA.**

En la Figura No. 1.21 se muestra la evolución del consumo de energía eléctrica de los años 2010 y 2011, así como su tendencia desde julio a diciembre 2011, con la aplicación de la Resolución No. 043/11. A partir de la señal tarifaria, en julio, se evidencia un cambio en el comportamiento del consumo de energía eléctrica. Adicionalmente, a pesar que diciembre es un mes de consumo elevado se tiene un valor inferior a lo que se pronosticaba.

Sobre la base de lo que se estimaba en el consumo del sector residencial, y la incidencia que tuvo la aplicación tarifaria a partir de julio hasta diciembre 2011, se tiene un ahorro de 113 GWh.

Es importante mencionar que la incidencia del esquema tarifario también se reflejó directamente en los abonados residenciales con consumos de energía eléctrica inferiores a los 110 kWh en las distribuidoras de la región Sierra y a los 130 kWh en las distribuidoras de la regiones de la Costa, en la Amazonía y en la región Insular; esto es, en promedio se consolidó a 2,29 millones de abonados en el período de julio a diciembre 2011, que accedieron al subsidio tarifa dignidad.



Precios Medios por rangos de consumo a nivel nacional en el sector residencial, anterior y vigente, respectivamente

FUENTE: CONELEC

**FIGURA No. 1.21: PRECIOS MEDIOS POR RANGOS DE CONSUMO A NIVEL NACIONAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL, ANTES Y DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DEL ESQUEMA TARIFARIO CON SEÑALES DE EFICIENCIA.**

### **MATRIZ DE USOS FINALES DE LA ENERGÍA (ESTUDIO DE DIAGNÓSTICO)**

El conocimiento de los Usos Finales de la Energía es una poderosa herramienta para:

- Fijar políticas de uso eficiente de la energía.
- Mejorar los sistemas de Planificación del sector energético (no solo eléctrico).

- Definir esquemas tarifarios que brinden adecuadas señales en pro del mejor uso de la energía.
- Para implantar sistemas de control, etc.

**TABLA No. 1.7 EJEMPLO DE MATRIZ DE USOS FINALES DE LA ENERGÍA**





Matriz de tecnologías de uso final (ejemplo)		SECTOR		
		RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	COMERCIAL
Uso Final	Iluminación	Fuentes de iluminación de mayor eficacia		
	Refrigeración	Sistemas de refrigeración de mayor eficacia		
	Aire Acondicionado	Equipos de bajo consumo energético		Eficiencia energética para Acondicionadores de Aire sin Ductos
	Fuerza Motriz		Motores eficientes	

El MEER está desarrollando actualmente un estudio para la definición de la matriz de usos finales de la energía, proyecto que debe estar concluido en el año 2013.

### **PROYECTOS PARA LA RACIONALIZACIÓN DEL CONSUMO**

Los proyectos que se detallan a continuación tienen un importante liderazgo del MEER y están enfocados hacia la racionalización del consumo de energía eléctrica. En estos proyectos se destaca la cooperación del MIDUVI<sup>19</sup>, del MIPRO<sup>20</sup> y del INEN<sup>21</sup>.

**TABLA No. 1.8 PLANES DE RACIONALIZACIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO**

Planes de reducción de consumo energético		
PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FINANCIAMIENTO
 <b>SUSTITUCIÓN DE 14'500.000 DE FOCOS INCANDESCENTES POR FOCOS AHORRADORES</b>	Durante los años 2008-2011 el Gobierno Nacional mediante el MEER inició la sustitución de los focos incandescentes por focos ahorradores de rango A (alta eficiencia). Igualmente el diferimiento arancelario favorable (0% advalorem), para tubos fluorescentes tipo T5 y T8, considerados de mayor eficiencia y cuyo mercado principal es el sector público y comercial	Financiamiento del Estado Ecuatoriano
 <b>PROYECTO PARA LA SUSTITUCIÓN DE 330.000 REFRIGERADORAS INEFICIENTES</b>	En el 2011 el Gobierno Nacional promovió la sustitución de refrigeradoras mayores de 10 años, por refrigeradoras modernas. El proyecto tiene como meta la sustitución de 330 000 refrigeradoras a nivel nacional, en un periodo de ejecución de 5 años.	Monto de inversión total requerido de USD 177'474.000.
 <b>PROYECTO PARA EL ALUMBRADO PÚBLICO IMPLEMENTADO POR CNEL</b>	Con el objetivo de disminuir el consumo energético en el alumbrado público CNEL desarrolló el proyecto del remplazo de 65.000 luminarias de alto rendimiento (lámparas de sodio de alta presión e inducción magnética).	El proyecto requiere de una inversión de USD 10'044.120
 <b>PROYECTO DE SUSTITUCIÓN DE LÁMPARAS DE ALUMBRADO PÚBLICO POR LÁMPARAS MÁS EFICIENTES EN LA PROVINCIA DE GALÁPAGOS</b>	Con el objetivo de reducir el consumo de energía en el alumbrado público se promueve la sustitución de 1.250 luminarias de vapor de mercurio y de sodio por luminarias de inducción. El ahorro energético que este proyecto generará será de un 40% lo que con significa una disminución de alrededor de 600 MWh/año.	El proyecto requiere de una inversión aproximada de USD 410.000.

<sup>19</sup> Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda.

<sup>20</sup> Ministerio de Industrias y Productividad.

<sup>21</sup> Instituto Ecuatoriano de Normalización.

## **FUENTE: MEER**

Con respecto a la Tabla No. 1.8 de las políticas implementadas por el MEER, se resalta lo siguiente:

### **a) Sustitución de Focos Ahorradores e Iluminación eficiente**

Esta Cartera de Estado, viene implementando la más importante iniciativa de eficiencia energética que se haya ejecutado en el Ecuador, a favor del uso racional de la energía y en beneficio de toda la población. Producto de la implementación del Proyecto de Sustitución de Focos Ahorradores, en el cual se sustituyeron cerca de 15 millones de unidades a nivel nacional, el MEER registró esta iniciativa como Proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Se espera realizar la entrega de los primeros Certificados de Reducción de Emisiones hasta el 30 de septiembre de 2013.<sup>22</sup>

A través de Resoluciones del COMEX (Consejo de Comercio Exterior) se ha emitido dictamen favorable para el diferimiento arancelario (0% ad valorem<sup>23</sup>), de lámparas fluorescentes compactas (focos ahorradores) de rango A (alta eficiencia), según reglamento técnico ecuatoriano RTE 036 “Eficiencia energética. Lámparas fluorescentes compactas...”. Igualmente el diferimiento arancelario favorable (0% ad valorem), para tubos fluorescentes tipo T5 y T8, considerados de mayor eficiencia y cuyo mercado principal es el sector público y comercial.

Mediante Resolución COMEX, se aplicó la suspensión a partir de enero de 2010, a la importación de focos incandescentes de uso residencial, entre los rangos de 25 a 100 W, conscientes de que el principal uso de la energía en el sector residencial es la iluminación.

### **b) Proyecto Alumbrado Público Eficiente**

La Eficiencia Energética en el Alumbrado Público se cristalizó en dos sectores considerados críticos: El área de concesión de CNEL por sus altas pérdidas no técnicas y la Provincia de Galápagos por la política de cero combustibles fósiles que va de la mano con el uso eficiente de la energía eléctrica. El primero contempla la sustitución de 64.655 luminarias de alumbrado público de vapor de mercurio por luminarias de vapor de sodio, para lo cual CNEL adquirió 61.610 luminarias de vapor de sodio de 100 W de potencia, sustituyendo hasta finales del 2012 un total de 37.894, acciones que han permitido obtener un ahorro de energía eléctrica anual aproximado de 13.915 MWh y 3.2 MW de potencia, con una inversión de USD 7'030.884 USD.

En Galápagos se sustituyeron 1.250 luminarias de alto consumo energético por luminarias de inducción de alta eficiencia de 80 W de potencia, permitiendo un ahorro de energía aproximado de 4.500 MWh al año y 1 MW de potencia, con una inversión de USD 410.724<sup>24</sup>.

### **c) Programa para la Renovación de Equipos de Consumo Energético Ineficiente (RENOVA)**

Con el propósito de incrementar el uso eficiente de energía en el país, el MEER se encuentra desarrollando el Programa RENOVA, que contempla la sustitución de electrodomésticos ineficientes (de alto consumo energético) por equipos nuevos y eficientes fabricados a nivel nacional.

El programa promueve el mejoramiento de la productividad en el sector industrial manufacturero y una gestión ambiental adecuada de los equipos sustituidos.

---

<sup>22</sup> Informe de Rendición de Cuentas 2012, Dirección Nacional de Eficiencia Energética DNEE.

<sup>23</sup> ad valorem.- impuesto basado en el valor de un bien o servicio.

<sup>24</sup> Informe de Rendición de Cuentas 2012, Dirección Nacional de Eficiencia Energética DNEE.



Una vez suscrito tanto el Decreto Ejecutivo que crea el Programa así como los convenios de cooperación interinstitucionales, la primera fase del programa se desarrolló con la sustitución de refrigeradoras por ser el electrodoméstico de mayor consumo a nivel residencial. El programa de Sustitución de Refrigeradoras ha cumplido su primer año de ejecución, lo que ha permitido realizar evaluaciones a los distintos procesos a fin de realizar correcciones y mejoraras, para alcanzar una mayor eficiencia y eficacia en el desarrollo de sus proyectos.

Se inició el Programa de Renovación de Equipos de Consumo Energético Ineficiente, Proyecto No.1 Sustitución de Refrigeradoras, con el fin de fortalecer la política hacia la innovación tecnológica de mayor eficiencia energética, el proyecto busca la sustitución de 330.000 refrigeradoras ineficientes en 5 años a nivel nacional. Hasta el 31 de diciembre de 2012 las Empresas Eléctricas de Distribución, receptaron un total de 14.271 solicitudes de posibles beneficiarios del proyecto, realizándose la sustitución de 7.628 refrigeradoras a nivel nacional, lo que produce un ahorro aproximado de 5.000 MWh al año de electricidad.

El MEER junto con el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), la aprobación y oficialización con el carácter obligatorio del Reglamento Técnico Ecuatoriano RTE INEN 072 de “Eficiencia Energética para Acondicionadores de Aire sin Ductos”, en vista de que para el caso de la región Costa, uno de los equipos de mayor consumo es el aire acondicionado, muchos de éstos son ineficientes en el consumo de energía eléctrica suministrada.

#### **d) Proyecto Plan Fronteras para Sustitución de Cocinas de Inducción**

En cooperación con la Empresa Eléctrica Emelnorte se está implementando el Proyecto “Plan Fronteras para Sustitución de Cocinas de Inducción”, mismo que permitirá determinar el impacto social, técnico y económico de la sustitución parcial de GLP por electricidad para la cocción de alimentos, a través de la entrega sin costo de 5.400 kits de cocción por inducción (dos cocinas de inducción de una zona y un juego de ollas) a familias que lo acepten voluntariamente en zonas de la frontera norte pertenecientes a la provincia del Carchi.

El proyecto originalmente se implementó en las parroquias de Urbina, Tufiño, Julio Andrade, El Carmelo, Maldonado y Chical, llegando a cerca de 3.200 beneficiarios, sin embargo durante el 2012 Emelnorte realizó diagnósticos de la red de distribución en los cantones Huaca y Tulcán, así como la socialización del proyecto en dichas comunidades a fin de proceder a la entrega de 2.200 kits de cocción a las familias hasta junio de 2013<sup>25</sup>.

#### **e) Otros programas de eficiencia energética**

Se desarrolla la implementación de la **norma ISO 50001 “Metodología de Optimización de Sistemas en Procesos Industriales”**, y estándares nacionales para el sector industrial del país con el fin de promover mejoras en la eficiencia energética y trazar políticas en este sector, acompañada de normas de gestión de la energía, lo cual permitirá mejorar la competitividad de dichas instalaciones.

Se emprendieron **campañas publicitarias para incentivar y promover el buen uso del recurso energético en la ciudadanía**, a más de la política de incentivos y desincentivos, visto la necesidad de generar una conciencia ciudadana sobre el cumplimiento de los deberes y obligaciones en lo concerniente al consumo de la energía; también se difundieron consejos prácticos de eficiencia energética que promuevan un consumo racional de la energía, sin afectar el confort del usuario. En julio de 2011 se inició otra campaña con este propósito.

#### **1.2.1.4 Planes de acción para la racionalización de consumo**

A continuación se presentan los programas y proyectos establecidos por el MEER para la racionalización del consumo:

---

<sup>25</sup> Informe de Rendición de Cuentas 2012, Dirección Nacional de Eficiencia Energética DNEE.

**TABLA No. 1.9: Programas de racionalización del consumo establecidos por el MEER**

PROYECTOS A IMPLEMENTARSE	
PROGRAMAS	PROYECTOS
SECTOR ELÉCTRICO	"PROGRAMA PARA LA RENOVACIÓN DE EQUIPOS DE CONSUMO ENERGÉTICO INEFICIENTE" PROYECTO NO. 1 SUSTITUCIÓN DE REFRIGERADORAS (SUSTITUCIÓN DE 330.000 REFRIGERADORAS INEFICIENTES)
	CONTINUACIÓN DEL PROYECTO DE DOTACIÓN SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA AGUA CALIENTE SANITARIA
	TARIFAS ELÉCTRICAS CON SEÑALES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
SECTOR PÚBLICO	ACCIÓN INMEDIATA PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN EL SECTOR PÚBLICO
	ALUMBRADO PÚBLICO A NIVEL NACIONAL
	PROYECTO PILOTO SUSTITUCIÓN DE LÁMPARAS DE ALUMBRADO PÚBLICO POR LÁMPARAS MÁS EFICIENTES EN LA PROVINCIA DE GALÁPAGOS
PROYECTOS A IMPLEMENTARSE	
PROGRAMAS	PROYECTOS
SECTOR INDUSTRIAL	EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA LA INDUSTRIA EN ECUADOR
ACCIONES TRANSVERSALES	PROGRAMAS PARA INCENTIVAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ECUADOR
	CAMPAÑA MASIVA DE COMUNICACIÓN PARA INCENTIVAR EL AHORRO DE LA ENERGÍA

Adicional a los planes de acción establecidos por el MEER, el sector eléctrico debe seguir generando señales y programas de eficiencia que motiven el ahorro de consumo:

#### ***Tarifas eléctricas con señales de eficiencia energética***

Sobre la base de los excelentes resultados alcanzados en el sector residencial tras la aplicación del esquema tarifario con señales de eficiencia aprobado por el CONELEC en el año 2011, se propone la estructuración de un nuevo esquema que promueva la eficiencia energética en el sector comercial. La tarifa con cargo a la demanda facturada puede ser un incentivo que evite el derroche de energía y beneficie a la sociedad en su conjunto.

#### ***Proyecto de eficiencia energética para la industria en el Ecuador***

El MEER, para aumentar la eficiencia energética a todo nivel, y en particular en el sector industrial ecuatoriano, con miras a mejorar su competitividad y reducir las Emisiones de Efecto Invernadero, se encuentra implementando el Proyecto Eficiencia Energética en la Industria conjuntamente con la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI). Dicha propuesta fue aprobada por el Fondo Mundial del Medio Ambiente (FMAM) quien entregó fondos de donación para su financiamiento.

El proyecto demanda una inversión total de USD 4.750.000, de los cuales USD 2.140.000 serán financiados con recursos del presupuesto institucional del MEER; USD 975.000 con la cooperación técnica no reembolsable del FMAM y la ONUDI, y USD 1.635.000 USD restantes serán un aporte del sector privado ecuatoriano. Los avances a diciembre de 2012 del proyecto son los siguientes:

En marzo de 2012 el INEN adoptó oficialmente la norma ISO 50001 "Sistemas de Gestión de la Energía. Requisitos con Orientación Para su Uso".

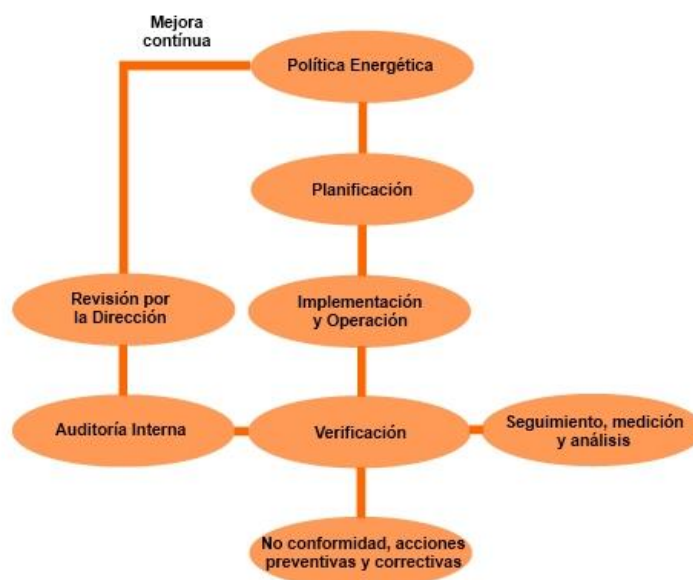
Se desarrollaron 2 talleres de concienciación y sensibilización sobre la importancia de la eficiencia energética en las industrias dirigidos a 95 gerentes y directores.

Se desarrollaron 3 talleres de formación con conceptos básicos sobre la norma ISO 50001 con la participación de 178 profesionales técnicos.

Se inició la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía en 22 industrias de las provincias de Pichincha, Guayas, Azuay, Cotopaxi y Loja.

### ***Aplicación de la Norma ISO 50001 - Sistemas de Gestión Energética***

Un aspecto importante para la eficiencia energética es que el Ecuador adopte un estándar nacional de gestión de la energía, compatible con la norma ISO 50001. Estos estándares deben ser adoptados por las empresas distribuidoras, y el CONELEC debe ser el encargado de la regulación, control y supervisión de la eficiencia energética.



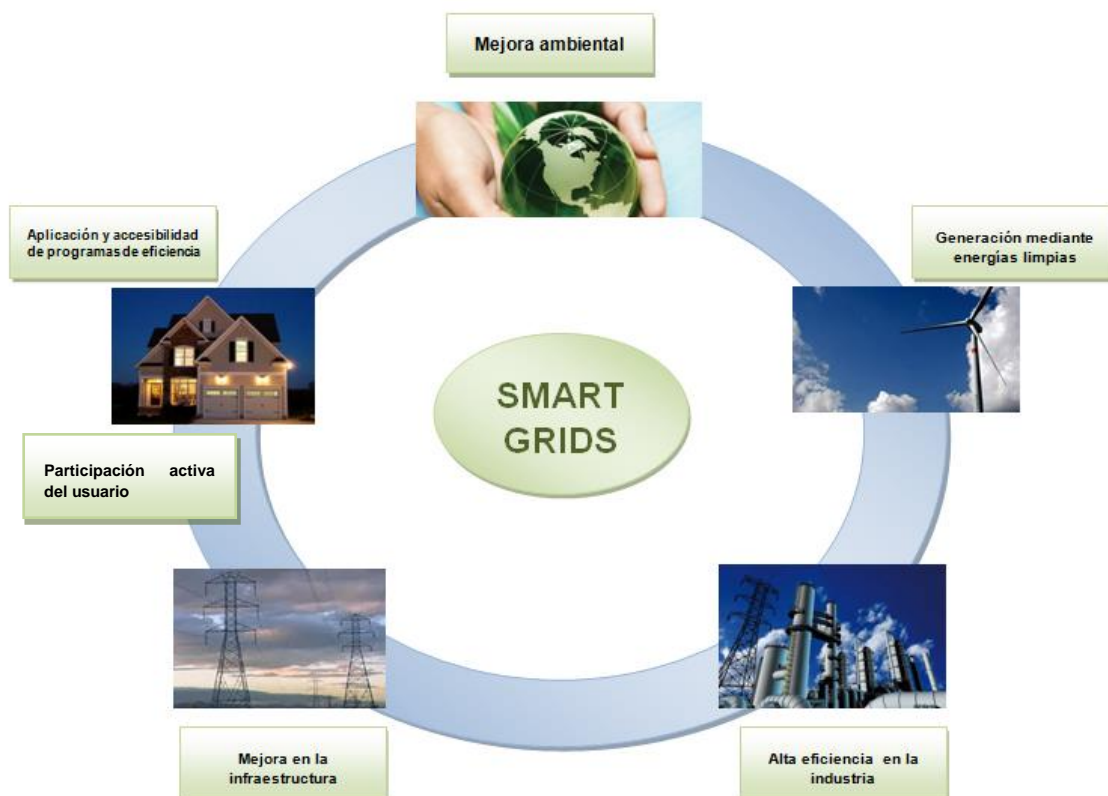
**FIGURA No. 1.22: GESTIÓN ENERGÉTICA NORMA ISO 50001**

La Certificación de Sistemas de Gestión Energética dentro de las organizaciones del sector eléctrico en el Ecuador, es una útil herramienta que contribuye a mejorar la eficiencia energética de forma sistemática, apostando por la mejora continua.

La ISO 50001 crea capacidades para la implementación del estándar de gestión de energía y la optimización de sistemas; eleva la conciencia de la industria sobre sus beneficios y la disponibilidad de servicios para la implementación del estándar y de optimización de sistemas.

### ***Smart Grids y su aporte en la Eficiencia Energética***

Es necesaria la implementación de tecnología inteligente que permita optimizar el servicio de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.



**FIGURA No. 1.23: SMART GRIDS EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

En la Figura No. 1.23 un sistema Smart Grids permite representar la eficiencia energética a partir de la generación de energías limpias, la optimización de equipos para mejorar la industria, el cambio de infraestructura con tecnología nueva de mejor calidad y con menor consumo, la aplicación de programas de eficiencia en los cuales el usuario posea una participación activa, con un fin, la reducción en el impacto ambiental.

La utilización de Smart Grids permite obtener:

Para las empresas distribuidoras:

- Reducción de pérdidas de energía: las empresas distribuidoras de energía podrán identificar parámetros de consumo rápidamente controlando su uso final.
- Mejora de infraestructura del sistema.
- Eficiencia Energética: El control del uso de energía permite plantear alternativas para la racionalización del consumo.
- Permiten ofrecer un mejor servicio al cliente, con más ventajas comerciales (nuevas tarifas, pago por uso, ahorro).
- Mejorar el rendimiento y uso de activos mediante el análisis de la red de energía.

Para los usuarios:

- Pago por uso: permite obtener datos reales, reduciendo el margen de error, eliminando re facturaciones, estimaciones de consumo, por consiguiente aumentando la confiabilidad.
- Tarifas flexibles: las empresas gestionan diversas tarifas para optimizar el consumo de la energía.

- Gestión en remoto del suministro de energía: no será necesario una intervención local para activar, terminar o incrementar el suministro.

#### ***Reforzamiento de la normativa y creación de ordenanzas***

El Instituto Ecuatoriano de Normalización INEN debe tomar la iniciativa en la aprobación o adopción de normas de Eficiencia Energética de equipos eléctricos, electrodomésticos, motores, bombas y para edificaciones. Por otra parte se debe indicar que en el año 2011 se elaboró un borrador para la Norma de Eficiencia Energética en la Construcción en Ecuador CAP-13, dentro de la Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC-11.

#### ***Gestión y seguimiento de potenciales, metas e indicadores***

La implementación de gestión y seguimiento de potenciales permite tener un monitoreo de las metas y verificación de impacto del MEER y los organismos vinculados con planes de acción de la eficiencia energética. Se propone<sup>26</sup>:

- Realizar seguimiento de los cambios y tendencias de la eficiencia energética a nivel nacional y sectorial.
- Establecer comparaciones de consumo de energía por unidad de producto entre sectores productivos a nivel nacional o internacional.
- Facilitar la toma de decisiones en relación con la gradualidad e impulso de programas y acciones; como también la valoración del desempeño de nuevas tecnologías.
- Evaluar el nivel de competitividad económica en relación al uso del insumo energético.
- Realizar un seguimiento al nivel de impacto ambiental derivado del consumo energético.

#### ***Campaña masiva de comunicación para incentivar el ahorro de la energía en defensa del consumidor***

Mediante este programa que debe constituir una acción permanente, se busca diseñar y ejecutar Campañas de Comunicación para incentivar y promover en la ciudadanía el buen uso del recurso energético, especialmente el período de estiajes (meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre) por la declinación de la generación hidroeléctrica que obliga a la utilización de generación termoeléctrica.

Se propone establecer campañas promocionales de comunicación sobre las siguientes premisas:

- Diseño de productos audiovisuales - gráficos (spots televisivos, cuñas radiales, diseños para publicidad móvil, diseños para trípticos y otros productos alternativos ) que serán difundidos en el marco de la campaña,

##### ***1.2.1.5***




#### ***Planes y proyectos de reconversión de la matriz energética***

En la Tabla No. 1.10 se muestran los planes y proyectos impulsados por el MEER para la reconversión de la matriz energética de consumo eléctrico:

---

<sup>26</sup> Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales – PROURE

**TABLA No. 1.10 PLANES Y PROYECTOS DE RECONVERSIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DE CONSUMO**

Planes y Proyectos de Renovación de la Matriz Energética		
PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FINANCIAMIENTO
 <b>PROYECTO PARA LA DOTACIÓN DE 10.905 SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA AGUA CALIENTE Y SANITARIA</b>	Con el objetivo de reducir gastos por el subsidio del GLP y electricidad, el Gobierno Nacional a través del MEER promovió la dotación de sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria que beneficiará a 10.905 familias en diferentes comunidades de las provincias Azuay, Bolívar, Cañar, Carchi, Chimborazo, Cotopaxi, Imbabura, Pichincha, Santo Domingo y Loja. En el año 2012 el proyecto cerró con un total de 2.812 sistemas instalados.	El proyecto requiere de un presupuesto de USD 12'540.750.
 <b>PLAN FRONTERAS PARA SUSTITUCIÓN DE 5.400 COCINAS DE INDUCCIÓN EN EL CARCHI</b>	El Plan Fronteras para la Sustitución de Cocinas de Inducción está orientado a las familias pertenecientes al Cantón Tulcán de la provincia del Carchi, y es un sistema conformado por: 2 cocinas eléctricas de inducción de una 1 hornilla y un 1 juego de ollas con base de acero inoxidable.	El proyecto requiere de un presupuesto de USD 1'236.254,28
 <b>PLAN DE INTRODUCCIÓN DE 3'000,000 DE COCINAS DE INDUCCIÓN EN EL SNI</b>	El programa pretende alcanzar la introducción de 3 millones de cocinas de inducción para el año 2016 (llegando al 68 % de las residencias), y de 4,5 millones de cocinas hasta el año 2022 (llegando al 90 % de las residencias).	Financiamiento del Estado Ecuatoriano

**FUENTE: MEER**

Actualmente el MEER, de manera adicional a los tres proyectos señalados anteriormente, viene impulsando el desarrollo de centrales eléctricas a partir de energías renovables, con el objetivo de impulsar la reconversión de la matriz energética de producción en el país, los mismos que se detallan en la siguiente sección.

### **1.2.1.6                      Reconversión de la matriz energética de producción eléctrica**

En cuanto al cambio de la matriz energética de producción eléctrica, el Gobierno Nacional busca un mayor aprovechamiento del recurso hídrico con el impulso de nuevas centrales hidroeléctricas, esto permitirá que el potencial eléctrico abastezca toda la demanda del país. Sin embargo, estos proyectos requieren una alta inversión, así como su desarrollo en tiempos significativos que rendirán resultados totales a partir del año 2016 con el ingreso principalmente de la central Coca Codo Sinclair.

Los proyectos de Sopladora, Toachi Pilatón, Coca Codo Sinclair, Quijos, y Minas San Francisco, permitirán el cambio de la matriz energética y la viabilización de proyectos de eficiencia como la cocción eficiente con electricidad.

La implementación de nuevos proyectos de generación con energía renovable en el contexto de las políticas implantadas, permitirá aumentar el nivel del buen uso de la energía.

Es necesario enfocar el desarrollo de proyectos eólicos del mapa eólico elaborado por el MEER, con el fin del aprovechamiento energético con mediciones de largo plazo.

El incremento de la eficiencia en los costos de producción e implementación de los sistemas fotovoltaicos es un factor determinante para que este tipo de tecnologías puedan entrar de manera sustancial a formar parte de la matriz energética ecuatoriana.

En resumen, en el Ecuador existe una amplia experiencia en el aprovechamiento de recursos hídricos para la generación de energía eléctrica, existiendo recursos técnicos, equipamiento y capital asignado por parte del Gobierno Nacional para la implementación de este tipo de proyectos, además de la existencia de otros tipos de energía primaria que pueden ser explotadas en mayor magnitud para la generación como son: Geotermia, Eólica, Biomasa, según se indica en la proyección de la Figura No.1.31

El cambio de la matriz energética es un proceso que en los siguientes años reflejará sus beneficios totales, al sustituir por energías renovables el consumo de derivados del petróleo. Este cambio tiene el propósito en los siguientes años de convertir al Ecuador en uno de los países a nivel mundial con la matriz eléctrica más limpia del planeta.

Adicionalmente, el aprovechamiento de los recursos hídricos es una política prioritaria del Gobierno para disponer de energía a bajos costos. Son estas las razones por las que se están desarrollando varios proyectos en el campo de la energía hidroeléctrica, los cuales son financiados directamente por el Gobierno.

De igual forma hay tres centrales de cogeneración con bagazo de caña de azúcar operando en condiciones normales, experiencia que podría ser replicada utilizando residuos de biomasa generados por otras agroindustrias.

#### ***Participación de las empresas distribuidoras en el reemplazo del GLP por energía eléctrica.***

Debido a la realidad del uso de la energía en el sector residencial, el cual se refleja en el dependiente uso del Gas Licuado de Petróleo, una alternativa de eficiencia energética es la sustitución del mismo por energía eléctrica. La primera etapa de este proyecto fue enfocada a las zonas fronterizas con la incorporación de las cocinas de inducción.

Esta importante experiencia puede extenderse a nivel nacional, con el objetivo de reducir el subsidio del GLP que es asumido por el Estado.

#### ***Programas de transporte***

Los medios de transporte masivos con electricidad, constituyen una solución fundamental para el buen uso de la energía mediante la reducción del consumo en el combustible fósil. En este sentido resultan positivos los proyectos del Metro para el Distrito Metropolitano de Quito y el Tranvía para la ciudad de Cuenca, estudios en donde el INER debe reforzar su participación.

### **1.3. Líneas de Financiamiento**

Los planes, programas y proyectos de eficiencia energética desarrollados en el Ecuador, han tenido el liderazgo del MEER en coordinación con otras carteras de gobierno, y el financiamiento de los mismos ha contado con la inversión directa del Estado.

Es así que en los proyectos que se citan a continuación el Estado ha invertido cerca de 232 millones de dólares:

- “Reconversión tecnológica en la iluminación residencial, mediante la introducción masiva de Lámparas Fluorescentes Compactas” (Cambio de lámparas incandescentes por 16 millones de lámparas ahorradoras): 20,3 millones de dólares.
- “Programa para la Renovación de Equipos de Consumo Energético Ineficiente” Proyecto No. 1 Sustitución de Refrigeradoras (Plan Renova, 330.000 refrigeradoras eficientes en 5 años): 14,4 millones de dólares para el primer año.
- “Sustitución de Luminarias de Vapor de Mercurio por Luminarias de Vapor de Sodio en el área de concesión de CNEL” (Alumbrado Público en CNEL): 10 millones de dólares.
- “Proyecto Piloto de sustitución de lámparas de alumbrado público por lámparas más eficientes en la provincia de Galápagos: 0.4 millones de dólares.
- Sistemas de calentamiento con energía solar: 12,5 millones de dólares.
- Introducción de cocinas de inducción en las fronteras: 1 millón de dólares.
- Proyectos de investigación del INER: 8 millones de dólares.

Se debe resaltar que en el Ecuador es indispensable crear líneas de financiamiento para el desarrollo de los planes de eficiencia energética, las mismas que pueden venir de la aplicación de esquemas tarifarios que reconozcan a estos programas dentro de los costos de operación y mantenimiento; o a través de líneas de crédito estatales y preferencias arancelarias. Un detalle de la línea de financiamiento disponibles a nivel internacional se detalla en el **ANEXO A**.



# ANEXO A

## INDICADORES DE EFICIENCIA

### ***Eficiencia de transformación energética***

Es la relación entre la energía que sale de los centros de transformación como productos y la energía que entra a dichos centros como insumos, medidas en unidades calóricas.

La energía de entrada y salida de los centros de transformación, se calcula multiplicando los volúmenes de insumos y productos en unidades físicas por su respectivo factor calórico.

#### Formulación

$$ETE_{ij} = \frac{ETP_{ij}}{ETI_{ij}} * 100$$

Donde:

$ETE_{ij}$  = Eficiencia de transformación energética del centro j para el período i (%)

$ETP_{ij}$  = Contenido energético total de los productos que salen del centro de transformación j en el período i (Tep)

$ETI_{ij}$  = Contenido energético total de los insumos que entran al centro de transformación j en el período i (Tep)

#### Aplicación

Este indicador permite estimar la oferta total de energía primaria que debe ser establecida, con el fin de cubrir la demanda de los sectores de consumo final, ya sea mediante la producción interna o la importación.

La eficiencia de transformación energética, depende principalmente de la tecnología utilizada en los procesos y del control de pérdidas de flujo y de calor en el interior de las instalaciones.

### ***Eficiencia de generación eléctrica***

Es una aplicación específica para el sector eléctrico, del indicador de eficiencia de transformación. Se calcula dividiendo la energía eléctrica generada en las centrales, para el contenido energético de los combustibles o fuentes primarias.

En algunos tipos de centrales eléctricas, como las de energía solar y eólica, el cálculo de la eficiencia de transformación puede resultar muy complicado, ya que es difícil estimar con precisión el contenido energético de estas fuentes independientemente de las características de la central. En estos casos, se suele tomar valores estandarizados de eficiencias, o simplemente considerar que el contenido energético de la fuente es igual a la energía eléctrica que produce (eficiencia = 100%).

### Formulación

$$EGE_i = \frac{GTE_i}{ETI_i} * 100$$

Donde:

$EGE_i$  = Eficiencia de generación eléctrica para el período i (%)

$GTE_i$  = Generación total de electricidad expresada en unidades calóricas en el período i (Tep)

$ETI_i$  = Contenido energético total de los combustibles y fuentes primarias utilizados en las centrales eléctricas en el período i (Tep)

### Aplicación

Permite estimar la oferta total de energía primaria que debe ser establecida, para el abastecimiento eléctrico.

Este indicador puede servir también de justificativo para emprender en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica más eficientes.

### ***Factor de utilización de las instalaciones energéticas***

Este indicador es llamado también factor de planta o factor de capacidad y su formulación depende de la actividad de la cadena energética y de los energéticos con la que esté relacionada la instalación.

**En las instalaciones de explotación de energía primaria**, especialmente de recursos fósiles, el factor de capacidad se entiende como el volumen neto del energético extraído en un determinado período de tiempo, sobre el volumen máximo de ese energético que la instalación podría extraer en ese período, dado el tamaño de su infraestructura.

### Formulación

$$FP_{ijk} = \frac{PTE_{ijk}}{PMAX_{ijk}} * 100$$

Donde:

$FP_{ijk}$  = Factor de capacidad de la instalación j en el período i para el energético k (%)

$PTE_{ijk}$  = Producción neta del energético k en la instalación j en el período i (u.)

$PMAX_{ijk}$  = Capacidad de producción máxima del energético k de la instalación j en el período i (u.)

**En las instalaciones de transformación**, el factor de capacidad se calcula dividiendo el volumen de energético procesado como insumo en un período determinado entre el volumen máximo de procesamiento de dicho energético en el mismo período.

En el caso particular de las centrales eléctricas, el factor de capacidad se calcula dividiendo la generación neta de electricidad en un período de tiempo sobre la capacidad máxima de generación en ese mismo período. La capacidad máxima de generación es el producto de la potencia instalada por el número de horas contenido en el período considerado. Para el cálculo se toma por lo general el valor de 8,760 horas en un año y 730 horas en un mes.

## Formulación

$$FP_{ijk} = \frac{VTE_{ijk}}{VMAX_{ijk}} * 100$$

Donde:

$FP_{ijk}$  = Factor de capacidad de la instalación j en el período i para el energético k (%)

$VTE_{ijk}$  = Volumen procesado del energético K en la instalación j en el período i (u.)

$VMAX_{ijk}$  = Volumen máximo de energético k que puede ser procesado en la instalación j durante el período i (u.)

**Para instalaciones de transporte y transmisión de electricidad**, el factor de capacidad es la relación entre el volumen del energético transportado en un período de tiempo y el volumen máximo del energético que puede ser transportado en dicho período.

## Formulación

$$FP_{ijk} = \frac{VTT_{ijk}}{VMAX_{ijk}} * 100$$

Donde:

$FP_{ijk}$  = Factor de capacidad de la instalación j en el período i para el energético k (%)

$VTT_{ijk}$  = Volumen total transportado del energético K en la instalación j en el período i (u.)

$VMAX_{ijk}$  = Volumen máximo de energético k que puede ser transportado mediante la instalación j durante el período i (u.)

**Para instalaciones de almacenamiento**, el factor se calcula mediante la relación entre el valor absoluto de la variación de inventario en un período de tiempo, y la capacidad máxima de almacenamiento de la instalación. En períodos relativamente largos, el factor de capacidad de las instalaciones energéticas, puede verse afectado por las salidas de operación, tanto forzadas como programadas para mantenimiento.

## Formulación

$$FP_{ijk} = \frac{|VI|_{ijk}}{VMAX_{ijk}} * 100$$

Donde:

$FP_{ijk}$  = Factor de capacidad de la instalación j en el período i para el energético k (%)

$|VI|_{ijk}$  = Valor absoluto de la variación de inventario del energético K en la instalación j en el período i (u.)

$VMAX_{ijk}$  = Capacidad máxima de almacenamiento del energético k en la instalación j correspondiente al período i (u.)

## Aplicación

Este indicador permite visualizar el porcentaje de la infraestructura energética del país que permanece ociosa.

Si bien un factor de capacidad pequeño, puede significar una situación favorable de seguridad energética a largo plazo, no hay que perder de vista las consecuencias negativas que tiene la sobre inversión y el estancamiento de recursos económicos.

### ***Factor de pérdidas por transporte y distribución de energía***

Es la relación entre el total de energía perdida en las instalaciones de transporte y distribución, y la oferta total de energía tanto primaria como secundaria.

Las pérdidas se pueden conceptualizar como la diferencia entre la cantidad de energía que es entregada a las instalaciones de transporte y distribución y la energía que llega efectivamente a los centros de consumo final.

En el caso específico del sector eléctrico, las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución, se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son las ocasionadas por las propiedades físicas de los equipos eléctricos, mientras que las no técnicas están relacionadas con errores de medición, errores de facturación, robo de energía etc.

#### Formulación

$$FPE_i = \frac{PTD_i}{OTE_i} * 100$$

Donde:

$FPE_i$  = Factor de pérdidas de energía en transporte y distribución en el período i (%)

$PTD_i$  = Pérdidas totales de energía en transporte y distribución en el período i (Tep)

$OTE_i$  = Oferta total de energía en el período i (Tep)

#### Aplicación

Este indicador mide el grado de desarrollo del sector energético, ya que uno de los principales objetivos que se persigue mediante los planes de expansión y modernización, es reducir al máximo este factor.

## PLANES DE REDUCCIÓN DE CONSUMO

### ***SUSTITUCIÓN DE 6'000.000 DE FOCOS INCANDESCENTES POR FOCOS AHORRADORES***

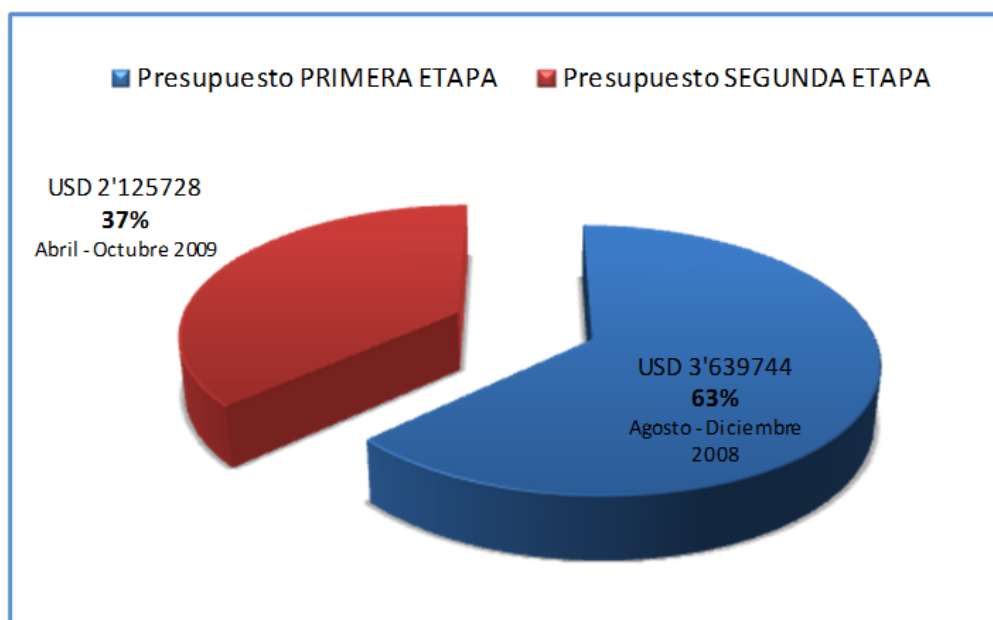
OBJETIVO: Generar un ahorro energético y económico.

ALCANCE: Proyecto desarrollado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en los años 2008 al 2009, y que fue implementado en todas las provincias del país.

Se realizó como respuesta al crecimiento de la demanda anual que en promedio ha presentado una tasa del orden del 6%, lo que originó un déficit de oferta y un incremento en los costos de generación.

Como medida complementaria, a través de Resoluciones del COMEX se ha emitido el dictamen favorable para el diferimiento arancelario (0% advalorem), de lámparas fluorescentes compactas (focos ahorradores) de rango A (alta eficiencia), según reglamento técnico ecuatoriano RTE 036 “Eficiencia energética. Lámparas fluorescentes compactas”. Igualmente el diferimiento arancelario favorable (0% advalorem), para tubos fluorescentes tipo T5 y T8, considerados de mayor eficiencia y cuyo mercado principal es el sector público y comercial

FINANCIAMIENTO: Estado.



**FIG. No. 1: SUSTITUCIÓN DE LÁMPARAS INCANDESCENTES POR AHORRADORAS.**

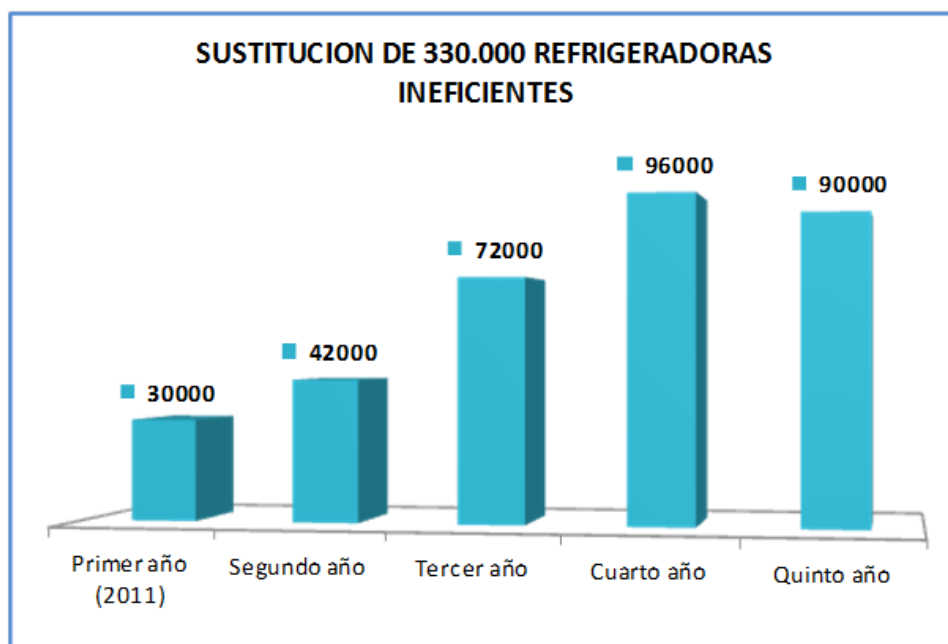
### ***PROYECTO PARA LA SUSTITUCIÓN DE 330.000 REFRIGERADORAS INEFICIENTES***

OBJETIVO:

Sustituir refrigeradoras de diez o más años de uso, por aparatos nuevos, más eficientes en su consumo de energía. De esta manera, el Gobierno Nacional ayuda a que el consumo de energía eléctrica de las familias ecuatorianas sea más eficiente, manteniendo el mismo confort, lo que se traducirá en una reducción de las facturas mensuales.

ALCANCE:

El proyecto tiene como meta la sustitución de 330 000 refrigeradoras a nivel nacional, en un periodo de ejecución de 5 años.



**FIG. No. 2: SUSTITUCIÓN DE REFRIGERADORAS INEFICIENTES**

#### FINANCIAMIENTO:

La implementación del plan para la sustitución de las 330.000 refrigeradoras, requiere de una inversión de USD 177'474.000. Para la implementación en el primer año, se requirió de un presupuesto de USD 16'134.000, cuya estructura de financiamiento es: USD 6'900.000 a través del bono (tarifa de la dignidad) y USD 9'234.000 mediante créditos preferenciales de hasta 3 años, que serán cobrados a través de la factura de energía eléctrica.

#### **PROYECTO PARA EL ALUMBRADO PÚBLICO IMPLEMENTADO POR CNEL**

##### OBJETIVO:

Disminuir el consumo energético ocasionado por el alumbrado público del país, mediante el uso de nuevas tecnologías con un alto rendimiento, las mismas que generan mayor cantidad de lúmenes por Watt como es el caso de las lámparas de sodio de alta presión e inducción magnética.

##### ALCANCE:

Este proyecto es desarrollado por las Unidades Regionales de CNEL: Los Ríos, Milagro, Santa Elena, Sucumbíos, Manabí, Guayas Los Ríos, El Oro, Bolívar, Santo Domingo y Esmeraldas, y tiene como meta el reemplazo de 65.000 luminarias.



**FIG. No. 3: LUMINARIAS EFICIENTES PARA ALUMBRADO PÚBLICO**

**FINANCIAMIENTO:**

El proyecto requiere de una inversión de USD 10'044.120, para alcanzar la sustitución de 65.000 luminarias ineficientes.

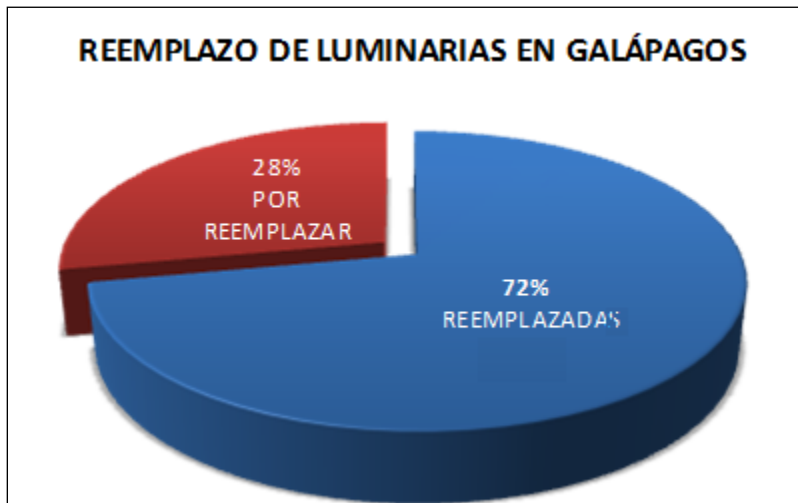
***PROYECTO SUSTITUCIÓN DE LÁMPARAS DE ALUMBRADO PÚBLICO POR LÁMPARAS MÁS EFICIENTES EN LA PROVINCIA DE GALÁPAGOS***

**OBJETIVO:**

Reducir el consumo de energía utilizada en el alumbrado público y la potencia necesaria para su funcionamiento a través de la sustitución de 1.250 luminarias de vapor de mercurio y de sodio por luminarias más eficientes (inducción) y el uso de sistemas de control sobre las luminarias.

**ALCANCE:**

Considerando la potencia y número de luminarias a ser reemplazadas, se considera que una vez implementado el proyecto se ahorre el 40% de la energía, lo que significaría una disminución de alrededor de 600 MWh/año.



**FIG. No. 4: LUMINARIAS EFICIENTES EN GALÁPAGOS**

FINANCIAMIENTO:

El proyecto requiere de una inversión aproximada de USD 410.000.

Con estas premisas se considera que substituyendo las actuales lámparas de vapor de mercurio y sodio por lámpara de inducción que son más eficientes y mejorando el sistema de control sobre el funcionamiento de las luminarias, se logrará un ahorro energético de 480 MWh/año, equivalente al 40%.



## **PLANES Y PROYECTOS DE RENOVACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA**

El MEER, en coordinación con otras dependencias estatales, ha desarrollado planes tendientes a conseguir una renovación de la matriz energética y a la reducción de la dependencia de las energías fósiles.

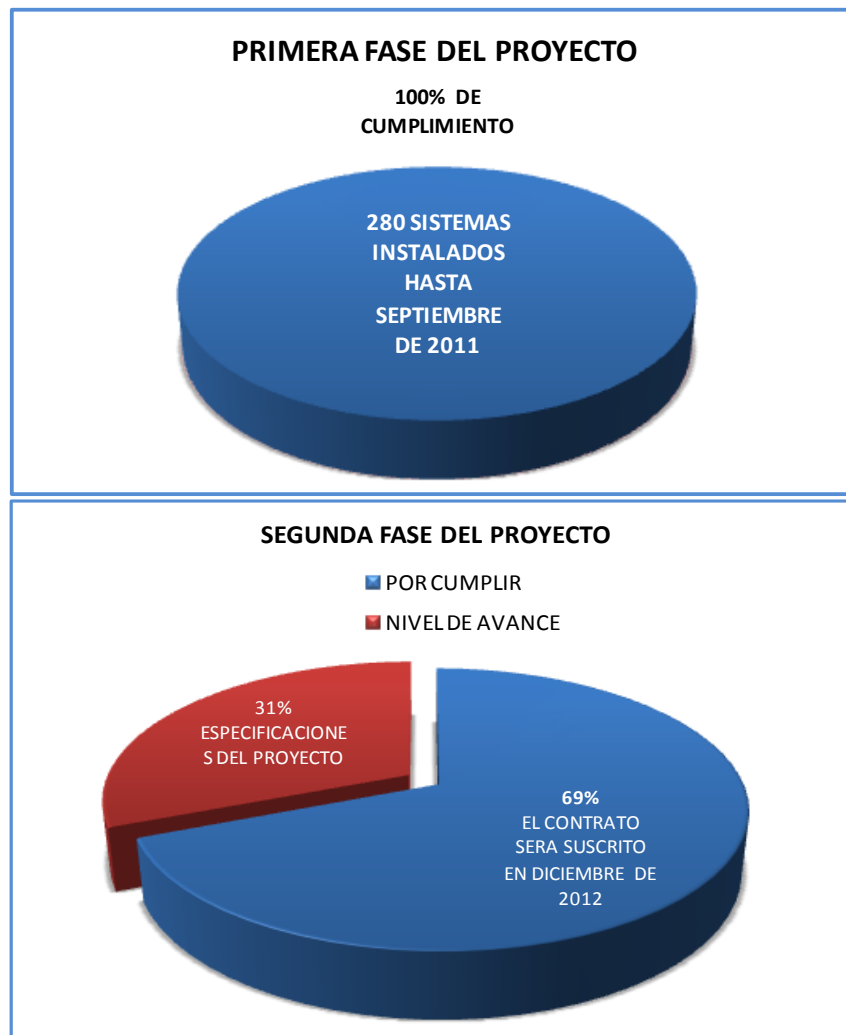
### ***PROYECTO DOTACIÓN DE 10.905 SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA AGUA CALIENTE (y) SANITARIA***

#### **OBJETIVO:**

Reducir gastos al Estado por subsidio al GLP y electricidad utilizado en el calentamiento de agua, así como disminuir el consumo actual y futuro de derivados de petróleo; reducir la contaminación, propiciando un hábitat sano; generar empleo con la evolución de un mercado de calentadores solares mediante la capacitación y desarrollo de la energía solar térmica en general.

#### **ALCANCE:**

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha suscrito un Acuerdo Institucional con el MIDUVI, el mismo que permitirá seleccionar a las 10.905 familias en diferentes Comunidades de las provincias Azuay, Bolívar, Cañar, Carchi, Chimborazo, Cotopaxi, Imbabura, Pichincha, Santo Domingo y Loja, que se beneficiarán de este primer proyecto de dotación de sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria.



**FIG. No. 6: SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA AGUA CALIENTE SANITARIA**

FINANCIAMIENTO:

El proyecto requiere de un presupuesto de USD 12'540.750.

## LINEAS DE FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL

- 7mo. Programa para la Investigación y Desarrollo Tecnológico (FP7). Cuenta con recursos de la Unión Europea de 50.000 millones de Euros para financiar programas de Eficiencia Energética en el período 2007 – 2013.
- Agencia de Basilea para Energía Sostenible. Centro que colabora como UNEP - United Nations Environment Protection (Protección Ambiental de las Naciones Unidas), en apoyo de proyectos institucionales en energía.
- Blue Moon Fund (Fundación Luna Azul), Fondo que apoya iniciativas que tratan los recursos naturales y el uso de la energía.
- E+Co: Energy Through Enterprise (Energía a través de la Empresa) Es un fondo de Inversiones que financia emprendimientos en las áreas de energías limpias y eficiencia energética en los países en Desarrollo.
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) (Programa de Asistencia para el Gerenciamiento del Sector Energía). Es un programa de asistencia técnica global del Banco Mundial y del PNUD, que apoya los proyectos que reducen barreras que dificultan a los gobiernos implementar proyectos, políticas y soluciones financieras para eficiencia energética.
- Environment Business Finance Program (EBFP) (Programa Financiero para Negocios Medio Ambientales. Apoya a micro, pequeñas y medianas empresas en proyectos en las áreas de energías renovables y Eficiencia Energética.
- Fondo de Energía Sustentable y Cambio Climático (Fondo SECCI). Es un fondo del BIRD, que apoya proyectos de América Latina y el Caribe en fuentes alternativas, eficiencia energética y cambio climático.
- Global Efficiency and Renewable Energy Fund (GEAREF) (Fondo para Energía Renovable y Eficiencia Global). Es un fondo de capital de riesgo creado para eliminar las barreras existentes para la obtención de recursos para el financiamiento de proyectos de eficiencia energética y energías renovables.
- Global Environment Facility (GEF) (Facilidad Medio Ambiental Global). Apoya a países en desarrollo a financiar programas de energía para regiones rurales que protejan el medio ambiente.
- Global Village Energy Partnership (GVEP). (Asociación para la Energía Global de Pueblos). Es una asociación que apoya proyectos y programas de energía para regiones rurales, principalmente en países en desarrollo.
- Gold Standard Foundation (Fundación Estándar de Oro). Es una fundación que financia proyectos en energías renovables y eficiencia energética que traigan beneficios para el desarrollo sustentable.
- IEA Technology Cooperation Program (Programas de Cooperación Tecnológica IEA). Es un programa de la Agencia Internacional de Energía Atómica, protección ambiental y crecimiento económico.
- Intelligent Energy - Europe programme (Programa Europeo para Energía Inteligente). Es un programa de la Unión Europea que apoya acciones de eficiencia energética y fuentes renovables de la América Latina, en edificios, viviendas sociales, en la industria y en productos

- International Finance Corporation (IFC) (Corporación Financiera Internacional), Es entidad que actúa a través del Programa de Energías Limpias y apoya a negocios en eficiencia energética, energías renovables y energías limpias.
- New Energy Finance (Financiamiento de Nuevas Energías). Provee informaciones financieras y servicios afines a las industrias de tecnologías de energía y energías renovables, así como quien invierte en estas áreas.
- Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP). (Asociación de Energía Renovable y Eficiencia Energética). Es una ONG que tiene una línea de financiamiento para proyectos en fuentes alternativas y eficiencia energética.
- Seed Capital Assistance Facility (SCAF) (Facilidades para Asistencia a Capitales Semilla). Es una iniciativa que tiene como objetivo focal, apoyar, en su etapa inicial, a empresas de energía sustentable a obtener capital inicial proveniente de importantes inversionistas del área de energía.
- Sustainable Energy Finance Initiative (SEFI) (Iniciativa de Financiamiento de Energía Sustentable). Es un Programa de de la UNEP (Agencia de Protección Ambiental de las Naciones Unidas), que ofrece informaciones sobre el financiamiento a proyectos de eficiencia energética y energías renovables.
- Swiss Organization for Facilitating Investments (SOFI) (Organización Suiza para facilitamientos de Inversión). Es una entidad de Suiza que facilita inversiones en países de desarrollo y en economías en transición.
- The Energy Foundation (La Fundación Energía). Es una asociación que reúne grandes donantes interesados en solucionar los problemas de la energía en el mundo.
- U.S. Agency for International Development (USAID). Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos). Es la agencia norteamericana que promueve la eficiencia energética a través del desarrollo de políticas y de la implementación de proyectos.
- UNEP Finance Initiative. Innovative financing for sustainability (Iniciativa Financiera de la UNEP. Financiamiento Innovador para la sostenibilidad). Es una asociación entre la UNEP y el sector privado de finanzas que trabaja para entender los impactos de los aspectos medio ambientales y sociales del desempeño financiero
- UNEP Risoe Center (URC) (Centro UNEP Risoe). La URC apoya las investigaciones, coordina proyectos y difunde informaciones sobre energía, clima y desarrollo sustentable.
- Unión Europea. Pone a disposición recursos para proyectos en el área de energía y transporte.
- United Nations Development Programme (UNDP). (Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo). El UNDP, tiene abiertas líneas de financiamiento en las áreas de Energía y Medio Ambiente.
- United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial). Actúa apoyando proyectos tanto para el suministro como para la demanda de energía en las industrias.



# ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022***

**Capítulo 2: ESTRATEGIA PARA EL  
DESARROLLO SUSTENTABLE EN EL SECTOR  
ELÉCTRICO.**

**Quito - Ecuador**

## Capítulo 2

# ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO

### 2.1. Introducción y Antecedentes

La actual Constitución de la República del Ecuador, publicada mediante Registro Oficial No. 449 del lunes 20 de octubre de 2008, establece a la preservación del ambiente como una de las prioridades del Estado. Así, la Constitución dispone que el Estado promoverá en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. Además, que la soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.

Por lo anteriormente señalado, el Plan Maestro de Electrificación, PME 2013 - 2022, considera los aspectos técnicos y legales que permitan evitar o minimizar los impactos socioambientales de las instalaciones y operaciones eléctricas que se planifican desarrollar a futuro.

Es así que, el presente documento, que comprende el diagnóstico de la situación actual y una serie de acciones propositivas para lograr la sustentabilidad del sector eléctrico del Ecuador, en términos de la matriz energética planteada hasta el horizonte de 2022. Esto incluye el desarrollo de indicadores que permitan medir el progreso hacia el desarrollo sustentable del sector y sus integrantes.

### 2.2. Las Garantías Socioambientales de la Constitución

El marco jurídico que se incluye en la “Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico”, se fundamenta en la identificación y el análisis de las siguientes disposiciones constitucionales y normas legales a las que el sector eléctrico tiene la obligación de observar, ejecutar o garantizar su cumplimiento: La Constitución de la República del Ecuador, CRE (2008), de carácter garantista que definió al país como “un Estado constitucional de derechos y justicia”, con un sistema de gobierno descentralizado, en el que los recursos naturales no renovables constituyen un patrimonio “inalienable, irrenunciable e imprescriptible.”<sup>1</sup> Noción articuladora de las garantías que el tipo de estado que genera la Constitución vigente se compromete a respetar, son los denominados derechos del buen vivir. Estos derechos, son el conjunto mínimo de compromisos que el estado debe cumplir y de los que particulares tienen la certeza de ser beneficiarios, a fin de tener una vida social e individual digna. Entre los derechos del buen vivir se cuentan al agua y la alimentación, el ambiente sano, la educación, la comunicación, la salud, entre otros<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Ver: Art. 1 - CRE

<sup>2</sup> Ver: CRE, Título II, Capítulo Segundo

### **2.2.1. El Buen Vivir o Sumak Kawsay**

La noción del “buen vivir” o “sumak kawsay”, genera varios deberes al Estado a fin de asegurar que la población disfrute de un estilo de vida digno. Estos deberes, son los siguientes:

- Agua y alimentación,
- Ambiente sano,
- Comunicación e información,
- Cultura y ciencia,
- Educación,
- Hábitat y vivienda,
- Salud,
- Trabajo y seguridad social<sup>3</sup>.

De manera complementaria y a fin de asegurar que se respeten los derechos y garantías socioambientales, la Constitución reconoce los siguientes principios ambientales:

- El Estado garantizará un modelo sustentable de desarrollo, ambientalmente equilibrado y respetuoso de la diversidad cultural, que conserve la biodiversidad y la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas, y asegure la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras.
- Las políticas de gestión ambiental se aplicarán de manera transversal y serán de obligatorio cumplimiento por parte del Estado en todos sus niveles y por todas las personas naturales o jurídicas en el territorio nacional.
- El Estado garantizará la participación activa y permanente de las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades afectadas, en la planificación, ejecución y control de toda actividad que genere impactos ambientales. En caso de duda sobre el alcance de las disposiciones legales en materia ambiental, éstas se aplicarán en el sentido favorable a la protección de la naturaleza.<sup>4</sup>

Esta base conceptual en la que se asienta la Constitución ecuatoriana, es importante para comprender por qué las actividades de desarrollo y de construcción de obras de infraestructura, como son las de carácter eléctrico, deben ajustarse al marco normativo correspondiente.

### **2.2.2. Los Derechos de la Naturaleza**

El respeto a la naturaleza (Art. 71-CRE), es parte de las garantías constitucionales de protección integral a “su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos”; así como el derecho a la restauración que será “independiente de la obligación que tienen el Estado y las personas naturales o jurídicas de indemnizar a los individuos y colectivos que dependan de los sistemas naturales afectados.”<sup>5</sup>

---

<sup>3</sup>Ver: “Los Derechos del Buen Vivir”, Título Segundo, Capítulo Segundo, de la Constitución.

<sup>4</sup> Ver: Art. 395-CRE

<sup>5</sup>Ver: Art. 72-CRE

Para evitar incurrir en violaciones al derecho de la naturaleza, el Estado aplicará “medidas de precaución y restricción para las actividades que puedan conducir a la extinción de especies, la destrucción de ecosistemas o la alteración permanente de los ciclos naturales.”<sup>6</sup>

En caso de daños ambientales, se genera una responsabilidad objetiva, es decir, independiente de cualquier elemento de culpabilidad de parte del causante del daño; y, además de las sanciones que correspondan por el daño ocasionado, existe también la obligación de restaurar integralmente los ecosistemas e indemnizar a las personas y comunidades afectadas (Art. 396-CRE). En los casos de daño ambiental se generan obligaciones civiles y administrativas, como son: indemnizar y restaurar el daño ocasionado con la sanción que corresponda.

Otra manera de ejercer medidas que promuevan el respeto a los derechos de la naturaleza y a evitar ocasionar daños al ambiente por parte de las actividades socioeconómicas, es la calidad especial que se asigna a las acciones legales para perseguir y sancionar por daños ambientales, las mismas a las que la Constitución les da la categoría de imprescriptibles (396-CRE).

Finalmente, el ejercicio integral de la tutela estatal sobre el ambiente y la corresponsabilidad de la ciudadanía en su preservación, se articulará a través de un sistema nacional descentralizado de gestión ambiental, que tendrá a su cargo la defensoría del ambiente y la naturaleza (399-CRE). La corresponsabilidad ciudadana implica, entre otras formas, el ejercicio de la acción popular para denunciar a quienes violen esta garantía, sin perjuicio de la responsabilidad civil y penal por denunciar la violación a las normas sobre protección del ambiente (LGA-41).

### **2.2.3. Las Comunidades Locales ante la Naturaleza y el Ambiente**

Por regla general, las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades tienen el derecho para beneficiarse del ambiente y de las riquezas naturales que les permitan su buen vivir (74-CRE). Asimismo, existe un conjunto de garantías a favor de los pueblos indígenas y afroecuatorianos, articulados en lo que se denominan derechos colectivos (CRE-57), que tienen relación con la territorialidad, los recursos naturales renovables y la biodiversidad.

A más de los derechos citados, las comunidades locales, tienen igualmente otros derechos de carácter procedimental, tendientes a verificar que las actividades de desarrollo no les ocasionen impactos significativos o que éstos sean manejados. Así, se ha establecido que las decisiones estatales que puedan afectar al ambiente deberán ser consultadas a la comunidad, “a la cual se informará amplia y oportunamente” (398-CRE). De esta manera, se busca conocer la opinión de las comunidades locales respecto de las obras y actividades que se planifiquen en sus tierras o en las áreas de influencia de éstas.

De la obligación citada, se ha generado un sistema legal y administrativo específico, en distintos ámbitos de la gestión pública, que se relacionan con la consulta previa. Ésta es un derecho que la CRE reconoce en favor de grupos vulnerables y comunidades locales, cuando existan medidas administrativas o legislativas que puedan afectar sus derechos (Ver Arts. 45, inciso 2do-CRE; 57, numerales 7 y 17-CRE; 398-CRE).

---

<sup>6</sup> Ver: Art. 73-CRE



La Ley de Gestión Ambiental, establece el derecho a participar en consultas, audiencias públicas (LGA-28); y, el derecho a la información oportuna y suficiente sobre cualquier actividad que pueda producir impactos ambientales (LGA-29); tratándose de uno de los derechos y obligaciones relevantes en materia ambiental.

#### **2.2.4. Las Políticas Ambientales del Sector Eléctrico**

Las políticas de electrificación son dictadas por el Presidente de la República, a través del Ministerio del ramo (RLRSE-5A). El elemento central de la política ambiental, es la recuperación y conservación de la naturaleza y la mantención de un ambiente sano y sustentable que garantice a las personas y colectividades el acceso equitativo, permanente y de calidad al agua, aire y suelo, y a los beneficios de los recursos del subsuelo y del patrimonio natural (276-CRE). Esta noción de respeto a la naturaleza, que es parte de los objetivos del régimen de desarrollo que establece la Constitución, permean los dos instrumentos centrales a través de los que se expresa la política del sector eléctrico, que son, el Plan Nacional de Desarrollo<sup>7</sup> y el Plan Maestro de Electrificación.

El Plan Nacional de Desarrollo - Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, ha planteado la expansión del sector energético del país, calificándolo como un programa estratégico. Este desarrollo energético, se realizará a partir de la generación hidroeléctrica “que permita reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica y un fortalecimiento de la red de transmisión y subtransmisión, adaptándola a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad” (PNBV<sup>8</sup>).

Ante la excesiva dependencia a los combustibles fósiles, el PNBV adicionalmente propone el fortalecimiento en el país del uso de energías renovables no convencionales, como son: solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz; teniendo como objetivo establecer la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

Por otro lado, el PME busca la optimización del sector eléctrico del país, impulsando una serie de acciones y procedimientos orientados hacia la eficiencia energética, con el fin de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica y propiciar el desarrollo de nuevas capacidades de generación basadas en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales (RLRSE - 11).

En concordancia con las políticas citadas, el organismo rector del sector eléctrico, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, tiene la misión de promover las energías renovables y es el responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

---

<sup>7</sup> El Plan Nacional de Desarrollo –según la Constitución- “es el instrumento al que se sujetarán las políticas, programas y proyectos públicos; la programación y ejecución del presupuesto del estado; y la inversión y la asignación de recursos públicos; y coordinar las competencias exclusivas entre el Estado Central y los gobiernos autónomos descentralizados. Su observancia será de carácter obligatorio para el sector público e indicativo para los demás sectores”. (280-CRE)

<sup>8</sup> Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, pág. 97.

### **2.2.5. Convenios Internacionales y Políticas del Sector Eléctrico**

Los convenios internacionales que de manera directa atañen al sector eléctrico del Ecuador, son aquellos que se han suscrito en el contexto de los esfuerzos internacionales por controlar y revertir el cambio climático. El instrumento central de estos esfuerzos es la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, CMNUCC, cuyo objetivo fue el lograr una estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera en un nivel tal que permita que las poblaciones humanas y los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático.

Posiblemente el más conocido de los instrumentos internacionales, es el Protocolo de Kyoto, un acuerdo vinculante en el que se han establecido los compromisos nacionales para la reducción de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono). La noción básica del Protocolo de Kyoto, es que los países industrializados reduzcan su índice general de emisiones, en un promedio de 5,2% con respecto a sus niveles de 1990. Para este fin, se promueve la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía, de tecnologías de secuestro del dióxido de carbono y de tecnologías que sean ecológicamente racionales (CMNUCC-2, num. IV).

De manera paralela, el Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan el ozono, PMSAO, está orientado a proteger la capa de ozono, reduciendo la producción y el consumo de las sustancias responsables del agotamiento de la capa de ozono.

En ambos casos, las políticas nacionales han recogido esas preocupaciones, siendo una de ellas, la paulatina sustitución de las fuentes de energía basadas en la quema de combustibles, por la generación hidráulica. Precisamente el Plan Nacional de Desarrollo - Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, califica de estratégico a la expansión del sector eléctrico a partir de la generación hidroeléctrica, que permitirá reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica.

Los acuerdos y decisiones de carácter internacional que se han citado, tienen una correlación con las políticas nacionales del sector eléctrico, que básicamente promueven la creación de nuevas fuentes energéticas, la expansión del sector y las interconexiones internacionales.

### **2.2.6. Las Obligaciones Socioambientales en el Sector Eléctrico**

Todos los agentes del sector eléctrico tienen la obligación de cumplir con las normas constitucionales, legales y administrativas relativas al ambiente (LRSE-3; LRSE-14, LRSE-16). Esta obligación incluye aquellas normas asociadas, que tienen como fin precautelar los derechos de las comunidades, las poblaciones locales y la ciudadanía en general.

De acuerdo con el RLRSE, para la “prevención, control, mitigación y compensación de impactos ambientales negativos y para potenciar los positivos”, las actividades del sector eléctrico, deberán sujetarse a lo establecido en el reglamento específico de la materia (RLRSE-DG-Primera), esto es, el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas. Sin embargo, existen también otras normas que deben cumplirse con tal finalidad. Las obligaciones de prevención y reparación ambiental, en este sector, deben sujetarse a todo el universo legal relativo a la protección de los derechos socioambientales.

En la siguiente tabla, se muestran las obligaciones socioambientales que tienen los agentes del sector eléctrico y los derechos que dichas obligaciones deben garantizar.

**TABLA No. 2.1: OBLIGACIONES SOCIOAMBIENTALES Y DERECHOS QUE DEBE GARANTIZAR EL SECTOR ELÉCTRICO**

OBLIGACIONES	DERECHOS
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Elaboración de un EIA.</li> <li>2. Obtención de la licencia ambiental.</li> <li>3. Respetar los derechos de la naturaleza.</li> <li>4. Consulta a comunidades locales.</li> <li>5. Principio precautorio.</li> <li>6. Reparación integral en caso de daños.</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buen vivir.</li> <li>• Agua y alimentación.</li> <li>• Ambiente sano.</li> </ul>

## 2.3. Sustentabilidad en el Sector Energético

“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. Ninguna forma de energía, carbón, eólica, solar, nuclear, ni ninguna otra es buena o mala en sí misma y cada una es valiosa en la medida de su capacidad de entregar este fin.<sup>9</sup> Esta idea expresa la interdependencia entre las personas y el mundo circundante.

Bajo el contexto definido, “Energía Sustentable” puede expresarse como la energía, cuya producción o consumo, tiene un mínimo impacto negativo sobre la salud humana y el funcionamiento de los sistemas ecológicos, incluidos el medio ambiente, y que se pueda suministrar continuamente.

Finalmente, en base a lo mencionado, los Principios de Bellagio se constituyen como el instrumento para medir y evaluar el desarrollo, incorporando más allá de indicadores económicos y capturando un sentido más completo de los derechos humanos y el bienestar ecológico.

### 2.3.1. Sustentabilidad en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

De acuerdo al cambio de la matriz energética, propuesto por el Plan Nacional para el Buen Vivir, se plantean los siguientes aspectos:

- a) Aumento de la participación de energías renovables en la producción nacional;*
- b) Reducción de la importación de los derivados de petróleo;*
- c) Cambiar el perfil actual de exportaciones de derivados de petróleo a productos de mayor valor agregado;*
- d) Mayor eficacia y eficiencia del sector de transporte;*
- e) Reducción de las pérdidas de transformación y distribución de la energía; y,*
- f) Uso eficiente de la energía (consumo energético eficiente y responsable).*

---

9 INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies, p 1.

Este Plan también contempla la soberanía energética con el desarrollo de las capacidades productivas que permitan el autoabastecimiento energético; en particular, de electricidad.

Estos planteamientos a largo plazo, se enfocan hacia un desarrollo sustentable del sector energético del Ecuador, incluyendo al sector eléctrico en sus fases de generación, transmisión y distribución.

En el sector eléctrico, el desarrollo sustentable se orienta a que los agentes, minimicen el impacto sobre el medio ambiente. Las centrales eléctricas se encuentran entre los mayores consumidores de combustibles fósiles en el mundo, la combustión de fósiles y otras formas de generación de electricidad dan lugar a efectos generalizados como la , lluvia ácida, afectando la salud humana si no se gestiona adecuadamente.

Esto lleva a considerar estrategias tales como la instalación de sistemas de control de la contaminación, el desarrollo y la utilización de métodos de generación de energía basados en energías renovables, como: eólica, biomasa, hidroeléctrica y solar.. En el Ecuador el desarrollo energético sostenible debe contemplar el aumento de la eficiencia de la producción y uso de energía, la optimización del consumo, y el fortalecimiento de la participación de tecnologías basadas en energías renovables, así como la disminución gradual de las operaciones de generación que utilizan combustibles fósiles.

## 2.4. Proyectos Emblemáticos

La Constitución de la República de Ecuador, en su Capítulo Quinto - Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas, Art. 313, establece que *“los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social”*. La Energía en todas sus formas está considerada como un sector estratégico.

El Plan de Expansión de Generación 2013-2022, considera un total de nueve (9) proyectos de generación eléctrica categorizados como proyectos emblemáticos - estratégicos; se trata de ocho proyectos hidroeléctricos y un proyecto eólico, cuyas denominaciones, capacidad instalada y fechas de construcción e inicio de operación, se muestran en la Tabla No. 2.2.

**TABLA No. 2.2: PROYECTOS EMBLEMÁTICOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

No.	NOMBRE	CAPACIDAD (MW)	FECHA DE INICIO DE CONSTRUCCIÓN	FECHA PREVISTA PARA SU CULMINACIÓN
1.	Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair	1 500	Julio de 2010	2016
2.	Proyecto Hidroeléctrico Quijos	50	Enero de 2012	2015
3.	Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu	60	Diciembre de 2011	2015
4.	Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón	253	Mayo de 2011	2015
5.	Proyecto Hidroeléctrico Sopladora	487	Abril de 2011	2015
6.	Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas	20,82	Diciembre de 2011	2014

**TABLA No. 2.2: PROYECTOS EMBLEMÁTICOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

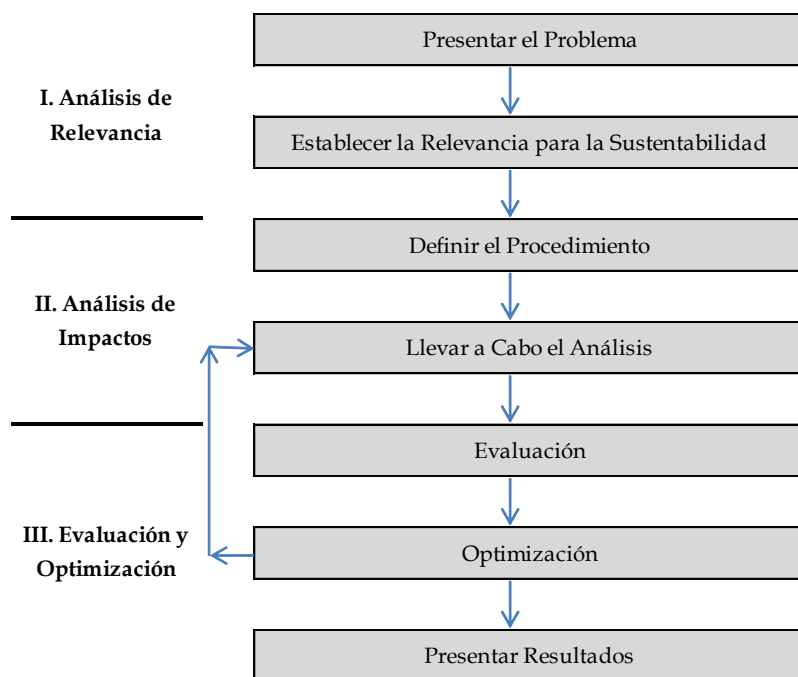
No.	NOMBRE	CAPACIDAD (MW)	FECHA DE INICIO DE CONSTRUCCIÓN	FECHA PREVISTA PARA SU CULMINACIÓN
7.	Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco	270	Diciembre de 2011	2016
8.	Proyecto Eólico Villonaco	16,5	Agosto de 2011	Operando
9.	Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua	115	Diciembre de 2011	2015

Los proyectos en mención, han sido sometidos en su debido momento a los estudios y evaluaciones ambientales, tal que se garantice que los mismos sean desarrollados en cumplimiento con los criterios de la normativa ambiental vigente, previniendo daños al entorno social y ambiental. El presente análisis tiene el propósito de realizar una verificación sistemática de la sustentabilidad de los proyectos emblemáticos, los mismos que constituyen la base para cambiar la matriz energética nacional hacia un esquema sustentable.

#### **2.4.1. Diagnóstico Socioambiental de Proyectos Estratégicos del Sector Eléctrico**

Se ha considerado que el análisis de los proyectos emblemáticos debe realizarse bajo un marco de evaluación que abarque al conjunto, más no independientemente.. En la revisión de la literatura técnica por lo general no se dispone de metodologías que permitan analizar conjuntamente la sustentabilidad de un sector; sin embargo, existen iniciativas que se han venido desarrollando para realizar análisis a nivel de la administración pública, o bien, de planes y programas de desarrollo.

En la Figura No. 2.1, se muestran las diferentes etapas del análisis de desarrollo sustentable aplicado para los proyectos emblemáticos; cada etapa comprende una evaluación sistematizada, estableciéndose causas y efectos, hasta llegar a presentar los resultados de la investigación.



**FIGURA No. 2.1: PROCEDIMIENTO PARA EVALUACIÓN DE SUSTENTABILIDAD<sup>10</sup>**

El diagnóstico de sustentabilidad de los proyectos emblemáticos, se basa en una revisión de la información secundaria disponible para dichos proyectos, en particular de los estudios ambientales que en su momento se realizaron para dar paso a la implantación y operación de las obras.

Cabe indicar que a la fecha de elaboración de este documento, ocho de los nueve proyectos se encuentran en fase de construcción, por lo que no es viable realizar una verificación directa (*in situ*) de variables relacionadas con sustentabilidad. No obstante, buena parte de dichas variables están documentadas en las evaluaciones y análisis de los respectivos Estudios de Impacto Ambiental.

Dado que el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en el país constituye la base para el cambio de la matriz energética hacia energías renovables, se ha realizado una revisión del documento base de la Comisión Mundial de Represas, el cual incluye aspectos ambientales y sociales relevantes a la sustentabilidad de la construcción y operación de represas. El reporte de la Comisión describe un marco innovador para el planeamiento de proyectos energéticos y de uso de agua, enfocado a proteger al ambiente y a la gente afectada por el represamiento de agua, asegurando que los beneficios de las represas sean distribuidos con más equidad.

Los aspectos socioambientales son identificados para los dos tipos de tecnologías consideradas en los proyectos emblemáticos, estas son, generación hidroeléctrica y generación eólica (Ver Tabla No. 2.3).

Los principales impactos comunes de los tipos de proyectos analizados (8 hidroeléctricos y 1 eólico) son prácticamente inevitables pues las características de los proyectos así lo

<sup>10</sup> Basado en el marco metodológico para la evaluación de desarrollo sustentable publicado por la Oficina Federal para el Desarrollo de Espacios de Suiza (ARE), 2004

determinan. En la Tabla No. 2.4 se hace una recopilación de dichos impactos, y se establece si existe una relación con los criterios de sustentabilidad propuestos para el análisis.

**TABLA No. 2.3: ASPECTOS SOCIOAMBIENTALES INHERENTES AL TIPO DE GENERACIÓN**

TIPO DE TECNOLOGÍA	ASPECTO SOCIOAMBIENTAL	DESCRIPCIÓN
<b>Generación Hidroeléctrica</b>	<b>Transformación física de ríos</b>	Represas modifican características físicas de los ríos, especialmente su caudal. Con repercusiones a nivel social y biótico.
	<b>Impactos de los ecosistemas ribereños</b>	Contaminación del agua, deforestación, usos consuntivos y alteración de cauces naturales. Dependerá del grado de intervención de los cuerpos hídricos y complejidad del ecosistema afectado.
	<b>Consecuencias sociales</b>	Implantación de embalses pueden ocasionar inundación y cambios drásticos de los cuerpos hídricos afectados. Entre las consecuencias directas e indirectas de estos cambios están la necesidad de desplazamientos físicos o económicos y reasentamientos de las comunidades, limitación del acceso a recursos naturales, entre otros.
	<b>Seguridad operacional</b>	Presencia de represa representa potencial riesgo al público y a la propiedad en caso de falla.
	<b>Sedimentación</b>	Altas tasas de sedimentación afectan el desempeño y economía del proyecto, especialmente en embalses pequeños.
<b>Generación Eólica</b>	<b>Impacto visual</b>	En función del tamaño de cada aerogenerador, número de unidades en el parque y distancia mínima entre unidades.  La magnitud del impacto depende del entorno en el cual se implanta el parque eólico, y la presencia de comunidades asentadas en las inmediaciones del área de implantación del proyecto.
	<b>Ruido</b>	Ruido de origen mecánico y aerodinámico durante operación de turbinas. El ruido aerodinámico producido puede abarcar cuatro tipos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ruido de baja frecuencia</li> <li>• Ruido impulsivo de baja frecuencia</li> <li>• Ruido tonal, y</li> <li>• Ruido continuo de banda ancha</li> </ul> Dependiendo de su magnitud y frecuencia, y en especial de la presencia de receptores sensibles, el ruido es capaz de ocasionar diferentes tipos de daños, que pueden ir desde una molestia psicológica hasta una afectación física del órgano auditivo de los receptores.
	<b>Mortalidad, daño y molestia de especies</b>	Parques eólicos localizados en tierra firme (onshore), poseen el potencial de afectar a aves, produciéndose daño e inclusive muerte debido a las potenciales colisiones durante el vuelo. El problema será significativo en la medida que el parque eólico se implante en la ruta de vuelo de determinadas especies, condiciones meteorológicas, entre otras.  En el caso de aerogeneradores instalados en el mar (offshore), se reportan los mismos impactos para las aves en la etapa de operación.
	<b>Parpadeo de sombra y destello de las aspas</b>	Afectación está dirigida hacia las comunidades que habitan en las proximidades de los parques eólicos. La presencia de las torres provoca un efecto de sombra sobre viviendas localizadas en el lado opuesto a la incidencia de la luz solar; que sumado al movimiento rotatorio de las aspas puede en determinados casos ocasionar una continua variación de la sombra (parpadeo), originando una situación molesta para las viviendas e individuos afectados.

**TABLA No. 2.3: ASPECTOS SOCIOAMBIENTALES INHERENTES AL TIPO DE GENERACIÓN**

TIPO DE TECNOLOGÍA	ASPECTO SOCIOAMBIENTAL	DESCRIPCIÓN
		Otro impacto asociado con aspectos de iluminación, es producido también por el movimiento rotatorio de las aspas, y radica en el destello que pueden producir las aspas dependiendo de la incidencia y orientación del sol, este puede resultar molesto para las comunidades localizadas en la periferia del proyecto eólico.
	<b>Alteración del hábitat</b>	<p>Impactos producidos sobre el hábitat terrestre o marino es discreto debido a que su huella (<i>footprint</i>), es decir el área ocupada por este tipo de tecnología, es pequeña.</p> <p>En el caso de proyectos <i>onshore</i> se producirá una alteración del hábitat de las especies terrestres debido a la presencia de la infraestructura de los aerogeneradores, así como a la potencial implantación de caminos de acceso y líneas de transmisión</p> <p>Para proyectos <i>offshore</i> existirá afectación durante la implantación de las bases de las torres en el lecho marino, produciéndose una remoción de este último con la potencial pérdida de especies acuáticas; a esto debe añadirse la implantación de líneas de transmisión submarinas.</p>
	<b>Calidad de agua</b>	Instalación de las bases de las torres, implantación de líneas de transmisión y caminos de acceso, puede generar condiciones adversas para la erosión del suelo, favoreciendo el arrastre de partículas hacia cuerpos de agua superficiales.



**TABLA No. 2.4: CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD E IMPACTOS COMUNES DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS**

IMPACTOS COMUNES DE LOS PROYECTOS  CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD A ANALIZARSE	PROYECTOS HÍDRICOS					PROYECTOS EÓLICOS					
	TRANSFORMACIÓN FÍSICA DE CUERPOS HÍDRICOS	ALTERACIÓN DE ECOSISTEMAS RIBEREÑOS	CONSECUENCIAS SOCIALES POR REPRESAMIENTO DE AGUA	PELIGROS LATENTES POR LA PRESENCIA DE REPRESAS	SEDIMENTACIÓN	IMPACTO VISUAL	RUIDO EN LA ETAPA DE OPERACIÓN	MORTALIDAD O DAÑO DE ESPECIES (AVES)	PROBLEMAS DE ILUMINACIÓN (SOMBRA Y DESTELLO)	ALTERACIÓN DEL HÁBITAT PARA LA FAUNA	CALIDAD DEL AGUA
Áreas de importancia natural, biodiversidad											
Recursos renovables											
Recursos no renovables											
Agua, suelo, aire, clima											
Riesgos y desastres ambientales											
Ingresos, empleo											
Capital productivo											
Competencia, innovación											
Mecanismos de mercado											
Obligaciones del sector público											
Salud, seguridad											
Educación, identidad											
Cultura, valores											
Seguridad legal, equidad											
Solidaridad											

 : Indica la existencia de una relación entre el impacto ambiental o social, y el criterio de sustentabilidad.

### 2.4.2. Revisión de los Aspectos Socioambientales de los Proyectos Emblemáticos

De la Tabla No. 2.4 se observa que existe una mayor relación entre los impactos socioambientales comunes de los proyectos hidroeléctricos y los criterios de sustentabilidad a analizarse, en comparación con el proyecto eólico. Esto implícitamente determina que los proyectos eólicos presentan mejoras características para el desarrollo sustentable. No obstante, la ausencia de una relación de los impactos y criterios de sustentabilidad (para ambos tipos de proyecto) es también un indicador del grado de complejidad de la información requerida para el análisis, por lo que es previsible que se deba descartar estos criterios en la evaluación por falta de información.

Los proyectos emblemáticos entre sí, difieren en cuanto a su magnitud, área a intervenir, características operacionales, condiciones climáticas, entre otras, pero además existen potenciales diferencias en cuanto al contenido y metodología con la cual se han realizado los Estudios de Impacto Ambiental, EIAs.

En concordancia con estas condicionantes, la revisión de los EIAs de los proyectos emblemáticos estuvo dirigida a establecer características específicas capaces de afectar negativamente la sustentabilidad de los proyectos, en función de las tres dimensiones de la evaluación (ambiental, económica y social) y de los criterios de sustentabilidad empleados. Así, de los EIAs se han seleccionado y extraído seis (6) características de los proyectos que se describen a continuación:

1. **Superficie afectada (proyectos con embalse):** Esta característica refleja la extensión en hectáreas del embalse proyectado, con lo cual se podrá inferir el potencial de afectación a los diferentes componentes del entorno, incluyendo a las comunidades que serán desplazadas, las áreas que serán inundadas (con la consecuente pérdida de flora, fauna, suelos, entre otros.).
2. **Longitud intervenida (proyectos con captación a filo de agua):** Esta característica refleja la longitud en km que se verán afectados en un cuerpo hídrico. Permite inferir el potencial de afectación a ecosistemas y poblaciones localizadas en las riberas de los cuerpos hídricos.
3. **Riqueza biológica de la zona intervenida:** A través de esta característica, se establece si el área afectada por el proyecto hidroeléctrico aloja algún tipo de recurso biótico (flora y fauna) de características únicas, y que por lo tanto la pérdida del mismo puede considerarse irreparable. En este caso se ha analizado el número de especies bióticas, consideradas en peligro de extinción según las diversas listas internacionales publicadas para este tipo de análisis.
4. **Valor cultural de la zona intervenida:** En lo que respecta al valor cultural de una determinada zona, se ha prestado atención a la presencia de recursos arqueológicos en los sitios de intervención de los proyectos. Dado que no es común encontrar comunidades ancestrales en éstas áreas, se ha omitido este aspecto del análisis. En este caso se reporta si existe o no el recurso en el área de estudio.
5. **Número de desplazados:** Constituye un indicador del número estimado de personas que deben ser reasentadas con motivo de la implantación de los proyectos emblemáticos; implica la expropiación de terrenos.
6. **Impactos socioambientales negativos considerados como significativos:** Se ha prestado atención a las valoraciones de impactos ambientales reportadas en los respectivos estudios de impacto ambiental de los proyectos emblemáticos, en especial aquellos impactos que no se pueden mitigar o que no se pueden revertir, pues dicha irreversibilidad se contrapone directamente con la preservación de los recursos para las generaciones futuras. Dado que la metodología de evaluación difiere de un estudio a otro, se ha procedido a listar los principales impactos ambientales determinados para cada proyecto emblemático.

En las Tablas No. 2.5 y 2.6 se muestran las características seleccionadas, según la información que se encontró disponible en los respectivos estudios de impacto ambiental. Cabe indicar que la información citada no se limita a una sección específica de los estudios, puesto que los mismos no necesariamente guardan la misma estructura y contenido.

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair	1500	114,84	59	<i>Geissanthus challuayacus</i> <i>Aburria aburri</i> <i>Ara militaris</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Panthera onca</i> <i>Puma concolor</i> <i>Lontra longicaudis</i> <i>Tremarctos ornatus</i> <i>Tapirus terrestris</i> <i>Lagothrix lagotricha</i> <i>Pristimantis martiae</i> <i>Pristimantis prolatus</i> <i>Lepidoblepharis festae</i> <i>Potamites strangulatus</i> <i>Riama orcesi</i>	UICN (VU) UICN (NT) UICN (VU) CITES (I) UICN (NT) UICN (NT) CITES (I) UICN (VU) UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT) UICN (EN) UICN (NT) UICN (NT) UICN (EN)	Sí	19	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impactos a los recursos naturales por la explotación de materiales de préstamo.</li> <li>- Impactos al suelo y a la flora por la disposición de escombros de la obra.</li> <li>- Generación de desechos sólidos y líquidos, producidos por las obras y actividades de pre-ingeniería como el uso de campamentos.</li> <li>- Impactos a la flora y fauna por la limpieza y desbroce de las áreas a ser inundadas.</li> <li>- Impactos a la sociedad, y al entorno natural por el represamiento de agua.</li> </ul>

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
Proyecto Hidroeléctrico Quijos Baeza	100	0	≈13	<i>Burmeistera cylindrocarpa</i> <i>Siphocampylus affinis</i> <i>Miconia breviteca</i> <i>Pleurothallis truncata</i> <i>Puma concolor</i> <i>Tadarida brasiliensis</i> <i>Marmosops impavidus</i>	UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT)	Sí	N.D.	- El correspondiente estudio concluye que la actividad no genera impactos críticos sobre los componentes físicos, bióticos y socioeconómicos y culturales; ninguna de las obras produce impactos irremediables.
Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu	81,8	63,4	0	<i>Allophylus dodsonii</i> <i>Blakea involvens</i> <i>Croton pavonis</i> <i>Gustavia aff. dodsonii</i> <i>Herrania balaensis</i> <i>Pleurothyrium giganthum</i> <i>Sorocea sarcocarpa</i> <i>Aiphanes aff. chiribogensis</i>	UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (EN) UICN (VU)	Sí.	37	- Alteración del valor de la tierra. Expectativa local. - Inundación de áreas de cultivo de especies nativas y exóticas. - Aislamiento de poblaciones. - Impactos a la fauna acuática y terrestre, debido al movimiento de tierra, desbosque e inundación.

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
				<i>Chlorospatha aff. ilensis</i>	UICN (VU)			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Manejo y almacenamiento de agua contaminada (aguas residuales del D.M. de Quito)</li> <li>- Alto potencial de eutrofización.</li> </ul>
				<i>Miconia explicita</i>	UICN (VU)			
				<i>Erythrina megistophylla</i>	UICN (NT)			
				<i>Guzmania jaramilloi</i>	UICN (NT)			
				<i>Heisteria asplundii</i>	UICN (NT)			
				<i>Bactris setulosa</i>	UICN (NT)			
				<i>Zamia roezlii</i>	UICN (NT)			
				<i>Lontra longicaudis</i>	CITES (I)			
				<i>Rhinophylla alethina</i>	UICN (NT)			
				<i>Leopardus pardalis</i>	CITES (I)			
				<i>Pachyramphus spodiurus</i>	UICN (EN)			
				<i>Leucopternis plumbea</i>	UICN (NT)			
				<i>Capito squamatus</i>	UICN (NT)			
				<i>Pristimantis eugeniae</i>	UICN (EN)			
				<i>Hyloxalus awa</i>	UICN (VU)			

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
				<i>Pristimantis latidiscus</i> 14 especies de escarabajos peloteros	UICN (VU) UICN (EN)			
Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón	253	48	≈22	<i>Lontra longicaudis</i> <i>Stumira bidens</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Cebus albifrons</i> <i>Aburria aburri</i> <i>Campephilus gayaquilensis</i> <i>Hyloxalus toachi</i> <i>Hyloxalus awa</i> <i>Pristimantis calcarulatus</i>	CITES (I) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) UICN (NT) En Peligro <sup>(4)</sup> Vulnerable <sup>(4)</sup> Vulnerable <sup>(4)</sup>	Sí	36	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impacto sobre el agua por efectos del cambio del régimen, autodepuración, eutrofización, estratificación térmica, y descargas</li> <li>- Cambio en la estructura del suelo</li> <li>- Impactos sobre el suelo por efectos de desestabilización de laderas y márgenes, sismicidad inducida en el área del embalse</li> <li>- Afectación de Áreas Naturales Protegidas</li> <li>- Pérdida de la cobertura vegetal</li> <li>- Pérdida de hábitat para especies de fauna</li> <li>- Disturbio de hábitat para especies acuáticas por la modificación del régimen de escurrimiento superficial y subterráneo y cambios en la calidad de agua</li> </ul>

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
								<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modificación de sitios de importancia cultural y social.</li> <li>- Alteración de los niveles de ruido y partículas en aire ambiente.</li> <li>- Generación de desechos sólidos peligrosos y no peligrosos</li> <li>- Contaminación por derrames de combustibles y lubricantes</li> <li>- Cambios en el microclima, contaminación por efecto de emanación de gases en el embalse</li> <li>- Afectación a posibles hallazgos arqueológicos</li> </ul>
Proyecto Hidroeléctrico Sopladora	400	0	≈ 10	<i>Inga extra-nodis</i> <i>Ageratina dendroides</i> <i>Coussapoa jatun-sachensis</i> <i>Platyrrhinus infuscus</i> <i>Stumira magna</i>	Vulnerable <sup>(4)</sup> Vulnerable <sup>(4)</sup> Vulnerable <sup>(4)</sup> UICN(NT) UICN(NT)	Sí	22	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desbroce y limpieza del terreno</li> <li>- Alteración y Remoción de la cubierta vegetal</li> <li>- Movimiento de tierras y conformación de vías</li> </ul>

**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
				<i>Leopardus tigrinus</i> <i>Tremarctos ornatus</i> <i>Lontra longicaudis</i> <i>Leopardus pardalis</i> <i>Pristimantis bromeliaceus</i> <i>Gastrotheca pseustes</i>	UICN(NT) UICN(VU) CITES (I) CITES (I) UICN(VU) UICN(EN)			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modificación de cauces de ríos y quebradas</li> <li>- Sitios para acopio final de material de desecho</li> <li>- Patio de maniobras para equipo de construcción</li> <li>- Talleres para mantenimiento de equipos de construcción</li> <li>- Explosiones</li> <li>- Fallos de funcionamiento</li> </ul>
Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas	20,79	0	14	<i>Thibaudia joergensenii</i> <i>Juglans neotropica</i> <i>Cedrela montana</i> <i>Calceolaria adenanthera</i> <i>Racinaea sinuosa</i>	UICN (EN) UICN (EN) UICN (VU) UICN (VU) UICN (NT)	No	44	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impactos generalizados al suelo, a la atmósfera y a la fauna debido a la implantación de las obras, así como a la disposición de residuos producidos en la construcción.</li> </ul>



**TABLA No. 2.5: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	SUPERFICIE INUNDADA (PROYECTOS CON EMBALSE)	LONGITUD INTERVENIDA EN CUERPOS HÍDRICOS (PROYECTOS CON CAPTACIÓN A FILO DE AGUA)	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(ha)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco	275,9	n.d.	≈ 15	<i>Lycalopex culpaeus</i> <i>Leopardus pardalis</i>	UICN (NT) CITES (I)	No	10	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Molestias temporales a la población; problemas focalizados y puntuales.</li> <li>- Cola de inundación tras la presa Minas-San Francisco, que afecta a la población del mismo nombre. La inundación afectará a 10 familias, y a las propiedades de éstas.</li> </ul>
Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua	116	n.d.	9,3	2 especies amenazadas	n.d.	Sí	N.D.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El impacto total del proyecto sobre el área de estudio, de acuerdo a la metodología presentada, será no significativo, en vista que los mayores impactos se producirán sobre un tramo del río Zamora, se mantendrá el caudal ecológico estimado y la mayor parte del área donde se implantará el proyecto corresponde a pastos y cultivos, solamente con unos pocos remanentes de vegetación natural.</li> </ul>

**TABLA No. 2.6: CARACTERÍSTICAS SELECCIONADAS DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS - PROYECTO EÓLICO**

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA <sup>(1)</sup>	ÁREA A INTERVENIRSE POR LAS OBRAS PRINCIPALES	NÚMERO DE AEROGENERADORES	RIQUEZA BIOLÓGICA DE LA ZONA INTERVENIDA EXPRESADA SEGÚN ESPECIES FLORÍSTICAS Y/O FAUNÍSTICAS ENCONTRADAS		VALOR CULTURAL DE LA ZONA INTERVENIDA	NÚMERO DE DESPLAZADOS <sup>(4)</sup>	IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES NEGATIVOS CONSIDERADOS COMO SIGNIFICATIVOS
	(MW)	(has)	(km)	ESPECIE	CATEGORÍA <sup>(2)</sup>	(SÍ/NO)		
Proyecto Eólico Villonaco	20	26,1 (Long. 2 900 m x Ancho 90 m)	12	<i>Penelope barbata</i> <i>Saltator Nigriceps</i> <i>Falco Peregrinus</i>	Vulnerable <sup>(3)</sup> Vulnerable <sup>(3)</sup> Vulnerable <sup>(3)</sup>	No	N.D.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Impactos al entorno biótico y abiótico por el movimiento de tierras para construcción de estructuras y apertura de vías.</li> <li>- Impactos múltiples sobre la fauna, debido a desbroce y actividades de construcción.</li> <li>- Impacto visual, principalmente por la colocación de los aerogeneradores.</li> <li>- Ruido por la operación de los aerogeneradores.</li> <li>- Interferencias con sistemas de comunicación que utilizan ondas electromagnéticas.</li> </ul>

Fuente: Estudios de Impacto Ambiental de los Proyectos Emblemáticos, actualizados al 2012. CONELEC.

Notas:<sup>(1)</sup>. Capacidad reportada en el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental. <sup>(2)</sup>. CITES (I): Especies que se encuentran en el Apéndice I de CITES (The Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora); el Apéndice I de CITES contiene un listado de las especies en peligro de extinción. UICN (EN): Especies consideradas "En Peligro" según el listado de la UICN (Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza). UICN (VU): Especies consideradas "Vulnerables" según el listado de la UICN. Cabe indicar que los apéndices de CITES y las listas de la UICN contienen otras categorías en menor riesgo; la tabla solo muestra aquellas especies que tienen un potencial riesgo de extinción.

<sup>(3)</sup>. Categoría no reportada según las listas internacionales CITES o UICN.

<sup>(4)</sup>. Datos estimados en base a los Estudios de Impacto Ambiental. Número de dueños de terrenos.

### 2.4.3. Evaluación de los Criterios de Sustentabilidad

Con el propósito de estandarizar el procedimiento, la metodología propuesta por la ARE<sup>11</sup> emplea por un lado los quince (15) criterios de evaluación, y por otro lado, un conjunto de aspectos que reflejan el grado de afectación a la sustentabilidad para cada uno de los criterios. De esta forma, se obtiene una matriz de doble entrada, con la que se sistematiza el análisis. Para realizar la evaluación, los aspectos de sustentabilidad han sido considerados en la forma siguiente:

**Impacto sobre el criterio.-** Se refiere al impacto provocado sobre el criterio en cuestión. Puede ser negativo (-) o positivo (+); variando desde fuerte (---/+++), hasta débil (-/+).

**Tendencia actual del criterio.-** Sin importar el tipo de proyecto en análisis, muestra si la tendencia con respecto al criterio es positiva (↑), estable (→), o negativa (↓). Es decir, si la situación actual mejora, se mantiene, o empeora.

**Problema existente.-** Sin importar los impactos del proyecto, muestra si la situación ya es crítica con respecto al criterio (Sí/No).

**Irreversibilidad.-** Se refiere a la irreversibilidad de los impactos negativos sobre el criterio, esto es, el proyecto tendrá efectos negativos irreversibles o que solamente se podrían revertir con dificultad (Sí/No).

**Traspaso a generaciones futuras.-** Los impactos negativos de un proyecto no serán sufridos por las generaciones presentes, pero serán transmitidos a las generaciones futuras (Sí/No).

**Riesgos e incertidumbres.-** El proyecto es concebido con grandes incertidumbres o riesgos con respecto al criterio en análisis (Sí/No). Esto es, el proyecto tiene incertidumbres por la falta de conocimiento de las consecuencias, eventos futuros que son difíciles de calcular, o eventos con baja probabilidad de ocurrencia pero con graves consecuencias.

**Requerimientos mínimos.-** Se refiere a la existencia de límites máximos o mínimos permisibles, relevantes a la sustentabilidad, y que no deben ser excedidos (Sí/No).

**Potencial de optimización.-** Se refiere a que existe forma de optimizar un proyecto con respecto a impactos negativos sobre el criterio (Sí/No). Esto puede incluir modificaciones o extensiones del proyecto.

**Impactos espaciales.-** Se refiere al perímetro de un proyecto, que puede variar en cuanto a espacio (Local/Amplio).

En base a la evaluación cualitativa de los aspectos antes indicados, se establece una valoración en escala de -3 a +3, donde dicha escala representa la afectación del proyecto (positiva o negativa) sobre cada criterio de sustentabilidad. Bajo estos principios de análisis, se presenta a continuación en la Tabla No. 2.7 la sistematización de la evaluación de los criterios de sustentabilidad empleados.

---

<sup>11</sup> Oficina Federal para el Desarrollo de Espacios de Suiza.

**TABLA No. 2.7: EVALUACIÓN DE CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD**

DIMENSIÓN	CRITERIO	IMPACTO SOBRE EL CRITERIO	TENDENCIA ACTUAL DEL CRITERIO	PROBLEMA EXISTENTE	IRREVERSIBILIDAD DE IMPACTOS NEGATIVOS	TRASPASO A GENERACIONES FUTURAS	RIESGOS E INCERTIDUMBRES	REQUERIMIENTOS MÍNIMOS	POTENCIAL DE OPTIMIZACIÓN	IMPACTOS DE ESPACIO	EVALUACIÓN	INTERPRETACIÓN
Ambiental	1.Áreas de importancia natural, biodiversidad	---	→	No	Sí	Sí	No	No	No	Amplio	-3	Impactos negativos del proyecto sobre el criterio evaluado, con tendencia estable, pero irreversible y con traspaso de consecuencias a generaciones futuras. Se valora con la mínima puntuación: -3.
	2.Recursos renovables	--	↓	No	No	No	Sí	Sí	Sí	Amplio	-1	Impactos negativos, con tendencia negativa, pero reversible y sin traspaso a las generaciones futuras. Se reduce la severidad de la valoración a -1 (en lugar de -2)
	3.Recursos no renovables	+++	↑	Sí	No	No	No	No	Sí	Amplio	+2	Impactos positivos, que se presentan en un escenario positivo. Sin embargo no repercutirá en las generaciones futuras. Se reduce a +2.
	4.Agua, suelo, aire, clima	--	→	Sí	Sí	Sí	Si	Sí	Sí	Amplio	-3	Impactos negativos, con tendencia estable, pero con posibles consecuencias sobre las generaciones futuras e irreversibilidad. Se valora con -3 (en lugar de -2).
	5.Riesgos y desastres ambientales	---	→	Sí	Sí	Sí	Si	No	Sí	Amplio	-3	Impactos negativos, irreversibles, con consecuencias sobre generaciones futuras. Se mantiene la valoración en -3.
Económica	1.Ingresos, empleo	++	→	Sí	No	No	No	No	Sí	Local	+1	Impactos positivos, sobre una condición estable. No trasciende a generaciones futuras y es reversible. Se reduce a +1 (en lugar de +2).
	2.Capital productivo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro.
	3.Competencia, innovación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro.

**TABLA No. 2.7: EVALUACIÓN DE CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD**

DIMENSIÓN	CRITERIO	IMPACTO SOBRE EL CRITERIO	TENDENCIA ACTUAL DEL CRITERIO	PROBLEMA EXISTENTE	IRREVERSIBILIDAD DE IMPACTOS NEGATIVOS	TRASPASO A GENERACIONES FUTURAS	RIESGOS E INCERTIDUMBRES	REQUERIMIENTOS MÍNIMOS	POTENCIAL DE OPTIMIZACIÓN	IMPACTOS DE ESPACIO	EVALUACIÓN	INTERPRETACIÓN
	<b>4.Mecanismos de mercado</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro.
	<b>5.Obligaciones del sector público</b>	--	↓	Sí	No	Sí	Sí	No	Sí	Amplio	-3	Impactos negativos, en condiciones negativas, capaz de afectar a generaciones futuras, y con amplio alcance. Se valora como -3.
<b>Social</b>	<b>1.Salud, seguridad</b>	+	↑	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Amplio	+2	Impactos positivos sobre el criterio, bajo condiciones positivas, contribuyendo a reducir un problema existente. Amplio alcance. Se valora como +2.
	<b>2.Educación, identidad</b>	++	↑	No	No	No	No	No	Sí	Local	+2	Impactos positivos sobre el criterio, bajo condiciones positivas, sin trascendencia en generaciones futuras. Se mantiene la valoración.
	<b>3.Cultura, valores</b>	--	↑	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Local	-3	Impactos negativos, bajo condiciones positivas, con traspaso a generaciones futuras e irreversibilidad. Se valora como -3.
	<b>4.Seguridad legal, equidad</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	No evaluado debido a datos insuficientes o ausencia de información. Se asume como un impacto neutro.
	<b>5.Solidaridad</b>	+	→	No	No	No	Sí	No	Sí	Local	+1	Impactos positivos bajo una tendencia estable, pero reversibles. Se valora en +1.

En la dimensión de responsabilidad social, los proyectos emblemáticos han sido evaluados positivamente, por cuanto se ha verificado de sus respectivos estudios de impacto ambiental que éstos contarán con programas de responsabilidad social, que permitirán manejar aspectos como salud, educación y demás variables que provean bienestar social a los afectados por los proyectos. Solamente el impacto cultural ha recibido una valoración negativa, pues como se mostró previamente, las zonas a intervenir poseen potencial arqueológico.

Desde el punto de vista del desarrollo sustentable del sector eléctrico, se observa que el costo ambiental de la implantación de los proyectos emblemáticos es alto, por cuanto se alterarán las condiciones naturales del entorno, y afectando a especies florísticas y faunísticas. Las evaluaciones y caracterizaciones de las áreas de implantación de los proyectos, dadas en los respectivos Estudios de Impacto Ambiental, muestran una alta biodiversidad pero principalmente la presencia de especímenes considerados en las listas internacionales de categorización de especies amenazadas o en peligro de extinción, como UICN y CITES.

Un aspecto positivo es que los proyectos hidroeléctricos están diseñados con embalses relativamente pequeños, o están configurados con sistemas de captación a filo de agua o a filo de represa, lo cual limita o reduce los impactos sociales de su implantación.

El empleo de tecnología hidráulica para la generación de energía eléctrica implica además otros impactos positivos para el entorno. La reducción del consumo de combustibles fósiles conlleva una reducción en las emisiones de gases de combustión que afectan negativamente al entorno, incluyendo gases de efecto invernadero, sustancias cancerígenas, entre otros; así, los proyectos hidroeléctricos contribuirán a la preservación del recurso aire para su libre disponibilidad a través de las generaciones. Sin embargo, el aspecto ambiental positivo más relevante para el desarrollo sustentable del sector eléctrico, es que los proyectos emblemáticos estratégicos se basan en el uso de energía limpia y renovable, reduciendo al mismo tiempo el uso de recursos no renovables.

## **2.5. Diagnóstico de la Gestión Socioambiental y de Sustentabilidad del Sector Eléctrico**

### **2.5.1. Indicadores de Sustentabilidad**

Todos los aspectos previamente expuestos constituyen una 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 hacia la sustentabilidad. Adicionalmente los indicadores podrían ser usados para evaluar las políticas y programas energéticos actualmente en vigencia y proporcionar una guía para la dirección de estrategias futuras. Por lo tanto, el desarrollo de un conjunto de indicadores es esencial para la evaluación del sector eléctrico y sus impactos en la equidad social, economía y la sostenibilidad ambiental.

El planteamiento metodológico para el desarrollo de la estrategia se basa en un diagnóstico global del sector, elaborado en función de información disponible y que ha sido recopilada a través del tiempo por instituciones reconocidas a nivel nacional. Tomando como base dicha información, se generan los indicadores de gestión correspondientes a tres campos fundamentales: ambiental, social, y económico.

El desarrollo de los criterios e indicadores de sustentabilidad está basado en un modelo de doble enfoque: por un lado el enfoque está dirigido hacia aspectos ligados al producto (en este caso la energía eléctrica) y por otro lado hacia aspectos ligados a la organización (en este caso, las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras).

Los criterios relacionados con el producto son generalmente de tipo ambiental, mientras que los criterios relacionados con la organización son tanto de tipo ambiental, como social, económico e integrado.

## **2.5.2. Metodología**

El esquema de trabajo sigue, en su esencia y en lo que es relevante, los Principios de Bellagio. Estos principios se desarrollaron como respuesta a la necesidad de corporaciones, ONGs, comunidades, naciones y aún organismos internacionales, de evaluar su desempeño en términos de sustentabilidad. Los principios se plantearon para que sirvan como lineamientos para procesos de evaluación de sustentabilidad, incluyendo la selección y diseño de indicadores, su interpretación y la comunicación de resultados.

Dada la naturaleza del sector eléctrico que incluye esencialmente todos los tipos de organizaciones para quienes estos principios se orientan, su uso en este trabajo se considera adecuado.

Los principios forman parte fundamental de la metodología a emplearse para elaborar los indicadores de gestión socioambiental del sector eléctrico y la Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico.

### **2.5.2.1. Principios de Bellagio**

Los Principios de Bellagio, diez (10) en total, involucran cuatro aspectos para evaluar el progreso hacia el desarrollo sustentable. El Principio 1 se refiere al punto de partida de cualquier evaluación, es decir la definición de una visión de desarrollo sustentable y objetivos claros que provean una definición práctica en términos de la visión de manera que sea útil para la unidad de toma de decisión de interés, en este caso CONELEC y los involucrados del sector.

Los Principios 2 al 5 tratan con el contenido de cualquier evaluación y la necesidad de combinar adecuadamente la visión de sistema como un todo con el enfoque práctico sobre los aspectos de prioridad actual.

Los Principios del 6 al 8 tienen que ver con aspectos clave del proceso de evaluación mientras que los Principios 9 y 10 tratan con la necesidad de establecer una capacidad continuada para la evaluación.

### **2.5.2.2. Definición de los Principios de Bellagio**

A continuación se procede a describir cada uno de los Principios de *Bellagio*, los mismos que a su vez contienen lineamientos específicos para su interpretación y aplicación.

#### **Principio 1. Visión y Objetivos**

La evaluación de progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Ser guiada por una visión clara de desarrollo sustentable y de objetivos que definan esta visión.

#### **Principio 2. Perspectiva Holística**

La evaluación del progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Incluir la revisión de todo el sistema así como de sus partes.
- Considerar el bienestar de los subsistemas sociales, ecológicos y económicos, sus estados, así como también las tasas y direcciones de cambio de esos estados, de sus partes y la interacción de las partes.

- Considerar tanto las consecuencias positivas como negativas de las actividades humanas, de forma tal que se reflejen los costos y beneficios para los sistemas humanos y ecológicos, en términos monetarios y no-monetarios.

### **Principio 3. Elementos Esenciales**

La evaluación del progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Considerar equidad y disparidad dentro de la población actual y entre las generaciones presentes y futuras, tratando con aquellas preocupaciones tales como uso de recursos, sobre-consumo y pobreza, derechos humanos, y acceso a servicios, según sea apropiado.
- Considerar las condiciones ecológicas de las que depende la vida.
- Considerar el desarrollo económico y otras actividades fuera del mercado que contribuyen al bienestar humano/social.

### **Principio 4. Alcance Apropiado**

La evaluación del progreso hacia el desarrollo sustentable debe:

- Adoptar un horizonte de tiempo lo suficientemente largo para capturar tanto las escalas temporales humanas y de los ecosistemas, como aquellas decisiones actuales y de corto plazo.
- Definir un espacio de análisis lo suficientemente amplio para incluir no solo los impactos locales, sino también los impactos de largo alcance espacial sobre las personas y los ecosistemas.
- Tomar como punto de partida las condiciones históricas y presentes para anticipar condiciones futuras (hacia donde se quiere ir, hacia donde se podría ir).

### **Principio 5. Enfoque Práctico**

La evaluación de progreso hacia el desarrollo sustentable debe basarse en:

- Un conjunto explícito de categorías o un marco estructurador, que ligue la visión y objetivos a indicadores y criterios de evaluación.
- Un número limitado de aspectos claves para analizar.
- Un número limitado de indicadores o combinaciones de indicadores que provean señales claras de progreso.
- Estandarización de las mediciones siempre que sea posible, para permitir comparaciones.
- Comparación de los valores de los indicadores respecto a metas, valores de referencia, rangos, límites, o dirección de tendencias, según sea apropiado.

## **2.5.3. Desarrollo de los Criterios e Indicadores de Sustentabilidad**

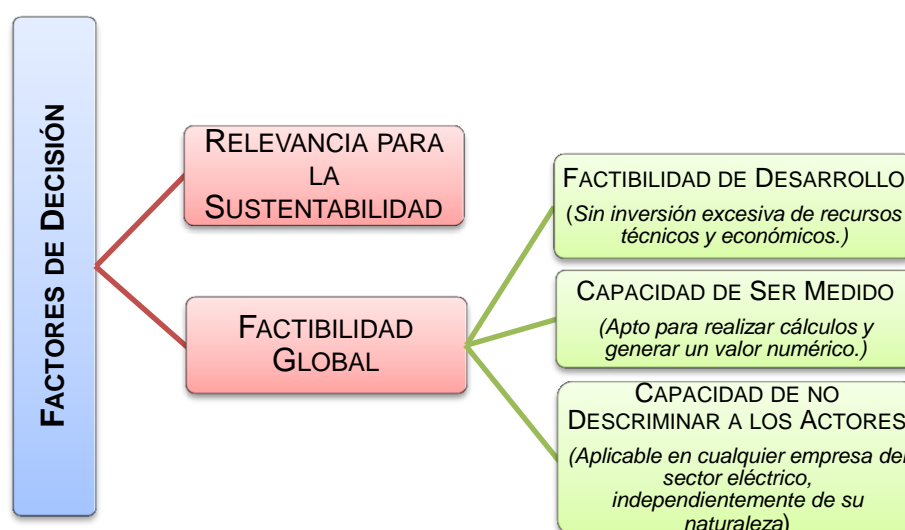
Para el desarrollo de los indicadores, además de los lineamientos de Bellagio se tomaron en cuenta los principios rectores ambientales establecidos en la Constitución de la República del Ecuador vigentes desde 2008, los que proveen la visión última a la que se tiene que alinear la visión y gestión de sustentabilidad del sector eléctrico (Plan Nacional para el Buen Vivir). Otras iniciativas fueron también analizadas, considerando su relación y aplicabilidad al área energética, así como su concordancia con los principios planteados del *sumak kawsay*:



- Global Reporting Initiative (GRI)
- International Standard Organization (ISO), Standard ISO 26000 - Social Responsibility
- United Nations Global Compact
- El proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe (OLADE-CEPAL-GTZ, 1997)
- *Sustainability in the electric utility sector* y *Powering a sustainable future - An agenda for concerted action* desarrollados por el Consejo Mundial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD por sus siglas del inglés *World Business Council for Sustainable Development*).
- Comisión Mundial sobre Represas (*World Commission on Dams*) del Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente - PNUMA.

Para la identificación de los indicadores más relevantes se realiza una selección función del cumplimiento de criterios como relevancia, factibilidad, capacidad de ser medido y discriminación.

Los Factores de decisión para la selección de los indicadores, se clasifican en factores y subfactores de decisión, en la Figura No. 2.2 se muestra su esquema jerárquico.



**FIGURA No. 2.2: FACTORES DE DECISIÓN PARA LA SELECCIÓN DE LOS INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Para el proceso de determinar los indicadores de sustentabilidad, se procedió a realizar dos talleres con los representantes del sector eléctrico del Ecuador, estas actividades se realizaron en el 2012. En dichas encuestas se solicitó a los regulados, entidades de control, consultores e instituciones afines, que evalúen los indicadores de acuerdo al factor de decisión de factibilidad.

#### **2.5.4. Indicadores de Sustentabilidad del Sector Eléctrico Ecuatoriano**

En base a la calificación ponderada de los indicadores con la participación de los representantes del sector eléctrico ecuatoriano, se procedió a la jerarquización de los mismos en función de la mayor calificación obtenida, proponiéndose un total de 18 indicadores para la evaluación de sustentabilidad del sector eléctrico (Ver Tabla No. 2.8).

**TABLA No. 2.8: INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

CRITERIO	INDICADOR
<b>Integridad Económica</b>	1. Costo de producción de la energía eléctrica
<b>Integridad Ambiental</b>	2. Evaluación de cumplimiento a la legislación ambiental nacional
<b>Integridad Ambiental</b>	3. Consumo de combustibles
<b>Integridad Económica</b>	4. Eficiencia de la producción de energía
<b>Integridad Social</b>	5. Interrupción del suministro de energía eléctrica
<b>Integridad Social</b>	6. Consumo de energía por usuarios
<b>Integridad Económica</b>	7. Eficiencia de la transmisión de energía
<b>Integridad Social</b>	8. Cobertura del servicio de energía eléctrica
<b>Integridad Ambiental</b>	9. Generación de desechos peligrosos
<b>Gestión del Sector Eléctrico</b>	10. Soberanía en energía eléctrica
<b>Gestión del Sector Eléctrico</b>	11. Capacidad/Confiabilidad para generar, transmitir y distribuir energía a largo plazo
<b>Integridad Ambiental</b>	12. Generación de energía a partir de fuentes renovables
<b>Integridad Ambiental</b>	13. Consumo de agua y caudal permitido
<b>Gestión del Sector Eléctrico</b>	14. Afectados por proyectos eléctricos
<b>Integridad Ambiental</b>	15. Vertidos líquidos de origen doméstico e industrial
<b>Integridad Social</b>	16. Actividades de responsabilidad social
<b>Integridad Ambiental</b>	17. Emisiones de gases de efecto invernadero
<b>Integridad Ambiental</b>	18. Emisiones de contaminantes comunes del aire

Los indicadores 4, 9, 11, 13, 14, 15, 16, si bien son considerados valiosos para el diagnóstico socioambiental del sector eléctrico, serán cuantificados en los próximos planes, sea esto debido a que la información no se encuentra disponible o no forma parte de los registros periódicos que llevan a cabo los sectores de generación, transmisión o distribución.

Finalmente, en la Tabla No. 2.9 se muestra el listado de los indicadores de sustentabilidad, que en base a la información disponible han sido desarrollados. Sobre estos indicadores desarrollados, se evalúa la gestión socioambiental del sector eléctrico, con el objetivo de establecer el grado actual de sustentabilidad del sector, desde los enfoques económico, ambiental y social. Esta evaluación se ha desarrollado tomando como base el 2010 para el indicador No. 2, el resto de indicadores toma como base el 2011; procurando de esta forma estandarizar la información.

**TABLA No. 2.9: INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

CRITERIO	INDICADOR
<b>Integridad Económica</b>	1. Costo de producción de la energía eléctrica
<b>Integridad Ambiental</b>	2. Evaluación de cumplimiento a la legislación ambiental nacional
<b>Integridad Ambiental</b>	3. Consumo de combustibles
<b>Integridad Social</b>	4. Interrupción del suministro de energía eléctrica

**TABLA No. 2.9: INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

CRITERIO	INDICADOR
<b>Integridad Social</b>	5. Consumo de energía por usuarios
<b>Integridad Económica</b>	6. Eficiencia de la transmisión y distribución de energía
<b>Integridad Social</b>	7. Cobertura del servicio de energía eléctrica
<b>Gestión del Sector Eléctrico</b>	8. Soberanía en energía eléctrica
<b>Integridad Ambiental</b>	9. Generación de energía a partir de fuentes renovables
<b>Integridad Ambiental</b>	10. Emisiones de gases de efecto invernadero
<b>Integridad Ambiental</b>	11. Emisiones de contaminantes comunes del aire

#### *2.5.4.1. Indicador 1 - Costo de Producción de la Energía Eléctrica*

La evolución en el tiempo de los costos de producción de energía en sus distintas etapas, constituye uno de los aspectos relevantes en el plan de expansión de generación del sector eléctrico y de la visión del Plan Nacional para el Buen Vivir, por lo tanto, está directamente relacionado con la consecución de la soberanía y sustentabilidad de este sector.

Para realizar un diagnóstico, es necesario se definan los factores que afectan a las diferentes etapas del proceso de producción de energía. Cabe recalcar que los precios facturados no representan el costo real o tarifa objetivo pues existen subsidios directos e indirectos que se han implementado como parte de las políticas de estado.

Adicionalmente el contraste de los costos reales de producción con los subsidios y precios finales tarifados al usuario permite evaluar el impacto de las políticas de estado en los aspectos económico, social y ambiental del sector eléctrico.

Es así que para la generación termoeléctrica se utiliza combustible subsidiado, lo que se traduce en costos de generación más bajos a costa de las arcas fiscales, estos subsidios a combustibles originan efectos ambientales negativos en el largo plazo.

El mayor componente en los costos de producción de energía corresponde a la generación (60%), seguido de la distribución (34%), y finalmente la transmisión (con una participación del 6%). Esta alta dependencia de los procesos de generación, sumada a las políticas de subsidios energéticos y al incremento de uso de combustibles en los últimos años debido al crecimiento de la demanda de energía (provocada en parte por el propio subsidio), ha ejercido enormes presiones sobre el presupuesto del estado debido al incremento de asignaciones a estos rubros, además de no promover el ahorro energético o uso de energías renovables, aumentado la amplitud de los impactos ambientales relacionados especialmente con el uso de derivados del petróleo.

#### *2.5.4.1. Indicador 2–Evaluación de cumplimiento a la Legislación Ambiental Nacional*

De acuerdo al GRI, el nivel de cumplimiento a la legislación ambiental, de un regulado, indica la capacidad para asegurar que las operaciones se ajusten a ciertos parámetros de desempeño. En algunas circunstancias el incumplimiento puede dar lugar a obligaciones de mitigación o remediación ambiental.

En vista de la necesidad de establecer una muestra representativa que permita determinar el cumplimiento del sector eléctrico con la normativa ambiental nacional, como método de evaluación de su desempeño, se consideró la técnica de muestreo aleatorio simple, seleccionándose 29 establecimientos en forma aleatoria.

Fue necesario considerar la cantidad de regulados por categoría de operación y aporte a la Matriz Energética, para establecer porcentajes de participación y asignar el número de regulados a evaluar en cada categoría. La cantidad de regulados a evaluar, se determinó por *Muestreo Estratificado, con afijación proporcional*.

Finalmente del tamaño de muestra obtenido (29 regulados), y considerando los porcentajes por categoría y capacidad instalada, se tiene que el número de regulados a evaluarse por tipo, es según se muestra en la Tabla No.2.10.

**TABLA No. 2.10: DISTRIBUCIÓN DE LA MUESTRA SELECCIONADA AL AÑO 2010**

CATEGORÍA		NÚMERO DE EMPRESAS SELECCIONADAS POR CATEGORÍA	
Autogeneradora	Termoeléctrica	7	11
	Hidráulica	4	
Distribuidora con generación	Termoeléctrica	4	6
	Hidráulica	1	
	Solar	1	
Generadora	Termoeléctrica	4	12
	Hidráulica	8	
Total		29	

Los niveles de incumplimientos ambientales están desglosados en: No conformidades Mayores (NC+) y No Conformidades Menores (NC-).

El aspecto con mayor índice de incumplimientos a la normativa ambiental catalogados como mayores (No conformidades mayores) es el manejo de efluentes con el 34% de los reportes, seguido por el manejo de productos químicos e hidrocarburos (17%), manejo de combustibles (17%) y manejo de desechos peligrosos (17%). Las empresas muestreadas, de las categorías turbovapor bagazo, turbogas y distribuidora, no evidencian incumplimientos catalogados como mayores a la normativa ambiental.

El aspecto con más índice de incumplimientos a la normativa ambiental catalogados como menores (No conformidades menores) es el manejo de productos químicos e hidrocarburos con el 20% de los reportes, seguido por manejo de combustibles (18%), manejo de efluentes (14%) y manejo de desechos peligrosos (12%).

Se identifica que los aspectos de gestión ambiental críticos para el sector eléctrico, en este indicador, son: el manejo de combustibles, manejo de efluentes y manejo de productos químicos e hidrocarburos.

#### **2.5.4.2. Indicador 3–Consumo de Combustible**

En el sector de producción de energía eléctrica los combustibles fósiles pueden constituir el principal insumo para sus actividades operativas, especialmente cuando se trata de producción termoeléctrica. 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 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 del sector, desde el punto de vista operativo, depende de la disponibilidad de combustibles fósiles para la generación y de la composición de la matriz energética nacional, esto es, la dependencia del sector eléctrico en los combustibles fósiles.

En la Tabla No. 2.11 se muestran los datos de consumo de combustible por tipo de empresa para el 2011; se consideran ocho (8) tipos diferentes de combustibles, entre los que se incluye al bagazo de caña de azúcar, un biocombustible usado en la generación de energía eléctrica.

**TABLA No. 2.11: CONSUMO DE COMBUSTIBLES EMPLEADOS EN GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA POR TIPO DE EMPRESA AL AÑO 2011**

TIPO DE COMBUSTIBLE	UNIDADES	CONSUMO DE COMBUSTIBLE			TOTALES
		GENERADORA	DISTRIBUIDORA	AUTOGENERADORA	
<b>Fuel Oil</b>	10 <sup>6</sup> galones	207,97	24,25	-	232,22
<b>Diésel 2</b>	10 <sup>6</sup> galones	84,80	18,51	69,21	172,52
<b>Nafta</b>	10 <sup>6</sup> galones	14,71	-	-	14,71
<b>Gas Natural</b>	10 <sup>6</sup> pies cúbicos	8,47	-	9,23	17,71
<b>Residuo</b>	10 <sup>6</sup> galones	51,14	1,42	15,32	67,88
<b>Crudo</b>	10 <sup>6</sup> galones	-	-	62,81	62,81
<b>LPG</b>	10 <sup>6</sup> galones	-	-	7,07	7,07
<b>Bagazo de caña</b>	10 <sup>3</sup> toneladas	-	-	1,06	1,06

Para proveer un diagnóstico socioambiental del sector eléctrico tomando como base el citado indicador, es necesario revisar la evolución de su valor a través del tiempo.

El país en general, hasta el año de evaluación (2011), incrementándose ha mantenido el consumo de combustibles para la generación termoeléctrica, lo cual denota una marcada dependencia del sector en los combustibles.

La abundancia/ausencia de precipitaciones pluviales para la operación de unidades hidroeléctricas, así como el ingreso de nuevas unidades de generación termoeléctrica, son factores capaces de incidir en el consumo de combustibles.

Con respecto a este último factor, es de interés conocer los tipos de combustibles que son empleados en el sector eléctrico ecuatoriano, más aún cuando se desea llevar a cabo una evaluación socioambiental del indicador, puesto que el uso de cada tipo de combustible tiene un efecto específico sobre la sociedad y el medio ambiente.

Desde el año 1999, uno de los combustibles más importantes para la operación del sector termoeléctrico es el Fuel Oil, tornándose cada vez más relevante el uso de Diésel; además en

los últimos 5 años, combustibles como el crudo y el residuo son cada vez más utilizados para la generación termoeléctrica. En los estudios realizados, se evidencia que a través del tiempo no ha existido una sustitución de las tecnologías de generación eléctrica basadas en el uso de combustibles.

De lo indicado, para asegurar la sustentabilidad del sector eléctrico, es necesario incorporar tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, en concordancia con lo establecido en la Estrategia de Cambio de la Matriz Energética del Plan Nacional para el Buen Vivir.

#### **2.5.4.3. Indicador 4–Interrupción del Suministro 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 reportados por las empresas distribuidoras, frecuencia media y duración total de las interrupciones eléctricas generadas. Este indicador está relacionado directamente con la calidad de servicio eléctrico suministrado al consumidor final y se lo describe como “Calidad de servicio técnico”.

#### **2.5.4.4. Indicador 5–Consumo de Energía por Usuarios**

Es conocido que la energía eléctrica provee un mejoramiento en 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 de energía eléctrica en la sociedad. Pero al mismo tiempo, un alto consumo puede reflejar un uso desmedido de energía eléctrica o su desperdicio.

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 No. 2.12 se muestra para el 2011 el consumo energético en el uso público, por tipo de usuario.

**TABLA No. 2.12: CONSUMO DE ENERGÍA PARA USO PÚBLICO AL 2011**

TIPO DE USUARIO	CONSUMO (GWh)
Residencial	5 351
Comercial	2 956
Industrial	4 798
Alumbrado Público	883
Otros	1 261
<b>TOTAL</b>	<b>15 249</b>

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; en tanto que la energía de servicio no público, es aquella que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus consumos propios y que no se puede poner a disposición de los clientes finales.

En lo que respecta al conglomerado social que es objeto del análisis, el mismo está comprendido por la sociedad ecuatoriana en general, esto es, el total de la población. El VII

Censo de Población y VI de Vivienda realizado en el 2010 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos, INEC, establece que la población total de Ecuador es 15'012.228 habitantes, contando con 3'899.914 viviendas; y, la estimación de estas variables para el 2011 fue de 15'226.431 habitantes y 3'984.567 viviendas.

De acuerdo con lo indicado previamente, el consumo de energía por usuarios 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).

El Índice de Desarrollo Humano (IDH) es una medida resumen del desarrollo humano, que refleja los logros medios de un país en tres dimensiones básicas de desarrollo humano: una vida larga y saludable (salud), acceso al conocimiento (educación) y un nivel de vida digno (ingresos).

Acorde con el Departamento de Energía de Estados Unidos (US DOE)<sup>12</sup>, existe una relación significativa entre el consumo de electricidad y el Índice de Desarrollo Humano (IDH), siendo de especial interés el nivel de 4 000 kWh/hab; básicamente todos los países con un consumo superior a 4000 kWh/hab tienen un IDH mayor a 0,9; siendo este un valor obtenido solo en países industrializados.

Al 2011, el Ecuador tiene un consumo de energía per cápita de 1.038 kWh/hab, con tendencia creciente. Tomando en consideración la relación existente entre el IDH y los niveles de consumo reportados por el US DOE, es entonces deseable que Ecuador se equipare al menos con los países más desarrollados de América Latina en cuanto a dicho consumo, esto es, que el consumo per cápita crezca.

De lo expuesto se puede indicar que el consumo de energía eléctrica por usuario en Ecuador, evoluciona en la dirección deseada para alcanzar el desarrollo sustentable; esto es, satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad, mejorando su calidad de vida.

Sin embargo, queda una amplia brecha para llegar a niveles comparables con los países industrializados; en el caso de Ecuador no cabe analizar consumo excesivo o desperdicio de energía eléctrica, pues los niveles de consumo per cápita son relativamente bajos. Desde el punto de vista de la sustentabilidad, las estrategias de desarrollo sustentable enfocadas en el consumo de energía eléctrica por usuario, deben dirigirse a incrementar el consumo de forma eficiente, en tanto su relación sea proporcional con el aumento de la calidad de vida.

#### ***2.5.4.5. Indicador 6–Eficiencia de la Transmisión y Distribución de Energía***

La eficiencia de la transmisión de energía, 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.

---

<sup>12</sup> US DOE, Pasternak A.D., Global Energy Futures and Human Development: A Framework for Analysis, 2000.

El origen técnico de estas pérdidas responde a las características de operatividad, de la infraestructura instalada en los sistemas de distribución y transmisión. En tanto que las pérdidas no técnicas son aquellas originadas por las conexiones clandestinas e ilegales, realizadas por los usuarios del sistema eléctrico.

Las pérdidas de energía eléctrica por transmisión y distribución, clasificadas a su vez en técnicas y no técnicas, han tenido un comportamiento diferenciado en este periodo de análisis, de lo que se concluye:

- Las pérdidas por transmisión se han mantenido casi estables, alrededor de los 400 GWh hasta el 2006, pese al incremento de energía entregada al sistema, teniendo para este año su proporción más baja (2,88% de la energía entregada), para posteriormente incrementar hasta el año 2009 con 643,92 GWh equivalente al 3,75% de la energía entregada, es decir, el índice más alto del periodo. Finalmente para el año 2011, la tendencia disminuye con un 3,84% de pérdidas.
- Las pérdidas técnicas por distribución tienen un crecimiento sostenido hasta el año 2009, estabilizándose para el año 2010. En relación a la energía disponible para el sistema de distribución, las pérdidas decaen para el año 2011 a 8,73%.
- Las pérdidas no técnicas de energía por distribución, esto es, pérdidas por robo o conexiones clandestinas, demuestran un crecimiento sostenido hasta el año 2006, proporcional al crecimiento de energía disponible, manteniéndose un porcentaje de pérdidas de alrededor del 12,7% de la energía disponible en el sistema. A partir del año 2007 hasta el año 2011, las pérdidas se reducen considerablemente tanto en valor absoluto como en proporción a la energía entregada, logrando índices del 6,0% de pérdidas, en relación al total de energía disponible para distribución.

Estos valores, indican que el sector está logrando avances en la reducción de pérdidas de energía y aumentando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución. Los mayores avances se han realizado en la prevención y reducción de pérdidas no técnicas de los sistemas de distribución.

#### 2.5.4.6. *Indicador 7–Cobertura del Servicio 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 operación sustentable del sector eléctrico dependerá de que la energía que se produce sea aprovechada en beneficio de toda la comunidad, y en esto se encuentra inmersa la cobertura del servicio por parte de las empresas distribuidoras.

**TABLA No. 2.13: COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO AL AÑO 2011**

COBERTURA 2011				
PROVINCIA	CLIENTES	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS TOTALES	COBERTURA %
Azuay	186.040	191.672	195.974	97,80
Bolívar	43.219	44.527	50.095	88,88
Cañar	57.931	59.685	61.751	96,65
Carchi	42.865	44.163	45.256	97,58
Cotopaxi	96.088	98.997	107.810	91,82
Chimborazo	116.561	120.090	129.261	92,90
El Oro	159.603	164.434	168.297	97,70
Esmeraldas	119.025	122.628	136.976	89,52



Guayas	931.408	959.604	1.002.250	95,74
Loja	111.220	114.587	119.830	95,62
Imbabura	100.845	103.898	106.578	97,48
Los Ríos	190.055	195.808	211.285	92,67
Manabí	316.015	325.581	356.391	91,35
Morona Santiago	26.237	27.031	35.076	77,06
Napo	20.680	21.306	23.807	89,49
Pastaza	17.028	17.543	20.953	83,72
Pichincha	738.059	760.402	765.030	99,39
Tungurahua	137.556	141.720	146.185	96,94
Zamora Chinchipe	19.790	20.389	22.982	88,71
Sucumbios	38.448	39.612	45.717	86,64
Orellana	30.260	31.176	36.710	84,92
Santo Domingo	94.592	97.456	101.059	96,43
Santa Elena	68.309	70.377	79.178	88,88
Galápagos	7.334	7.557	7.593	99,52
Zonas no Definidas	6.824	7.031	8.509	82,63
<b>Nacional</b>	<b>3.675.992</b>	<b>3.787.274</b>	<b>3.984.553</b>	<b>95,05</b>

Para desarrollar un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano en base a la cobertura del servicio de energía eléctrica, se debe recurrir a cifras previas que muestren la evolución del indicador a través del tiempo.

El nivel de cobertura eléctrica al 2011, calculado es 95,05%, implica 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, y por ende un desarrollo sustentable del sector.

De lo indicado se puede concluir que Ecuador goza de altos niveles de cobertura del servicio de energía eléctrica, niveles que son compatibles con los rangos reportados en la región. En este caso la sustentabilidad del sector eléctrico ecuatoriano, asociada con la satisfacción de las necesidades energéticas de la sociedad, se encuentra en niveles que reflejan las condiciones en las que se desenvuelven los países de la región.

#### **2.5.4.7. Indicador 8–Soberanía Energética Eléctrica**

La soberanía energética es la capacidad de abastecerse de energía eléctrica por medios propios, sin depender de terceros, es decir, es la autosuficiencia para proveer energía eléctrica sin depender de las importaciones. La soberanía energética es parte de los preceptos estipulados en la Constitución de la República del Ecuador, y en el Plan Nacional para el Buen Vivir.

El presente diagnóstico evalúa la información disponible al 2011 para el cálculo del indicador. Su valor está asociado a las importaciones energéticas; por ello, se empleará la información referente a las importaciones de electricidad, en conjunto con la energía eléctrica disponible en el país, esto a fin de obtener una relación en cuanto a la representatividad de las importaciones eléctricas sobre las necesidades energéticas del país.

**TABLA No. 2.14: ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA E IMPORTADA AL 2011**

ORIGEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	UNIDADES	VALOR
Producción Nacional Bruta	GWh	20.544
Importación desde Colombia	GWh	1.295
Energía Bruta Total		21.839

En lo que respecta a la soberanía energética se ha establecido que el 94,07% de la energía es generada al interior del país y un 5,92% de la energía eléctrica total, proviene de importaciones desde el país vecino de Colombia. La cifra por sí sola muestra una dependencia relativamente baja en lo que a importaciones respecta, por lo que puede inferirse que el sector eléctrico se desarrolla en concordancia con lo deseado para la sustentabilidad del sector, esto es, dependiendo de la generación eléctrica local.

Dado que la producción de energía eléctrica se incrementó considerablemente para el periodo evaluado, se debe resaltar el hecho de que el porcentaje decreciente de las importaciones está relacionado con el incremento de la generación eléctrica local. Lo indicado, constituye un aspecto favorable para la soberanía o autarquía en energía eléctrica.

#### **2.5.4.8. Indicador 9–Generación de Energía a Partir de Fuentes Renovables**

El uso de energías renovables en el sector eléctrico ecuatoriano constituye un medio de 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 eléctrica, 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 para el Buen Vivir 2009-2013 se plantea el cambio de la matriz energética empleando la introducción de energías renovables; este aspecto se encuentra directamente relacionado con los planes de desarrollo del sector eléctrico, pues constituye el camino a seguir para alcanzar el desarrollo sustentable del sector.

Para propósitos prácticos del desarrollo del indicador se extrae la información del balance energético en la Tabla No. 2.15.

**TABLA No. 2.15: PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN AL AÑO 2011**

ORIGEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	ENERGÍA PRODUCIDA	
		(GWh)	(GWh)
<b>Producción a Partir de Fuentes de Energía Renovable</b>	Hidráulica	11.133,09	11.414,69
	Eólica	3,34	
	Solar	0,06	
	Térmica Turbopar	278,20	
<b>Producción a Partir de Fuentes de Energía No Renovable</b>	Térmica MCI	4.375,78	9.129,45
	Térmica Turbogás	2.272,25	
	Térmica Turbopar	2.481,42	

<b>Total Producción Nacional</b>	20.544,14
----------------------------------	-----------

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:

**TABLA No. 2.16: CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE POR TIPO DE RECURSO EMPLEADO AL AÑO 2011**

ORIGEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN	ENERGÍA PRODUCIDA	
		(GWh)	Porcentaje (%)
<b>Producción a Partir de Fuentes de Energía Renovable</b>	Hidráulica	11.133,09	54,19
	Eólica	3,34	0,016
	Solar	0,06	0,0003
	Térmica Turbovapor	278,2	1,35

El valor obtenido al 2011 para el indicador “Generación de Energía a Partir de Fuentes Renovables”, 55,56%, muestra con claridad que la generación eléctrica en Ecuador tiene una participación importante de generación no renovable. La generación hidroeléctrica representa para todo el periodo analizado la mayor proporción de la energía generada, existiendo dependencia de la disponibilidad de los recursos hídricos, sin que haya existido mayor desarrollo de las fuentes de origen fotovoltaico y eólico.

El desarrollo sustentable del sector, para el caso analizado, 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.

#### **2.5.4.9. Indicador 10–Emisiones de Gases de Efecto Invernadero**

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 (*United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC).

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 no tiene la obligación de reducir sus emisiones de GEI (pues no está incluido en el Anexo I de la UNFCCC), sin embargo puede beneficiarse de proyectos de reducción certificada de emisiones de carbono. La razón por la cual los países en desarrollo como Ecuador no están obligados a reducir sus emisiones de GEI, es que las medidas a aplicarse podrían comprometer negativamente su desarrollo económico y social.

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 (potencial 1), que para los gases metano y óxido nitroso, corresponde a 21 y 310, respectivamente. Los resultados obtenidos son mostrados a continuación en la Tabla No. 2.17.

**TABLA No. 2.17: EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO ATRIBUIBLES A LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA**

GASES DE EFECTO INVERNADERO	TOTAL		
	10 <sup>3</sup> kG	TEQ CO <sub>2</sub>	10 <sup>3</sup> TEQ CO <sub>2</sub>
<b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>	6.676.038,02	6.676.038,02	6.676,04
<b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>	220,70	4.634,60	4,63
<b>Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O)</b>	44,14	13.683,11	13,68
<b>Total en Miles de Toneladas Equivalentes de CO<sub>2</sub></b>			<b>6.694,36</b>

De acuerdo al Informe sobre Desarrollo Humano del PNUD<sup>13</sup>, 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<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), 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 Emission Factors Hub).

Se observa que ha existido crecimiento en los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero a través de los doce años de datos mostrados, donde el consumo de Fuel Oil, Diésel 2, contribuye con la mayor proporción en dichas emisiones.

Si bien, Ecuador como país en vías de desarrollo no está necesariamente obligado a reducir sus emisiones de GEI, es deseable contribuir al objetivo global de mitigar el cambio climático,

---

<sup>13</sup> Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Informe sobre Desarrollo Humano 2011-Sostenibilidad y equidad: Un mejor futuro para todos, 2011.

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.

#### *2.5.4.10. Indicador 11–Emisiones de Contaminantes Comunes del Aire*

Los contaminantes del aire tienen efectos adversos sobre los hábitats, la salud de humanos y animales, degradación de bosques, así como también generan problemas de salud pública, por lo que han sido motivo para el desarrollo de regulaciones locales e internacionales para controlar las emisiones al aire. El desempeño de una organización con respecto a sus emisiones puede incidir en las relaciones con comunidades afectadas y trabajadores, y la habilidad de mantener o expandir las operaciones.

Ecuador cuenta al menos con tres normas para la conservación del recurso aire, estas son:

- Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas de Combustión
- Norma de Emisiones al Aire desde Centrales Termoeléctricas
- Norma de Calidad del Aire Ambiente o Nivel de Inmisión

Como Anexo 3 del Título IV del Libro VI: De La Calidad Ambiental, del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente – TULSMA<sup>14</sup>, esta norma 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. Se provee también de herramientas de gestión destinadas a promover el cumplimiento con los valores de calidad de aire ambiente establecidos en la normativa pertinente.

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 combustible y los factores de emisión, se procede a realizar los cálculos respectivos de las tasas de emisión para los cuatro contaminantes comunes del aire seleccionados (dióxido de nitrógeno NO<sub>2</sub>, dióxido de azufre SO<sub>2</sub>, monóxido de carbono CO y material particulado).

Para evaluar el indicador se distinguieron cuatro tipos principales de tecnologías:

- Térmica MCI (Motor de Combustión Interna)
- Térmica Turbovapor
- Térmica Turbovapor Bagazo
- Térmica Turbogás

La razón para distinguir el tipo de tecnología, es que las emisiones difieren según el tipo de fuente fija de combustión empleada para la generación termoeléctrica. En el caso de la

---

<sup>14</sup> D.E. 3399 R.O. 725, Diciembre 16, 2002 & D.E. 3516 R.O. Edición Especial No 2, Marzo 31, 2003.

generación con bagazo de caña de azúcar, se decidió separar la tecnología con respecto a la generación a Turbovapor, tanto por la razón antes indicada, como por el hecho de que el bagazo se considera una fuente de energía renovable (biomasa).

Todas las tecnologías y combustibles (excepto Turbogas con Bagazo), aportan en menor o mayor grado a las emisiones de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) en el sector, siendo las unidades Turbovapor operadas con Fuel Oil las más relevantes con emisiones en el rango de 30 000 toneladas; las unidades operadas con Motor de Combustión Interna (MCI) y las unidades con Turbogas generan emisiones de dióxido de azufre en el mismo orden de magnitud, en el rango de 10 000 toneladas.

En el caso de las emisiones de óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) la mayor proporción se debe a la operación de motores de combustión interna (MCI) especialmente cuando son operados con diésel 2 generando en este caso emisiones en el rango de 24 000 toneladas; luego se encuentran las emisiones provenientes de turbinas a gas (Turbogas), también operadas mayoritariamente con diésel 2.

En lo que respecta a emisiones de monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) se observa que dichas emisiones son generadas mayoritariamente por la generación con motores de combustión interna, empleándose diésel 2, pero también otros tipos de combustibles menos refinados como fuel oil, crudo y residuo.

Las unidades de motor de combustión interna (MCI) aportan niveles de partículas similares a la generación con Turbovapor. Estas emisiones se encuentran en el rango de 1 700 toneladas para unidades de motor de combustión interna y de 2 000 toneladas para unidades de Turbovapor.

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. Esta característica si bien implica que los combustibles son por sí mismo menos contaminantes, debe indicarse que también son escasas las fuentes que operan con tales combustibles.

El análisis muestra entonces que las emisiones de contaminantes comunes al aire, provienen mayoritariamente del uso de combustibles poco refinados como fuel oil, residuo y crudo.

Se puede inferir que existen emisiones de otros compuestos contaminantes asociados a la impureza del combustible, que son contaminantes importantes del entorno como: metales pesados, compuestos orgánicos volátiles, hidrocarburos no quemados, entre otros.

Esto es, las emisiones del sector termoeléctrico según su combustible de origen, estarían generando una mayor contaminación del entorno con respecto al uso de combustibles relativamente limpios. Por lo tanto, se estaría comprometiendo la calidad del recurso aire para las generaciones futuras, y con ello la sustentabilidad del sector.

Para el caso del  $\text{SO}_2$ , si bien el análisis efectuado en base a factores de emisión representa una estimación razonable de estas emisiones, las mismas no son representativas del contenido de azufre de los combustibles que se emplean en el Ecuador para la generación termoeléctrica.

A continuación, la Tabla No. 2.18 muestra un resumen de los resultados de los Indicadores desarrollados para el diagnóstico socioambiental del sector eléctrico. En esta tabla se observan los valores para los diferentes criterios evaluados en base a los indicadores, el periodo base para el diagnóstico fue el 2011, a excepción del Indicador No. 2, en el cual se utiliza información del 2010.

**TABLA No. 2.18: RESUMEN DE INDICADORES DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO SOCIOAMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

INDICADOR	CRITERIO	DESCRIPCIÓN	VALOR ACTUAL	REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR
<b>1. Costo de Producción de la Energía Eléctrica</b>	<b>Integridad Económica</b>	Mide los costos y participación porcentual de las etapas de Generación, Transmisión y Distribución en el costo del servicio eléctrico.	7,97 USDc/kWh @2002-2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> </ul>
<b>2. Evaluación de cumplimiento a la Legislación Ambiental Nacional</b>	<b>Integridad Ambiental</b>	Número de no conformidades mayores y menores según aspecto, reportados en la Matriz de Obligaciones del CONELEC	NC(+): 53 @2010* NC(-): 153 @2010*	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auditorías Ambientales de Cumplimiento Anuales (muestra de 29 de un total de 56 empresas reguladas en el 2010)</li> <li>▪ Matriz de Obligaciones Ambientales del CONELEC.</li> </ul>
<b>3. Consumo de Combustibles</b>	<b>Integridad Ambiental</b>	Evalúa la intensidad del uso de combustibles en el sector eléctrico para la producción de energía eléctrica, en empresas generadoras, auto-generadoras, y distribuidoras.	2 443 810 TEP @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> <li>▪ OLADE - SIEN, Guía M5 - Metodología de Conversión de Unidades, Octubre de 2004.</li> </ul>
<b>4. Interrupción del Suministro de Energía Eléctrica</b>	<b>Integridad Social</b>	Frecuencia y duración de interrupciones eléctricas.	FMIk: 17,35 veces @2011 TTIk: 20,59 h @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulación No. CONELEC - 004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.</li> <li>▪ Registros anuales de las interrupciones eléctricas, entregados por los Distribuidores regulados.</li> </ul>
<b>5. Consumo de Energía por Usuarios</b>	<b>Integridad Social</b>	Establece el consumo eléctrico de los usuarios del sistema eléctrico del país, per cápita, o bien en función del número total de habitantes.	1 038 kWh/hab. @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> <li>▪ INEC, VII Censo de Población y VI de Vivienda.</li> </ul>
<b>6. Eficiencia de la Transmisión de Energía</b>	<b>Integridad Social</b>	Porcentaje de pérdidas totales de energía por transmisión y distribución.	17,23% @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano- Año 2011</li> </ul>
<b>7. Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica</b>	<b>Integridad Social</b>	Determina la relación entre el número de viviendas con servicio eléctrico en las áreas con concesión de distribución, con respecto al número total de viviendas en dichas áreas.	95,05 % @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> </ul>
<b>8. Soberanía en Energía Eléctrica</b>	<b>Gestión del Sector Eléctrico</b>	Energía neta independiente de la importación en proporción a la demanda total.	94,07 % @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> </ul>
<b>9. Generación de Energía a partir de Fuentes Renovables</b>	<b>Integridad Ambiental</b>	Determina cuánto de la energía eléctrica producida en el país, proviene de la utilización	52,27 % @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> </ul>

**TABLA No. 2.18: RESUMEN DE INDICADORES DESARROLLADOS PARA EL DIAGNÓSTICO SOCIOAMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

INDICADOR	CRITERIO	DESCRIPCIÓN	VALOR ACTUAL	REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR
		de recursos naturales renovables.		<ul style="list-style-type: none"> <li>US EPA, GHG Emission Factors Hub, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories,</li> <li><a href="http://www.epa.gov/climateleadership/guidance/ghg-emissions.html">http://www.epa.gov/climateleadership/guidance/ghg-emissions.html</a></li> </ul>
<b>10. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero</b>	<b>Integridad Ambiental</b>	Determina las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, atribuibles a la generación termoeléctrica de energía, en base al uso de combustibles.	6 694,36 miles ton CO <sub>2</sub> @2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2011</li> <li>US EPA, GHG Emission Factors Hub, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories</li> <li><a href="http://www.epa.gov/climateleadership/guidance/ghg-emissions.html">http://www.epa.gov/climateleadership/guidance/ghg-emissions.html</a></li> </ul>
<b>11. Emisiones de Contaminantes Comunes del Aire</b>	<b>Integridad Ambiental</b>	Mide la cantidad, en toneladas, de cuatro contaminantes comunes del aire: Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> ), Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> ), Monóxido de Carbono (CO), y Material Particulado filtrable, que se emiten anualmente al entorno a partir de la operación de unidades de generación termoeléctrica.	Total 46695 ton SO <sub>2</sub> 36295 ton NO <sub>x</sub> 6874 ton CO 1633 ton MP 51 192,63 ton	<ul style="list-style-type: none"> <li>CONELEC, Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano - Año 2010, Agosto de 2011.</li> <li>US EPA, AP - 42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors - AP42. Secciones 1.3, 1.4, 1.5, 1.8, 3.1, 3.2, 3.4.</li> </ul>

\* El indicador 2 está cuantificado en base a una muestra de 29 de un total de 56 empresas reguladas en el 2010.



### **2.5.5. Encuesta de Desempeño de Gestión**

Como parte del diagnóstico, se realizó una encuesta en la que se recaba la percepción de actores claves sobre el desempeño del CONELEC como entidad de regulación y control. Los resultados de la encuesta permitieron evaluar la interacción de las empresas eléctricas con la entidad reguladora y su desempeño ambiental, con el fin de desarrollar un conjunto de recomendaciones que permitan promover el desempeño socioambiental de las empresas y el CONELEC.

De las encuestas que se realizaron en el 2012, 55 fueron completadas, siendo el 80% de los encuestados empresas reguladas por el CONELEC entre generadoras, autogeneradoras, transmisoras y distribuidoras. El 20% de los encuestados son consultores ambientales, autoridades ambientales o de control y entidades públicas vinculadas al sector eléctrico.

### **2.5.6. Gestión Socioambiental de los Regulados**

Se observa que de los 44 agentes consultados, la mayoría cumple con los requisitos socioambientales exigidos por el regulador y la legislación ambiental, tales como estudios ambientales, licencias y auditorías de cumplimiento. Se consultó si las empresas disponen de una unidad dedicada al manejo de los asuntos socioambientales. El 65% de los encuestados indicaron tenerla, el 20% indicaron que no y un 15% en blanco.

Cabe resaltar el avance de las empresas eléctricas hacia la implementación de sistemas de gestión socioambientales, siendo el hecho de que cuenten con una UGA señal de este avance. Otro aspecto que se evalúa en la gestión socioambiental de las empresas eléctricas es la implementación de Sistemas de Gestión con estándares internacionales en cuanto al medio ambiente, se observa que en promedio el 68% de las empresas encuestadas no poseen algunos de los Sistemas de Gestión, un 18% está en proceso de implementar uno o varios de los sistemas y un 12% ya tiene implementados sistemas de gestión.

Finalmente, se consultó sobre la asignación del presupuesto de la empresa para actividades de gestión ambiental y social. Del total de empresas eléctricas consultadas, el 71% indicaron que se asignan recursos para actividad de gestión social y ambiental, un 27% asigna recursos a actividades ambientales y un 2% a actividades sociales.

Sobre las principales razones por las que no se han dedicado mayores recursos, tanto humanos como económicos, a la gestión socioambiental de la empresa, estas reportaron por orden de importancia, que la principal es que no se justificaría tal inversión por los pocos beneficios que se obtendrían de ello; la segunda es que resultaría muy costoso para la empresa y por último que las exigencias realizadas por el Regulador, ya se cumplieron.

## **2.6. Desarrollo Sostenible y Responsabilidad Social Corporativa**

Desarrollo sostenible y responsabilidad social corporativa son dos nociones que están íntimamente relacionadas en todos los ámbitos del mundo empresarial. En el caso del sector eléctrico, su trascendencia está relacionada con el crecimiento del mismo, el cual debe estar orientado hacia el desarrollo sostenible. El desarrollo apropiado del sector eléctrico es clave para el avance tanto económico como social. Además, es clave el aprovechamiento sostenible de los recursos, como garantía para el futuro del sector. Por tanto, el sector eléctrico debe tener un comportamiento responsable y llevar a cabo buenas prácticas de gestión.

Esta sección describe algunas de las maneras en que agentes del sector eléctrico han integrado el concepto de desarrollo sustentable dentro de sus operaciones regulares.

En la Tabla No. 2.19 se destacan algunas de las acciones orientadas al desarrollo sustentable que están siendo adoptadas por ciertas entidades pertenecientes al sector eléctrico. Estos ejemplos no abarcan todos los esfuerzos posibles que las entidades individuales deben realizar para alcanzar objetivos similares.

**TABLA No. 2. 19: EJEMPLOS DE ACCIONES PUESTAS EN MARCHA POR ALGUNAS ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

RECONOCIMIENTOS	
PREMIO ECOEFICIENCIA	PUNTO VERDE
Otorgado por la Municipalidad de Guayaquil a <b>Electroquil S.A (2011)</b> en reconocimiento por sus esfuerzos de preservar y conservar el medio ambiente, políticas de responsabilidad social corporativa y parámetros de excelencia ambiental con que desarrolla sus actividades como por ejemplo: administración de la calidad ambiental del entorno, políticas empresariales para el desarrollo sostenible, conciencia y capacitación del personal, recursos excepto energía, eficiencia en energía, manejo de residuos, equipos, instalaciones y bienestar ocupacional.	<p>Reconocimiento entregado por el Ministerio de Ambiente (MAE) a la Gestión Interna en Producción Más Limpia, aplicación continua de estrategias ambientales preventivas e integradas en los procesos y productos, con el fin de reducir los riesgos para las personas y el ambiente.</p> <p>Otorgado a la <b>Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos-SAICS Planta de Cogeneración (2010)</b> por fomentar un sistema institucional que insta al sector productivo, académico y público a formar centros de producción y consumo sustentable, producción más limpia, transferencia de tecnología, política de reciclaje y reutilización de desechos.</p>

**TABLA No.2. 19: EJEMPLOS DE ACCIONES PUESTAS EN MARCHA POR ALGUNAS ENTIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO**

INICIATIVAS	
RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL	RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL
<p>Se destaca a la <b>Empresa Eléctrica Quito S.A</b> por el manejo de los impactos en la sociedad, de sus productos, servicios y operaciones, desde las perspectivas: ambiental, sector productivo y seguridad ciudadana.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicación de un plan de uso eficiente de energía, así como el programa de cambio de luminarias en alumbrado público para reducir el consumo de energía, sustituyendo luminarias de vapor de mercurio por sodio, e instalando luminarias de doble nivel de potencia, con ahorros económicos importantes teniendo como resultado, la reducción de la contaminación lumínica y el desecho de sustancias tóxicas, como el vapor de mercurio.</li> <li>• Gestión y ejecución de proyectos de generación hidráulica, sin embalses y de bajo impacto ambiental, tales como: Quijos (50MW), Baeza (50MW), HidroVictoria (10MW), El Batán (3MW), e Hidromundo (32MW).</li> <li>• Sistema SCADA: Sistema automático de control remoto de desconexiones de redes de distribución y subtransmisión por fallas.</li> <li>• Apoyo al FONAG (Fondo para la Protección de Agua, conservación, protección y rehabilitación de las cuencas hídricas).</li> </ul>	<p><b>Proyecto Multipropósito BABA</b></p> <p>En el proyecto se aplica un Programa Integrado de Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente (SSTMA) cuyo objetivo es apoyar y asegurar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Una postura proactiva y diferenciada de los Integrantes con respecto a la seguridad y salud en el trabajo y al ambiente en el ámbito de los contratos.</li> <li>• Mantenimiento de áreas revegetadas.</li> <li>• El plan de reforestación.</li> <li>• Un adecuado manejo de desechos y residuos peligrosos.</li> <li>• El sub-programa de rescate de flora y fauna</li> <li>• El programa tres pilares de la salud</li> <li>• Las brigadas médicas comunitarias.</li> <li>• El programa huertos familiares.</li> </ul>

## 2.7. El Rol de los Sistemas de Información Geográfica en la Sustentabilidad del Sector Eléctrico

Los Sistemas de Información Geográficos, SIG, constituyen una herramienta innovadora para manipular la información espacial geo referenciada en las organizaciones. Su uso y aplicación se ha incrementado intensivamente a partir de la década de los noventa, por lo que el uso de una metodología para su diseño e implantación se ha tornado indispensable para llevar a cabo su desarrollo exitoso, y obtener un SIG eficaz y sinérgico.

Los Sistemas de Información Geográficos se los debe englobar en todos los aspectos considerándolo como “Información de naturaleza diversa sobre un determinado territorio, almacenada en un conjunto de bases de datos tanto gráficas como alfanuméricas, cuya relación con el territorio se realiza a través de un sistema de referencia geográfico y se gestiona a través de uno o varios programas informáticos específicos; el conjunto es soportado por un sistema de computadores y por un personal especializado; su objetivo es la obtención,

gestión y análisis de los datos a través de una serie de procedimientos que concluyen con la obtención de resultados a un problema planteado sobre un determinado territorio”<sup>15</sup>.

Los SIG al ser implementados en una organización generan un impacto potencial que condiciona las actividades humanas, al cambiar los procedimientos tradicionales de procesar información geográfica, a nuevos procedimientos automatizados que persiguen optimizar el flujo organizacional mediante la eficacia en la toma de decisiones y el análisis espacial (Montilva, 1994).

### 2.7.1. GEOPORTAL - Sistema de Información Geográfica del CONELEC



**FIGURA No. 2.3: SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (GEOPORTAL) EN EL ESPACIO WEB DEL CONELEC,**

El CONELEC en su página WEB, cuenta con un GEOPORTAL que facilita el ingreso, actualización, consulta y visualización georeferenciada de la infraestructura eléctrica a nivel nacional, mismo que se encuentra desarrollado en Flex Adobe, con ArcGIS Server como servidor de mapas, además se integra con información estadística de modo que se puedan identificar tendencias, posibles riesgos, problemas y a comprender la relación espacial entre éstos y los proyectos en construcción, facilitando la toma de decisiones y asignación de recursos en el manejo de estos proyectos a las autoridades responsables.

La creación del geoportal responde a las necesidades de buscar un enfoque más cuantitativo e integral en la identificación y análisis de cuestiones socioambientales, además del fortalecimiento de una información base para el desarrollo apropiado de estrategias y planes de acción en el sector eléctrico. Por ejemplo, la distribución espacial del consumo de electricidad, los potenciales eólicos, geotérmicos, hídricos, así como las ubicaciones de las centrales de generación de energía son factores de influencia crítica en el diseño de los

---

<sup>15</sup> Aronoff, Stan. **GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS: A MANAGEMENT PERSPECTIVE.** WDL Publications. Ottawa, Canada. 1989.

sistemas de redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. Dada la independencia que mantiene la base de datos sociodemográfica en un SIG, además de la realización de análisis descriptivos de las capas de información, es posible establecer modelos predictivos que impulsen el desarrollo de planes de respuesta más eficientes.

Los Sistemas de Información Geográfica, SIG, en el CONELEC han permitido mejorar los procesos de análisis espacial de los datos.

## **2.8. Elaboración de la Estrategia para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico**

La elaboración de las estrategias está orientada a establecer lineamientos para enrumbar o verificar el rumbo del sector eléctrico hacia el desarrollo sustentable. El desarrollo sustentable es un concepto muy amplio, y por tanto para operativizarlo se definen objetivos y metas para los indicadores seleccionados. Las estrategias están orientadas a la consecución de los objetivos y metas. Las estrategias diseñadas además estarán articuladas con los resultados de la Encuesta de Gestión.

### **2.8.1. Estrategia A: Promover el Cumplimiento del Plan de Expansión de la Matriz Energética**

El Ecuador posee 11 sistemas hidrográficos (de los 31 existentes) con un potencial teórico de 73.390 MW. Luego de estudios de factibilidad económica, se estima una potencia aprovechable de 21.520 MW, 90% en la vertiente amazónica y 10% en la vertiente del Pacífico. La política energética relacionada con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en las vertientes hidrográficas hacia el Pacífico y Amazonas busca un equipamiento de centrales de generación repartidas equilibradamente en función del potencial existente en éstas para aprovechar la cuasi-complementariedad hidrológica que existe entre las dos vertientes hidrográficas, reduciendo el riesgo de desabastecimiento en los meses de enero a marzo de cada año.

El incremento de la generación hidráulica resultará en un importante cambio en la matriz de generación de electricidad. Actualmente se utiliza una combinación de generación hidráulica con termoelectrica con participaciones similares. A partir del año 2017 la generación será predominantemente hidráulica. Esto es algo que se puede considerar positivo, pues la generación hidráulica tiene aparentemente un mejor desempeño ambiental que la generación térmica (sobre todo en cuanto a cambio climático), sumado a que se requeriría una menor importación de derivados usados en generación térmica

Sin embargo, aparecen otros aspectos de consideración como por ejemplo la vulnerabilidad del sistema, pues se confía primordialmente en una sola tecnología que depende de la hidrología. Es importante tomar en cuenta que el cambio climático puede tener efecto en la hidrología. La expansión hidráulica debe tener como contraparte la mantención de reservas de capacidad de producción basadas en otras tecnologías. En un futuro además se deberá diseñar planes de adaptación a cambio climático para el sector eléctrico.

Un cambio tan significativo en un sistema como el de la generación eléctrica debiera ser analizado con una perspectiva de ciclo de vida. En particular se debería utilizar metodología de evaluación de ciclo de vida consecuencial para evaluar el impacto de este cambio no solo en el desempeño ambiental del sistema eléctrico del Ecuador sino su efecto en otros sistemas relacionados, como por ejemplo el uso de combustibles fósiles en otros sectores dentro y fuera del Ecuador.

A pesar de la vulnerabilidad del sistema al ser dependiente mayoritariamente de una sola tecnología la cual depende de fenómenos climáticos, es importante tomar en cuenta que la demanda de electricidad está creciendo y que la energía hidroeléctrica es una energía renovable, generada mediante tecnología madura, de relativamente baja emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes. Por este motivo 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.

### **2.8.2. Estrategia B: Cumplir y hacer cumplir Legislación Ambiental Nacional**

En el marco de la dimensión ambiental del desarrollo sustentable, un requerimiento mínimo para el sector eléctrico es el cumplimiento de la legislación ambiental nacional. Es así que se debe exigir que los Planes de Manejo Ambiental (PMA) establecidos en cada EIA o AAC cuenten con medidas para cumplir la legislación a la brevedad posible.

El cumplimiento de la legislación y los PMA es obligatorio sin embargo no necesariamente ocurre. Es importante tener en cuenta que cuando la gestión ambiental no es internalizada en las actividades de las empresas el cumplimiento de un PMA podría percibirse como una actividad paralela no necesaria. Una alternativa para integrar la gestión ambiental a las actividades de una empresa es la implementación de un sistema de gestión ambiental, SGA. Es así que aparte de las acciones normales legales que el regulador pueda tomar para exigir el cumplimiento de la legislación, podría promover la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental.

### **2.8.3. Estrategia C: Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico**

Un sistema de gestión ambiental, SGA, es una parte del sistema de gestión general que incluye la estructura organizacional, responsabilidades, prácticas, procedimientos, procesos y recursos para la determinación e implementación de los objetivos de una organización respecto al tema ambiental. Elementos comunes de un SGA son la identificación de impactos ambientales y obligaciones legales, el desarrollo de un plan de manejo y mejora, la asignación de responsabilidades y el monitoreo de desempeño (Kolk, 2000). Un SGA demanda la implementación de políticas ambientales, las que incluyen cumplir con las regulaciones y obligaciones. Es así que, una compañía que se encuentra implementando un sistema de gestión ambiental si no está cumpliendo la legislación ambiental debería planificar actividades para alcanzar el cumplimiento.

Un SGA usualmente tiene su fundamento en el modelo de gestión de la calidad de Deming (Kolk, 2000). Las compañías pueden optar por desarrollar sistemas de gestión integrados que pudiesen incluir además: calidad y/o seguridad y salud ocupacional. La implementación de sistemas de gestión integrados por parte de los regulados le permitiría consolidar y fortalecer la gestión socioambiental como parte integral de su funcionamiento. Una de las principales ventajas de estos esquemas es que la asignación de recursos para estas actividades sería

planificada y monitoreada adecuadamente. Estos últimos aspectos son aspectos clave, tal como se ha revelado en la encuesta de desempeño de la gestión, los regulados perciben que las principales causas para el no cumplimiento son un presupuesto insuficiente y falta de apoyo/compromiso de la autoridad del regulado.

Existen estándares internacionales bajo los que una firma puede certificar su SGA. Una de las más universalmente utilizadas es la norma ISO 14001. La encuesta de desempeño de la gestión también consultó el estado de implementación de los Sistemas de Gestión ISO 9000, ISO 14000, OHSAS 18000 e ISO 26000. La implementación de un sistema de gestión en un aspecto (ej. Calidad) resulta en ventajas para la subsecuente implementación de un SGA.

Asociado también a esta estrategia, se debería recomendar a los regulados la producción regular de reportes de sustentabilidad. El reporte de sustentabilidad es un reporte organizacional que provee información sobre el desempeño económico, ambiental, social y de gobernanza. El desarrollo de este tipo de reporte ayuda a medir desempeño, definir metas y gestionar el cambio y por tanto se lo puede percibir como complemento adecuado para el SGA. Además este reporte es clave para la comunicación de los impactos positivos y negativos, y las mejoras. Para producir un reporte de sustentabilidad regularmente, las compañías deben tener un programa de colección de datos, comunicación y respuestas. El reporte de sustentabilidad es un paso vital hacia una economía global sustentable (Global Reporting Initiative, n.d.).

La promoción de la implementación de SGA además podría contar con un estímulo adicional. Podría diseñarse un premio exclusivo al sector eléctrico orientado a estimular la gestión y el desempeño socioambiental en el sector. Se deberá diseñar un esquema de premiación de acuerdo al tipo de regulado: generadoras, transmisoras y distribuidoras. Adicionalmente en reconocimiento a las distintos retos ambientales asociados a los diferentes tipos de generación, se podría diversificar los premios de generación de acuerdo a 3 tipos de generación: térmica, hidráulica, y renovables no hidráulicas.

Una acción adicional asociado a esta estrategia es impulsar el diálogo entre regulados, para esto se debe establecer una plataforma de dialogo sobre sustentabilidad y gestión ambiental en el sector eléctrico. Esto puede ayudar a diferentes empresas a aprender de la experiencia de otros actores y encontrar las soluciones más adecuadas a problemas repetidos. Por otra parte, hacia dentro del regulado se debe implementar una política de puertas abiertas, que permita a todos los funcionarios de una entidad hacer sugerencias relacionadas a aspectos de sustentabilidad.

#### **2.8.4. Estrategia D: Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico**

El cumplimiento de la Legislación Ambiental Nacional debe ser entendido como un requerimiento mínimo para la sustentabilidad. Es importante que los actores del sector eléctrico a todo nivel comprendan la importancia de minimizar los impactos ambientales y sociales asociados a las actividades humanas. Esto no solo tiene como fin el cumplimiento de la Legislación sino también, crear una conciencia ambiental a todo nivel. Se espera que una estrategia de este tipo tenga influencia también en la concientización sobre la importancia del uso de recurso renovables y la reducción de la generación térmica creando mayor aceptación y capacidad de desarrollo de medidas que apunten en esta dirección. Es por esto que se debe desarrollar programas de educación ambiental en el sector eléctrico.

### **2.8.5. Estrategia E: Promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables**

La generación a partir de fuentes renovables no hidráulica es vista como la mejor alternativa para diversificar la matriz energética (Castro, 2011). En particular esta estrategia tiene que ver con realizar las acciones necesarias para llevar a cabo proyectos eólicos, geotérmicos, solares, mareomotrices, y de biomasa.

Es importante recalcar en el país existen zonas de alto potencial eólico gracias a la existencia de la Cordillera de los Andes y su cercanía al Océano Pacífico; el MEER dispone de un mapa eólico del Ecuador.

En cuanto al recurso solar, el CONELEC publicó en el año 2008, el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica” que incluye la cuantificación del potencial solar disponible y sus posibilidades de generación eléctrica. Mediante programas como Euro-Solar y el fondo FERUM, se ha impulsado el aprovechamiento solar para generación de energía eléctrica en zonas rurales alejadas de las redes de distribución (CONELEC 2012).

En el Ecuador ya se han instalado algunas centrales térmicas a biomasa, principalmente en base a la utilización del bagazo de caña en el sector privado. Los recursos de biomasa del Ecuador son muy variados y se debe estudiar detalladamente el potencial real del Ecuador en cuanto a producción de bioenergía.

Aparte del potencial, la principal barrera para la implementación de proyectos de energía renovables no hidráulica son los costos. La regulación del CONELEC (Regulación No. 004/11) busca incentivar la difusión de estas tecnologías estableciendo un precio preferencial para la energía generada mediante estas. Es de notar que aun sin esta regulación algunas tecnologías aparentemente ya son competitivas en el medio ecuatoriano, como son: combustión combinada de biomasa, gasificación de biomasa para electricidad y calor, y geotérmica con plantas de vapor flash y ciclo binario (Castro, 2011).

### **2.8.6. Estrategia F: Continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia**

El aumento de la eficiencia energética es en general algo visto muy positivamente por gran parte del público educado (Smil, 2003). La eficiencia se puede mejorar a nivel de: generación, transmisión y consumo. En resumen lo que se trata es de incrementar la relación de salida (servicio energético) a la entrada (recurso o vector energético).

A nivel de generación, principalmente las alternativas para aumentar la eficiencia son de carácter tecnológico. En cuanto a transmisión existen medidas tecnológicas sin embargo también existen pérdidas no técnicas. En cuanto a consumo, las medidas son principalmente tecnológicas.

En cuanto a potencial de incremento de eficiencia, existe el potencial teórico, este tiene que ver con las características fundamentales del sistema y está muy asociado a las leyes de la termodinámica. Existe además el potencial técnico, que tiene que ver con la eficiencia asociada a la mejor tecnología disponible en un momento en específico y por tanto solo depende del costo de la tecnología. Finalmente existe también el potencial económico, que tiene que ver no solo con el costo de la tecnología sino también con la tasa de interés y el precio presente y futuro de la energía.

Idealmente la eficiencia debería llegar por lo menos al potencial económico sin embargo no necesariamente ocurre así pues existen barreras. En general, las barreras para la eficiencia energética pueden agruparse en siete: 1) incentivos mal ubicados, 2) falta de acceso al financiamiento, 3) defectos en estructuras de mercados, 4) precios mal definidos por



regulaciones, 5) heterogeneidad de consumidores, 6) falta de información o información imperfecta, y 7) inseparabilidad de características (Golove y Eto, 1996).

A pesar de no tener un diagnóstico basado en evidencias es probable que en el Ecuador a nivel de usuarios residenciales algunas barreras que pueden estar afectando a la eficiencia energética son: incentivos mal ubicados, falta de acceso al financiamiento y fallas asociadas a información. Cabe resaltar que el Estado ecuatoriano está de cierta medida evitando el problema de falta de acceso al financiamiento y dificultades de uso de información mediante programas de provisión de tecnologías eficientes.

Es claro que además se necesita conocer detalladamente la matriz de consumo de energía en el Ecuador. Se debe conocer niveles y partición de consumo de energía para todos los sectores y niveles de ingreso de la sociedad. Esto permitirá diseñar las medidas costo eficientes acompañadas de programas de demostración de beneficios de la implementación de medidas de eficiencia energética a todo nivel.

Finalmente, es importante que en la planificación de programas de eficiencia energética se considere acciones para evitar el efecto rebote ("Rebound effect"). Cuando la eficiencia energética mejora, existe una reducción en el costo de la energía para los consumidores. Existe el riesgo de que el costo reducido resulte en altos consumos de energía. Es sin embargo importante notar que el consumo de energía por usuario (Indicador 5) en el Ecuador está aún muy por debajo del nivel que aparentemente un país con un IDH alto requeriría. Es por esto que existiría aun espacio para incrementos de eficiencia sin considerar necesariamente que pudiese aparecer el efecto rebote de una manera que se pueda considerar negativa, esto es que existiese desperdicio de energía.

#### **2.8.7. Estrategia G: Continuar con el plan de mejoramiento de la Transmisión/Distribución**

CONELEC, después de analizar los problemas que afronta la transmisión/distribución, ha diseñado un conjunto de 4 grupos de acciones orientadas a conducir sistemáticamente un proceso de mejoramiento de la distribución, enfocados a 4 áreas: gestión, mejora, reducción de pérdidas y electrificación rural.

Entre los grupos de acciones asociados a las 4 áreas, CONELEC plantea: 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 y reducir de pérdidas; el Plan de Reducción de Pérdidas, enfocado a mejorar la eficiencia; y el Fondo de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal que tiene como objetivo expandir la cobertura de electrificación rural y el desarrollo humano y social de los beneficiados. Es así que las acciones principales serían hacer seguimiento de estos programas.

#### **2.8.8. Estrategia H: Dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad**

El acceso a la energía tiene dos aspectos el acceso físico y el acceso económico. La pobreza es una realidad en países en vías de desarrollo como Ecuador. El patrón de consumo de energía de los pobres agrava su pobreza. Las conexiones entre pobreza y energía tienen doble sentido, es decir si bien a medida que la pobreza disminuye la gente tiene más acceso a energía, además a menor acceso a energía es más difícil salir de la pobreza. La mejora directa en los servicios energéticos permite a los sectores más pobres de la sociedad mejoras inmediatas en los estándares de vida.

El alivio de la pobreza depende del acceso a servicios energéticos que sean económicamente asequibles, confiables y de buena calidad. Por tanto una estrategia de erradicación de pobreza debe incluir como parte central no solo la mejora del acceso económico a los servicios básicos, sino también estar asociada a la mejora del acceso físico a los servicios (entre ellos electricidad).

Las acciones asociadas a mejorar el acceso físico (cobertura y potencia instalada) son parte de otras estrategias (A, E, G). En cuanto a la mejora del acceso económico existen al menos dos aspectos:

- Costo de la electricidad para los usuarios (Tarifa)
- El nivel de ingreso de los sectores más vulnerables de la sociedad

Respecto al costo de la electricidad, el CONELEC tiene el programa de la “Tarifa de la Dignidad”. De la tarifa de la dignidad se benefician aproximadamente 2 millones de ecuatorianos.

Aparentemente existen ya en el Ecuador acciones para mejorar el acceso económico de los hogares de menor ingreso como el “Bono de Desarrollo Humano”. Por tanto la estrategia está orientada a dar soporte a estas medidas. En particular sería de gran utilidad poder realizar un seguimiento a la efectividad del bono de desarrollo humano en cuanto a mejora a acceso a la energía.

#### **2.8.9. Estrategia I: Establecer plan de reducción de contenido de Azufre en combustibles**

El dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) es un contaminante atmosférico primario. Este puede causar daños a la salud humana, en particular diferentes afectaciones al sistema respiratorio. Además puede causar daños a la vegetación, resultando en crecimiento reducido y muerte en casos extremos. Es además uno de los contribuidores a la lluvia ácida.

Es necesario primero sistematizar la información en cuanto al contenido de azufre de los combustibles utilizados en el Ecuador para la generación de energía. Se deberá analizar la posibilidad de que esto sea un requerimiento de reporte en auditorías ambientales de cumplimiento para el sector generador termoeléctrico del país o analizar la factibilidad de adquirir esta información desde el proveedor, es decir esta estrategia requeriría cooperación con PETROECUADOR.

Una vez que se determine los contenidos de azufre en combustible utilizado en la generación eléctrica en el Ecuador, se deberá verificar la necesidad de reducción del contenido de azufre. Finalmente, de requerirse deberá diseñar un plan técnico de reducción de contenido de azufre.

Es de notar también que el proyecto Refinería del Pacífico Ecuatoriano (RDP) también tendría importancia para esta estrategia. Esta refinería contaría con la más alta tecnología para la producción de: Gasolina, diesel, gas líquido de petróleo, Jet Fuel, Benceno, Xileno, Coque, Polipropileno, Azufre.

#### **2.8.10. Estrategia J: Determinar de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador**

Para la cuantificación del indicador “Emisión de Contaminantes Comunes del Aire” se llevó a cabo una evaluación rápida empleando los factores de emisión publicados por la US EPA y el consumo de combustible para el periodo de evaluación. El motivo determinante fue la disponibilidad de las fuentes de información a nivel del sector eléctrico; las normas ambientales establecen la obligatoriedad de medición de emisiones solo para ciertos tipos de fuentes y para ciertas sustancias contaminantes, de manera que no todas las fuentes fijas que

operan en el sector son objeto de medición. Es así que los reportes de monitoreo de emisiones al aire, en el estado actual de disponibilidad, no fueron apropiados para valorar el indicador.

Con la finalidad de evaluar este indicador por primera vez se consideró suficiente el uso de factores de emisión generales. Sin embargo en una próxima evaluación se debe analizar la posibilidad de realizar un inventario detallado de emisiones desde el sector eléctrico. Para esto se deberá analizar la posibilidad de generar información primaria o mixta primaria-secundaria (con enfoque a obtener información primaria para las plantas de mayor potencia) para todo el sistema de generación termoeléctrica.

La Tabla No. 2.20 presenta a manera de resumen las estrategias desarrolladas con los indicadores afectados, e incluye las acciones o medidas que deben tomarse para alcanzar los objetivos establecidos en el Plan Maestro de Electrificación. Las estrategias se enfocan en la necesidad de una mayor integración de los conceptos de energías sustentables y desarrollo sostenible, tomando como base las directrices y objetivos expresados en el Plan Nacional de Desarrollo (Plan Nacional del Buen Vivir).

**TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO**

ESTRATEGIA	ACCIONES	CRITERIOS	INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS	OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DEL BUEN VIVIR ASOCIADOS
<b>A. Promover el cumplimiento el Plan de expansión de la Matriz Energética</b>	<p>A.1 Verificar el avance y cumplimiento de plazos para implementación de proyectos hidroeléctricos</p> <p>A.2 Estudiar la producción de electricidad en Ecuador con una perspectiva de ciclo de vida. Estudio debe ser de carácter atribucional y consecuencial.</p> <p>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.</p>	<p>Integridad Ambiental</p> <p>Integridad Social</p> <p>Gestión del Sector Eléctrico</p>	1, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable</p>
<b>B. Cumplir y hacer Cumplir la Legislación Ambiental Nacional</b>	<p>B.1 Tomar todas las acciones legales en el marco legislativo para exigir cumplimiento de Legislación Ambiental</p> <p>B.2 Fortalecer la Dirección de Gestión Ambiental de la Coordinación Nacional de Regulación del CONELEC</p>	Integridad Ambiental	2, 11	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable</p>
<b>C. Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico</b>	<p>C.1 Promocionar las ventajas de implementar un sistema de gestión ambiental</p> <p>C.2 Recomendar la producción periódica de reportes de sustentabilidad</p> <p>C.3 Diseñar y establecer un esquema de premiación a la gestión ambiental en el sector eléctrico.</p> <p>C.4 Impulsar el diálogo entre regulados</p>	Integridad Ambiental	2, 3, 10, 11	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable</p>
<b>D. Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico</b>	<p>D.1 Establecer un contenido mínimo requerido y requerimientos de evaluación en los programas de educación para el sector eléctrico</p> <p>D.2 Establecer plazos para realización de programas de educación</p>	Integridad Ambiental	2, 3, 9, 10, 11	<p>Objetivo 2: Mejorar las capacidades y potencialidades de la ciudadanía</p> <p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un</p>

**TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO**

ESTRATEGIA	ACCIONES	CRITERIOS	INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS	OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DEL BUEN VIVIR ASOCIADOS
				ambiente sano y sustentable
<b>E. Promover la implementación de proyectos de generación con energías renovables</b>	<p>E.1 Elaborar mapeo general del recurso eólico en el territorio ecuatoriano</p> <p>E.2 Conocer a fondo el potencial de producción de bioenergía</p> <p>E.3 Conocer a fondo el potencial de generación mareomotriz</p> <p>E.4 Concretar los estudios de prefactibilidad y factibilidad de proyectos de generación geotérmica</p> <p>E.5 Concretar los estudios de prefactibilidad y factibilidad de proyectos de generación eólica</p>	<p>Integridad Ambiental</p> <p>Integridad Social</p> <p>Gestión del Sector Eléctrico</p>	1, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable</p>
<b>F. Continuar y fortalecer planes de incremento de eficiencia</b>	<p>F.1 Apoyar programas de eficiencia energética a todo nivel</p> <p>F.2 Sistematizar seguimiento de efectividad de programas de eficiencia energética ya implementados</p> <p>F.3 Apoyar las iniciativas de los centros de investigación en eficiencia energética</p> <p>F.4 Concretar estudio de matriz de consumo en cada sector y nivel de ingreso de la sociedad</p>	<p>Integridad Ambiental</p> <p>Integridad Social</p> <p>Integridad Económica</p>	2, 3, 6, 10, 11	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable</p>

**TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO**

ESTRATEGIA	ACCIONES	CRITERIOS	INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS	OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DEL BUEN VIVIR ASOCIADOS
<b>G. Continuar con el plan de mejoramiento de la Transmisión/ Distribución</b>	<p>G.1 Llevar a cabo efectivamente la implementación del Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica</p> <p>G.2 Llevar a cabo efectivamente Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución</p> <p>G.3 Llevar a cabo efectivamente el Plan de Reducción de Pérdidas</p> <p>G.4 Seguimiento a cumplimiento de planes asociados al Fondo de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal</p>	<p>Integridad Social</p> <p>Integridad Económica</p>	1, 4, 5, 6, 7	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población
<b>H. Dar soporte a los programas de incremento de acceso económico a la electricidad</b>	<p>H.1 Sistematización de seguimiento a efectividad de programa “Tarifa de la Dignidad”</p> <p>H.2 Conocer a fondo el vínculo entre: pobreza, el “Bono de desarrollo humano” y el acceso a la energía</p> <p>H.3 Apoyo a políticas que viabilicen el crecimiento económico y el incremento de los ingresos de la población</p>	Integridad Social	4	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 11: Establecer un sistema económico social, solidario y sostenible</p>
<b>I. Establecer plan de reducción de contenido de Azufre en combustibles</b>	<p>I.1 Sistematizar colección de información acerca de contenido de azufre utilizados en la generación termoeléctrica (Requerimiento en AAC o colección de datos directos de PETROECUADOR).</p> <p>I.2 Verificar necesidad de reducir contenido de azufre en combustibles utilizados en la generación termoeléctrica.</p> <p>I.3 Diseñar plan técnico de reducción de contenido de azufre en combustibles (en coordinación con PETROECUADOR)</p> <p>I.4 Verificar contenidos de Azufre esperados en combustibles para generación termoeléctrica que serán producidos en la Refinería del Pacífico</p>	Integridad Ambiental	11	<p>Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población</p> <p>Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable</p>

**TABLA No. 2.20: ESTRATEGIAS PARA LA SUSTENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO**

ESTRATEGIA	ACCIONES	CRITERIOS	INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD AFECTADOS	OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DEL BUEN VIVIR ASOCIADOS
<b>J. Determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en Ecuador</b>	J.1 Analizar posibilidad de generación de factores de emisión a partir de información primaria o mixta primaria-secundaria para todo el sistema de generación termoeléctrica del Ecuador	Integridad Ambiental	11	Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población  Objetivo 4: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable

## 2.9. Lineamientos estratégicos adicionales

Las estrategias adicionales son desarrolladas no necesariamente teniendo como objetivo la mejora de los valores de los indicadores cuantificados en el diagnóstico, sino que son lineamientos generales que complementan el marco establecido por aquellas estrategias definidas anteriormente, y su objetivo está orientado a contribuir en el desarrollo sistemático de la sustentabilidad del sector eléctrico.

### 2.9.1. Relaciones con el entorno socioambiental

Se debe fomentar el desarrollo de una buena relación entre los regulados y su entorno social, así como también entre los regulados, el resto de entidades técnicas y las autoridades de control ambiental. Los regulados deben procurar el soporte para la industria local y brindar oportunidades de trabajo y desarrollo en todas las áreas para los habitantes de zonas cercanas. Acciones específicas pueden incluir el auspicio de programas de educación ambiental en comunidades cercanas. Los regulados pueden auspiciar programas de conservación, de esta forma se pasa del enfoque reactivo de cumplimiento de legislación a un enfoque proactivo de hacer más de lo que las regulaciones requieren. Es importante que los programas de conservación sean llevados a cabo en cooperación con comunidades locales y gobiernos locales de tal forma que este que a la vez sirvan para promover la conciencia ambiental local. Este tipo de programas de auspicio y cooperación también debe considerar otros aspectos como el cultural como auspicio a museos y programa de conservación de tradiciones. El empoderamiento de las comunidades locales es un aspecto que siempre debe ser considerado en todo programa de auspicio a la comunidad.

Del mismo modo se debe fomentar los acuerdos de cooperación, así como las participaciones en foros de intercambio de experiencias, consulta abierta y debates entre los diferentes componentes del sector regulado buscando de manera conjunta oportunidades de optimización en la gestión de recursos y procesos permanentes de retroalimentación.

### 2.9.2. Fortalecimiento de las relaciones interinstitucionales

En coordinación con otras instituciones del Estado se debe articular las acciones de las diversas instituciones que tienen incidencia directa o indirecta con el sector eléctrico. Esto es algo que claramente ya se está cumpliendo pues el Plan Maestro de Electrificación está articulado a las metas del Plan Nacional para el Buen Vivir. Para esto es importante definir quienes conforman las Entidades de Control Ambiental dentro de la estructura del Régimen Institucional del Sector Eléctrico en el Ecuador, es aquí donde entra el *Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental*.

El *Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental*, representa como “un mecanismo de coordinación transectorial, interacción y cooperación entre los distintos ámbitos, sistemas y subsistemas de manejo ambiental y de gestión de recursos naturales, subordinado a las disposiciones técnicas de la autoridad ambiental”<sup>16</sup>, ejercida a nivel nacional por el Ministerio del Ambiente, que actuará como la “instancia rectora, coordinadora y reguladora del *Sistema Nacional Descentralizado de Gestión Ambiental*”<sup>17</sup>. Finalmente para completar el marco institucional ambiental del país, se encuentran las

---

<sup>16</sup> Ver artículos 5 y 10 de la Ley de Gestión Ambiental

<sup>17</sup> Ver artículo 8 de la Ley de Gestión Ambiental

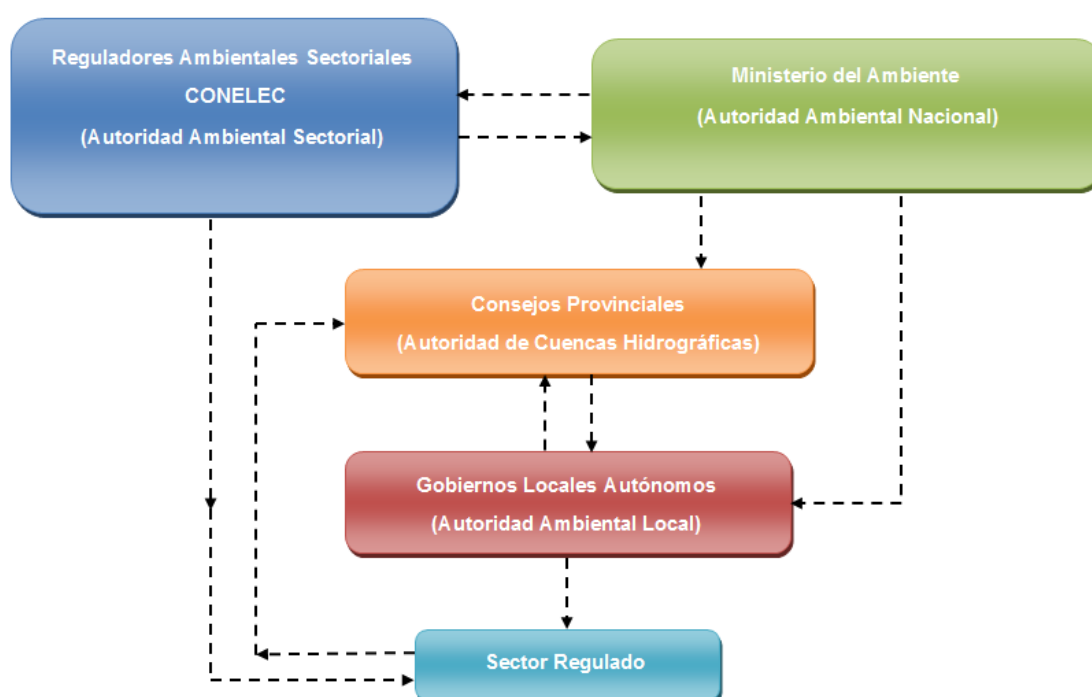


entidades reguladoras ambientales por recurso natural, las reguladoras ambientales sectoriales; y, los gobiernos seccionales<sup>18</sup>.

Los componentes o subsistemas de gestión del SNDGA han sido identificados en los siguientes grupos institucionales:

1. Reguladores ambientales por recurso natural;
2. Reguladores ambientales sectoriales; y,
3. Municipalidades y/o Consejos Provinciales<sup>19</sup>.

Las entidades “*reguladoras ambientales por recurso natural*”, son aquellas dependencias públicas creadas con el fin de administrar o gestionar un determinado recurso natural (Ejemplo la SENEGUA). Las entidades “*reguladoras ambientales sectoriales*”, en cambio, son aquellas que reglan y controlan ambientalmente las actividades del organismo institucional del que dependen (CONELEC). El tercer estamento del SNDGA está conformado por los gobiernos seccionales (municipios y consejos provinciales) organismos autónomos, con competencias territoriales, sectoriales, ambientales, etc. en las áreas urbanas y rurales de los cantones y provincias del país.



**FIGURA No. 2.4: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SNDGA**

<sup>18</sup> Ver artículo 47 de Reglamento Libro VI (De la Calidad Ambiental) del Texto Único de la Legislación Ambiental Secundaria, TULS/MAE.

<sup>19</sup> Ver artículo 47 de Reglamento Libro VI (De la Calidad Ambiental) del Texto Único de la Legislación Secundaria, del MAE, TULS/MAE.

En función del análisis del marco legal actual sobre el cual se regula al sector eléctrico, se pueden proponer la emisión de nuevos procedimientos regulatorios que cubran los siguientes aspectos:

1. Se deben diseñar e implementar procesos de recopilación de datos en los diferentes constituyentes del sector de forma que se facilite la revisión y selección de indicadores de sustentabilidad
2. Identificación y manejo integral de pasivos ambientales en el sector eléctrico.
3. Dejar de percibir al Estado como único responsable del desarrollo y pasar a una visión de responsabilidad social conjunta.
4. Priorizar la planificación integral en lugar de la sectorial.
5. Fomentar los compromisos con otros Ministerios para fortalecer la estructura gubernamental transversal.
6. Promover una comunicación bidireccional entre los diferentes actores que se relacionan con el sector eléctrico como un mecanismo para garantizar la participación efectiva de los mismos.

### **2.9.3. Uso Evaluación Ambiental Estratégica (EAEs)**

Una herramienta que puede incorporarse es la ejecución de Evaluaciones Ambientales Estratégicas como instrumento clave dentro de la planificación del sector eléctrico, ya que esta es por naturaleza una forma de evaluación más general que las Evaluaciones de Impactos Ambientales (EIA). Este instrumento permite comprender y evaluar la gama completa de posibles riesgos o impactos socioambientales asociados con las actividades eléctricas. El sector eléctrico posee características que validan la necesidad de la aplicación de EAEs, en especial debido al rol que tiene en la economía nacional, además de los aspectos socioambientales asociados con el suministro y uso de energía eléctrica.

### **2.9.4. Planificación a largo plazo**

Los objetivos y metas para desarrollo sustentable no deben necesariamente estar asociados a los periodos presupuestarios. Las metas de desarrollo sustentable deben considerar plazos realistas y generaciones futuras (caso de la meta para el indicador 5). La planificación energética en general debe considerar el fin de la era petrolera y la adaptación al cambio climático, pues este pudiese tener influencia en la hidrología del país (entre otros).

### **2.9.5. Uso de Evaluación de ciclo de vida**

Es importante tener en cuenta que hoy en día existen muchas herramientas para medir sustentabilidad. El presente documento ha utilizado indicadores de sustentabilidad que son muy útiles para definir metas de desempeño. Es de notar que aparte de este tipo de estudio se debería elaborar un estudio más enfocado al producto del sector eléctrico, el vector energético electricidad. Evaluación de ciclo de vida es la herramienta más desarrollada y comúnmente utilizada en cuanto a evaluación ambiental enfocada a productos.



# ***PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN (PME)***

***2013 – 2022***

## ***Capítulo 3: ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO***

***Quito- Ecuador***

# Capítulo 3

## Análisis Económico Financiero

### 3.1. Introducción

En el presente capítulo se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, la tarifa aplicada al consumidor y el déficit tarifario dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electrificación del período 2013 – 2022, adicionalmente, se estima la incidencia en varios parámetros característicos de la economía nacional.

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 déficit tarifario del sector eléctrico; y,
- La incidencia en el producto interno bruto del país, de las inversiones a realizarse en el sector eléctrico.

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

### 3.2. Hipótesis y Parámetros de Simulación

#### 3.2.1 HIPÓTESIS

Para el presente estudio se han 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:

#### **CARACTERÍSTICAS PARA LOS CASOS DE SIMULACIÓN**

- La energía generada se despacha en base a la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).
- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo será la entrada en operación de la línea de 500 kV.
- Se aplica la tasa de inflación, que resulta de un análisis histórico de la serie Índice de Precios al Consumidor IPC, del periodo 2002-2011, y que en el horizonte de análisis se va corrigiendo año a año.

- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con referencia internacional y con subsidio.
- La estructura financiera para la recuperación de las inversiones, a llevarse a cabo en las actividades de generación, transmisión y distribución, considera las siguientes variables: 15 años como período de amortización, una tasa de interés de 7,5%, 75% del capital como deuda para generación y 30% del capital como deuda para transmisión y distribución, respectivamente.
- El servicio de alumbrado público general, para este estudio se lo ha considerado como parte integrante de la actividad de distribución.
- La aplicación tarifaria para la determinación del precio medio contempla que en el horizonte de análisis se mantendrá los cargos tarifarios vigentes.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total.

Los escenarios de simulación tienen las siguientes características particulares:

#### **CASO BASE**

- En cuanto al escenario de demanda, se ha considerado el Caso B y su hipótesis No. 4, que se caracteriza por incluir la carga eléctrica de: la Refinería del Pacífico, Petro-Ecuador EP.
- En cuanto a las inversiones, se realizan con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica, considerando los parámetros de calidad del servicio, confiabilidad, establecidos en la normativa vigente.

#### **CASO PLUS**

- El escenario de demanda, considera el Caso B y la hipótesis No. 5, que se caracteriza por incluir la carga eléctrica de la Refinería del Pacífico, Petro Ecuador y el ingreso de aproximadamente 3,5 millones de cocinas eléctricas, entre el año 2015 y el 2017.
- En lo referente a las inversiones, se realizan con el objetivo de abastecer adecuadamente los requerimientos de la demanda de ese escenario, fortaleciendo de sobremanera el equipamiento en transmisión y distribución, ya que en estas etapas se intensificará el efecto de la transmisión y distribución de la energía adicional, por los sistemas de cocción eléctrica.

Es importante indicar que los valores para las distintas hipótesis para los escenarios de simulación son diferentes, debido a que ambos tienen distinta línea base, los valores y el número de cargas eléctricas varían, la demanda de la industria petrolera cambia al igual que la construcción de las hipótesis.

### **3.2.2 PARÁMETROS DE SIMULACIÓN**

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

Cálculo del Costo Medio de Generación – CMG:

- Plan de expansión de generación.

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

Costo de Transmisión:

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

Costo de Distribución:

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

### 3.3. Análisis de Resultados

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

#### 3.3.1 CASO BASE:

##### 3.3.1.1 Generación

##### **INVERSIÓN**

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electrificación, se propone en el capítulo de expansión de la generación una asignación de recursos por el orden de USD 6.304 millones, como se muestra en la TABLA 3.1, enfocando el 87,87% de las inversiones en proyectos hidroeléctricos que permita la autonomía energética del país.

**TABLA 3.1 DETALLE DE INVERSIÓN**

Proyectos	Número	Montos MMUSD	Participación %
Hidroeléctricas	17	5.539	87,87
Termoeléctricas	5	385	6,11
Eólicas	2	75	1,19
Geotérmicas	2	305	4,83
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>6.304</b>	<b>100,00</b>

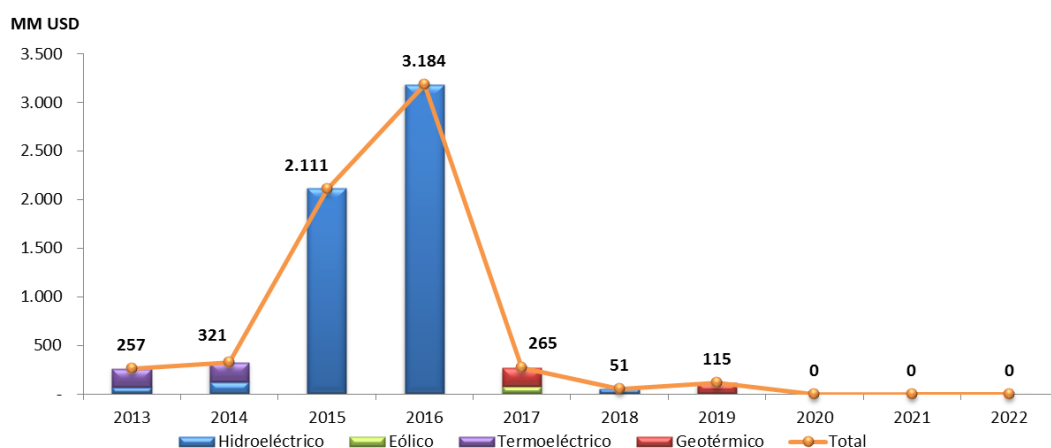
**TABLA 3.2 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE PROYECTO**

Proyectos	Potencia MW	Energía Generada Promedio GWh/año	Participación %
Hidroeléctricas	2.995	17.089	83,79
Termoeléctricas	376	2.547	12,49
Eólicas	30	128	0,63
Geotérmicas	80	631	3,09
<b>Total</b>	<b>3480,81</b>	<b>20394,05</b>	<b>100,00</b>

Así mismo, se indica en la Tabla 3.4 la participación desde el punto de vista público y privado en la cual si bien el 93,54% es pública, si existe un espacio para la inversión privada.

**TABLA 3.3 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE INVERSIÓN**

Proyectos	Número	Montos MMUSD	Participación %
Privados	6	407	6,46
Públicas	20	5.897	93,54
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>6.304</b>	<b>100,00</b>

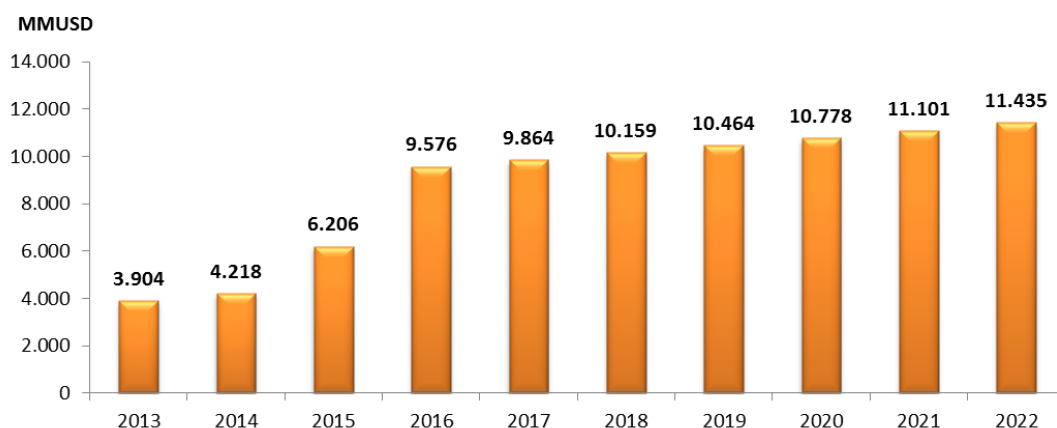


**FIG. No. 3.1: INVERSIONES DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**

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.

## ACTIVOS

Definidos los montos de inversión, se incluyen estos valores en los activos en servicio de cada unidad de generación, año a año, durante el período de análisis, como se muestra en la FIG. No. 3.2.



**FIG. No. 3.2: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN**

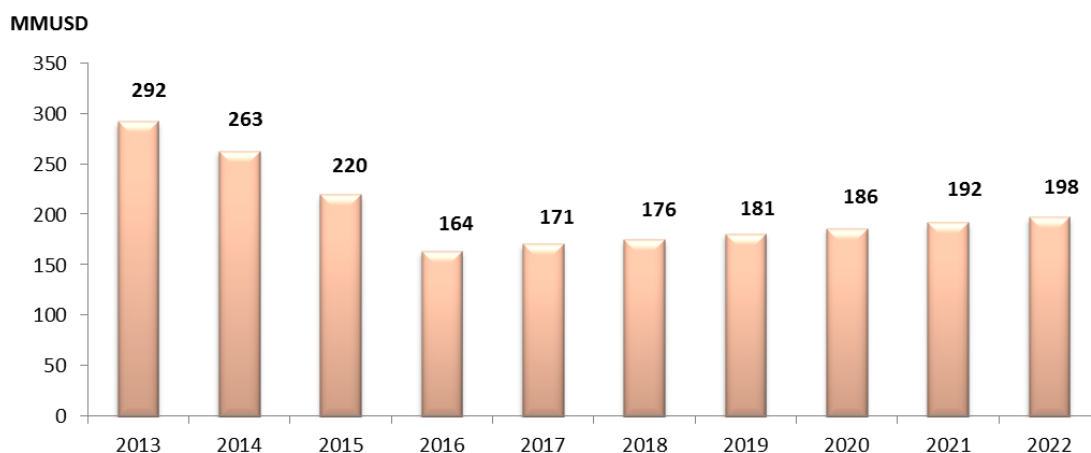
En la FIG. No. 3.2 se puede identificar dos variaciones importantes, entre el año 2014 y 2015 con la entrada en operación de las centrales: Toachi-Pilatón, Paute-Sopladora, Manduriacu, Santa Cruz, Delsi Tanisagua y Quijos, con un monto de USD 2.111,13 millones; en tanto que, entre el año 2015 y 2016, con la entrada en operación de centrales: Minas-San Francisco y Coca Codo Sinclair por el valor de USD 3.184,12 millones, todas estas centrales hidroeléctricas. Esto quiere decir que la inversión reflejada en la operación de las centrales antes descritas representa un 96% hidroeléctrica y 84% del total de la inversión de todo el período de análisis.

Finalmente, la entrada en operación de las nuevas centrales de generación incide en un incremento sustancial de los activos en servicio, evolucionando de USD 4.404 millones en el año 2013 a USD 12.454 millones al final del período, año 2022.

## **COSTOS**

### **COSTOS FIJOS**

Una vez aplicada la metodología para la determinación de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento se obtuvieron los costos fijos para la etapa de generación, los cuales se observan en la figura a continuación.



**FIG. No. 3.3: COSTO FIJOS EN GENERACIÓN**



En la FIG. No. 3.3 se presentan los resultados, año a año, del costo fijo para las centrales existente y nuevas, la variación del periodo 2013 – 2016 responden al proceso de ajuste de los costos de las centrales en operación, mientras que a partir del año 2017 la variación de los costos fijos es consecuencia de la entrada en operación de las nuevas centrales de generación. Los costos fijos para el año 2013 se ubicaron en USD 292 millones y al final del periodo de análisis en USD 198 millones.

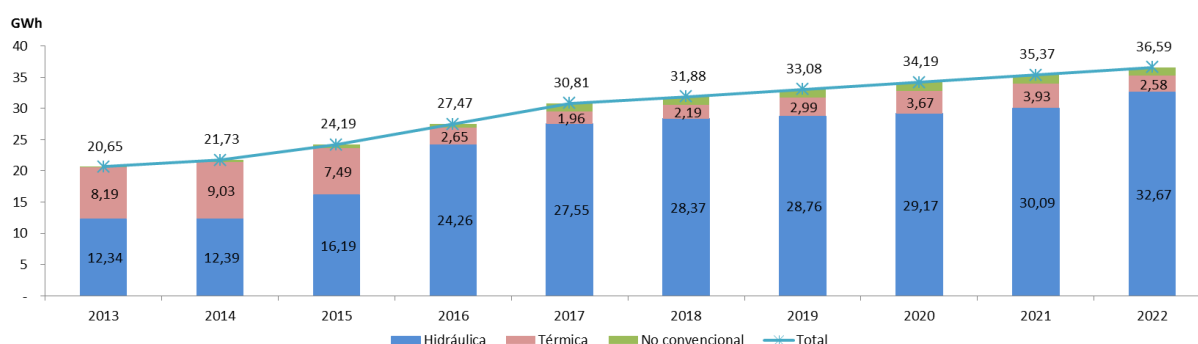
Si se hace una comparación de los costos fijos frente al activo en servicio la relación se encuentra dentro de límites de referencias internacionales, confirmando la característica propia de un monopolio natural con relación a los requerimientos de inversión inicial.

## COSTOS VARIABLES

### ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante el período de análisis del presente PME, se aprecian diferentes escenarios de aporte energético del parque generador ecuatoriano, debido al ingreso constante de centrales de generación de diversa tecnología, tendiendo siempre a hacer uso del amplio recurso hídrico existente en el país. Así mismo, por el lado de la demanda es notable la tendencia al cambio de la matriz energética, otorgando soporte a sectores económicos sensibles del desarrollo del país en la eficiencia, confiabilidad y disminución de costos otorgado por el abastecimiento de energía desde el sector eléctrico. Esto se evidencia claramente, en la certidumbre de confiar al trabajo del sector eléctrico grandes proyectos como la Refinería del Pacífico, la inclusión de sistemas de cocción eléctrica (para el siguiente Caso Plus) en los hogares ecuatorianos, proyectos ambiciosos de movilización urbana, entre otros.

Por el dinamismo de esta estructura: fuente de abastecimiento vs. carga a ser abastecida; en los resultados de las simulaciones de despacho del parque generador se obtienen comportamientos diferentes en cada año, según la FIG. No. 3., y consecuentemente, una variación del costo medio de generación, provocado principalmente por los costos propios de producción y composición del bloque de generación que participa para cubrir la demanda.



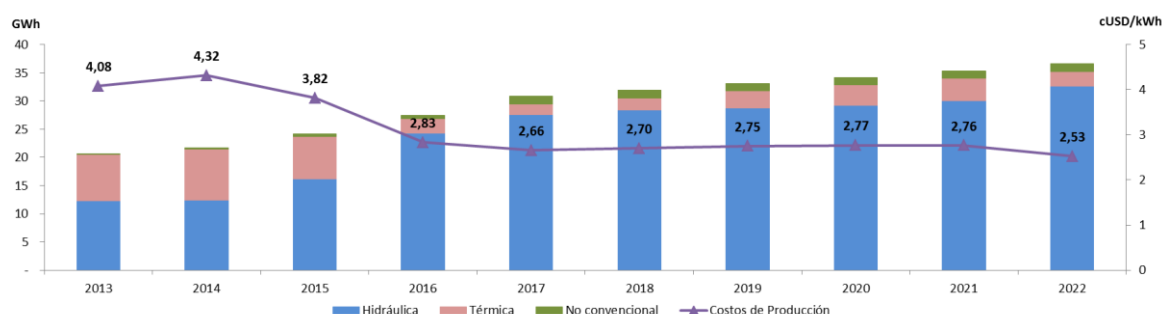
**FIG. No. 3.4: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**

Con el fin de abastecer la demanda, se utilizarán los recursos de generación, para simular un despacho económico que optimice los costos totales de producción, dentro del período de análisis. Producto de este despacho se obtiene la FIG. No. 3., en la que se aprecia la composición de la generación por tipo de tecnología.

Transiciones de mucho interés se aprecian entre los resultados de cada año. Uno de los más sobresalientes, se observa entre los años 2014-2015 y el 2015-2016, ya que el aporte del parque generador hidroeléctrico se incrementa sustancialmente, esto se debe a la incorporación de los proyectos emblemáticos que utilizan esta tecnología.

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

Las premisas, corolarios y efectos comentados en los párrafos precedentes, se reflejarán directamente en la estimación de los costos de producción de energía anuales, para el horizonte de tiempo analizado en el presente PME; observándose un comportamiento del costo, directamente relacionado con la participación porcentual de la generación hidroeléctrica. Así, mientras más energía hidroeléctrica se utiliza para el abastecimiento de la demanda, menos recursos térmicos se requieren, lo que implica un costo unitario menor de la actividad de generación, como se puede observar en la FIG. No. 3.:



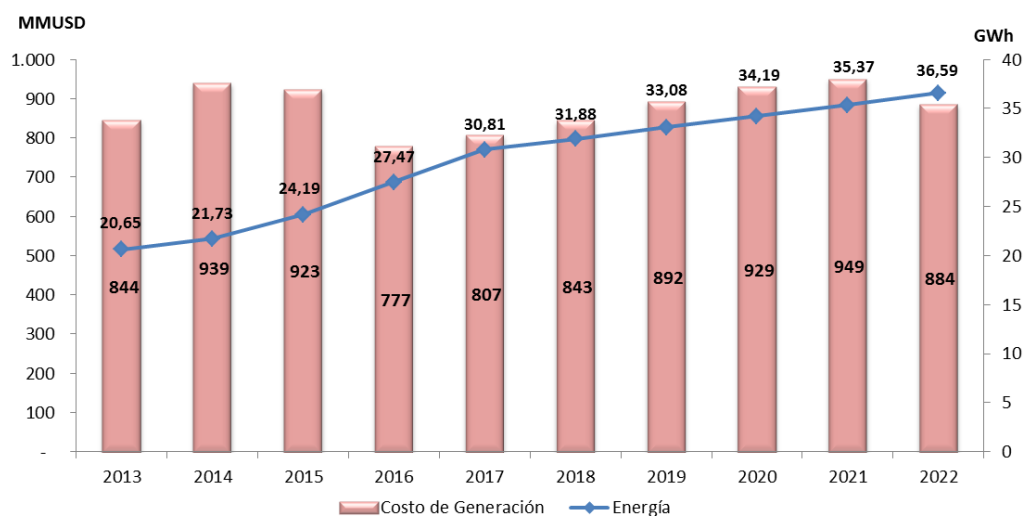
**FIG. No. 3.5: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN vs COSTO DE PRODUCCIÓN**

### ***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 SNI (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 SNI, ya que este hecho, produce el efecto de gran variación de costos en períodos lluviosos y de estiaje.



**FIG. No. 3.6: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN Y ENERGÍA**

### 3.3.1.2 Transmisión

#### INVERSIÓN

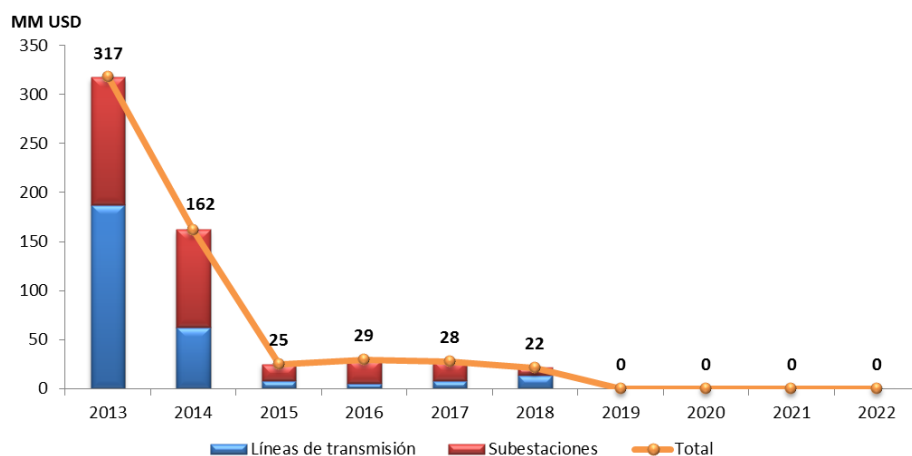
El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de USD 583 millones, de los cuales el 49,08% será destinado para líneas de transmisión y el restante 50,92% para subestaciones, como se indica en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4 DETALLE DE INVERSIÓN**

	Presupuesto MUSD	Participación Individual %	Participación Total %
<b>Líneas de Transmisión</b>	<b>286.147</b>	<b>100,00</b>	<b>49,08</b>
Nivel I (138)	7.989	2,79	
Nivel II (230)	124.471	43,50	
Nivel III (500)	153.687	53,71	
<b>Subestaciones</b>	<b>296.902</b>	<b>100,00</b>	<b>50,92</b>
Reducción	147.410	49,65	
Elevación	37.935	12,78	
Seccionamiento	111.557	37,57	
<b>Total</b>	<b>583.049</b>		<b>100,00</b>

De la Tabla 3.4 se obtiene que la mayor concentración de la inversión se produce en la construcción de líneas a nivel de voltaje de 500 kV, representando el 26,36% del total invertido en el período de análisis, lo que provocará un gran fortalecimiento del sistema, y además, ayudará a evacuar la energía producida por la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, por lo que es

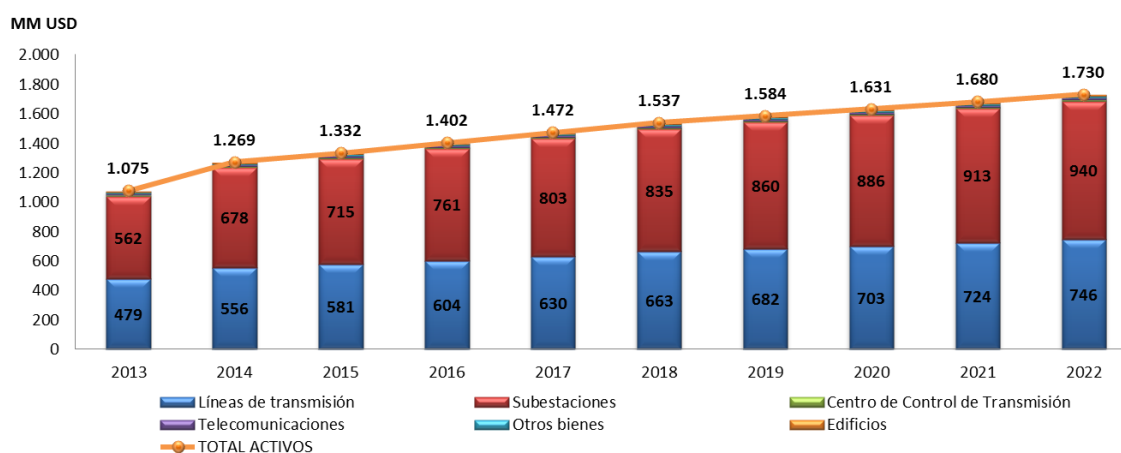
imperativo la asignación de recursos económicos, suficientes y en forma oportuna, para la ejecución de las obras de expansión.



**FIG. No. 3.7: INVERSIONES DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ACTIVIDAD**

## ACTIVOS

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 FIG. No. 3.8.

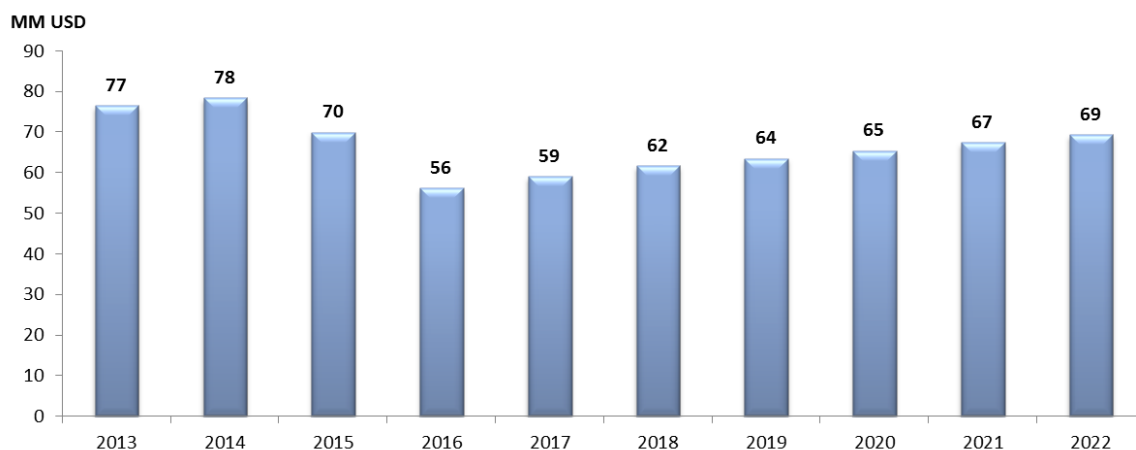


**FIG. No. 3.8: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN**

En la FIG. No. 3.8, se puede identificar variaciones importantes, en el año 2013 y 2014 con la entrada en operación de subestaciones y líneas de transmisión, con un monto de USD 479 millones; esto quiere decir que la inversión representa un 52% en subestaciones y 48% en líneas, y al compararlo con las inversiones de todo el período de análisis, representa el 82%. La variación de activos es del 60,94% comparado con el año inicial del período, alcanzando los USD 1.730,3 millones al año 2022.

## COSTOS

Así mismo, aplicando la metodología para determinación de costos, se presentan los resultados de costos de Administración, Operación y Mantenimiento, en la FIG. No. 3.:



**FIG. No. 3.9: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN**

En la FIG. No. 3., se presentan los resultados del costo que representa operar el sistema nacional de transmisión, la variación del período 2013 - 2016 responde al proceso de ajuste de los costos del sistema, mientras que a partir del año 2017 se evidencia una variación sin mayores saltos, debido a que la inversión para estos años no es significativa. Se aprecia que los costos para el año 2013 se ubicaron en USD 77 millones y al final del período de análisis en USD 69 millones.

#### ***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 y gestión socio ambiental, con lo cual se mantiene el supuesto que el Ministerio de Finanzas garantizará los recursos necesarios en el tiempo requerido para las inversiones del Sistema Nacional 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 (USD), con el total de energía que fluirá por el sistema (MWh).

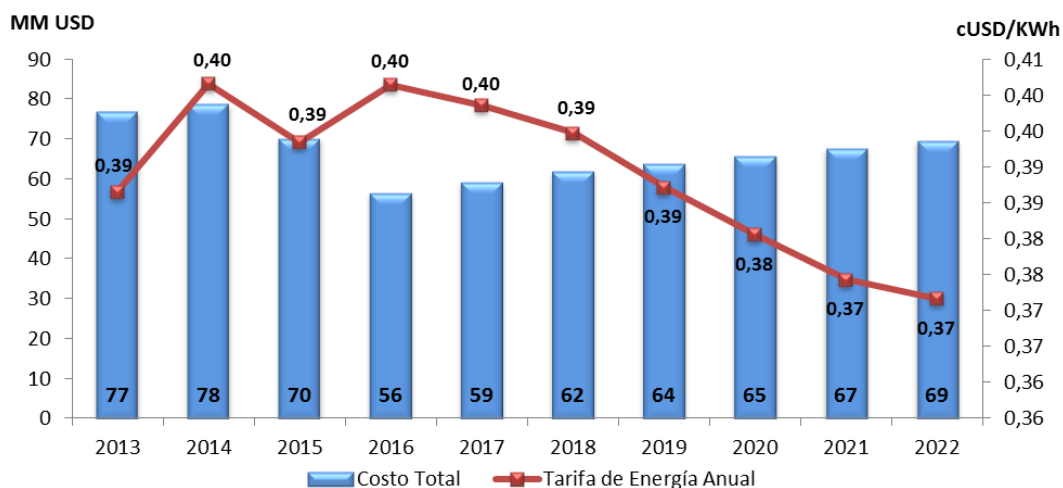


FIG. No. 3.4: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN

### 3.3.1.3 Distribución

La distribución constituye dentro de la cadena del sector eléctrico, el eslabón mediante el cual se coloca a disposición la oferta de generación para los consumidores finales, 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 6,00 millones de clientes regulados, que variará, a lo largo del horizonte de tiempo analizado, en 29,75%, respecto del año 2013, y de esta manera también se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 51,63%, respecto al año 2013, como se evidencia en la FIG. No. 3.5:

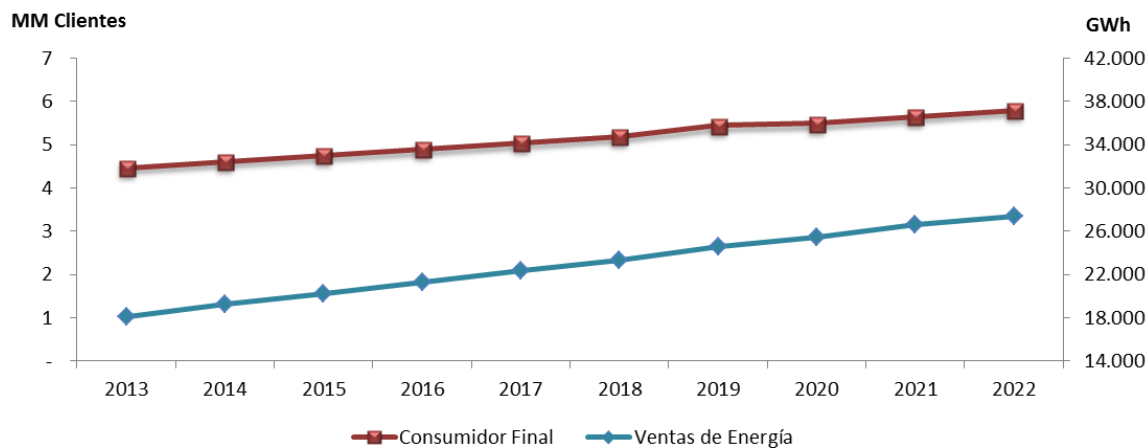


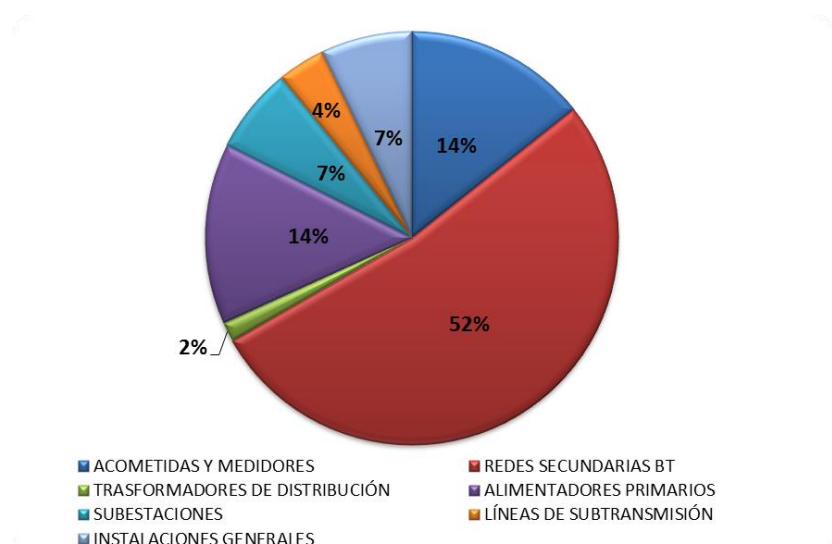
FIG. No. 3.5: CONSUMIDOR FINAL VS VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

De lo indicado en la FIG. No. 3.5, el presupuesto previsto para el sistema de distribución es de USD 2.242 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.

**Tabla 3.5 DETALLE DE INVERSIÓN**

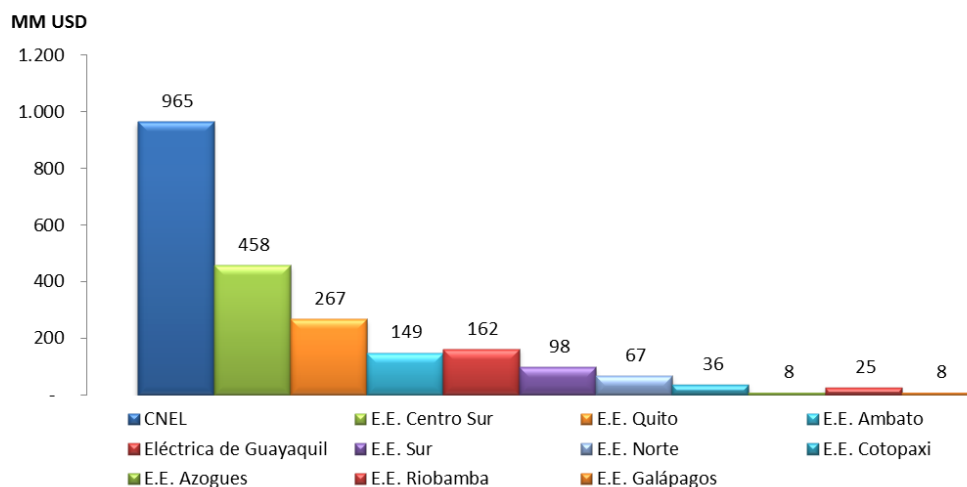
CONCEPTO	PRESUPUESTO MM USD	PARTICIPACIÓN %	PARTICIPACIÓN SECCIÓN %
Acometidas y Medidores	320,83	14,30	66,72
Redes Secundarias	1.175,59	52,42	
Trasformadores de Distribución	33,72	1,50	15,70
Alimentadores primarios	318,38	14,20	
Subestaciones	151,25	6,74	10,45
Líneas de Subtransmisión	83,22	3,71	
Instalaciones Generales	159,85	7,13	7,13
<b>TOTAL</b>	<b>2.243</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Se puede observar que la mayor concentración de la inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de USD 1.495 millones y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de USD 351 millones y para Subestaciones y Líneas de Subtransmisión USD 324 millones, que representa el 66,72%, 15,70% y 10,45% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.



**FIG. No. 3.6: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR TIPO DE ETAPA FUNCIONAL**

En lo que respecta a los requerimientos de inversión por empresa distribuidora, se presenta en la siguiente tabla en la que se evidencia que el 43,02% de capital serán dirigidos para la Corporación Nacional de Electricidad CNEL.

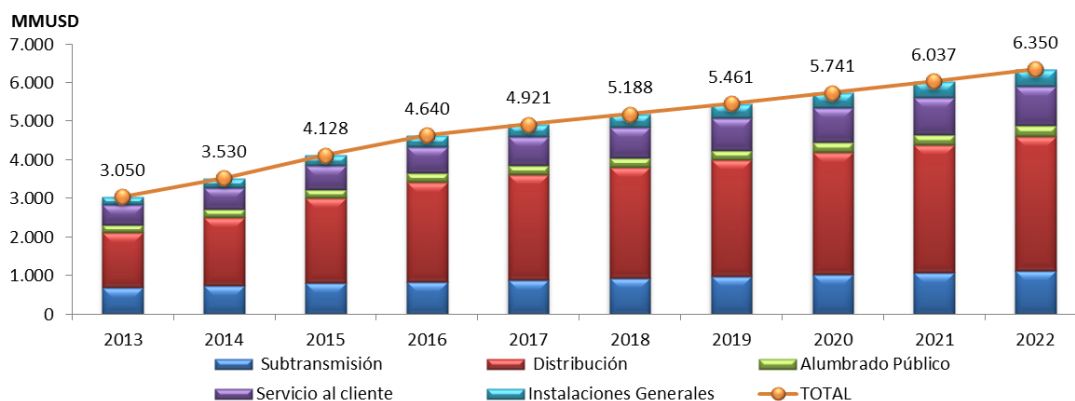


**FIG. No. 3.7: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA**

En la FIG. No. 3.7, se evidencia que las distribuidoras con mayor presupuesto serán CNEL, E.E. Centro Sur y la E.E. Quito.

### 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 FIG. No. 3.8:



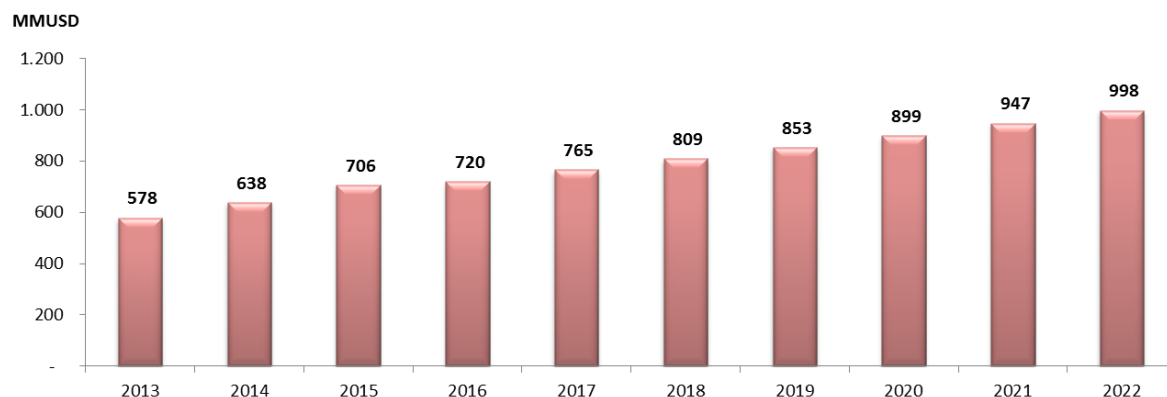
**FIG. No. 3.8: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN**

De la FIG. No. 3.8, de acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se prevé que los activos al 2013 se ubiquen en USD 3.050 millones, mientras que para el año 2022 alcanzarían los USD 6.350 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 FIG. No. 3.9.





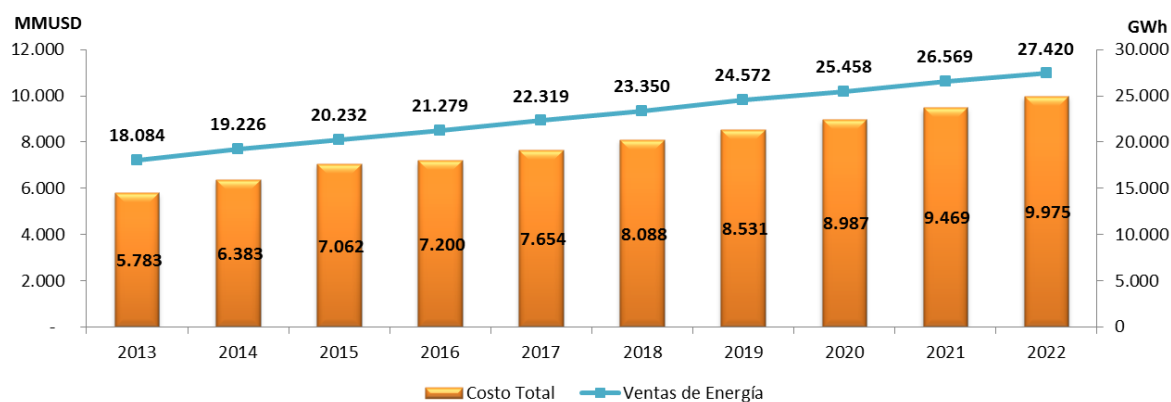
**FIG. No. 3.9: COSTOS DE DISTRIBUCIÓN**

En la FIG. No. 3.9, se presentan los resultados del costo que representa operar el sistema nacional de distribución, la variación durante el periodo de estudio es normal, a pesar que la inversión para estos años es significativa. Por lo tanto, los costos para el año 2013 estarían en los USD 502 millones y al final del 2022 se ubicarían en USD 646 millones, 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 procedido a efectuar la modelación de los costos de distribución, bajo las directrices descritas anteriormente, no obstante ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: Los costos de distribución se circunscriben al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de calidad del servicio y gestión socio ambiental, con lo cual el financiamiento requerido para las inversiones del Sistema Nacional de Distribución será a través del Presupuesto General del Estado.

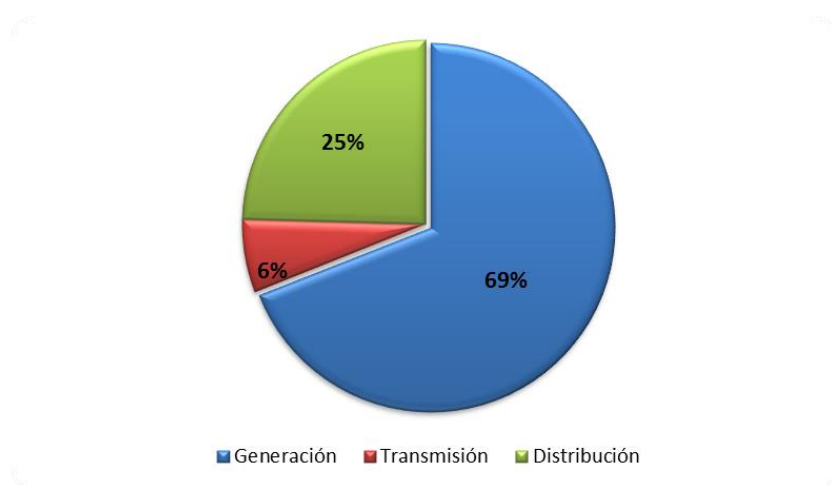
Con estos antecedentes, se presenta a continuación la evolución de los costos de distribución y las ventas de energía a realizarse en el periodo de estudio.



**FIG. No. 3.10: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN**

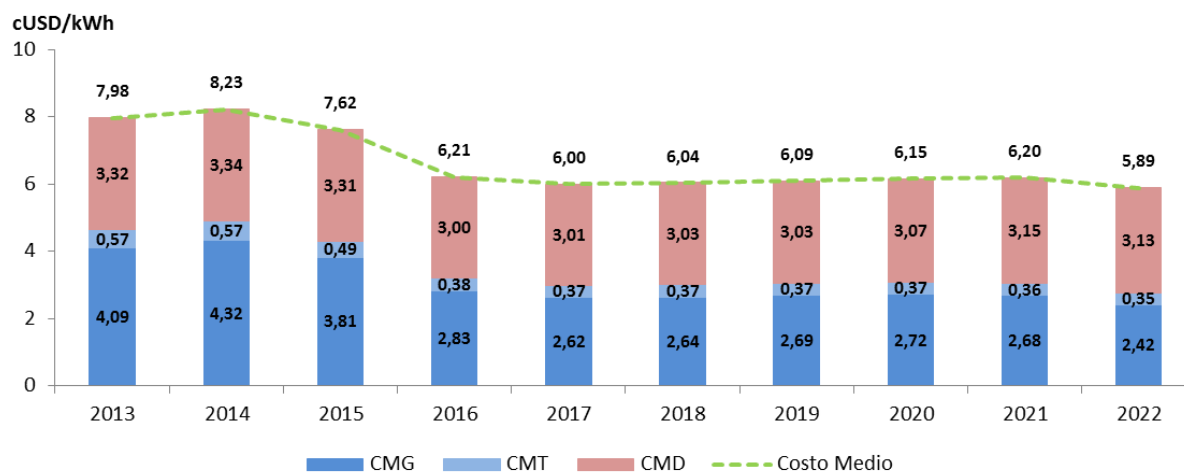
### 3.3.1.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario

En este escenario analizado del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, se considera un monto global de inversiones de USD 8.332,7 millones, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la FIG. No. 3.11:



**FIG. No. 3.11: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR ACTIVIDAD**

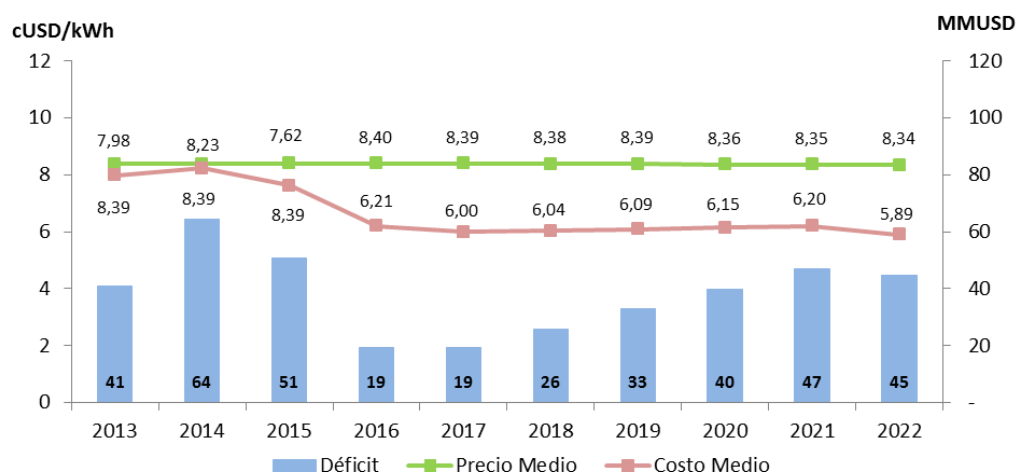
Los resultados obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en la FIG. No. 3.12:



**FIG. No. 3.12: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

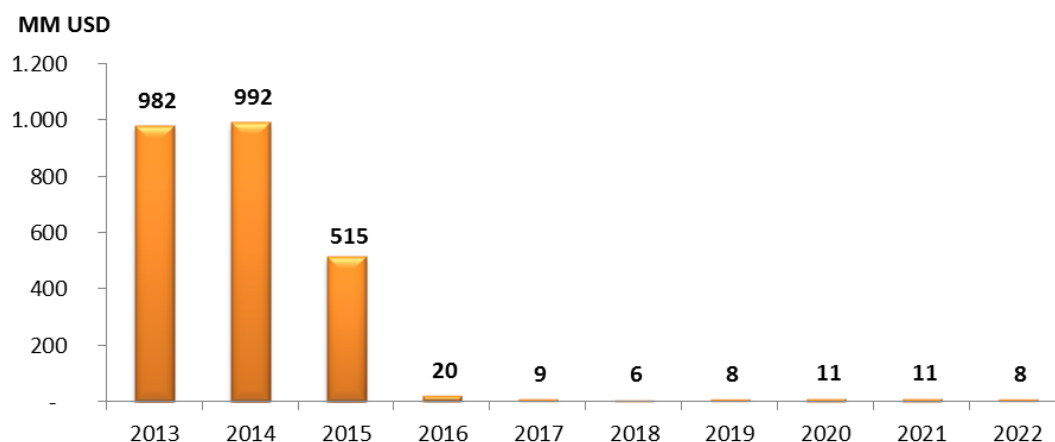
En este sentido, en el período 2013 - 2015 el costo del servicio es alto en relación a todo el período de análisis, principalmente por el componente de generación. Una vez que las nuevas centrales hidroeléctricas entran en operación, a partir del año 2015, se desplaza la generación térmica de tal forma que el costo de generación disminuye.

Por otra parte, para la estimación del Déficit Tarifario se considera que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores que fueron aprobados para el año 2012, consecuentemente, se obtienen los resultados que se muestran en la FIG. No. 3.:



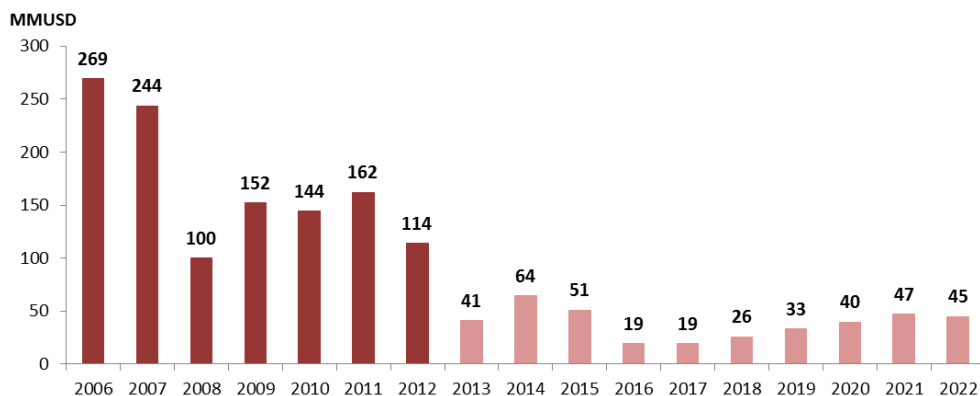
**FIG. No. 3.19: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

Finalmente, se estima un déficit tarifario por USD 384 millones para los 10 años, de los cuales el 40,55% se acumula en los tres primeros años, la justificación radica en el elevado consumo de combustibles para la generación que es básicamente térmica, sin embargo, esta situación cambia a partir del año 2016, con la entrada en operación de las nuevas centrales de generación hidroeléctrica. Como consecuencia, en el gráfico a continuación se puede observar la reducción del subsidio de combustible en el periodo de análisis.



**FIG. No. 3.13: EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE COMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN**

Adicionalmente, se debe mencionar que la evolución del Déficit 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. Sin embargo como se observa en el gráfico a continuación este subsidio mantiene una tendencia negativa, más aun si se lo compara con valores históricos reales desde el año 2006.

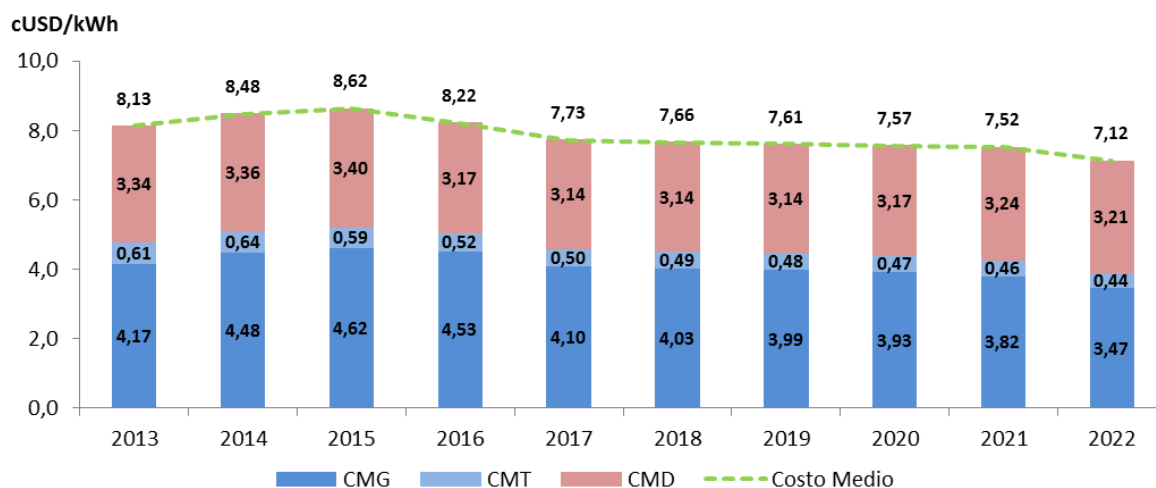


**FIG. No. 3.14: EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO**

### 3.3.1.5 *Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio*

Conforme la normativa vigente, el caso anterior de este capítulo, no toma en cuenta los costos de inversión para la determinación de los costos totales y por ende no influyen en el déficit tarifario. Sin embargo, es necesario revisar la posibilidad de que, estos montos no puedan ser cubiertos por el Estado Ecuatoriano y deban ser incluidos como parte del costo del servicio.

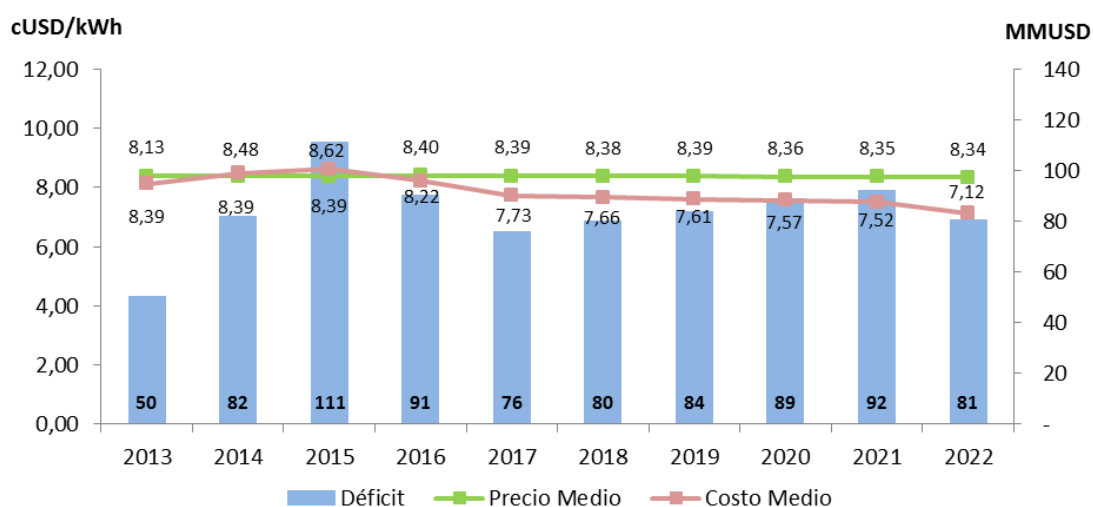
Los resultados obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en el siguiente gráfico:



**FIG. No. 3.15: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

En este sentido, en el período 2013 - 2015 el costo del servicio es alto, en relación a todo el período de análisis, principalmente por el costo de generación.

Por otra parte, para la estimación del Déficit Tarifario, se considera que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores fueron aprobados para el año 2012, obteniéndose los resultados que se muestran en el siguiente gráfico:



**FIG. No. 3.16: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

Finalmente, se estima un déficit tarifario de USD 835 millones, casi tres veces mayor comparado con el caso anterior.

### 3.3.2 CASO PLUS:

Conforme a lo expuesto anteriormente, el caso plus incluye nuevas simulación para las etapas de generación, transmisión y distribución en vista de que se toma en cuenta la entrada de 3,5 millones de cocinas eléctricas a partir del año 2016. Razón por la cual se incrementan las inversiones a realizarse en las etapas de transmisión y distribución.

#### 3.3.2.1 Generación

##### INVERSIÓN

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

**Tabla 3.6 DETALLE DE INVERSIÓN**

Proyectos	Número	Montos MMUSD	Participación %
Hidroeléctricas	25	7.427	80,97
Termoeléctricas	7	1.099	11,98
Eólicas	1	37	0,40
Fotovoltaicos	1	610	6,65
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>9.173</b>	<b>100,00</b>

**Tabla 3.7 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE PROYECTO**

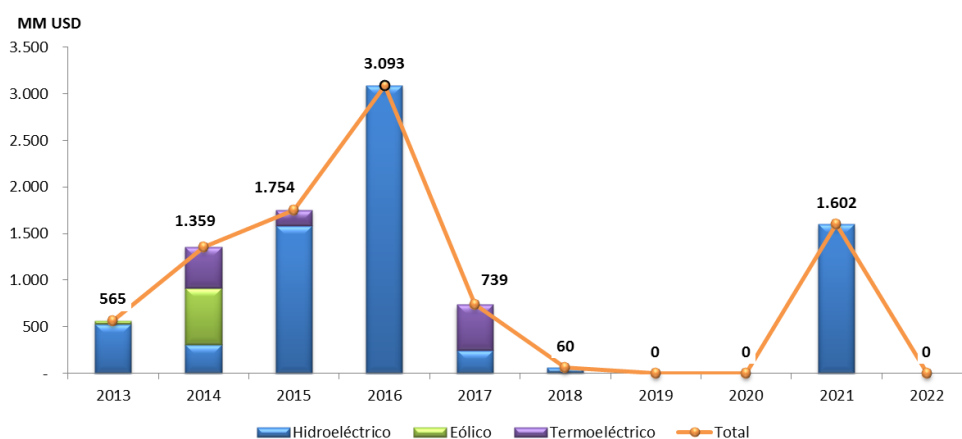
Proyectos	Potencia MW	Energía Generada Promedio GWh/año	Participación %
Hidroeléctricas	4.170	23.857	79,15
Termoeléctricas	841	5.831	19,34
Eólicas	217	454	1,51
<b>Total</b>	<b>5227,1</b>	<b>30.142</b>	<b>100,00</b>

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

**Tabla 3.8 PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR TIPO DE INVERSIÓN**

Proyectos	Número	Montos MMUSD	Participación %
Privados	8	1.142	12,45
Públicas	26	8.031	87,55
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>9.173</b>	<b>100,00</b>

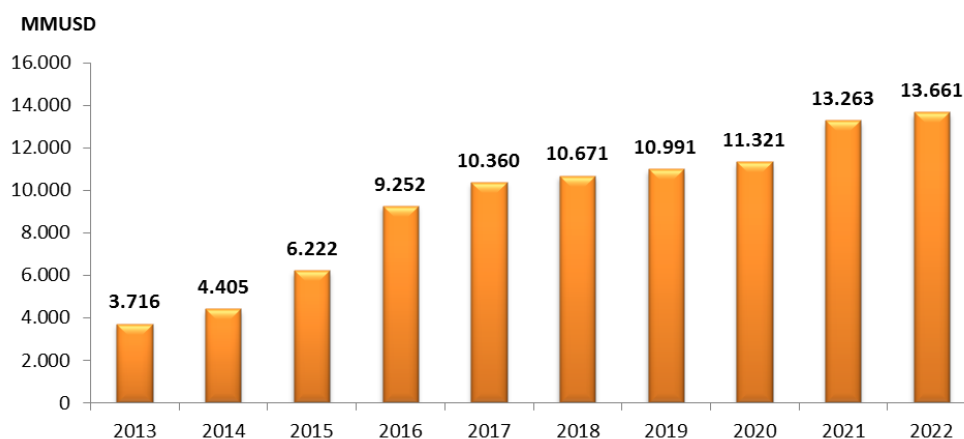
A continuación se puede observar los montos de inversión de acuerdo al año en que cada una de las centrales nuevas de generación empiezan su operación.



**FIG. No. 3.17: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**

## ACTIVOS

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

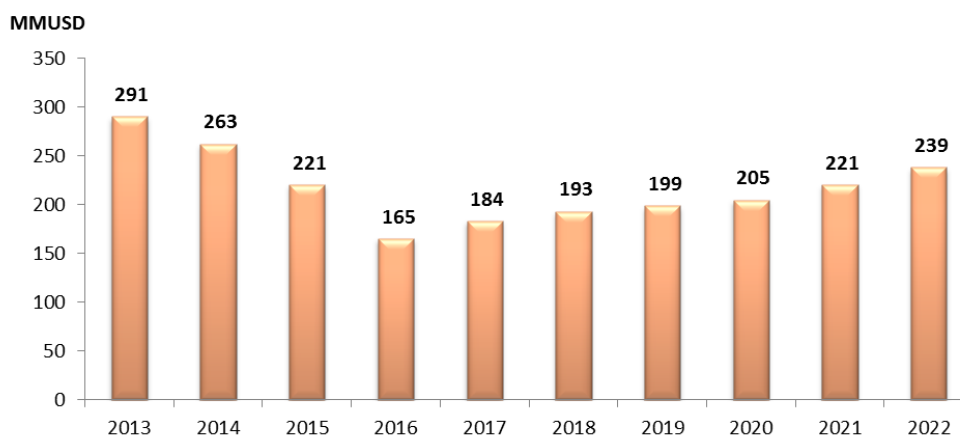


**FIG. No. 3.18: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN**

## Costos

### Costos Fijos

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



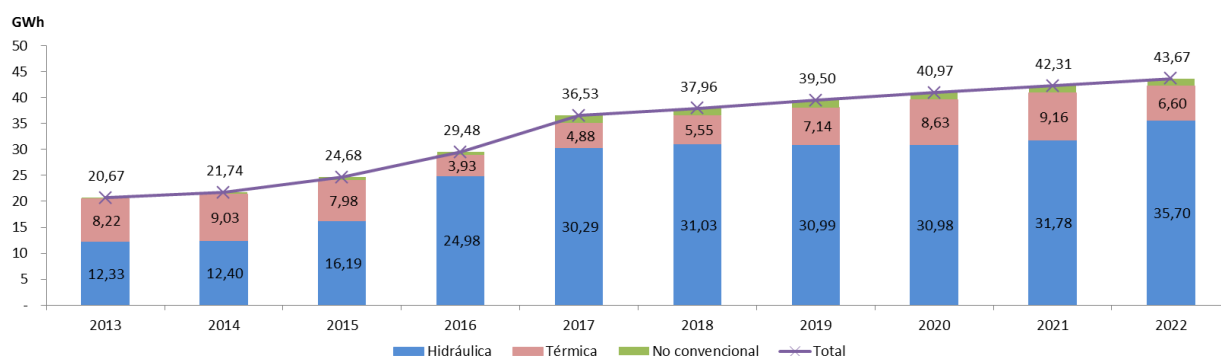
**FIG. No. 3.19: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN**

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

### Costos Variables

#### ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la FIG. No. 3.20, se aprecia los resultados de la producción de energía del parque generador, por tipo de tecnología. En este escenario, se observa que la incorporación de cargas eléctricas grandes, como el ingreso de sistemas de cocción a gran escala, se mantendrá la dependencia de la energía producida con recursos térmicos.



**FIG. No. 3.20: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA**

La FIG. No. 3.20, sirve como piedra angular para el análisis del comportamiento técnico que se tiene en el parque generador y permite, a la vez, establecer las variaciones de los costos que se tendrán en el mercado de generación debido a la necesidad de incrementar ciertas tecnologías de generación, principalmente, en un escenario en el que se consideren incrementos importantes en la demanda.

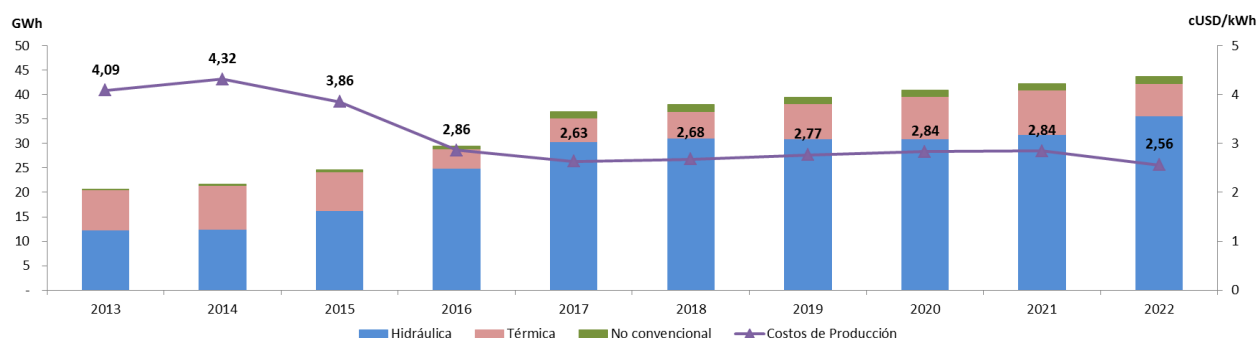
Muestra una herramienta de decisión para dinamizar el plan de expansión de la generación, ya que al evidenciarse la necesidad de generación térmica, posterior al ingreso de Coca-Codo Sinclair se deberá continuar inyectando inversiones a la construcción de centrales de generación nuevas y en la mejora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

### **Generación.**

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

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

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



**FIG. No. 3.21: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN vs COSTO DE PRODUCCIÓN**



Los costos de la FIG. No. 3.21, son mayores a los obtenidos en el Caso Inicial y observados en la FIG. No. 3., debido a que se requieren mayores recursos de energía, utilizando centrales de generación con costos de producción más elevados.

### COSTO MEDIO DE GENERACIÓN

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

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

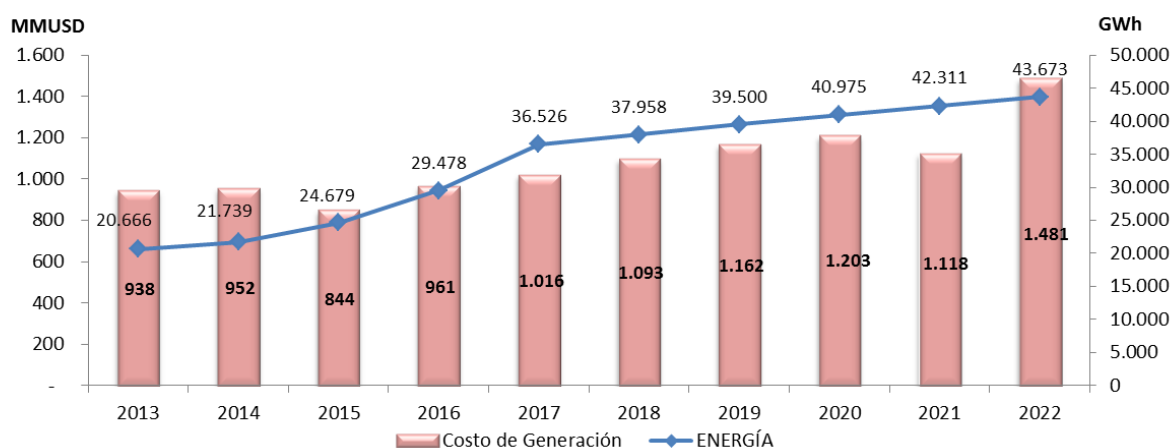


FIG. No. 3.22: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE GENERACIÓN

### 3.3.2.2 Transmisión

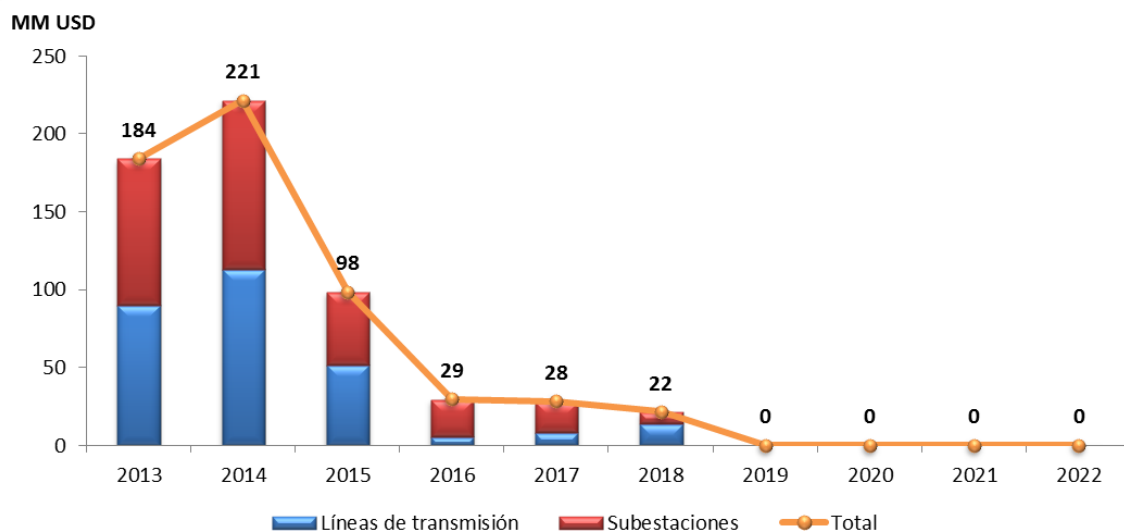
#### INVERSIÓN

Para la actividad de transmisión, el monto total que se requiere para cubrir el crecimiento de demanda eléctrica alcanza los USD 583,0 millones. Como se puede observar en el cuadro siguiente las inversiones se concentran en Líneas de Transmisión y Subestaciones.

Tabla 3.9 DETALLE DE INVERSIÓN

	Presupuesto MUSD	Participación Individual %	Participación Total %
<b>Líneas de Transmisión</b>	<b>286.147</b>	<b>100,00</b>	<b>49,08</b>
Nivel I (138)	7.989	2,79	
Nivel II (230)	124.471	43,50	
Nivel III (500)	153.687	53,71	
<b>Subestaciones</b>	<b>296.902</b>	<b>100,00</b>	<b>50,92</b>
Reducción	147.410	49,65	
Elevación	37.935	12,78	
Seccionamiento	111.557	37,57	
<b>Total</b>	<b>583.049</b>		<b>100,00</b>

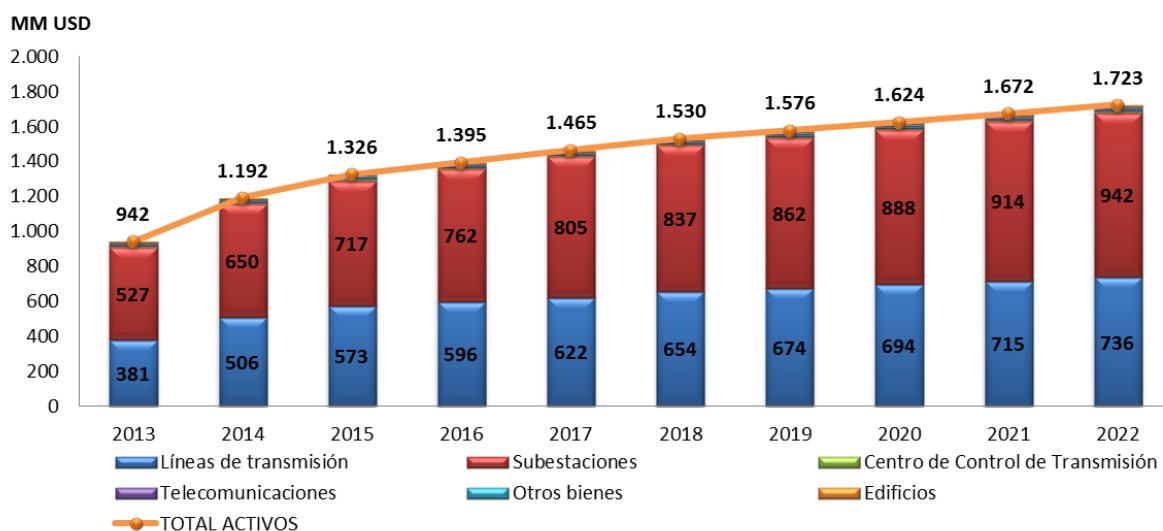
Como se observa en la tabla anterior, la inversión a realizarse se concentra en Líneas de Transmisión y Subestaciones. En el siguiente gráfico se observan los montos anuales.



**FIG. No. 3.30: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL EN TRANSMISIÓN POR ETAPA FUNCIONAL**

## ACTIVOS

Los nuevos requerimientos de inversión para la actividad de transmisión, dadas las particularidades del segundo escenario, generan un crecimiento del 82,87% de los activos en operación, cifra que para el año 2013 suma USD 941,9 millones y hasta el año 2022 alcanzaría los USD 1.722,5 millones.

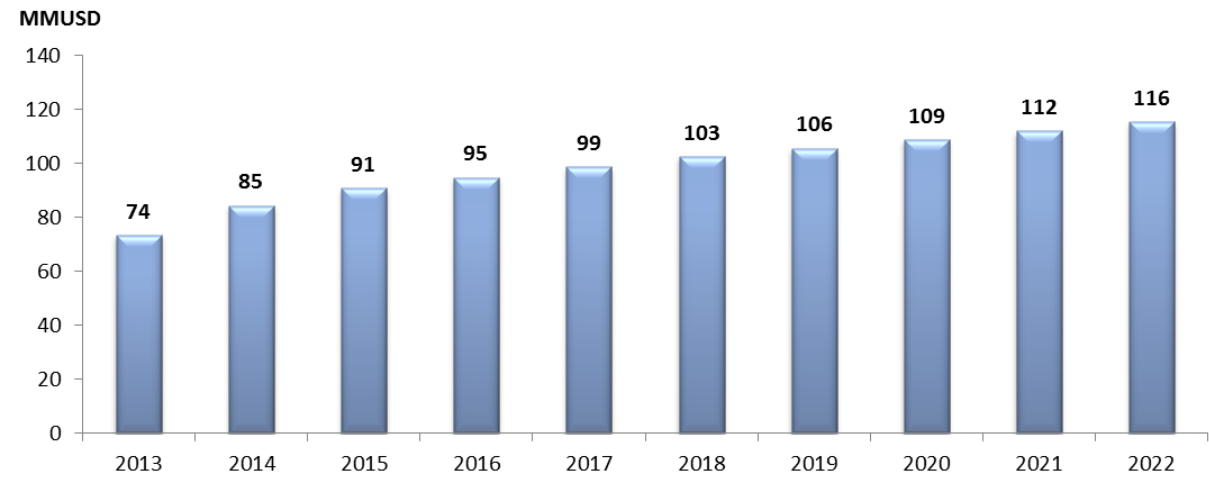


**FIG. No. 3.23: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN**

Revisando la composición de los activos, se evidencia que alrededor del 80% se concentra en Líneas de Transmisión y Subestaciones.

## COSTOS

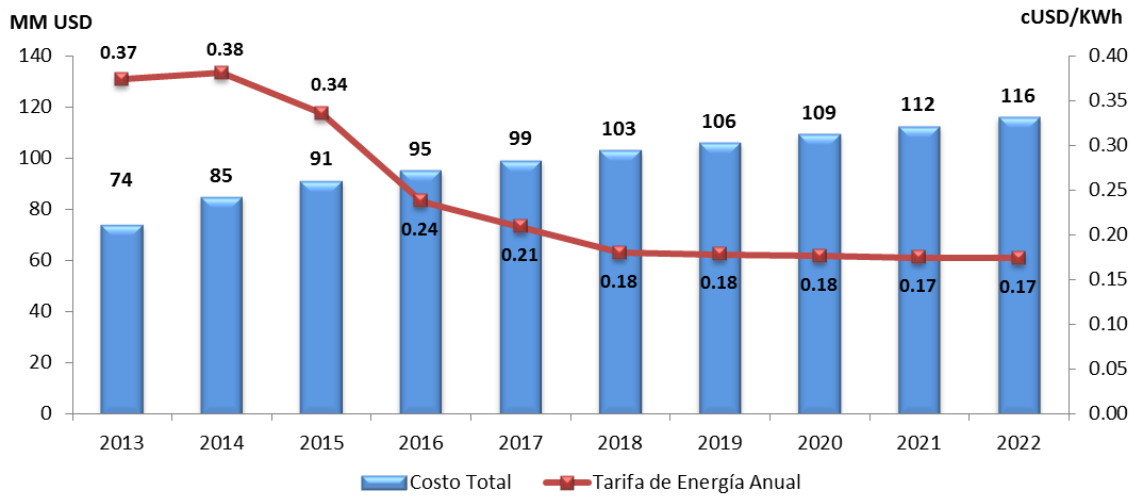
Una vez definidos los activos en operación para cada año, se procedió a definir los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento necesario para un manejo adecuado y eficiente del sistema de transmisión. Los resultados se muestran a continuación.



**FIG. No. 3.24: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN**

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

Por otro lado, a pesar del incremento de activos y costos, al relacionar los costos (USD) con la energía a ser transmitida (kWh), se mantiene una tendencia decreciente.



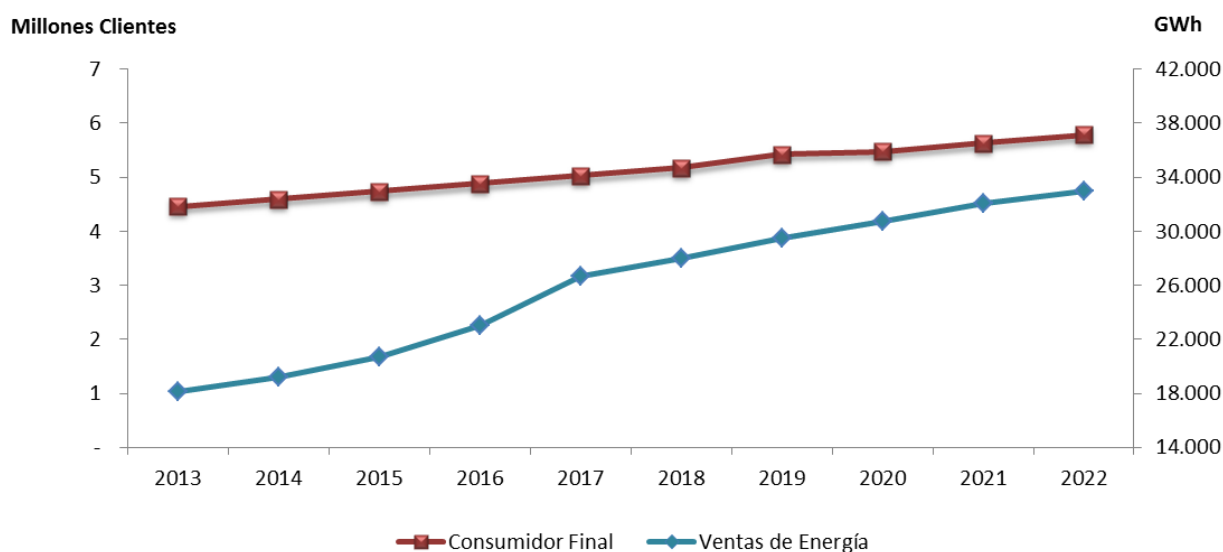
**FIG. No. 3.25: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE TRANSMISIÓN**

### 3.3.2.3 Distribución

#### INVERSIÓN

El cambio de la matriz productiva, requiere de mayores niveles de inversión en la etapa de distribución. La cual, al final del periodo de análisis se estima atenderá a alrededor de 6 millones de clientes. En lo que respecta a las ventas de energía, esta mantiene una tendencia creciente, concordante con el crecimiento de clientes, sin embargo se observa una variación importante para

los años 2016 y 2017. Esto se debe a que se estima para esos años la entrada de las cocinas eléctricas, lo que generaría un mayor requerimiento de energía eléctrica.



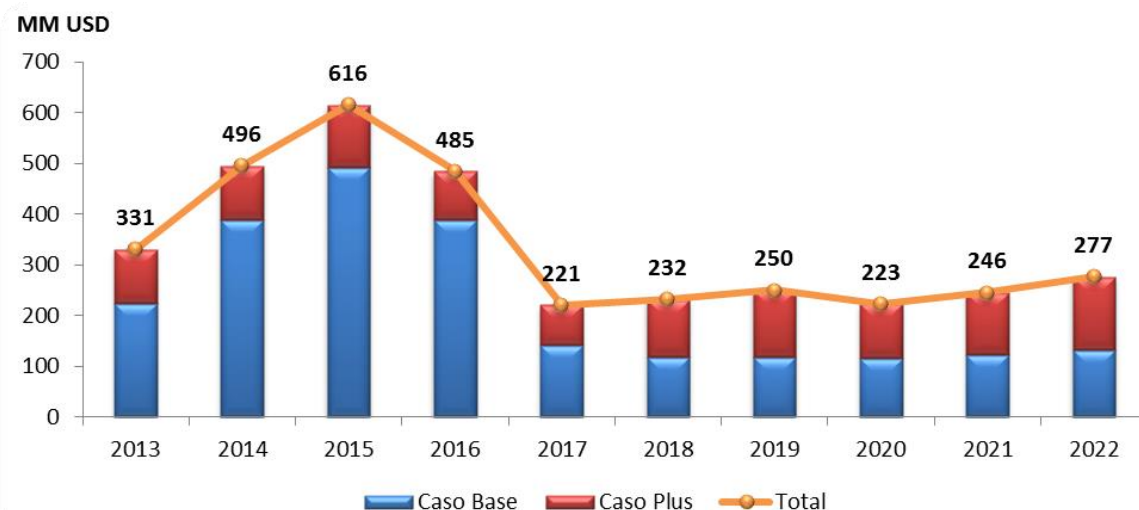
**FIG. No. 3.26: CONSUMIDOR FINAL VS VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En lo que respecta a distribución, el monto total de inversión requerido suma USD 1.134,9 millones, los cuales sumados a los USD 2.242,8 millones de la primera etapa alcanza un monto total del inversión de 3.377,7 millones.

**Tabla 3.10 DETALLE DE INVERSIÓN**

CONCEPTO	PRESUPUESTO MM USD	PARTICIPACIÓN %	PARTICIPACIÓN SECCIÓN %
Acometidas y Medidores	218,66	19,27	31,46
Redes Secundarias	138,36	12,19	
Trasformadores de Distribución	18,72	1,65	2,58
Alimentadores primarios	10,60	0,93	
Subestaciones	568,85	50,12	65,96
Líneas de Subtransmisión	179,69	15,83	
Instalaciones Generales	-	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>1.135</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

De la inversión adicional, debido a la incorporación de las cocinas eléctricas, se puede mencionar que el 65,96% será dedicado para Subestaciones y Líneas de Subtransmisión y el 31,46% para Acometidas y Medidores y Redes Secundarias.



**FIG. No. 3.27: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL DE TRANSMISIÓN**

En el gráfico anterior se evidencia la inversión total que se realizará en la etapa de distribución para los 10 años de análisis. Diferenciando la requerida para el caso base y el caso plus.

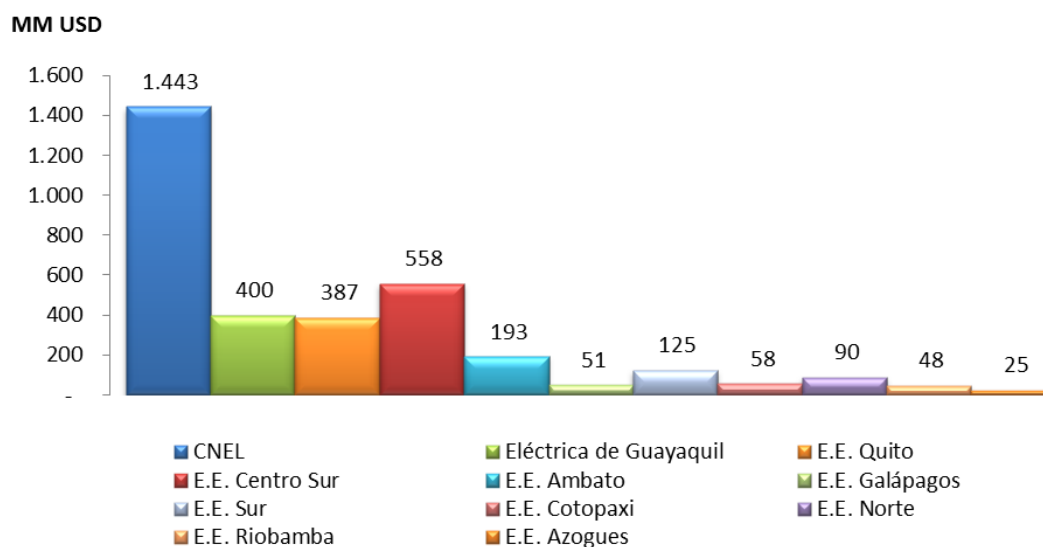
En la tabla que se muestra a continuación, se puede notar la participación en la inversión por cada una de las empresas de distribución que operan en el país.

**Tabla 3.11 Detalle de Inversión**

Empresa	Presupuesto MM USD	Participación %
CNEL-Bolívar	41,91	1,24
CNEL-EI Oro	172,28	5,10
CNEL-Esmeraldas	44,92	1,33
CNEL-Guayas Los Ríos	211,27	6,25
CNEL-Los Ríos	87,43	2,59
CNEL-Manabí	327,46	9,69
CNEL-Milagro	57,16	1,69
CNEL-Sta. Elena	196,68	5,82
CNEL-Sto. Domingo	189,31	5,60
CNEL-Sucumbíos	114,39	3,39
<b>CNEL</b>	<b>1.442,80</b>	<b>42,72</b>
E.E. Ambato	192,86	5,71
E.E. Azogues	24,64	0,73
E.E. Centro Sur	558,08	16,52
E.E. Cotopaxi	58,32	1,73
E.E. Galápagos	51,45	1,52
E.E. Norte	89,96	2,66
E.E. Quito	387,31	11,47
E.E. Riobamba	47,63	1,41
E.E. Sur	124,87	3,70

Eléctrica de Guayaquil	399,78	11,84
<b>TOTAL</b>	<b>3.377,70</b>	<b>100,00</b>

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



**FIG. No. 3.28: REQUERIMIENTOS DE CAPITAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA**

## ACTIVOS

Para distribución, los requerimientos de inversión entre el primer y segundo escenario llegan a duplicarse, razón por la cual los activos en servicio de cada una de las empresas, presenta un importante crecimiento; si se los observa como un conjunto, los activos totales del sistema de distribución para el año 2013 alcanzan los USD 3.282,4 millones, mientras que para el año 2022 suman USD 5.392,0 millones, mostrando una variación del 64,27%.

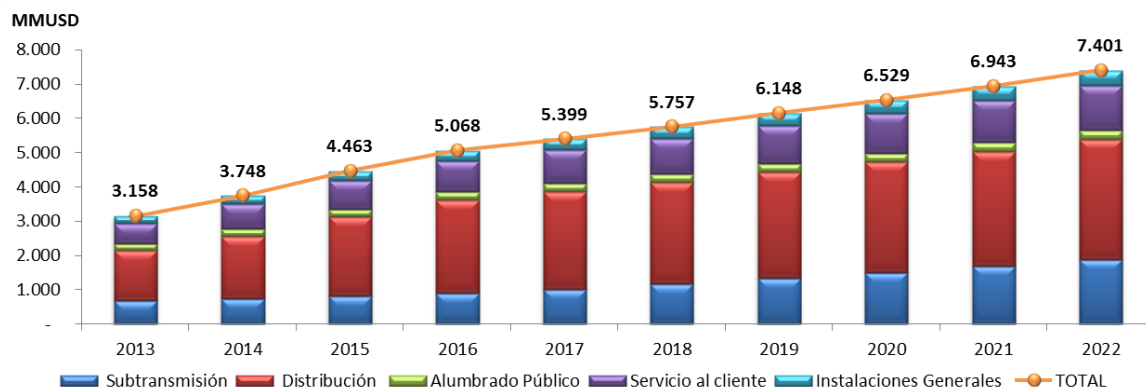


FIG. No. 3.29: EVOLUCIÓN DE LOS ACTIVOS EN DISTRIBUCIÓN

## COSTOS

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

Los Costos de operación y mantenimiento de distribución muestran una tendencia creciente, por lo que durante los diez años de análisis los costos varían en un 64,73%. Este comportamiento comparte la tendencia de las inversiones a realizarse en esta etapa.

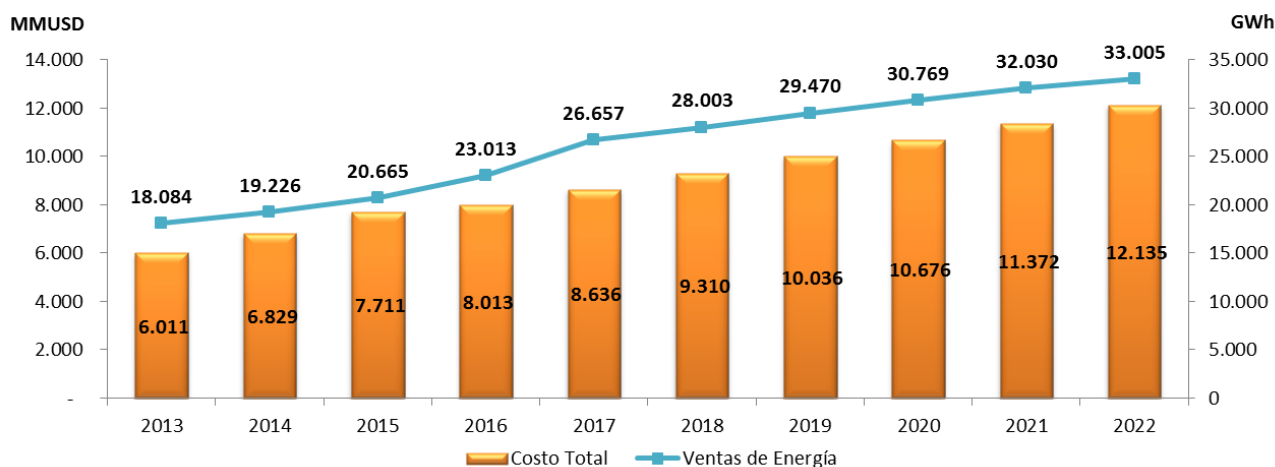
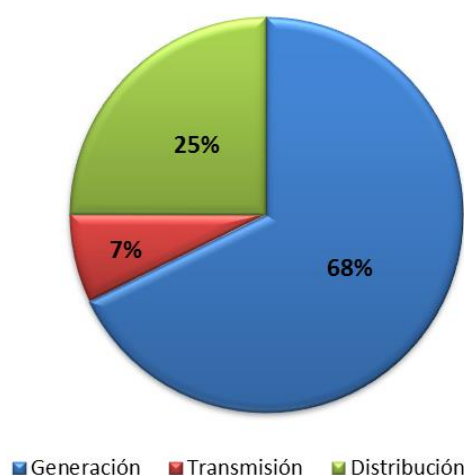


FIG. No. 3.30: EVOLUCIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN

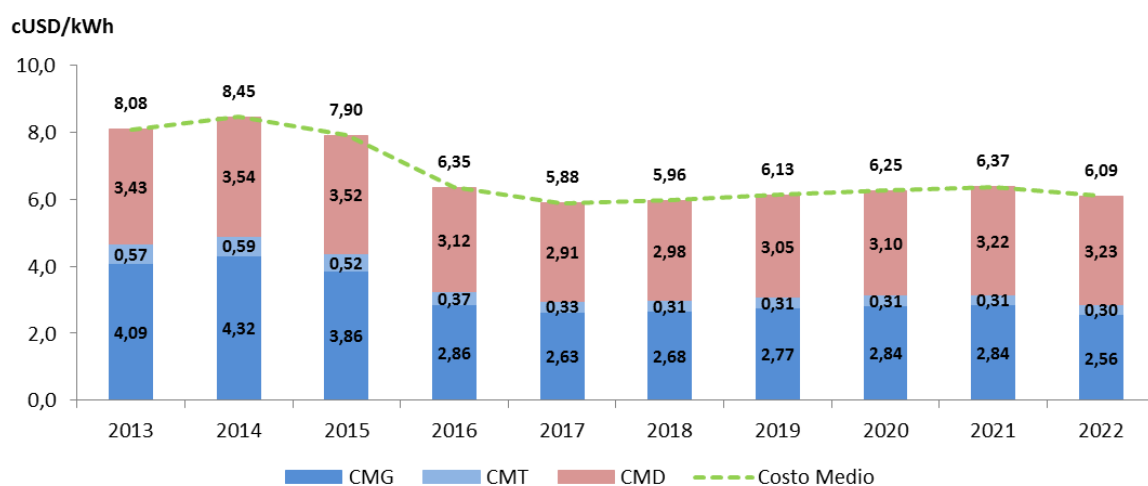
### 3.3.2.4 Costo del Servicio, Precio Medio y Déficit Tarifario

Para atender estas nuevas cargas eléctricas, las actividades de transmisión y distribución consideran nuevos proyectos a ser incluidos en el período de análisis, situación que no se replica para la actividad de generación, pues en este caso se presenta un plan de expansión distinto. En resumen el monto total a invertirse, entre el año 2013 hasta el año 2022 asciende a USD 13.532,5 millones.



**FIG. No. 3.39: PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN POR ACTIVIDAD**

Los resultados obtenidos para el costo unitario del servicio de energía eléctrica, sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en el siguiente gráfico:

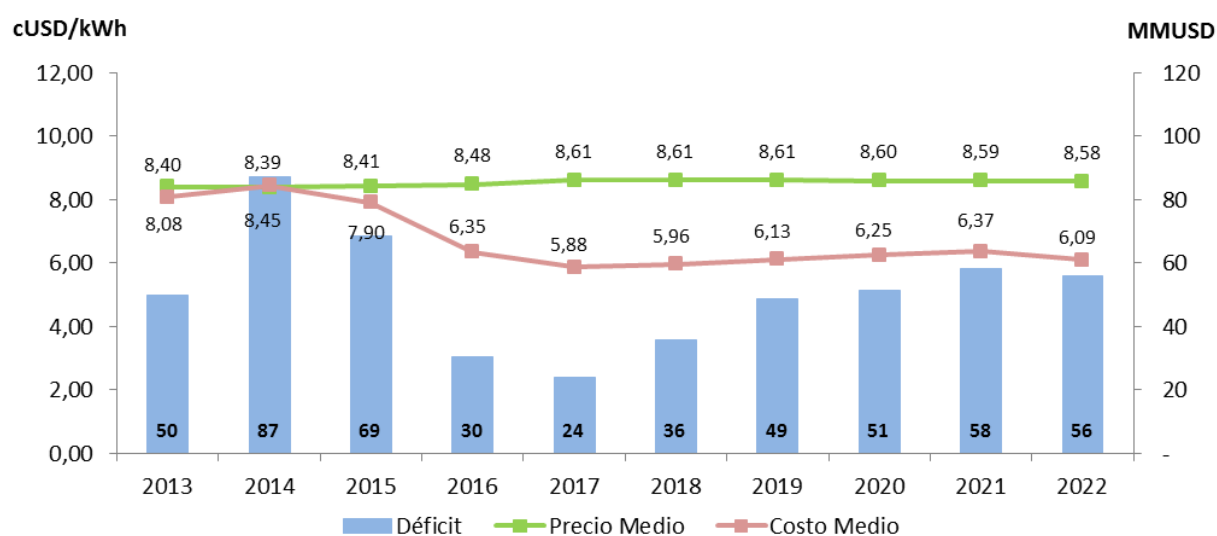


**FIG. No. 3.31: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

Del gráfico, se aprecia que en el período 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor al resto de años de análisis, principalmente por el costo de generación. Situación que cambia a partir del año 2016, año en el cual entran en operación las principales centrales de generación hidráulica, la cual desplaza la demanda de generación térmica.

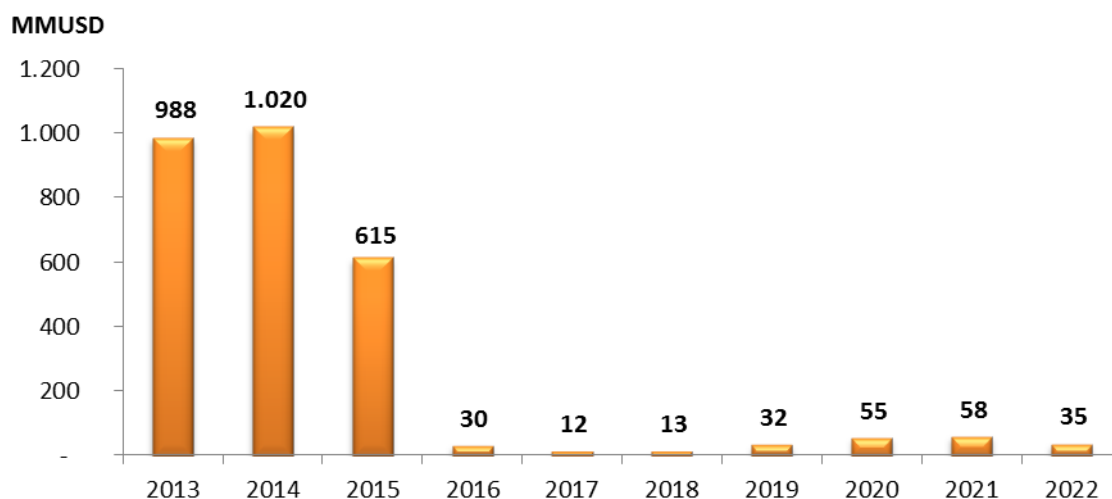
Se reitera la premisa general de este PME, señalando que las tarifas eléctricas aplicadas a los consumidores finales mantendrán los valores aprobados para el año 2012, lo que provoca un comportamiento del déficit tarifario, según lo siguiente:





**FIG. No. 3.32: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

Finalmente, se estima un déficit tarifario que alcanzaría los USD 509 millones, del cual el 40,44% se concentra en los tres primeros años, debido a los altos costos del servicio presentados, principalmente por el costo de generación. Como se expuso anteriormente, con la entrada de las nuevas centrales de generación hidráulica en operación a partir del año 2015, se desplaza el la generación térmica y con ello el consumo de combustibles. En el gráfico a continuación se observa la reducción del monto del subsidio al combustible que requerirá el sector eléctrico.



**FIG. No. 3.33: EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE COMBUSTIBLE**

De igual forma, al revisar el comportamiento histórico del déficit tarifario, se evidencia una importante reducción del mismo, comportamiento que se mantendrá durante todo el periodo de análisis.

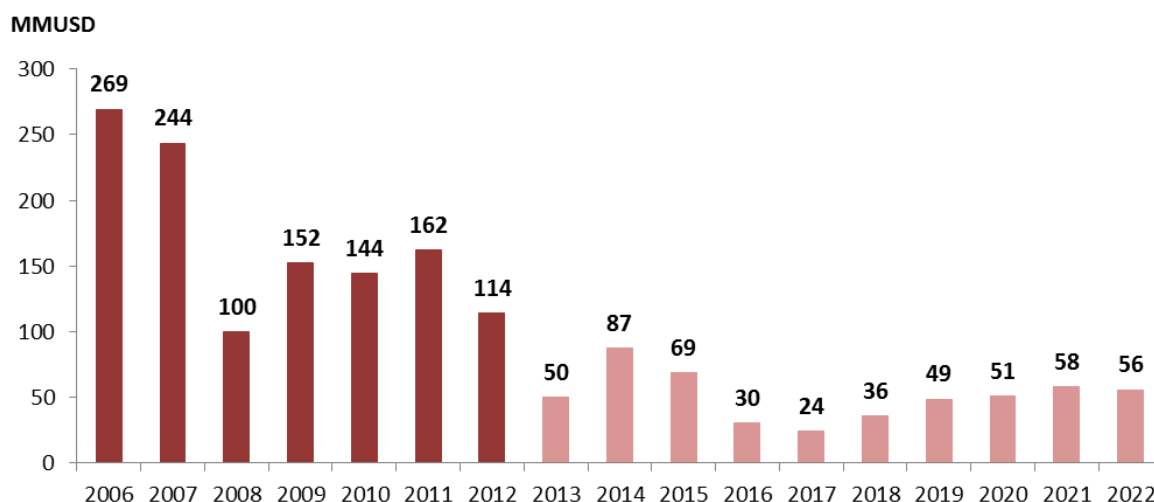


FIG. No. 3.34: EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO

### 3.3.2.5 Análisis de Sensibilidad de la inclusión de inversiones en el Costo del Servicio

Conforme la normativa vigente, el caso anterior no toma en cuenta los costos de inversión para la determinación de los costos totales del servicio, razón por la cual estos no tienen efecto al momento de determinar el déficit tarifario. Sin embargo, es necesario revisar la posibilidad de que, estos montos no puedan ser cubiertos por el Estado ecuatoriano y deban ser incluidos como parte del costo del servicio eléctrico.

Los resultados obtenidos sobre la base de las premisas descritas anteriormente, se indican en el siguiente gráfico:

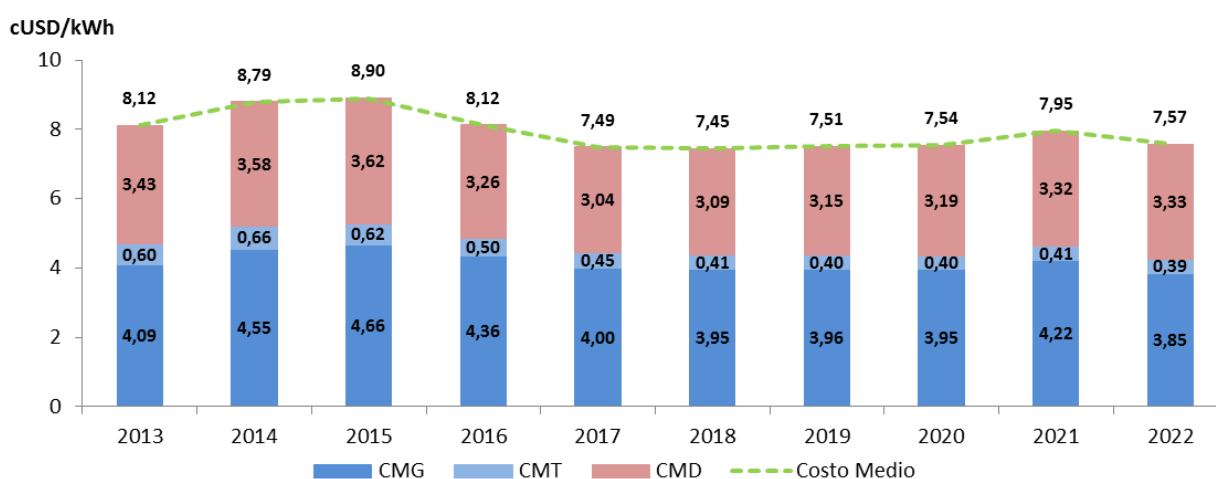
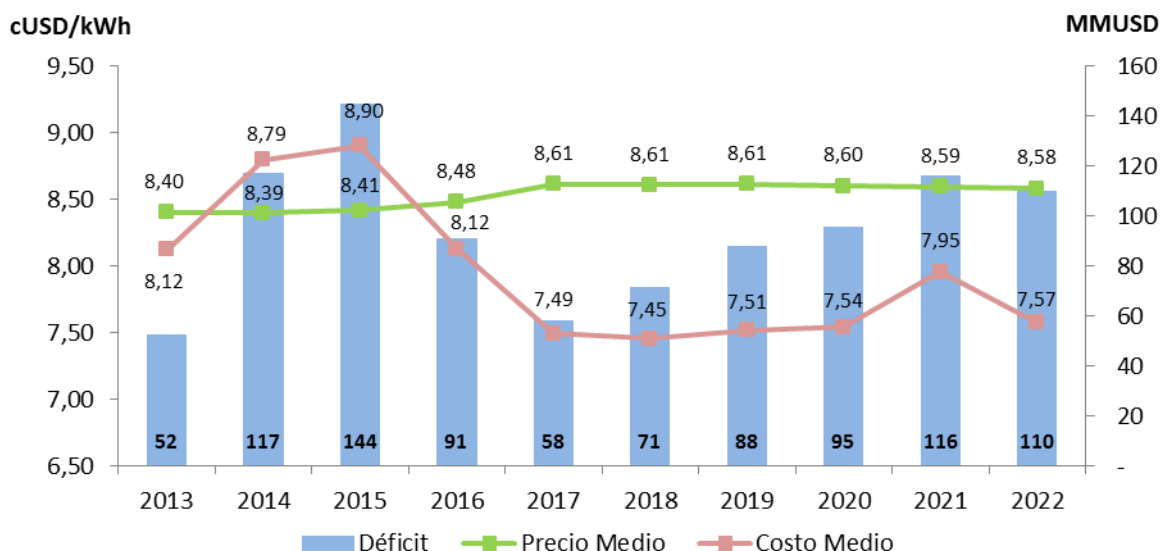


FIG. No. 3.35: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SERVICIO ELÉCTRICO

En el período 2013 - 2015 el costo del servicio es mayor en relación a todo el período de análisis, principalmente por el costo de generación.

Y al contrastar el costo del servicio con la tarifa aplicada, es posible obtener el déficit tarifario, que sigue el siguiente comportamiento:



**FIG. No. 3.36: COSTO TOTAL DEL SERVICIO, PRECIO MEDIO Y DÉFICIT TARIFARIO**

Finalmente, se estima que el déficit tarifario durante el período de análisis alcanzará los USD 942 millones, alrededor de USD 400 millones mayor comparado con el obtenido en el caso plus.

### 3.3.3 Análisis del Impacto Económico de la Inversiones a realizarse en el PME 2013-2022.

Se presenta a continuación el soporte teórico de la metodología de evaluación del impacto macroeconómico del PME 2013-2022, en algunas variables de la economía del Ecuador, y los análisis económicos de los resultados de los modelos econométricos implementados.

Para analizar el impacto económico del plan de expansión de generación, transmisión y distribución en la economía del Ecuador, se utilizó los modelos VAR (Vector Autoregression – Vectores Autorregresivos) y VEC (Vector Error Correction - Vector de Corrección de Error); y estos estudios se complementaron con análisis con modelos de regresión múltiple. El uso de cada uno de estos modelos dependió de las características estadísticas de las series económicas que se utilizaron para el análisis.

Con la utilización de cada uno de estos modelos econométricos se pretende dar respuesta al impacto que tiene las inversiones en el sector eléctrico del Ecuador, de forma directa o indirecta, en las diferentes variables macroeconómicas de interés en el desarrollo de la economía del país, como pueden ser el PIB, crecimiento por sectores económicos, distribución del ingreso, salario mínimo real de consumo, población económicamente activa entre otras.

Se precisa sin embargo, que el análisis de los impactos se condicionó a la existencia de información histórica suficiente y consistente. La resolución temporal del estudio dependió de la resolución de la información histórica. Por ejemplo, como la resolución del PIB es trimestral, el análisis será trimestral en los modelos que integren el PIB, aunque el resto de la información histórica tenga resolución mensual.

Se hace en primer lugar la presentación metodológica utilizada y posteriormente se detallan los resultados obtenidos, sobre la información económica que fue posible obtener.

### **3.3.3.1**      *Descripción de los modelos*

Como se mencionó en la presentación general, uno de los principales objetivos del presente estudio radica en la estimación de los efectos de las inversiones del sector eléctrico sobre la participación factorial relativa para el caso de la economía del Ecuador. Debido a la potencial endogeneidad existente entre las variables examinadas se computo un sistema de ecuaciones simultáneas del tipo VAR-VEC.

### **3.3.3.2**      *Caracterización Estadística de las Series Económicas*

Inicialmente se caracterizó cada una de las series económicas disponibles de la economía del Ecuador de manera individual y en forma integrada. Se construyó toda la estadística descriptiva para dar luces conceptuales sobre la mejor estructura de los modelos VAR-VEC. Se realizó algunos procedimientos gráficos para detectar si una serie presenta un comportamiento estacional, como los correlogramas. Igualmente, se puede dar una idea inicial sobre si las series son o no estacionarias, al observar, en gráficas si la variable crece/decrece monótonamente, si los shocks son persistentes o por el contrario no se puede establecer un patrón de comportamiento definitivo. Estas pruebas no formales no son definitivas para estimar estacionariedad de las series, pero dan luces para la construcción de los test definitivos de chequeo de estacionariedad. Los test definitivos de la estacionariedad de las series económicas de la economía del Ecuador se ilustraran en la presentación metodológica de los modelos VAR-VEC.

Para el análisis de las series integradas de las series económicas, se puede calcular varias estadísticas que describen la relación entre varias series y mostrarlos en diversas formas, tales como, tablas y gráficos. Se construyó las matrices de varianza, covarianza y la matriz de correlación, para tener una idea de la dependencia lineal de las series económicas disponibles.

A continuación se realizará una descripción general de los modelos VAR-VEC y los criterios para su uso en este estudio y adicionalmente los diferentes chequeos y pruebas estadísticas para una adecuada utilización de los mismos.

### **Modelos VAR**

En los modelos VAR, así como en la modelización univariante de series temporales, se asume que las series utilizadas son estacionarias. Cuando se efectúan regresiones entre variables no estacionarias se puede caer en el problema de las denominadas regresiones espurias. Con este término se denomina determinadas estimaciones de modelos que presentan, en principio, buenas validaciones: poseen un alto valor explicativo ( $R^2$ ), valores significativos de los parámetros, pero que encierran relaciones “no reales”. Así ocurre cuando las variables explicativas y explicada de la ecuación, no son estacionarias, es decir, presentan tendencia. Cuando esto ocurre, el estimador de mínimos cuadrados no es consistente, y los procedimientos de inferencia no son utilizables, puesto que su utilización puede llevar a conclusiones engañosas. Es posible también realizar el análisis para series estacionarias alrededor de una tendencia temporal determinística, ya que esta es estimable y se puede depurar la serie de dicho componente, al sustraerla, para que se torne

estacionaria. Sin embargo, tendencias determinísticas son poco usuales en series económicas y no se detectaron en las series económicas disponibles.

Cuando se trabaja con series no estacionarias, existen dos obstáculos principales: los estadísticos de prueba ya no poseen distribuciones estándar, con lo cual la inferencia queda invalidada; mientras que el riesgo de trabajar con regresiones espurias o sin sentido resulta bastante alto. Los modelos VEC dan una salida en tales situaciones como se describirá posteriormente.

Sobre las series históricas a ser utilizadas en este estudio, el primer análisis que se realizó fue chequear si las series son estacionarias. Si se pasa el chequeo de estacionariedad, se valida el uso de un modelo VAR en forma directa.

Los modelos VAR tienen la siguiente estructura:

$$y_t = A_1 y_{t-1} + \dots + A_p y_{t-p} + Bx_t + d + \varepsilon_t \quad (1.4.3.1)$$

Donde  $y_t$  es un vector de dimensión  $k$  de variables endógenas,  $x_t, y, d$  son vectores de variables exógenas,  $A_1, \dots, A_p$  y  $B$  son matrices de coeficientes a ser estimadas, y  $\varepsilon_t$  es un vector de innovaciones que pueden ser correlacionados simultáneamente, pero no están correlacionados con sus propios valores retardados y no están correlacionada con todas las variables del lado derecho de la ecuación.

A modo de ejemplo, supóngase que el PIB y la demanda de energía (E) se determinan conjuntamente por un modelo VAR. Suponiendo que el VAR contiene dos valores retardados de las variables endógenas, conlleva a que el modelo puede ser escrito como:

$$PIB_t = a_{11} PIB_{t-1} + a_{12} E_{t-1} + b_{11} PIB_{t-2} + b_{12} E_{t-2} + c_1 + \varepsilon_{1t} \quad (2.4.3.2)$$

$$E_t = a_{21} PIB_{t-1} + a_{22} E_{t-1} + b_{21} PIB_{t-2} + b_{22} E_{t-2} + c_2 + \varepsilon_{2t} \quad (3.4.3.3)$$

Donde  $a_{ij}$ ,  $b_{ij}$  y  $c_{ij}$  son parámetros a ser estimados.

Para el chequeo de la estacionariedad de las series se pueden utilizar diversos criterios. Los procedimientos más estándares para detectar si una serie es estacionaria con los test de raíces unitarias: Test de Dickey-Fuller (el test DF y el test ADF: DF aumentado) y Phillips-Perron (test PP). Estos serán los criterios que se utilizaron en el presente trabajo. Sin embargo se precisa, que existen otros test dentro del análisis de raíces unitarias.

Una de las soluciones de mayor difusión con relación al problema de no estacionariedad de las series, consiste en la diferenciación de las series<sup>1</sup>, tantas veces como sea necesario para

---

<sup>1</sup> Como se sabe, se puede convertir una serie en estacionaria mediante diferenciación apropiada. Una serie diferenciada estacionaria se denomina integrada y se denota por  $I(d)$ , donde  $d$  es el orden de integración. El orden de integración es el número de raíces unitarias que contiene la serie o, de otra forma, el número de operaciones de diferenciación que hay que realizar para que la serie se convierta en estacionaria. Una serie estacionaria será  $I(0)$ . De esta forma, una serie  $y_t$  no estacionaria es integrada de orden  $d$  y se representa como  $y_t \rightarrow I(d)$  cuando puede ser transformada en una serie estacionaria diferenciándola  $d$  veces. De hecho, según la definición de Engle y Granger, una serie es integrada de orden  $d$  si admite una representación ARMA estacionaria e invertible después de ser diferenciada  $d$  veces

transformarlas en procesos estacionarios. Este procedimiento ha sido criticado, sin embargo, al observarse que implica pérdida de información de largo plazo que en muchos casos resulta de interés para el investigador.

El camino alternativo consiste en la utilización de modelos dinámicos, siendo el modelo de corrección de error VEC una de las formulaciones más populares. Un vector de corrección de error (VEC) es un modelo VAR restringido, diseñado para su uso con series no estacionarias que se sabe que están cointegrados. La definición del concepto de cointegración ha servido, de alguna manera, para dar cohesión a los diversos desarrollos aislados alrededor del tema. Por un lado brindó una justificación teórica interesante para diferenciar los modelos estáticos con sentido, de aquellos que se denominaron espurios. Por otro lado, generó a un primer plano el análisis del orden de integración de las series involucradas, destacando la importancia conceptual de distinguir entre tendencias determinísticas y estocásticas y sus aplicaciones para la inferencia estadística.

El VEC tiene relaciones de cointegración incorporadas en su especificación, para restringir el comportamiento a largo plazo de las variables endógenas, haciéndolas converger en sus relaciones de cointegración y permitiendo al mismo tiempo contar con una dinámica de ajuste a corto plazo. La estructura de un modelo VEC es la siguiente:

Para tomar el ejemplo más simple, considérese un sistema de dos variables, PIB y demanda de electricidad del Ecuador, con una ecuación de cointegración y sin lugar a diferencias rezagadas. Si se asume que la ecuación de integración es

$$E_{2,t} = \beta PIB_{1,t} \quad (4.4.3.4)$$

El correspondiente modelo VEC sería

$$\Delta PIB_{1,t} = \alpha_1 (E_{2,t-1} - \beta PIB_{1,t-1}) + \varepsilon_{1,t} \quad (5.4.3.5)$$

$$\Delta E_{2,t} = \alpha_2 (E_{2,t-1} - \beta PIB_{1,t-1}) + \varepsilon_{2,t} \quad (6.4.3.6)$$

En el caso del presente trabajo se tomó el proceso que se detalla a continuación. Si las series de analizadas son estacionarias, se utilizará el modelo VAR. Caso contrario, frente a series no estacionarias, no se recurrirá a procesos de diferenciación para volverla estacionaria y utilizar modelos VAR, ya que se utilizará un modelo tipo VEC de manera directa, a no ser que el test de cointegración de cómo resultado que las series no estén cointegradas (La prueba de cointegración que se llevó a cabo es el Test de Johansen), en cuyo caso si se debe trabajar con un modelo VAR, en donde se realizará procesos de diferenciación, de acuerdo al orden de integración para que sean estacionarias. Se precisa eso sí, que en el caso que las series sean no estacionarias se determinará el grado de integración de las mismas.

Una vez realizados todas las tareas descritas previamente, se procedió a la estimación de los modelos VAR-VEC según sea el caso, donde para determinar el número de rezagos se utilizó el criterio de Akaike (AIC).

### 3.3.3.3 *Funciones impulso respuesta y descomposición de la varianza del error*

Con los modelos estimados para las series escogidas, se procedió al paso final, que es la construcción de las funciones impulso respuesta y a los análisis de la descomposición de la varianza del error.

Las funciones de impulso respuesta sirven para visualizar de mejor manera las relaciones entre las variables. Tales funciones ilustran el efecto que tiene un choque aleatorio en una de las variables sobre el resto de las variables del sistema. Mediante las funciones impulso respuesta se estimó el impacto que tiene un choque en las inversiones en el sector eléctrico ecuatoriano, a partir de una serie correlacionada como es la demanda de electricidad.

A modo de ilustración, se tomará el modelo con dos variables, PIB y demanda comercial de electricidad en el Ecuador mostrados en 7.4.3.5, 8.4.3.6.

Un cambio en  $\varepsilon_{1t}$  modificará inmediatamente el valor presente del PIB, pero también puede modificar los valores futuros del PIB y de la demanda de energía E, al incluirse el valor retardado del PIB en ambas ecuaciones.

Si, en este ejemplo, las innovaciones  $\varepsilon_{1t}$  y  $\varepsilon_{2t}$  no están correlacionadas, la interpretación es sencilla, pues  $\varepsilon_{1t}$  sería la innovación para el PIB y  $\varepsilon_{2t}$  la innovación para E.

Sin embargo, normalmente los vectores de innovaciones están correlacionados, de forma que presentan un componente común que no puede ser asociado a ninguna variable específica. Un procedimiento arbitrario, pero de uso generalizado, para resolver este problema consiste en atribuir todo el efecto de cualquier componente común a la variable que se especifica en primer lugar en el modelo VAR<sup>2</sup>.

Al igual que la función de impulso-respuesta, el análisis de descomposición de la varianza analiza las interacciones dinámicas que caracterizan al sistema estimado.

#### 3.3.3.4 Resultados

#### 3.3.3.5 Series históricas

Para la construcción de los resultados se procedió inicialmente a la construcción de un conjunto de series históricas sobre un mismo intervalo de tiempo, y con la misma resolución temporal. Se tomó como período de análisis el período que va entre el 2003 y el 2011 con resolución trimestral. Se consideró al 2003 como período de arranque, ya que existe información completa para todas las series involucradas. La resolución escogida fue trimestral, por el hecho que el PIB tiene esta discretización temporal.

Para la información histórica del PIB, se contaba con todas las series que lo constituían (Gasto de consumo final del gobierno general, Gasto de consumo final de los hogares, Formación bruta de capital, Exportaciones de bienes y servicios, Importaciones de bienes y servicios y Producto interno bruto por objeto del gasto). Sin embargo, solo se puede trabajar con una sola de estas series dada la colinealidad entre las mismas. Para tener una idea del grado de colinealidad, se muestra la dependencia lineal entre las mismas, medida por el coeficiente de correlación, aunque esta sea una prueba más intuitiva que formal.

---

<sup>2</sup> Técnicamente, esto significa que los errores se ortogonalizan por el procedimiento de descomposición de Cholesky, de forma que la matriz de covarianzas de las innovaciones resultante es diagonal. Aunque la descomposición de Cholesky es un método de uso generalizado, no deja de ser bastante arbitrario a la hora de atribuir los efectos comunes

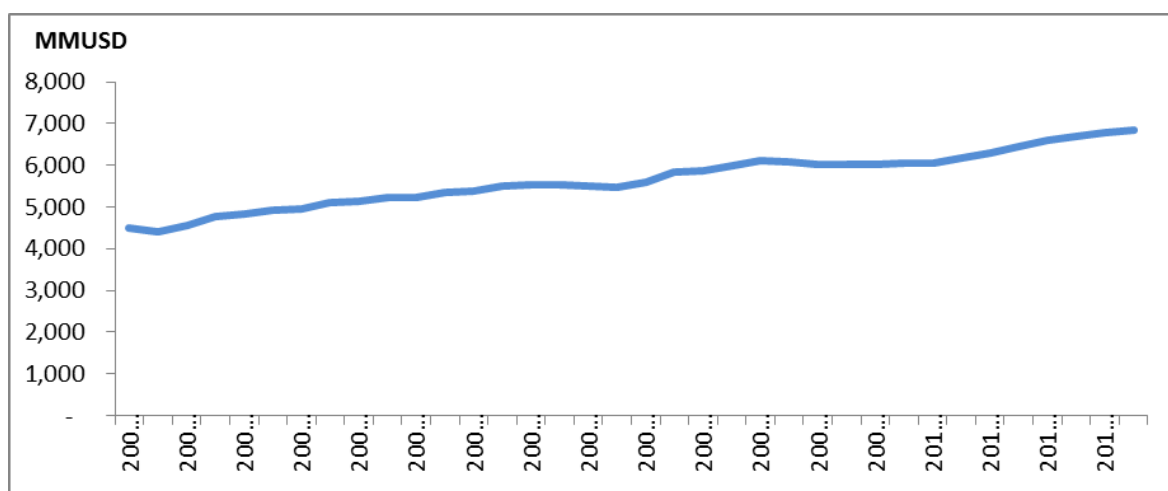
**TABLA No. 3.12: TABLA DE CORRELACIONES DE SERIES HISTÓRICAS**

<i>Tabla de correlación</i>	PIB	SumElecGasAgua	ConsumoGobierno	ConsumoHogares	FormacionBrutaCapital	Exportaciones	Importaciones
<b>PIB</b>	1,000	0,767	0,962	0,991	0,944	0,897	0,943
<b>SumElecGasAgua</b>	0,767	1,000	0,773	0,776	0,711	0,602	0,687
<b>ConsumoGobierno</b>	0,962	0,773	1,000	0,965	0,907	0,796	0,893
<b>ConsumoHogares</b>	0,991	0,776	0,965	1,000	0,949	0,868	0,954
<b>FormacionBrutaCapital</b>	0,944	0,711	0,907	0,949	1,000	0,819	0,970
<b>Exportaciones</b>	0,897	0,602	0,796	0,868	0,819	1,000	0,902
<b>Importaciones</b>	0,943	0,687	0,893	0,954	0,970	0,902	1,000

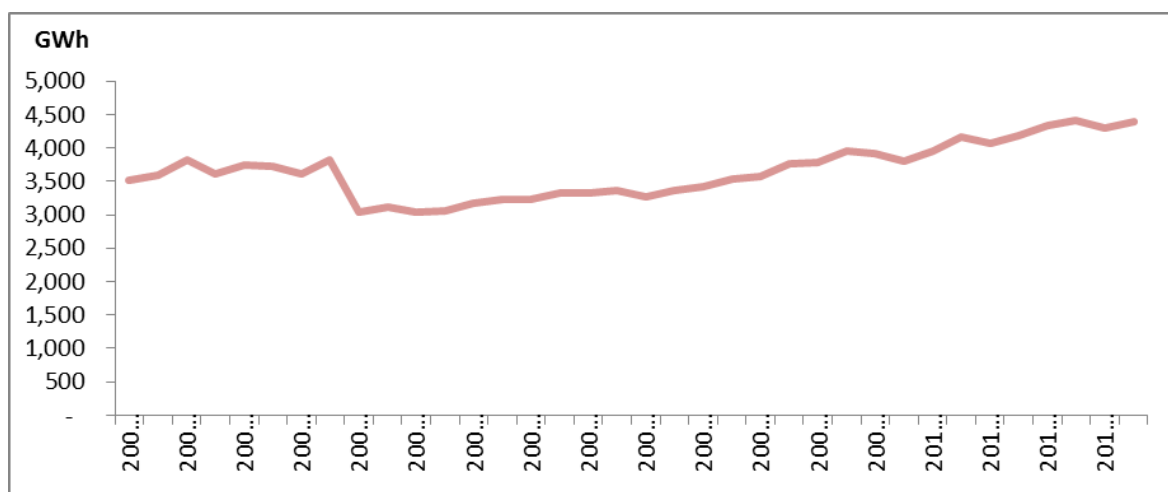
Dada esta situación, se tomó inicialmente como variable de análisis el PIB. Las otras variables, también con resolución trimestral fueron la serie de demanda de energía, y la serie de suministro de electricidad, gas y agua.

### 3.3.3.6 *Análisis de estadísticos de las series*

Para tener una idea del comportamiento de las series es importante construir las series utilizadas para el análisis.

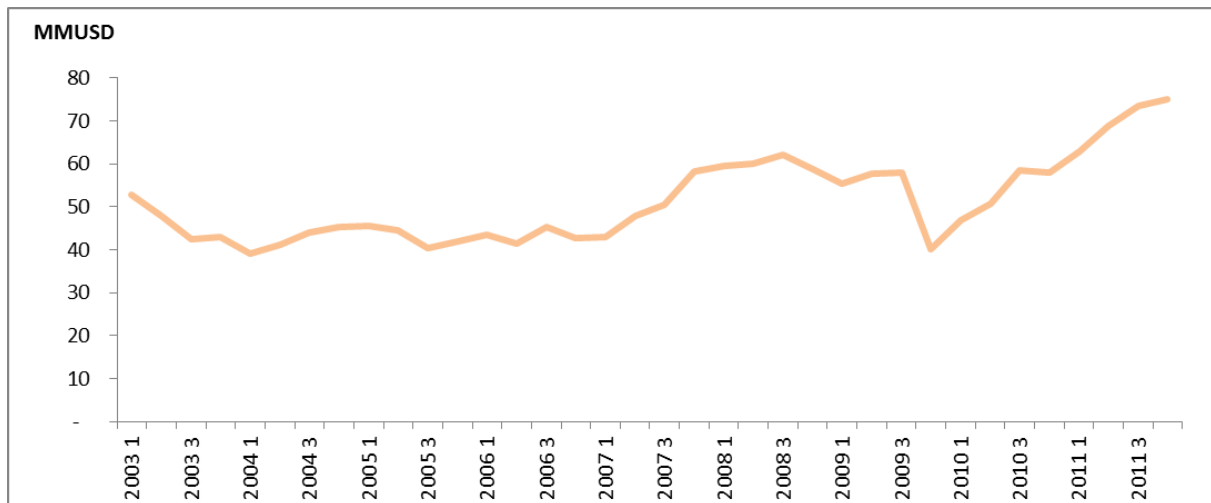


**FIG. No. 3.46: HISTÓRICO PIB**



**FIG. No. 3.47 HISTÓRICO DEMANDA**





**FIG. No. 3.48: HISTÓRICO SUMINISTRO ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA**

De las gráficas se observa un crecimiento constante en el PIB. En la serie de demanda se muestra un cambio estructural y con posterioridad un crecimiento constante. La serie de suministro presenta un comportamiento errático pero sin tendencia hasta mediados del año 2007, posteriormente, un comportamiento errático pero con cierta tendencia de crecimiento. Todas las series parecerían tener un comportamiento no estacionario, hecho que se resuelve en los análisis de los test de estacionalidad que se presentan posteriormente.

A continuación se presenta la estadística descriptiva de dichas series económicas.

**TABLA No. 3.13: ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA DE LAS SERIES ECONÓMICAS**

Estadístico	PIB	Demanda	Suministro Elec Gas Agua
Media	5.651.325,56	3.652.675,59	51.287,31
Varianza	430.984.162.979,11	163.823.743.651,97	95.031.595,53
Desviación estándar	656.493,84	404.751,46	9.748,42
Asimetría	-0,0670	0,2682	0,784 6
Curtosis	2,2960	2,1388	2,808 3
Mediana	5.547.926,00	3.602.926,89	47.955,00
Desviación absoluta de la media	545.989,53	335.957,19	8.297,02
Moda	6.042.712,67	3.046.123,97	58.107,67
Mínimo	4.402.579,00	3.040.514,79	39.160,00
Máximo	6.858.455,00	4.412.023,46	75.058,00
Rango	2.455.876,00	13.71508,66	35.898,00
Cuenta	36	36	36
Suma	203.447.720,00	131.496.321,07	1.846.343,00
1er cuartil	5.147.273,00	3.323.558,12	43.095,00
3er cuartil	6.054.832,00	3.924.553,12	58.346,00
Rango intercuartil	907.559,00	600.995,01	15.251,00
5,00%	4.492.345,00	3.046.769,81	40.076,00

95,00%	6.789.724,00	4.398.163,37	73.438,00
--------	--------------	--------------	-----------

Se muestra que las series no son simétricas pero presentan niveles de curtosis bajos y unas desviaciones estándar proporcionalmente altas con relación a su valor medio.

### 3.3.3.7 *Análisis de estacionariedad de las series*

De acuerdo a los test ADF y PP se encontró que las series no son estacionarias y que son integradas de orden uno, esto es son  $I(1)$  y en tal sentido, solo se requiere una sola diferenciación de las series para lograr el proceso de estacionariedad.

Se procedió, posteriormente a determinar si las series están cointegradas, y se encontró que existe una ecuación de cointegración. Este resultado valida el uso de un modelo VEC.

### 3.3.3.8 *Estimación del modelo VEC*

Sobre las tres variables involucradas, se estimó un modelo VEC con cuatro rezagos y una ecuación de cointegración. El modelo estimado es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{PIB} = & 1,13864219519 \cdot \text{PIB}(-1) - 0,115863151417 \cdot \text{PIB}(-2) - 0,0636626763841 \cdot \text{PIB}(-3) + 0,0684232183632 \cdot \text{PIB}(-4) - 0,0317464827434 \cdot \text{DEMANDA}(-1) + \\ & 0,0514366935605 \cdot \text{DEMANDA}(-2) - 0,0572825532329 \cdot \text{DEMANDA}(-3) + 0,0978833633656 \cdot \text{DEMANDA}(-4) + 2,61548890953 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-1) - \\ & 1,4965685399 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-2) - 4,57246664024 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-3) - 0,733577877832 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-4) - 106588,335551 \end{aligned}$$

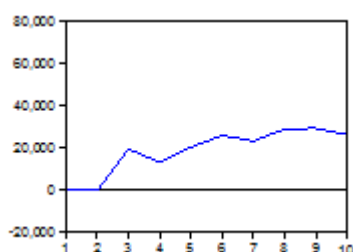
$$\begin{aligned} \text{DEMANDA} = & 0,397823903249 \cdot \text{PIB}(-1) + 1,06021589112 \cdot \text{PIB}(-2) - 1,066412868 \cdot \text{PIB}(-3) - 0,0516596977183 \cdot \text{PIB}(-4) + 0,414298293059 \cdot \text{DEMANDA}(-1) + \\ & 0,447834744041 \cdot \text{DEMANDA}(-2) + 0,146312050445 \cdot \text{DEMANDA}(-3) - 0,30896460733 \cdot \text{DEMANDA}(-4) - 7,96689907358 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-1) - \\ & 14,409123866 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-2) + 9,17457673776 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-3) + 9,28377935721 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-4) - 706932,120223 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SUMELEGASAGUA} = & 0,0239251022191 \cdot \text{PIB}(-1) - 0,0230856634135 \cdot \text{PIB}(-2) + 0,0270028138234 \cdot \text{PIB}(-3) - 0,0201920244377 \cdot \text{PIB}(-4) + \\ & 0,000498221380808 \cdot \text{DEMANDA}(-1) + 0,00348958118977 \cdot \text{DEMANDA}(-2) - 0,00434112494888 \cdot \text{DEMANDA}(-3) + 0,00177811426655 \cdot \text{DEMANDA}(-4) + \\ & 0,610014855524 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-1) - 0,0591857714763 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-2) - 0,0733791102142 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-3) - \\ & 0,0487170938619 \cdot \text{SUMELEGASAGUA}(-4) - 21140,5520079 \end{aligned}$$

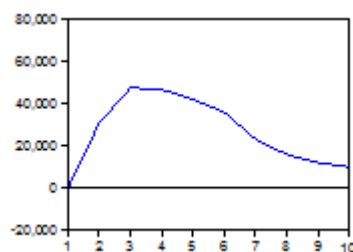
### 3.3.3.9 *Funciones impulso respuesta*

Asociado a las tres variables analizadas las funciones impulso respuesta son las siguientes:

Respuesta del PIB a la Demanda

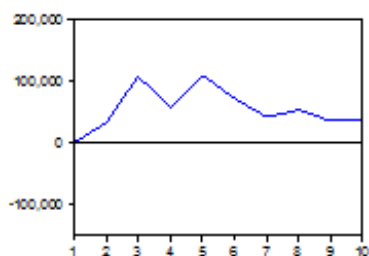


Respuesta del PIB al Suministro Electricidad, Gas y Agua

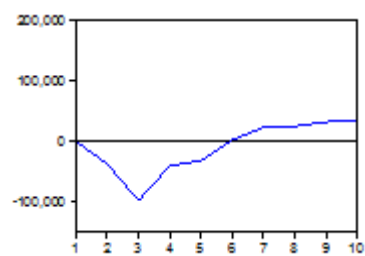


Respuesta de la Demanda al PIB

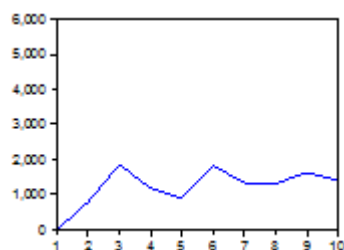
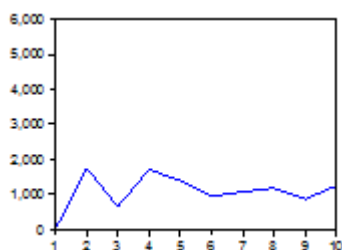
Respuesta de la Demanda al Suministro Electricidad, Gas y Agua



Respuesta de Suministro Electricidad, Gas y Agua al PIB



Respuesta de Suministro Electricidad, Gas y Agua a la Demanda



Haciendo uso de la descripción teórica de los modelos VEC, las funciones impulso respuesta miden el efecto de cambios de las innovaciones en las diferentes variables endógenas del modelo.

De la gráfica impulso respuesta de la demanda sobre el PIB se encuentra que un cambio positivo en el ruido asociado a la demanda, origina un cambio positivo y persistente sobre los diez periodos trimestrales sobre la que se construyó de dicha función impulso respuesta

Una inversión puntual en el sector eléctrico reflejado en el PIB del subsector de suministro de electricidad, gas y agua tiene un impacto positivo en el PIB total del país, efecto que se desvanece en el tiempo. Frente a una inversión continua en el sector se espera que el PIB del país responda de manera continua a dicho cambio. En este mismo sentido, el crecimiento de la demanda de energía también influye en el PIB sectorial.

Por otro lado, el efecto de un incremento del PIB sectorial, representado en un aumento del monto total del consumo en el sector (en valores monetarios), teniendo la demanda de energía como variable de respuesta, significa un aumento en la tarifa o costo unitario de prestación del servicio, que tiene un efecto que impulsa la contracción de la demanda

Teniendo en cuenta que los planes de inversión del PME tiene una correlación con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica con miras a mantener la cobertura y atención eficiente de la necesidades energéticas, y que se busca mantener unos costos eficientes y tarifa competitivas de prestación del servicio, la relación entre la demanda de electricidad y las inversiones en el sector eléctrico presentan una alta correlación.

En conclusión, se espera que se presente con el crecimiento de las inversiones del sector eléctrico del PME, junto con el crecimiento de la demanda de electricidad, un crecimiento sostenido del PIB, que en sus adecuadas proporciones garanticen que dichas inversiones generen un impacto adicional, tanto sobre el PIB sectorial, como en el PIB total.

En caso contrario, una desinversión en el sector eléctrico, además de no aportar en el crecimiento del PIB, generaría una demanda insatisfecha y un mayor costo de prestación del servicio, como consecuencia del despacho de la generación más costosa, lo cual impactaría en el PIB de manera adicional. En esta misma línea una sobreinversión en el sector eléctrico ecuatoriano, que no corresponda a criterios de eficiencia y de satisfacción de la demanda, aumentaría innecesariamente el costo de prestación de servicio que tendría un efecto tanto sobre la demanda como sobre la balanza de pagos de la economía, generando un efecto contractor de la economía.

### 3.3.4 Pronósticos

El pronóstico para dos años en forma trimestral para las tres variables es el siguiente

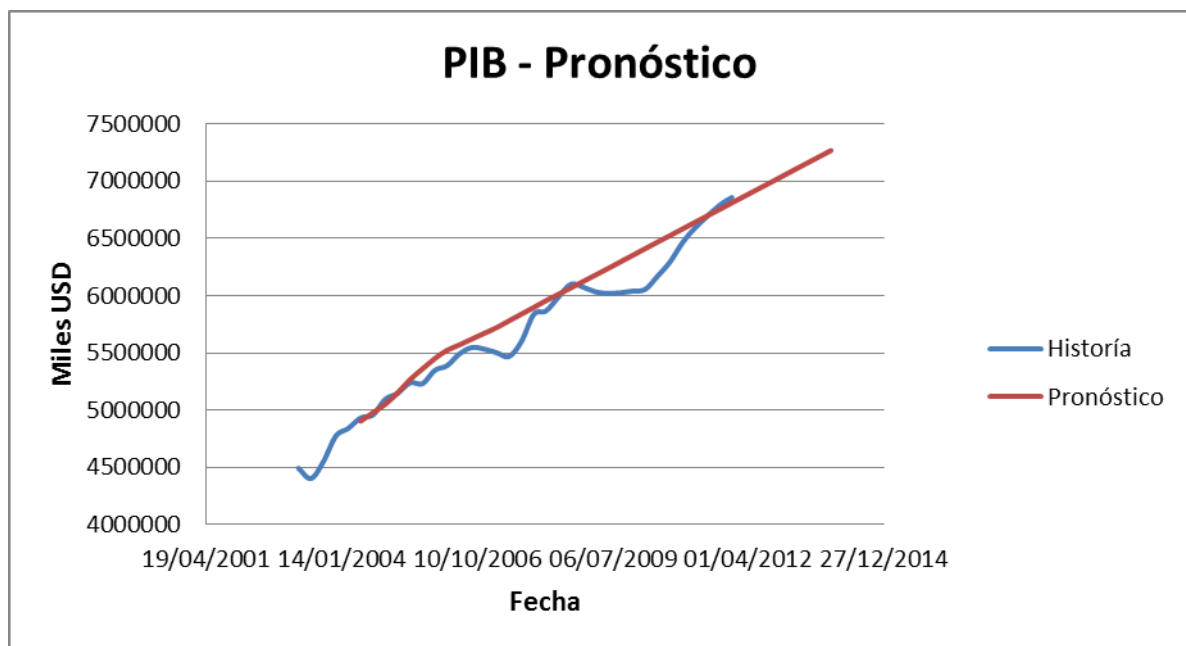


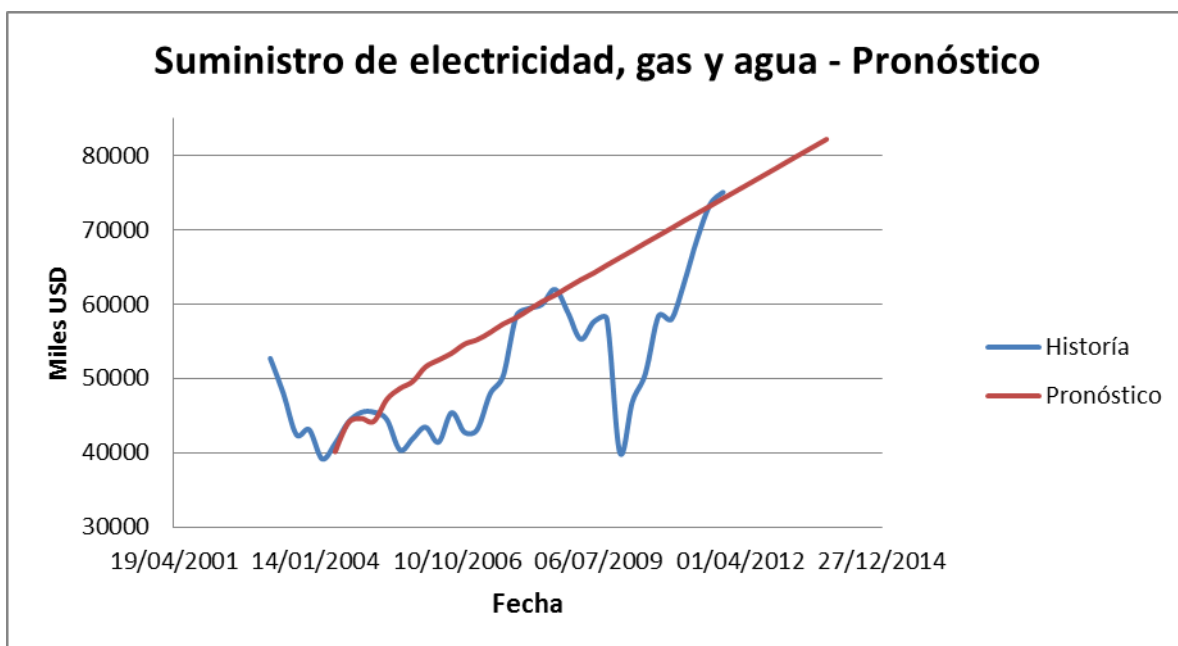
FIG. No. 3.49: PRONÓSTICO PIB

El pronóstico para dos años en forma trimestral para la demanda de electricidad es el siguiente



**FIG. No. 3.50: PRONÓSTICO DEMANDA**

El pronóstico para dos años en forma trimestral para serie la de suministro de electricidad, gas y agua es el siguiente



**FIG. No. 3.51: PRONÓSTICO DEMANDA**

# Bibliografía:

- [1] (CONELEC, 2012). Capítulo de Análisis Económicos y Financieros del PME 2012-2021. Quito. 2012.
- [2] Aswath Damodaran. Damodaran on valuation. Segunda Edición. John Wiley & Sons, Inc. 2006
- [3] Copeland, Weston and Shastri. Financial Theory and Corporate Policy. Fourth Edition. Pearson. 2005
- [4] Damodar N Gujarati. Econometría. 4 ed. McGraw Hill. México D.F 2004.
- [5] Mankiw Gregory (2008) Principios de Economía. 4ta Ed. Paraninfo Cengage Learning. Madrid España.
- [6] Millán Jaime. Entre el Mercado y el Estado: tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina. Departamento de desarrollo sostenible. Banco Interamericano de desarrollo. Washintong. DC. 2006.
- [7] Rudnick Hugh Van De Wyngard (1999). Use of system approaches for transmission open access pricing. Electrical Power & Energy system. ELSEVIER.1999.
- [8] SioshansiFereidoon&Pfaffenberger Wolfgang (2006). Why Restructure in Electricity Markets?. Electricity market Reform: An International Perspective. Edited by Sioshansi&Pfaffenberger. Elsevier. London. Great Britian.
- [9] Harris Chris. 2006. Electricity markets. Pricing, Structures and Economics. Ed. Wiley Finance. Sussex England.
- [10] John K. Shank & Vijay Govindarajan. Gerencia Estratégica de Costos. La nueva herramienta para desarrollar una ventaja competitiva. Ed . Norma. 1995. Bogotá.
- [11] Resolución CREG 097 de 2008. Código de Redes. República de Colombia. Bogotá D.C. 2008
- [12] Resolución CREG 011 de 2009. Metodología de la remuneración para la transmisión eléctrica en Colombia. República de Colombia. Bogotá D.C. 2009
- [13] Resolución CREG 082 de 2002. Metodología para la remuneración de la Distribución – período tarifario anterior. República de Colombia. Bogotá D.C. 2002.
- [14] DFL N°1 de 1982. Decreto con Fuerza de Ley. Ley corta I y II de Chile. Leyes Num 19940, Num 20018 y Num 20040. Santiago. Chile. 1982.
- [15] Lagunas Méndez Héctor. Ley general de servicios eléctricos, Comisión Nacional de Energía Competencia En Mercados Energéticos: Caso Chile. OLADE, ACDI, y U. de Calgary. Julio 2006.
- [16] OLADE 2006. Lagunas Méndez Héctor. Competencia En Mercados Energéticos: Documento Nacional De Lecciones Aprendidas – Caso Chile. OLADE, ACDI, y U. de Calgary. Mayo 2006
- [17] Aswath Damodaran. Damodaran on valuation. Segunda Edición. John Wiley & Sons, Inc. 2006
- [18] Copeland, Weston and Shastri. Financial Theory and Corporate Policy. Fourth Edition. Pearson. 2005
- [19] Marno Verbeek. John Wiley & Sons. A Guide to Modern Econometrics.. 2004

- [20]Pérez L., Sanaú J., Sanz I.. Impacto macroeconómico de las inversiones en la red de transporte de electricidad de España. Estudios de econometría aplicada. Vol 29. Num 2. 2011. Asociación internacional de economía aplicada. Madrid España.

## ANEXO B

### Estudio de costos de AO&M mediante el Análisis Envoltente de Datos (DEA)

Con el fin de determinar una relación de costos eficientes de administración operación y mantenimiento de las empresas de distribución del Ecuador, se revisó las metodologías internacionalmente reconocidas y se definió que el Análisis Envoltente de Datos permitiría cumplir con los objetivos planteados.

El Análisis Envoltente de Datos, DEA sus siglas en inglés, aparece como extensión del trabajo de Farrell M.J., quien en su investigación “The Measurement of Productive Efficiency”, proporciona una “medida satisfactoria de eficiencia productiva” que toma en cuenta todos los Inputs y muestra como ésta puede ser calculada.

El análisis envoltente de datos permite, mediante un modelo de producción básico de relación de insumo-producto establecer relaciones de eficiencia relativa entre las empresas comparadas.

A continuación se presenta la forma como se relacionan las empresas en cuanto a sus Costos reconocidos de AOM frente a la cantidad de activos que tiene la empresa, observándose una tendencia hacia economías de escala en el AOM, a medida que crece la empresa y a la dispersión de algunas empresas frente a la media dada por la regresión.

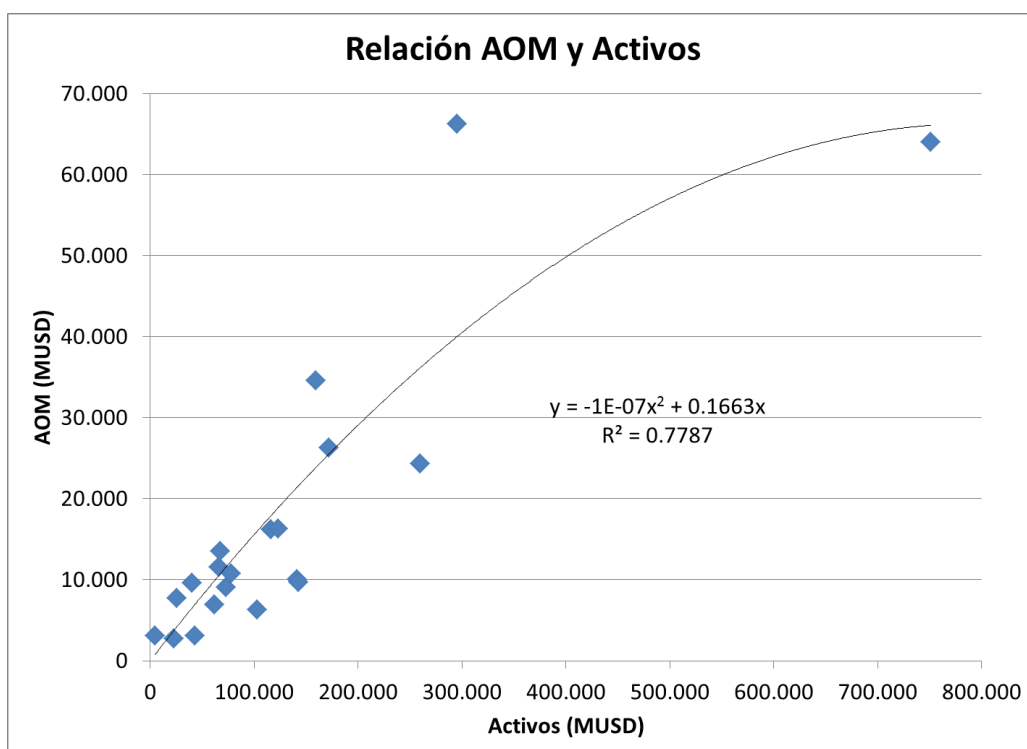


FIG. No. B- 1: AOM V ACTIVOS

La formulación básica del problema consistió en considerar un insumo



$$Gastos\ AOM = \sum Productos \quad (A-9)$$

Donde los productos son las salidas y corresponden a la magnitud de la infraestructura eléctrica de distribución que se logra atender mediante las actividades de AOM.

En general se consideraron productos que definieran las necesidades de atención de las empresas en cuanto a:

- Variables de cantidad: Corresponden a variables que denotan la extensión o el tamaño del trabajo a atender. Un ejemplo de estas son cantidad de activos, número clientes, o energía vendida.
- Variables de forma: Corresponden a variables que denotan las características especiales y particularidades que tienen las empresas de distribución en función al mercado que atienden. Un resumen de estas se detallan a continuación: ruralidad, consumo promedio, y área de atención.

Para el estudio se utilizaron y analizaron diferentes variables y simulaciones del DEA para combinaciones de variables, observando el comportamiento de los resultados frente a estos. Finalmente se decidió utilizar las siguientes variables conforme con la información disponible:

Entradas:

- Costos AOM (MUSD)

Salidas:

- Clientes (Número de clientes): Variable para denotar el tamaño de la empresa
- Residencial (Porcentaje): Variable para dar significancia a la componente de consumo residencial de la empresa.
- Clientes/Demanda: Variable para dar significancia al grado de intensidad energética o de dispersión de la demanda entre los clientes.

Se realizó una simulación de DEA utilizando un criterio de eficiencia asignativa, buscando establecer la eficiencia a nivel de los insumos, en este caso el costo de AOM. Los datos se ajustaron de manera dimensional para que el resultado de la simulación se ajuste de mejor forma a la realidad.

**TABLA No. B- 1: DATOS UTILIZADOS PARA EL DEA**

DEA	Inputs	Outputs	Outputs	Outputs
Nombre	AOM	Clientes	Residencial	Clientes/Demanda
	MUSD	Número	%	Clientes/GWh
BOLIVAR	3 103 636	54 898	0.54	10 671
EL ORO	16 235 515	205 325	0.37	3 605
ESMERALDAS	6 956 610	116 113	0.40	4 276
GUAYAS - LOS RÍOS	34 536 626	280 119	0.39	2 915
LOS RÍOS	7 726 497	103 979	0.51	4 678
MANABÍ	26 304 656	294 760	0.41	3 567
MILAGRO	11 526 151	135 652	0.33	3 590
SANTA ELENA	10 745 690	104 852	0.38	3 175
SANTO DOMINGO	13 516 045	154 838	0.43	4 591
SUCUMBIOS	9 560 396	68 890	0.40	5 224
AMBATO	9 717 052	220 768	0.41	5 531
AZOGUES	2 694 204	32 362	0.27	4 364
CENTRO SUR	24 276 927	315 566	0.36	4 720
COTOPAXI	9 056 610	106 830	0.22	3 303
GALÁPAGOS	3 065 741	8 849	0.41	2 781
NORTE	16 309 446	208 759	0.42	5 953
QUITO	64 066 660	896 291	0.37	3 092
RIOBAMBA	6 257 946	153 356	0.39	6 843
SUR	10 046 433	166 306	0.51	8 378
GUAYAQUIL	66 269 791	610 636	0.29	1 670

Debido a que los resultados del DEA muestran empresas que se ubican, por sus características de tamaño, dentro de los criterios de eficiencia se realizaron corridas del DEA para 2 grupos de empresas. Las empresas más grandes (sin considerar las empresas más pequeñas) y las empresas más pequeñas (sin considerar las empresas más grandes) de manera que se comparen las empresas de diferente tamaño entre sí.

Se tomaron los resultados de eficiencia considerando los resultados obtenidos en los tres análisis, la que incluía a todas las empresas, la que consideraba las pequeñas, y la que incluía las grandes, buscando la consistencia entre los tres resultados y eliminando los resultados que se ubicaban en la frontera según el tipo de simulación.

**TABLA No. B- 2: RESULTADOS EFICIENCIA DEA**

EMPRESA	DEA Todos %	DEA Grandes %	DEA Pequeñas %	Eficiencia consolidada %
AMBATO	0.68	0.77	0.68	0.68
AZOGUES	0.86	1.00	0.86	0.86
BOLIVAR	1.00	1.00	1.00	1.00
GUAYAQUIL	0.25	0.32	1.00	0.32
CENTRO SUR	0.68	0.74	1.00	0.74
COTOPAXI	0.39	0.84	0.39	0.39
EL ORO	0.46	0.55	0.46	0.46
GUAYAS-LOS RÍOS	0.43	0.43	0.43	0.43
ESMERALDAS	0.49	0.73	0.50	0.50
LOS RÍOS	0.48	0.89	0.48	0.48
MANABÍ	0.43	0.49	1.00	0.49
MILAGRO	0.50	0.62	0.50	0.50
NORTE	0.75	0.80	0.75	0.75
QUITO	0.40	0.48	1.00	0.48
RIOBAMBA	0.85	1.00	0.85	0.85
SANTA ELENA	0.40	0.60	0.40	0.40
SANTO DOMINGO	0.53	0.63	0.53	0.53
SUR	0.82	1.00	0.82	0.82
SUCUMBIOS	0.55	1.00	0.55	0.55
GALÁPAGOS	1.00	1.00	1.00	1.00

Con el resultado de la eficiencia consolidada se realizó un ajuste de los porcentajes de AOM reconocidos de la siguiente manera:

$$AOM_{nuevo} = \frac{AOM_{actual}}{2} + \frac{AOM_{eficiente}}{2} \quad (A- 10)$$

De manera que se establezca una gradualidad en las metas calculadas. A continuación se presentan los resultados del porcentaje de AOM por empresa.

**TABLA No. B- 3: RESULTADOS DEL PORCENTAJE DE AOM AJUSTADO DESPUÉS DEL DEA**

EMPRESA	AOM ajustado DEA Todos %	AOM ajustado DEA Grandes %	AOM ajustado DEA Pequeñas %	Eficiencia consolidada %	AOM ajustado (Final) %	AOM Actual %	AOM Sugerido (Promedio) %
AMBATO	0.08	0.06	0.05	0.68	0.05	0.08	0.07
AZOGUES	0.15	0.15	0.13	0.86	0.13	0.15	0.14
BOLIVAR	0.08	0.08	0.08	1.00	0.08	0.08	0.08
GUAYAQUIL	0.26	0.08	0.26	0.32	0.08	0.26	0.17
CENTRO SUR	0.11	0.08	0.11	0.74	0.08	0.11	0.10
COTOPAXI	0.14	0.12	0.05	0.39	0.05	0.14	0.09
EL ORO	0.18	0.10	0.08	0.46	0.08	0.18	0.13
GUAYAS - LOS RÍOS	0.24	0.10	0.11	0.43	0.11	0.24	0.18
ESMERALDAS	0.16	0.12	0.08	0.50	0.08	0.16	0.12
LOS RÍOS	0.30	0.27	0.15	0.48	0.15	0.30	0.23
MANABÍ	0.19	0.09	0.19	0.49	0.09	0.19	0.14
MILAGRO	0.20	0.13	0.10	0.50	0.10	0.20	0.15
NORTE	0.15	0.12	0.11	0.75	0.11	0.15	0.13
QUITO	0.11	0.05	0.11	0.48	0.05	0.11	0.08
RIOBAMBA	0.10	0.10	0.08	0.85	0.08	0.10	0.09
SANTA ELENA	0.16	0.09	0.06	0.40	0.06	0.16	0.11
SANTO DOMINGO	0.23	0.15	0.12	0.53	0.12	0.23	0.18
SUR	0.08	0.08	0.06	0.82	0.06	0.08	0.07
SUCUMBIOS	0.28	0.28	0.15	0.55	0.15	0.28	0.22
GALÁPAGOS	0.75	0.75	0.75	1.00	0.75	0.75	0.75

# ***“PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022”***

## **Capítulo 4: *GESTIÓN INTEGRAL DEL RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO***

***Quito- Ecuador***

## Capítulo 4

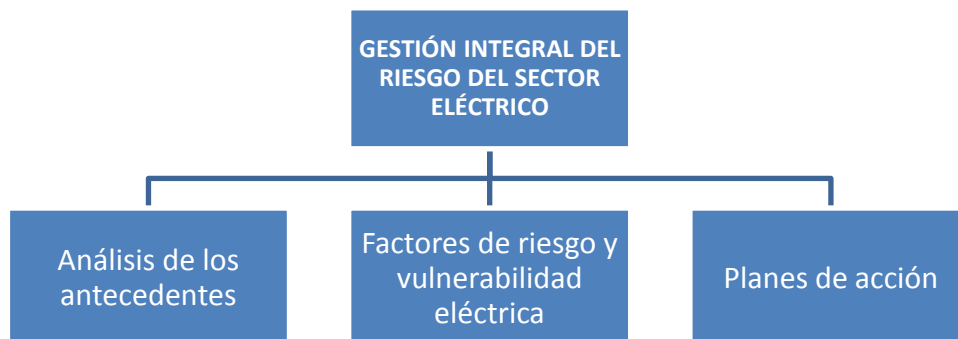
# GESTIÓN INTEGRAL DEL RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO

### 4.1. Introducción

La Constitución de la República y el Plan Nacional para el Buen Vivir, PNBV, promueven el mejoramiento y la ampliación de la cobertura del sistema eléctrico, garantizando el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales. Para llevar a efecto este objetivo, se requiere que, dentro del Plan Maestro de Electrificación, exista un análisis de la Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico, considerando aspectos: administrativos, técnicos, económico-financieros, socio-ambientales y la vulnerabilidad del sistema.

En este capítulo se presentan los resultados del estudio de la Gestión del Riesgo del Sector Eléctrico Ecuatoriano realizado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, durante el segundo semestre de 2012; análisis que tiene el carácter de integral y considera los aspectos: administrativos, técnicos, económico-financieros, las contingencias debidas a casos fortuitos por fuerza mayor así como la vulnerabilidad eléctrica del sistema, desde el punto de vista de la tensión y frecuencia, en régimen de falla.

En cuanto al alcance de este capítulo, éste contiene tres secciones:



**FIG No. 4.1: GESTIÓN INTEGRAL DEL RIESGO DEL SECTOR ELÉCTRICO**

- Análisis de los antecedentes: en esta sección se muestra el marco legal (normativa nacional) para la realización de la gestión integral del riesgo en el sector eléctrico, así como la evolución normativa relacionada con la gestión de riesgo en el Ecuador.
- Identificación de los factores de riesgo y la vulnerabilidad eléctrica: se consideran los aspectos técnico – operativos, económico – financieros y los aspectos relacionados con las contingencias debidas a casos fortuitos de fuerza mayor.
- Planes de acción para la Gestión del Riesgo en el Sector Eléctrico, diseñados a partir de los riesgos previamente identificados.

## 4.2. Antecedentes

Por su ubicación geográfica y características físicas, el Ecuador está expuesto a diversos fenómenos naturales<sup>1</sup>, entre los que se encuentran sismos, inundaciones, erupciones volcánicas, tsunamis, deslizamientos de suelo, aluviones, sequías y el fenómeno de El Niño. Los principales centros urbanos del país se encuentran precisamente en las zonas con alta probabilidad de ocurrencia de los fenómenos mencionados.

En los últimos años, los desastres desencadenados por fenómenos naturales han ocasionado un sinnúmero de afectados y cuantiosas pérdidas económicas, incluyendo las afectaciones a la infraestructura eléctrica del país. El fenómeno del cambio climático, sobre todo en aquello relacionado con las modificaciones en la frecuencia e intensidad de las lluvias y los estiajes, puede incrementar la incidencia, la magnitud y el efecto de los desastres asociados con fenómenos naturales en el futuro. Existen deficiencias en la aplicación de los planes de contingencia del país para afrontar este tipo de eventos, debido a que la gestión descentralizada del riesgo cuenta con una institucionalidad todavía en desarrollo y fortalecimiento.

De otra parte, el país se ha visto afectado también por eventos de orden tecnológico: contaminación del agua, aire y suelo, pérdida de la biodiversidad, deforestación, asentamientos urbanos (falta de ordenamiento territorial), inadecuado manejo de los recursos renovables y no renovables, entre otros. El gradual desplazamiento hacia la prevención y la mitigación no niega la necesidad de una mayor planificación financiera para hacer frente a estos problemas estructurales del manejo de riesgos.

Hoy en día, en el Ecuador una política de Estado es la gestión integral de los riesgos y el manejo de las emergencias y los desastres, con la finalidad de cumplir con el objetivo del buen vivir de la población, asegurando los logros del desarrollo y el bienestar social en el largo plazo. A continuación se muestra el marco legal (normativa nacional) para la realización de la gestión integral del riesgo en el país, específicamente en el sector eléctrico, así como la evolución normativa relacionada con la gestión de riesgo.

### 4.2.1 Marco Legal

La Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 449, de 20 de octubre de 2008, incluye en su Título VII - Régimen del Buen Vivir<sup>2</sup>, aspectos relacionados con la Gestión del Riesgo, los mismos que se muestran a continuación:

**Art. 389.-** *“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 riesgo está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional. El Estado ejercerá la rectoría a través del organismo técnico establecido en la ley. Tendrá como funciones principales, entre otras:

- Identificar los riesgos existentes y potenciales, internos y externos que afecten al territorio ecuatoriano.

---

<sup>1</sup> El Ecuador, por estar dentro del “Cinturón de Fuego del Pacífico”, es uno de los países con más alta concentración de volcanes activos en el mundo, ocupando el sexto lugar en exposiciones a amenazas naturales con un 14 % de área expuesta y 24 % de población expuesta.

<sup>2</sup> Capítulo Primero- Inclusión y Equidad, sección novena- Gestión de Riesgo.

- Generar, democratizar el acceso y difundir información suficiente y oportuna para gestionar adecuadamente el riesgo.
- Asegurar que todas las instituciones públicas y privadas incorporen obligatoriamente, y en forma transversal, la gestión de riesgo en su planificación y gestión.
- Fortalecer en la ciudadanía y en las entidades públicas y privadas capacidades para identificar los riesgos inherentes a sus respectivos ámbitos de acción, informar sobre ellos, e incorporar acciones tendientes a reducirlos.
- 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.
- Realizar y coordinar las acciones necesarias para reducir vulnerabilidades y prevenir, mitigar, atender y recuperar eventuales efectos negativos derivados de desastres o emergencias en el territorio nacional.
- Garantizar financiamiento suficiente y oportuno para el funcionamiento del sistema, y coordinar la cooperación internacional dirigida a la gestión del riesgo.

**Art. 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.”

En otras secciones de la Constitución<sup>3</sup> también se aborda el tema de la Gestión de Riesgos, tal como se muestra a continuación:

**Art. 35**, indica como derechos de las personas a recibir atención prioritaria quienes se encuentren en situación de riesgo, las víctimas de desastres naturales o antropogénicos.

En el **Art. 38**, numeral 6, se indica que el Estado tomará medidas de atención preferentes en casos de desastres y todo tipo de emergencias.

En el **Art. 164**, se indica que se podrá decretar el estado de excepción en caso de calamidad pública o desastre natural.

En el **Art. 261**, numeral 8, se cita que el Estado central tendrá competencias exclusivas sobre el manejo de desastres naturales.

El **Art. 281**, numeral 12, indica la obligación del Estado de dotar de alimentos a las poblaciones víctimas de desastres naturales o antrópicos que pongan en riesgo el acceso a la alimentación.

En el **Art. 375**, numeral 3, se menciona que el Estado elaborará, implementará y evaluará políticas, planes y programas de hábitat y de acceso universal a la vivienda, a partir de los principios de universalidad, equidad e interculturalidad, con enfoque en la gestión de riesgos.

Por otro lado, en el **Art. 397**, numeral 5, se cita que el Estado se compromete a establecer un sistema nacional de prevención, gestión de riesgos y desastres naturales, basado en los principios de inmediatez, eficiencia, precaución, responsabilidad y solidaridad.

Finalmente, el **Art. 414** precisa que el Estado adoptará medidas adecuadas y transversales para la mitigación del cambio climático, mediante la limitación de las emisiones de gases de efecto

---

<sup>3</sup> TÍTULO II – DERECHOS, Capítulo tercero - Derechos de las personas y grupos de atención prioritaria

invernadero, de la deforestación y de la contaminación atmosférica; tomará medidas para la conservación de los bosques y la vegetación, y protegerá a la población en riesgo.

Nótese que la Constitución Política del Ecuador se establece en el marco adecuado para la gestión integral del riesgo en el país.

#### **4.2.2 Evolución Normativa**

La normativa existente en el país con referencia a la gestión de riesgos es muy amplia y ha sido producida desde hace algunos años por diferentes instituciones estatales y en diferentes campos; dando como resultado un marco adecuado para la ejecución de los planes de mitigación, tanto en el área estructural y no estructural.

El Instituto Geográfico Militar, IGM; el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, INAMHI, el antiguo INERHI (hoy Secretaría Nacional del Agua, SENAGUA), el Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN, entre otras instituciones estatales, han venido recopilando desde hace muchos años información estadística relacionada con los riesgos naturales y antrópicos; pero con ciertas limitantes para su difusión pública oportuna, generando así problemas de coordinación que impiden la aplicación de la normativa vigente y el desarrollo de los planes de contingencia. Incluso, en el contexto internacional, el Ecuador adoptó el marco de acción de Hyogo<sup>4</sup>, como un instrumento para la reducción del riesgo y de desastres, sin que se hayan creado todavía las condiciones operativas para ponerlo en práctica.

Nuevos avances se han dado con la incorporación del paradigma de la Gestión de Riesgos en la Constitución Política del Ecuador, posibilitando que se establezca este paradigma como una política del Estado. En este mismo sentido se destaca la creación de la Secretaría Técnica de Gestión de Riesgos, SNGR, por Decreto Ejecutivo Número 1046-A de abril de 2008, y su reorganización como una unidad desconcentrada y descentralizada<sup>5</sup>.

El PNBV tiene como aspecto fundamental la relación entre las políticas de desarrollo y la gestión de riesgos, con el objetivo de conseguir:

- La adaptación al cambio climático y la reducción del riesgo de desastres.
- La participación ciudadana en la planificación como un factor de reducción del riesgo en el sector urbano.

El Estado ha creado varias estrategias como:

- La SNGR, una institución que impulsa y refuerza las coordinaciones provinciales descentralizadas para la gestión del riesgo.
- La provincia es la escala administrativa adecuada por la cual se empezará la construcción del sistema descentralizado de gestión de los riesgos.

Es una política estatal<sup>6</sup> impulsada por la SNGR que la coordinación provincial de riesgos trabaje con los cantones y que las Direcciones Provinciales tengan como mínimo tres áreas de acción:

- Área Técnica: se encarga de la identificación de las vulnerabilidades y los riesgos potenciales; establece qué hacer al respecto a partir de un plan de intervención de corto, mediano y largo plazo. Esta área cuenta con una red de universidades y de equipos

---

<sup>4</sup> Marco de acción Hyogo para el periodo 2005 – 2012: aumento de la resiliencia de las naciones y las comunidades ante los desastres. Informe de la Conferencia Mundial sobre la Reducción de los Desastres.

<sup>5</sup> Decreto Ejecutivo número 42, de septiembre de 2009

<sup>6</sup> Artículos 389 y 390 de la Constitución de la República.



operativos multidisciplinarios provenientes de centros especializados que se constituyen según las amenazas (inundaciones, sísmicas, vulcanológicas, antrópicas) y que tienen el objetivo de facilitar el acceso ciudadano a la información espacial para la gestión de riesgos, tanto con fines de prevención como de monitoreo.

- Área de Educación: área de apoyo técnico en lo referente a la capacitación y difusión.
- Área de Respuesta: estructurada para la reacción inmediata.

Debido al desarrollo incipiente del paradigma estatal de la gestión de riesgo, con una institucionalidad que está en proceso de alcanzar el suficiente grado de madurez para lograr la descentralización de esta gestión, todavía no existe en el país una aplicación homogénea del sistema de riesgos. En efecto, aún persiste el manejo centralizado de la gestión de riesgos en las grandes ciudades y se trabaja remotamente en la aplicación de controles y la obtención de resultados de cada sector.

Si bien la información que se tiene en el país en cuanto a los factores de riesgo es amplia, e incluso suficiente para alcanzar la identificación de vulnerabilidades naturales y antrópicas, estos datos no han sido socializados adecuadamente, lo cual hace que se generen problemas para la aplicación práctica de los planes de acción.

En términos de *benchmarking*, aunque el marco legal para la gestión de riesgos en el Ecuador está en condiciones muy adelantadas con respecto a otros países de Latinoamérica, las normas aún no han sido socializadas y aplicadas efectivamente. Los municipios en cada provincia deben ser concientizados en cuanto al manejo de esta información; y capacitados por la SNGR en el desarrollo de los planes de acción para la mitigación de riesgos naturales y antrópicos.

### 4.2.3 Glosario de términos

En la literatura técnica, se puede encontrar con bastante frecuencia la siguiente expresión:

$$\text{RIESGO} = \text{AMENAZA} \times \text{VULNERABILIDAD}$$

Con el objeto de tener un mejor entendimiento se transcribe el glosario de términos, tomados del documento “Propuesta de Estrategia Nacional para la Reducción de Riesgos y Desastres”, publicado por la Secretaría Técnica de Gestión de Riesgos y la Defensa Civil del Ecuador, del Ministerio Coordinador de Seguridad Interna y Externa y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER:

- Alerta: Estado declarado con el fin de tomar decisiones específicas, debido a la probable ocurrencia de un evento adverso.
- Amenaza: Factor externo de riesgo, asociado con la posible manifestación de un fenómeno de origen natural, socio natural o antrópico en un espacio y tiempo determinado.
- Desastre: Impacto de un fenómeno de origen natural, socio natural o antrópico que causa alteraciones intensas, graves y extendidas en las condiciones normales de funcionamiento del país, región, zona, o comunidad afectada, que excede su capacidad de respuesta.
- Desastre Antrópico: Se trata de las amenazas directamente atribuibles a la acción humana sobre los elementos de la naturaleza (aire, agua y tierra) y sobre la población, que ponen en grave peligro la integridad física y la calidad de vida de las comunidades.
- Emergencia: Evento adverso en el cual la comunidad responde con sus propios recursos.
- Evento Adverso: Cualquier situación capaz de desencadenar efectos no deseados.
- Gestión de Riesgos: Proceso que implica un conjunto de actividades planificadas que se realizan, con el fin de reducir o eliminar los riesgos o hacer frente a una situación de emergencia o desastre en caso de que éstos se presenten.
- Mitigación: Medidas y actividades de intervención dirigidas a reducir el riesgo.

- Preparación: Conjunto de medidas y actividades que organizan y facilitan oportunamente la respuesta en una emergencia o desastre.
- Prevención: Medidas y acciones dispuestas con anticipación que buscan evitar riesgos en torno a amenazas y vulnerabilidades.
- Reconstrucción: Es el proceso de recuperación a mediano y largo plazo, del daño físico, social y económico, a un nivel de desarrollo igual o superior al existente antes del desastre.
- Rehabilitación: Restablecer a corto plazo las condiciones normales de vida, mediante la reparación de los servicios vitales indispensables.
- Resiliencia: Capacidad de un sistema, comunidad o sociedad potencialmente expuestas a amenazas a adaptarse, resistiendo o cambiando con el fin de alcanzar y mantener un nivel aceptable en su funcionamiento y estructura.
- Respuesta: Ejecutar las acciones previstas en la etapa de preparación y/ o reacción inmediata para la atención oportuna de la población.
- Riesgo: Es la probabilidad de ocurrencia de un evento adverso con consecuencias económicas, sociales o ambientales en un sitio particular y en un tiempo de exposición determinado.
- Vulnerabilidad: Factor interno de riesgo, de un elemento o grupo de elementos expuestos a una amenaza.

### **4.3. Identificación de los factores de riesgo y planes de contingencia en el sector eléctrico ecuatoriano**

En esta sección se consideran los factores que pueden poner en riesgo la operación normal del sistema eléctrico de potencia; además, los aspectos técnico – operativos, económico – financieros, amenazas socio-naturales, amenazas tecnológicas, riesgo por conflictos sociales, riesgos por conductas humanas negligentes y los relacionados con las contingencias debidas a casos fortuitos o de fuerza mayor.

#### **4.3.1 Riesgo debido a casos fortuitos o de fuerza mayor**

##### **4.3.1.1 Factores de riesgo debidos a casos fortuitos o de fuerza mayor**

Los riesgos naturales que potencialmente pueden perjudicar la normal operación del sistema incluyen los terremotos, tsunamis, erupciones volcánicas, inundaciones y deslizamientos de tierras. Cada uno de estos factores afecta al sistema eléctrico de una forma diferente. En general, un terremoto en el territorio nacional, pondría en una situación de vulnerabilidad las instalaciones del sistema por un largo periodo de tiempo.

Se ha considerado necesario analizar detalladamente cada una de las amenazas indicadas anteriormente para las etapas de generación, distribución y transmisión.

##### **a) Amenaza de sismo**

El Ecuador, al estar ubicado en el llamado Cinturón de Fuego del Pacífico, es considerado uno de los países con mayor riesgo sísmico a nivel de la región andina. El peligro sísmico es potencialmente el que más perjuicios puede causar en el país y por ende al sector eléctrico.

Para determinar los niveles de amenaza sísmica en las instalaciones del Sector Eléctrico, se tomó como referencia la zonificación sísmica descrita en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC 11) puesta en vigencia en diciembre de 2011, la misma que contiene seis zonas, según lo que se

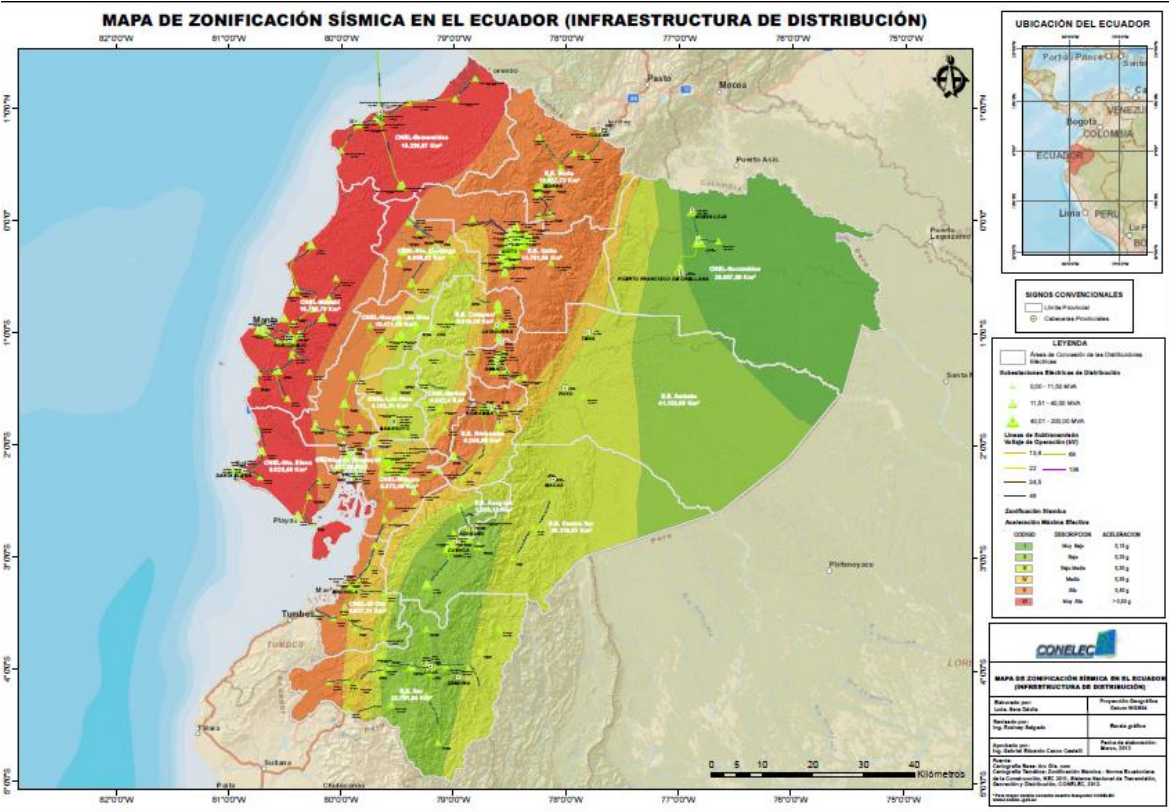
observa en la Tabla No. 4.1., la zonificación ha sido definida a partir de la aceleración máxima efectiva en roca esperada para el sismo de diseño. La aceleración se expresa como fracción de la aceleración de la gravedad; es decir, corresponde a una situación potencial.

**TABLA N° 4.1. NIVEL DE RIESGO SÍSMICO**

Zona	Ao	Nivel de riesgo
I	0,15 g	Muy Bajo
II	0,25 g	Bajo
III	0,30 g	Bajo Medio
IV	0,35 g	Medio
V	0,40 g	Alto
VI	> 0,50 g	Muy Alto

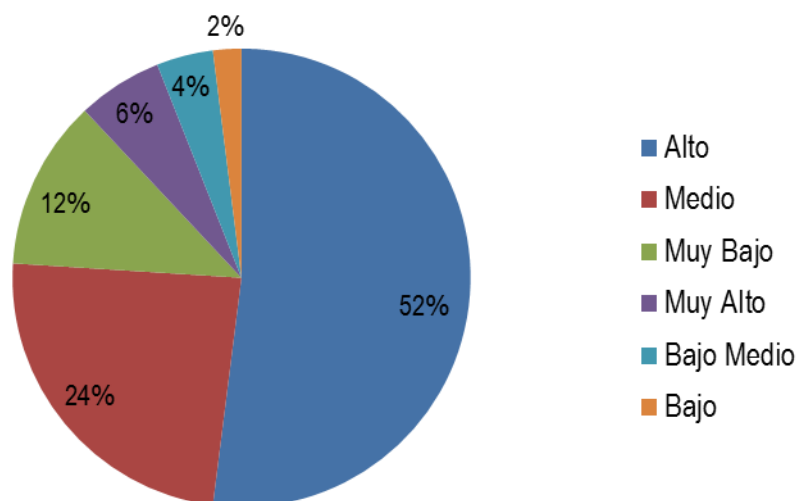
Las instalaciones eléctricas que se encuentran en la franja del perfil costanero, fundamentalmente en las provincias de Esmeraldas y Manabí; así como en la sierra central (Tungurahua, Chimborazo) y en el norte del país, son las más expuestas a los sismos, tal como se ve en la FIG No. 4.1. Cabe recordar que en estas zonas se han producido los terremotos de mayor intensidad en épocas pasadas.

En la FIG No. 4.2, se presenta el mapa sísmico del Ecuador de la infraestructura de distribución, en el ANEXO 4.1, se muestra mayor detalle de los mapas de zonificación sísmica para la infraestructura de generación, transmisión y distribución.



**FIG No. 4.2: MAPA DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)**

El estudio del riesgo sísmico, y sus efectos en el sector eléctrico ecuatoriano, se resume en la FIG No. 4.3; en donde se muestran los diferentes niveles de riesgo con sus respectivos porcentajes con respecto a la capacidad de potencia instalada en el país.



**FIG No. 4.3: RESUMEN DE LOS NIVELES DE RIESGO SÍSMICO PARA LAS CENTRALES DE GENERACIÓN**

Dentro del nivel de riesgo considerado como Muy Alto, se encuentran siete centrales de generación, las mismas que se muestran en la Tabla No. 4.2.

**TABLA N° 4.2. RESUMEN DE CENTRALES ELÉCTRICAS CON RIESGO MUY ALTO FRENTE A LA AMENAZA SÍSMICA**

Nombre Central	Empresa	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Nivel de riesgo
Santa Elena II	CELEC EP	Santa Elena	90,1	Muy Alto
La Propicia	CELEC EP	Esmeraldas	10,5	Muy Alto
Manta II	CELEC EP	Manabí	20,4	Muy Alto
Miraflores	CELEC EP	Manabí	73,4	Muy Alto
Esmeraldas	CELEC EP	Esmeraldas	132,5	Muy Alto
Santa Elena I	CELEC EP	Santa Elena	40	Muy Alto
Santa Elena III	CELEC EP	Santa Elena	40	Muy Alto

De la misma manera, en la FIG No. 4.4 se indica el resumen de los niveles de riesgo sísmico para las subestaciones de transmisión. Los porcentajes que se muestran son respecto a la cantidad de subestaciones a nivel nacional.

En la Tabla No. 4.3 se presentan los resultados de las empresas de distribución con un nivel de riesgo Alto o Muy Alto en cuanto a las amenazas sísmicas.

Con relación a los proyectos de generación eléctrica, se puede indicar que tres de ellos se encuentran dentro de la zona de Riesgo Sísmico Alto (0,4g), el principal, el proyecto Coca Codo Sinclair, tal como se ilustra en la Tabla No. 4.4.

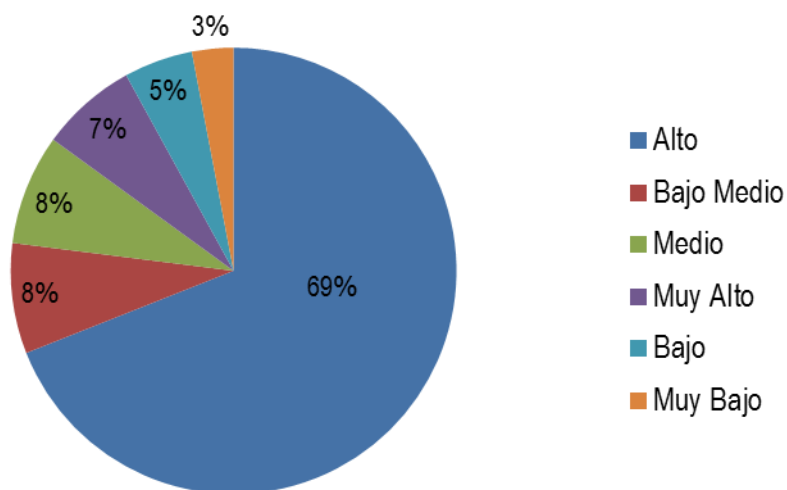


FIG No. 4.4: RESUMEN DE LOS NIVELES DE RIESGO SÍSMICO PARA LAS SUBESTACIONES

TABLA N° 4.3. RIESGOS POR SISMICIDAD PARA LAS ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Empresa	Área de Concesión (km²)	Nivel de Riesgo
CNEL – Santa Elena	6629,69	Muy Alto
CNEL – Santo Domingo	6658,62	Muy alto
CNEL - Manabí	16760,79	Muy alto
CNEL - Esmeraldas	15226,07	Muy alto
Eléctrica de Guayaquil	1103,59	Alto
CNEL - Milagro	5972,49	Alto
E.E. Riobamba	6006,85	Alto
CNEL - El Oro	6637,21	Alto
E.E. Quito	14751,05	Alto
E.E. Cotopaxi	5619,36	Alto
E.E. Norte	12417,72	Alto
E.E. Ambato	41133,08	Alto
CNEL - Guayas Los Ríos	10471,06	Alto

TABLA N° 4.4. RIESGO SÍSMICO DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

Proyecto	Potencia MW	Nivel de riesgo
Coca Codo Sinclair	1500	Alto
Manduriacu	62,5	Alto
Quijos	50	Alto
Toachi Pilatón	253	Medio
Sopladora	487	Bajo Medio

### b) Amenaza de tsunami o maremoto

Los tsunamis son directamente ligados a los sismos en las zonas costeras. Para la valoración del peligro de tsunami se utilizó también la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC 11). Para este tipo de evento se asignaron dos casos:

- Las instalaciones eléctricas que se encuentran en el perfil costanero continental y en las Islas Galápagos fueron clasificadas en la categoría de instalaciones con mayor peligro de maremoto.
- Las instalaciones que no se encuentran a lo largo del litoral tienen un peligro de daños por maremoto nulo.

Las instalaciones eléctricas que se encuentran en la franja costera, que va desde la provincia de Esmeraldas hasta la provincia de Santa Elena, inclusive la parte occidental de la provincia del Guayas, son las más expuestas a los tsunamis, de acuerdo con lo que se muestra en la Tabla No 4.5.

**TABLA N° 4.5. RIESGO ANTE TSUNAMIS EN LAS ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS**

Empresa	Área de Concesión (km²)	Nivel de riesgo
CNEL - Santa Elena	6.629,69	Muy alto
CNEL - Manabí	16.760,79	Muy alto
CNEL - Esmeraldas	15.226,07	Muy alto
E.E. Galápagos	8.426,68	Muy alto

En la provincia de Esmeraldas se encuentra la principal infraestructura eléctrica expuesta a tsunamis, resaltándose el caso de la central térmica Esmeraldas (con 132,5 MW de potencia nominal), la misma que está ubicada en una zona que ya se vio afectada por un maremoto en 1906.

Ante la presencia de un sismo interplaca tipo *Thrust*, el cual generará un tsunami con olas entre dos y cinco metros de altura, éste arrasará con las estructuras eléctricas que se encuentran a su paso, entre ellas, la mayoría las instalaciones del área de concesión de CNEL – Esmeraldas.

La mayor parte de las instalaciones de CNEL Regional Manabí y CNEL Regional Santa Elena también se verían afectadas por tsunamis. En Manabí, las afectaciones se darían en toda la provincia, con excepción de los cantones Pichincha y Olmedo. En Chone la afectación llegaría al 30 % de las instalaciones, en Santa Ana al 50% y en Paján al 15 %.

### **c) Amenaza volcánica**

El nivel de amenaza volcánica es clasificado en función de los flujos piroclásticos y por la caída de ceniza.

Las instalaciones eléctricas con mayor peligro volcánico son aquellas que se encuentran ubicadas en las provincias de la sierra centro y norte, y la provincia de Napo. En la Tabla No. 4.6 se muestran los resultados.

**TABLA N° 4.6. RIESGO ANTE AMENAZAS VOLCÁNICAS EN LAS GENERADORAS**

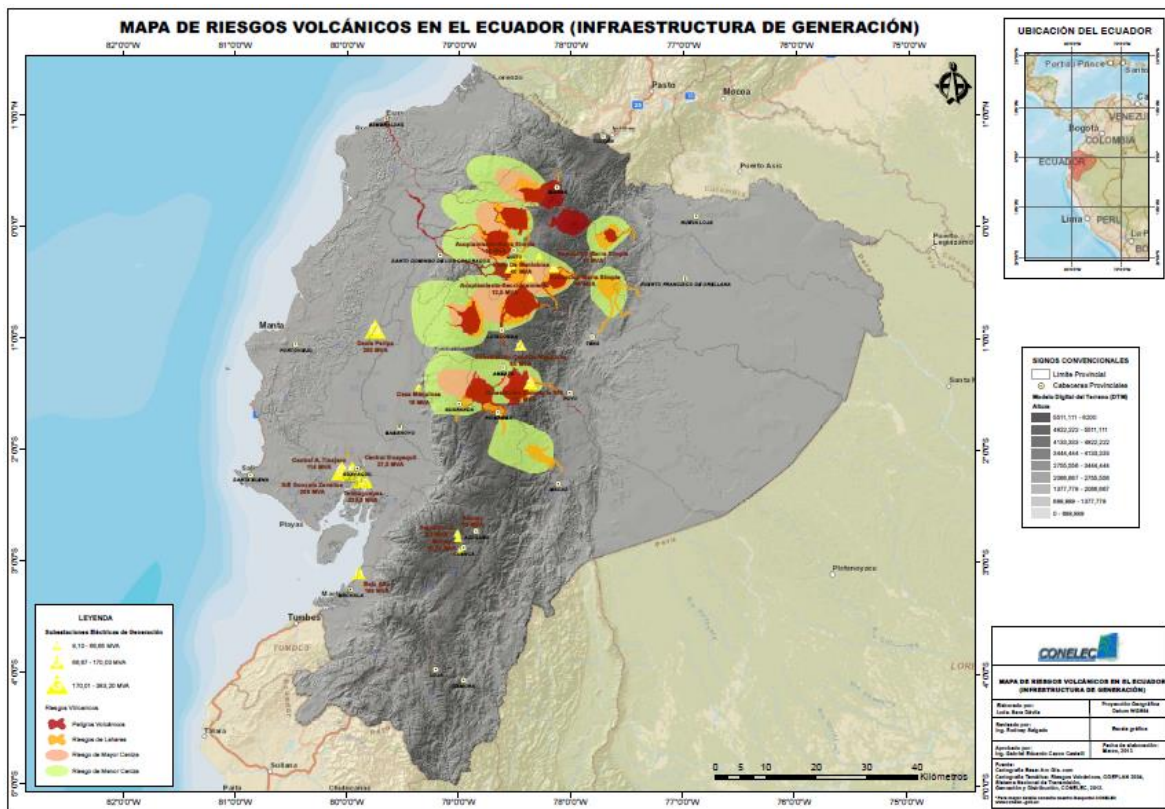
Nombre Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Amenaza Volcánica	
			Flujo Piroclástico	Caída de ceniza
Agoyán	Tungurahua	160	Alto	Alto
San Francisco	Tungurahua	230	Alto	Alto
Chimbo	Bolívar	1,66	Alto	Bajo
Ambi	Imbabura	8	Alto	Bajo
Cumbayá	Pichincha	40	Alto	Bajo
G. Hernández	Pichincha	34,32	Alto	Bajo
Guangopolo	Pichincha	20,92	Alto	Bajo
Los Chillos	Pichincha	1,76	Alto	Alto
Nayón	Pichincha	29,7	Alto	Bajo
Alao	Chimborazo	10,4	Alto	Bajo
Páramo	Napo	3,36	Alto	Alto

Las empresas de distribución ubicadas en la sierra centro y norte (E.E. Quito, E.E. Cotopaxi, E.E. Ambato, E.E. Riobamba, E.E. Norte, CNEL – Regional Bolívar) tendrían riesgo de afectación sea por flujos de lodos o por caída de ceniza a consecuencia de la erupción de alguno de los 11 volcanes activos que se encuentran en el país. De igual forma, Galápagos se vería afectada en toda el área de la provincia. Los resultados se muestran en la Tabla No. 4.7.

**TABLA N° 4.7. RIESGO ANTE AMENAZAS VOLCÁNICAS EN DISTRIBUIDORAS**

Empresa	Área de Concesión (km²)	Nivel de riesgo	
		Flujo de Lodos	Caída de ceniza
E.E. Riobamba	6006,85	Si	Si
E.E. Quito	14751,05	Si	Si
E.E. Cotopaxi	5619,36	Si	Si
CNEL - Sucumbios	38007,89	Si	Si
E.E. Norte	12417,72	Si	Si
E.E. Ambato	41133,08	Si	Si
CNEL - Bolívar	4042,4	Si	Si
E.E. Galápagos	8426,68	Si	Si

En la FIG. No. 4.5 se muestra el mapa de riesgos volcánicos en el Ecuador, lo relacionado con la infraestructura de generación. En el Anexo 4.2, se visualizan los mapas de riesgos volcánicos en el Ecuador, considerando la infraestructura de generación, transmisión y distribución.



**FIG No. 4.5: MAPA DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN)**

#### **d) Amenaza de inundación**

En lo que se refiere a la amenaza de inundación, las instalaciones del Sector Eléctrico fueron clasificadas en 4 categorías:

1. Zonas inundadas permanentemente (manglares o pantanos)
2. Zonas inundadas temporalmente (épocas lluviosas)
3. Zonas propensas a inundaciones por desbordamiento de ríos o fuertes precipitaciones (Fenómeno de El Niño)
4. Zonas no afectadas

Las instalaciones que se encuentran ubicadas en cualquiera de las tres primeras categorías, se las calificó con nivel de Riesgo Alto.



**TABLA N° 4.8. RIESGO ANTE AMENAZAS DE INUNDACIÓN - GENERADORAS**

Nombre Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Riesgo de Inundación
Trinitaria	Guayas	133	Alto
Machala I	El Oro	140	Alto
Machala II	El Oro	68,4	Alto
Puná Nueva	Guayas	3,37	Alto
Termoguayas	Guayas	150	Alto
Alvaro Tinajero	Guayas	94,8	Alto

Los grados de amenaza más altos están en las instalaciones que se encuentran en las provincias de la Costa, seguidos de las instalaciones ubicadas a lo largo de los ríos orientales (Pastaza y Napo).

Seis centrales térmicas tienen el riesgo potencial de ser afectadas como consecuencia de una inundación, por cuanto se encuentran ubicadas en zonas rellenadas donde antes eran manglares y pantanos. La totalidad de potencia nominal afectada es del 10,30% de la potencia total instalada en el SNI del Ecuador. Los resultados se muestran en la Tabla No. 4.8.

Las centrales de generación que se verían afectadas por inundaciones temporales en período lluvioso serían cinco: Enrique García, Gonzalo Zevallos (gas y vapor), Aníbal Santos (gas y vapor) cuya potencia nominal equivale al 7,24% de la potencia total instalada en el SNI del Ecuador y se encuentran básicamente en la provincia del Guayas. Las centrales que podrían tener afectación de inundación por desbordamiento de ríos corresponden principalmente a las empresas auto generadoras ubicadas en la región oriental cuya potencia nominal equivale al 8,15% del total.

Las empresas de distribución de la sierra (E. E. Norte, E.E. Quito, E.E. Cotopaxi, E.E. Ambato, E. E. Riobamba, E.E. Azogues, entre otras) no tienen riesgo de afectación por inundaciones, no así la CNEL –Milagro que tiene mayor afectación a las inundaciones por tener zonas permanentemente inundables, por desbordamientos de ríos o por inundación temporal en épocas lluviosas, tal como se muestra en la Tabla No. 4.9.

**TABLA N° 4.9. RIESGO ANTE AMENAZAS DE INUNDACIÓN - DISTRIBUIDORAS**

Empresa	Área de Concesión (km²)	Riesgos Hidro Meteorológicos		
		Inundación		
		Inundada permanentemente (Manglares y pantanos)	Inundación temporal (cada época lluviosa)	Desbordamiento de ríos
EP Eléctrica de Guayaquil	1.103,59	Si	No	Si
CNEL Milagro	5.972,49	Si	Si	Si
CNEL Sta. Elena	6.629,69	Si	No	Si
CNEL El Oro	6.637,21	Si	No	Si
CNEL Sucumbios	38.007,89	Si	No	Si
CNEL Los Ríos	4.103,11	No	Si	Si
CNEL Manabí	16.760,79	Si	No	Si
CNEL Guayas Los Ríos	10.471,06	No	Si	Si
CNEL Esmeraldas	15.226,07	Si	No	Si

En la FIG No. 4.6 se muestra el mapa de riesgos por inundación en el Ecuador, en la infraestructura de transmisión, en el Anexo 4.3, se muestran los mapas de riesgos por inundación en el país, en la infraestructura de generación, transmisión y distribución.





**FIG No. 4.6: MAPA DE RIESGO POR INUNDACIÓN DEL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN)**

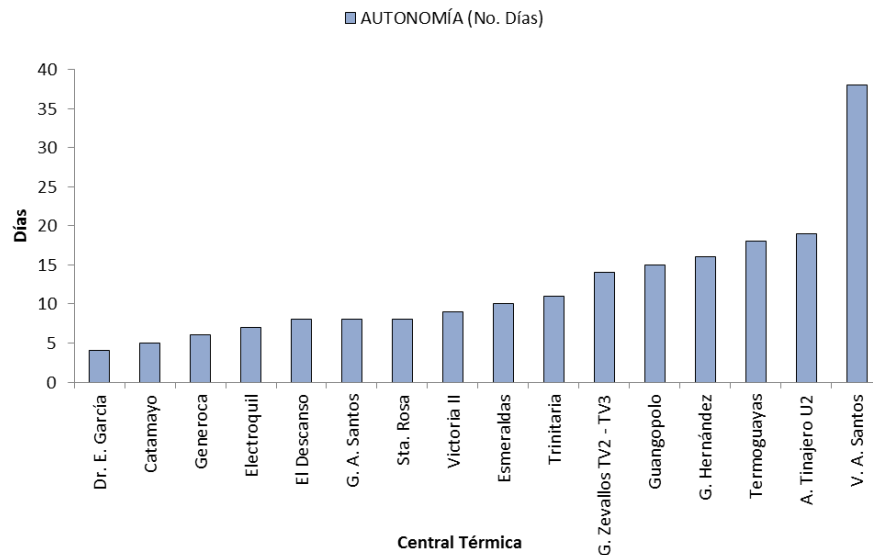
### ***Riesgo ante inundaciones por el Fenómeno de El Niño***

Existen instalaciones en el SNI que pueden verse afectadas por inundaciones provocadas por el fenómeno climatológico de El Niño; específicamente, las centrales de generación térmica ubicadas en la costa pueden verse restringidas en cuanto a la provisión de combustible, por las dificultades de acceso a los puertos de aprovisionamiento.

Ante este tipo de riesgo se deben considerar todas las acciones de preparación y prevención necesarias, tales como mejorar la capacidad de almacenamiento del combustible.

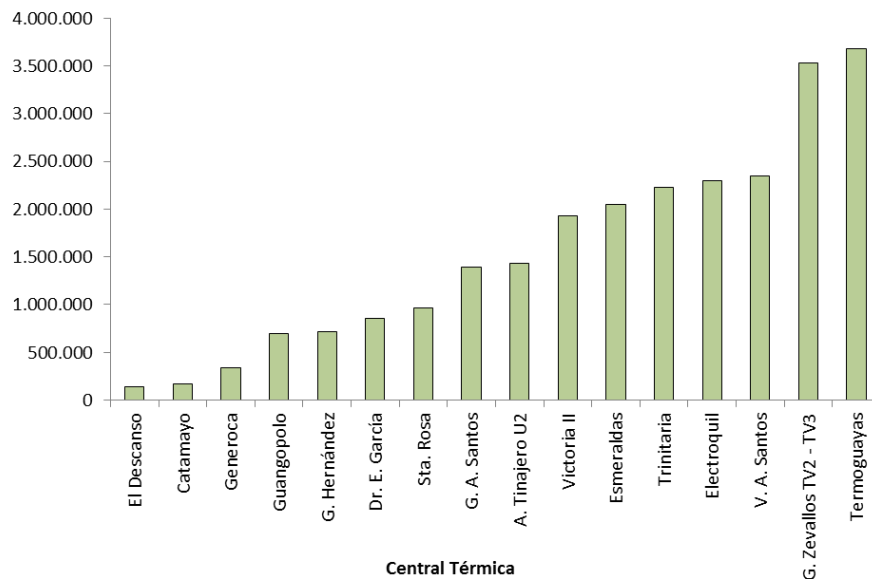
Muchas de las centrales han considerado el riesgo que les puede ocasionar este tipo de amenaza por eso han desarrollado diferentes planes de acción.

Las centrales poseen una autonomía limitada en la capacidad de almacenamiento de combustible. En las siguientes figuras se indica la capacidad y autonomía de las principales centrales térmicas:



FUENTE: CENACE

**FIG No. 4.7: AUTONOMÍA DE ABASTECIMIENTO DE LAS PRINCIPALES CENTRALES TÉRMICAS ANTE UN DESASTRE NATURAL**



FUENTE: CENACE

**FIG No. 4.8: CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN TANQUES PRINCIPALES**

Por lo indicado en las figuras anteriores, es necesario que se establezcan planes de acción para mitigar el impacto de un fenómeno natural que pueda afectar la generación térmica principal, esto mediante un mejoramiento o expansión de los tanques de almacenamiento, vías alternas, métodos alternativos de suministro de combustible, entre otros.

### e) Amenaza de deslizamiento

El nivel de amenaza por deslizamiento se clasificó en dos categorías, según la cartografía de deslizamientos y por derrumbes a partir de la información recopilada por SNGR. Aquellas instalaciones ubicadas en zonas de deslizamiento (sin importar el tipo de deslizamiento o derrumbe) se las consideró con nivel de Riesgo Alto y aquellas instalaciones que no son afectadas potencialmente por este tipo de amenazas se las consideró con nivel de Riesgo Nulo.

Las instalaciones ubicadas en la región sierra, son las que están expuestas a los mayores peligros. De igual forma, las instalaciones ubicadas en los cantones de Manabí y Esmeraldas también tienen un peligro relativamente alto.

Es importante mencionar que, eventos de carácter regional pueden causar afectación a las instalaciones eléctricas, tal como ocurrió en el año 1993 con el represamiento de los ríos Paute y Jadán, ocasionando el desastre de La Josefina, el mismo que afectó a la central hidroeléctrica Paute por alrededor de USD 1.403.000,00; monto que no incluye el lucro cesante por la falta de producción, sino solamente las reparaciones físicas realizadas.

Del análisis realizado se determina que 42 centrales de generación tendrían riesgo alto frente a la amenaza de deslizamiento de masas, la mayoría se encuentran en la región sierra. La potencia nominal en riesgo sería aproximadamente del 41,53%, con respecto a la potencia total instalada en el SNI del Ecuador, tal como se muestra en la Tabla 4.10.

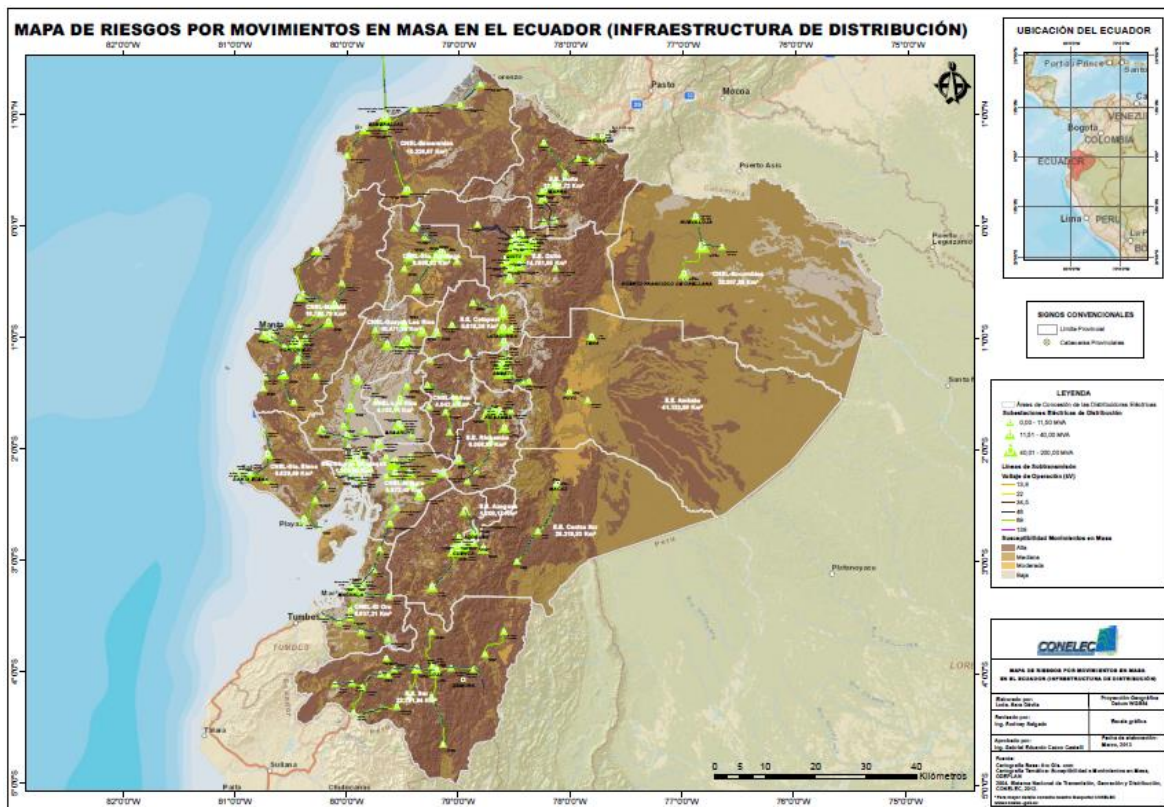
El sistema nacional de transmisión tiene subestaciones eléctricas con un potencial riesgo alto: Zhoray y Pomasqui ubicadas en las provincias de Cañar y Pichincha, respectivamente.

**TABLA N° 4.10. RIESGO ANTE AMENAZAS DE DESLIZAMIENTO - GENERADORAS**

Nombre Central	Provincia	Potencia (MW)	Riesgo por Deslizamiento de masas
Enrique García	Guayas	102	Alto
Pascuales II	Guayas	68,4	Alto
Agoyán	Tungurahua	160	Alto
Pucará	Tungurahua	73	Alto
San Francisco	Tungurahua	230	Alto
Marcel Laniado	Guayas	213	Alto
Mazar	Azuay	183,66	Alto
Paute Molino	Azuay	1075	Alto
La Propicia	Esmeraldas	10,5	Alto
Termoesmeraldas	Esmeraldas	132,5	Alto
El Descanso	Azuay	19,2	Alto
Saucay	Azuay	24	Alto
Saymirín	Azuay	14,43	Alto
El Carmen	Pichincha	8,4	Alto
Recuperadora	Pichincha	14,7	Alto
Chimbo	Bolívar	1,66	Alto
Ligua	Tungurahua	5	Alto
Península	Tungurahua	3	Alto
Illuchi No.1	Cotopaxi	4,19	Alto
Illuchi No.2	Cotopaxi	5,2	Alto
La Playa	Carchi	1,32	Alto
Los Chillos	Pichincha	1,76	Alto
Nayón	Pichincha	29,7	Alto
Alao	Chimborazo	10,4	Alto
Río Blanco	Chimborazo	3,13	Alto
Carlos Mora	Zamora Chinchipe	2,4	Alto
Papallacta	Napo	6,63	Alto

En la FIG No. 4.9 se muestra el mapa de riesgos por movimientos en masa en el Ecuador en la infraestructura de distribución.

En el Anexo 4.4, se muestran los mapas de riesgos por movimientos en masa en el país, para la infraestructura de generación, transmisión y distribución.



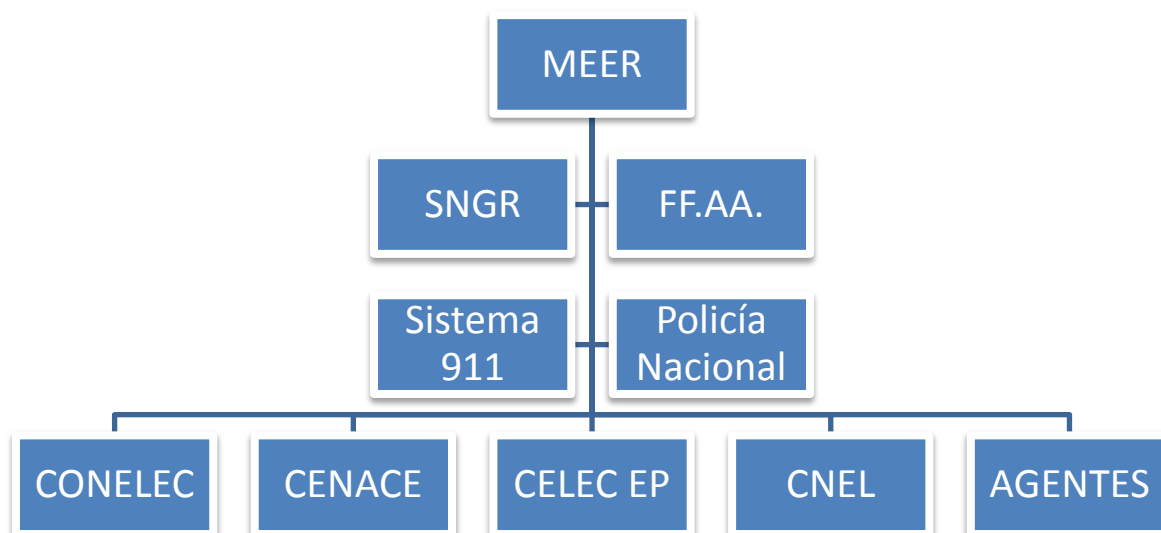
**FIG No. 4.9: MAPA DE RIESGO POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR (INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN)**

#### **4.3.1.2 Plan de acción a los riesgos de contingencias debido a casos fortuitos o de fuerza mayor**

La Constitución de la República, en su Artículo No. 389, establece que el sistema nacional descentralizado de gestión de riesgo está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional; y que el Estado ejercerá la rectoría a través del organismo técnico establecido en la ley. Estas unidades de gestión de riesgo tendrán, entre otras, la función de fortalecer en la ciudadanía y en las entidades públicas y privadas capacidades para identificar los riesgos inherentes a sus respectivos ámbitos de acción, informar sobre ellos, e incorporar acciones tendientes a reducirlos.

Dentro de este marco, y considerando que el MEER es el organismo rector del sector eléctrico, se sugiere el liderazgo de esta cartera de estado, en coordinación con la SNGR, en la conformación de un comité nacional para enfrentar las emergencias de origen natural; con el objetivo de homogenizar los planes de mitigación del riesgo elaborados por cada una de las empresas del sector, además de organizar y direccionar los recursos humanos, materiales y económicos que se requerirán para enfrentar a los desastres que pueden presentarse.

Se sugiere así mismo que dentro de este comité nacional para enfrentar las emergencias en el sector eléctrico estén presentes, además del MEER, delegados del CONELEC, del CENACE, de CELEC EP, de CNEL, de la SNGR, de las Fuerzas Armadas, del sistema 911, de la Policía Nacional; y, eventualmente, los agentes del sector eléctrico directamente afectados por una situación de fuerza mayor. En la siguiente figura se muestra la estructura propuesta para el comité nacional de emergencias del sector eléctrico.



**FIG No. 4.10: ESTRUCTURA PROPUESTA PARA EL COMITÉ NACIONAL DE SEGURIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Las principales actividades del comité nacional para enfrentar las emergencias de origen natural en el sector eléctrico deben ser las siguientes:

1. Antes de la emergencia:

- Conocer el funcionamiento de toda la infraestructura eléctrica del SNI y de los riesgos que pueden presentarse.
- Coordinar y homogenizar los planes de emergencia de las empresas del sector.
- Mantener actualizado el inventario de recursos humanos, materiales y físicos del sector eléctrico.
- Diseñar y promover programas de capacitación y entrenamiento ante desastres.
- Establecer niveles de alerta para el sector eléctrico.
- Realizar reuniones periódicas para la actualización de los planes de emergencia.

2. Durante la emergencia:

- Evaluar la situación de emergencia.
- Activar el sistema de respuesta en coordinación con la o las empresas afectadas.
- Implementar la red nacional de comunicaciones en el sector eléctrico.
- Coordinar y definir el aislamiento de la zona de impacto.
- Coordinar con la SNGR, el Sistema 911, las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional, la atención de las víctimas de los sistemas afectados.
- Desarrollar boletines informativos.
- Coordinar las acciones operativas.

3. Después de la emergencia:

- Control de la puesta en marcha de los sistemas afectados.
- Evaluar la eficiencia y eficacia de los planes de emergencia.
- Realizar el inventario de pérdidas.
- Llevar el registro estadístico de la contingencia.

- Desarrollar boletines informativos.

### 4.3.2 Factores de riesgo debidos a aspectos técnico operativos

En esta sección se analizan los riesgos técnico – operativos que puedan surgir en el SNI<sup>7</sup> tanto en régimen de operación normal como en contingencia.

- Riesgos en régimen de operación normal: escasez de reserva de potencia y energía, indisponibilidad de generación, desviaciones en los pronósticos de los caudales promedios semanales.
- Régimen de contingencia: vulnerabilidad del sistema ante contingencias n-1 y n-2, desde el punto de vista de la tensión y de la frecuencia.

#### 4.3.2.1 Riesgos en régimen de operación normal

##### 4.3.2.1.1 Factores de riesgo en régimen de operación normal

###### a) Escasez de reserva de energía y potencia

La reserva insuficiente de potencia y energía puede significar que no se cuenten con los recursos necesarios para el abastecimiento de la demanda diaria. Para garantizar el abastecimiento seguro de la demanda, la reserva energética y de potencia diaria debía ser superior al 10 %<sup>8</sup>.

En la Tabla No. 4.11 se muestran los resultados de la reserva de energía. Nótese que en demanda punta la reserva puede llegar a un valor mínimo de 10 %; lo cual pone en riesgo el abastecimiento de la demanda en este horario.

**TABLA N° 4.11. RESERVA DE ENERGÍA EN EL PERIODO 2011 – 2012**

Demanda	Promedio	Desviación Estándar
Mínima	40%	8%
Media	26%	7%
Punta	14%	4%

En la Tabla No. 4.12 se muestra el cálculo de la reserva de potencia disponible en el periodo enero 2011 – mayo 2012. Nótese que la reserva de potencia disponible está por debajo del 10 % en demanda máxima, pudiendo llegar incluso al valor mínimo del 4 %; lo cual pone en riesgo el abastecimiento seguro y confiable de energía eléctrica en el SNI.

**TABLA N° 4.12. RESERVA DE POTENCIA EN EL PERIODO 2011 – 2012**

HORA	Promedio	Desviación Estándar
01:00	40%	9%
02:00	43%	9%
03:00	44%	8%

<sup>7</sup> Se abordan los riesgos técnicos operativos del sistema eléctrico nacional en forma global; es decir, se analizan los riesgos que pueden afectar la calidad, la seguridad y la confiabilidad del servicio en el SNI. El alcance de este capítulo no cubre los riesgos técnicos u operativos de cada etapa funcional del sector eléctrico por separado.

<sup>8</sup> Límites que son aceptados en la actualidad por el CENACE.

HORA	Promedio	Desviación Estándar
04:00	45%	8%
05:00	44%	8%
06:00	40%	8%
07:00	40%	8%
08:00	35%	8%
09:00	29%	3%
10:00	25%	7%
11:00	23%	7%
12:00	22%	7%
13:00	23%	7%
14:00	18%	7%
15:00	22%	7%
16:00	22%	8%
17:00	22%	7%
18:00	18%	6%
19:00	9%	4%
19:30	8%	4%
20:00	9%	4%
21:00	13%	4%
22:00	20%	6%
23:00	28%	7%
24:00	36%	8%

### **b) Indisponibilidad de generación**

Como criterio de seguridad, se establecen los siguientes márgenes para la indisponibilidad de generación en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador:

- Indisponibilidad de Generación Hidráulica: < 3 %.
- Indisponibilidad de Generación Térmica: < 7 %.

A partir de la información proporcionada por el CENACE, se calculó la indisponibilidad de generación. El período de estudio está comprendido entre enero de 2011 y abril de 2012.

El porcentaje de indisponibilidad de generación se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$Indisponibilidad\% = \frac{\sum \text{Potencia indisponible} \bullet \text{Horas indisponibles}}{\sum \text{Potencia total} \bullet \text{Horas totales}} \bullet 100$$

Donde:

La indisponibilidad de generación se calcula de la siguiente forma:

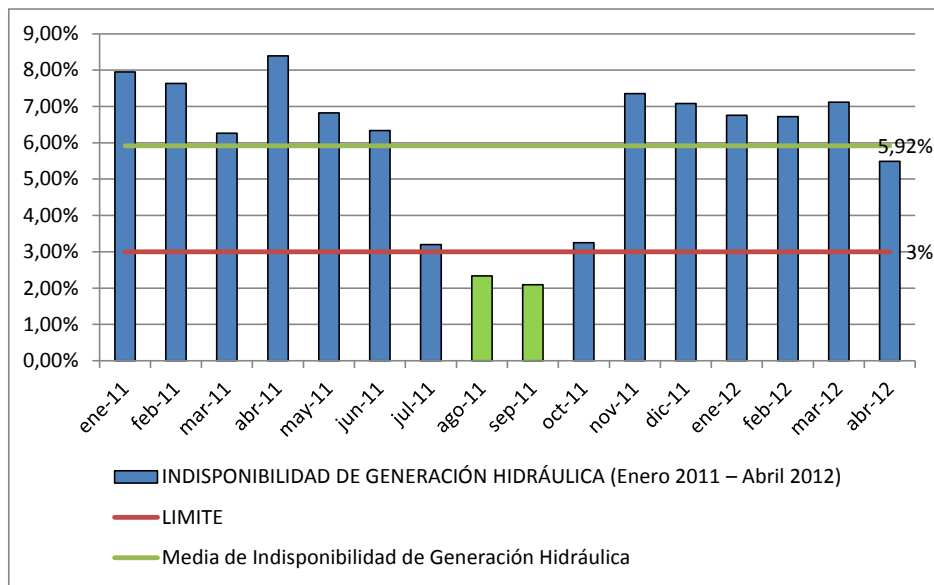
$$Potencia\ Indisponible = (\text{Potencia Nominal Instalada} - \text{Potencia Disponible}) [MW]$$

Para el cálculo de los porcentajes de indisponibilidad se consideraron las centrales que más fueron despachadas en el periodo de estudio, su representatividad en el despacho económico, y su sensibilidad en el cálculo del índice.

El criterio de representatividad se estableció excluyendo a las centrales cuya indisponibilidad no afectaba en el cómputo final del índice.

**TABLA N° 4.13. RESERVA DE POTENCIA EN EL PERIODO 2011 – 2012**

CENTRALES EVALUADAS	
Hidráulicas	Térmicas
Paute	Esmeraldas
Mazar	Trinitaria
Agoyán	Gonzalo Zevallos
San Francisco	Termogas Machala
Pucará	Enrique García
Marcel Laniado	Anibal Santos
	Alvaro Tinajero
	Victoria II



**FIG No. 4.11: INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN HIDRÁULICA (Enero 2011 – Abril 2012)**

En la FIG No. 4.11 se muestra el porcentaje de indisponibilidad de la generación hidráulica. Nótese que los únicos meses que cumplen con menos del 3% de indisponibilidad son agosto y septiembre de 2011.

El alto nivel de la indisponibilidad hidráulica indica una alarma que está relacionada con la reserva para el control de la frecuencia; es decir, puede afectar la seguridad en la operación del sistema, en caso de falla.



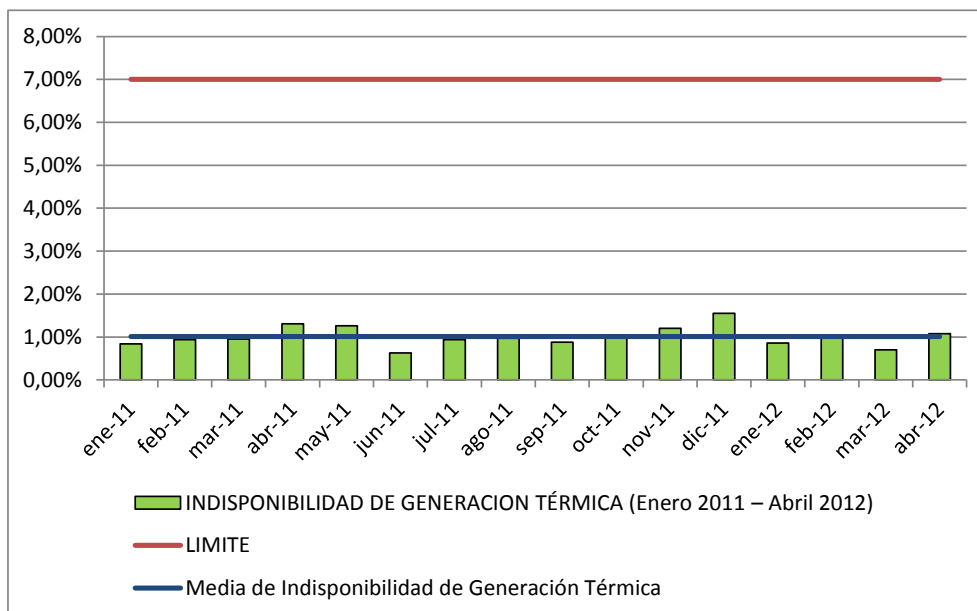


FIG No. 4.12: INDISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA (Enero 2011 – Abril 2012)

En la FIG No. 4.12 se muestra la indisponibilidad de las centrales térmicas analizadas. En este caso se puede observar que para todo el periodo de estudio, el porcentaje de indisponibilidad está por debajo del margen de seguridad establecido (7%).

### c) *Porcentaje de mantenimientos no programados con respecto al porcentaje de mantenimientos programados*

Correlacionado con el problema de la indisponibilidad del parque generador, está el porcentaje de mantenimientos no programados con respecto al porcentaje de mantenimientos programados.

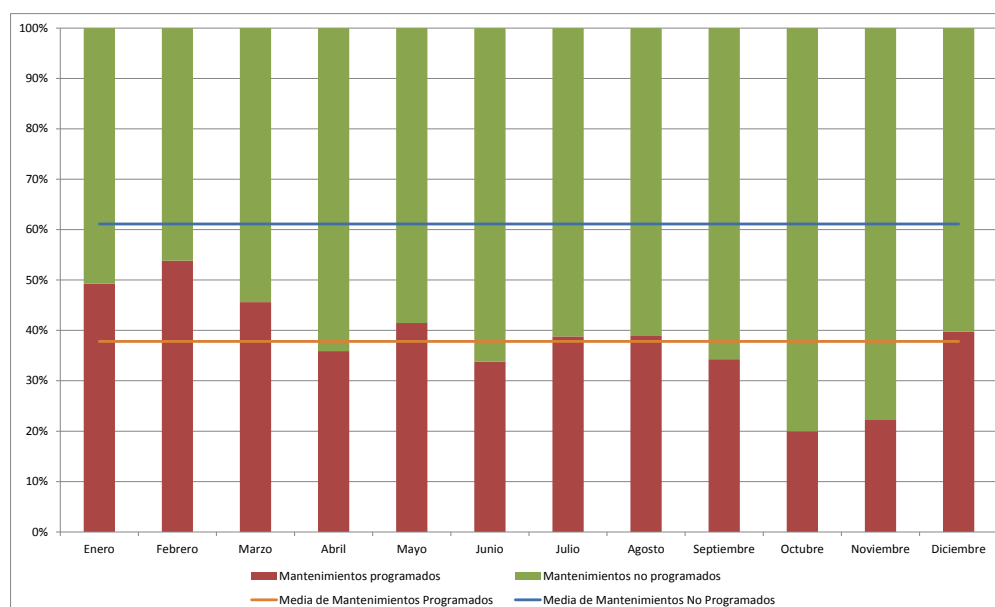
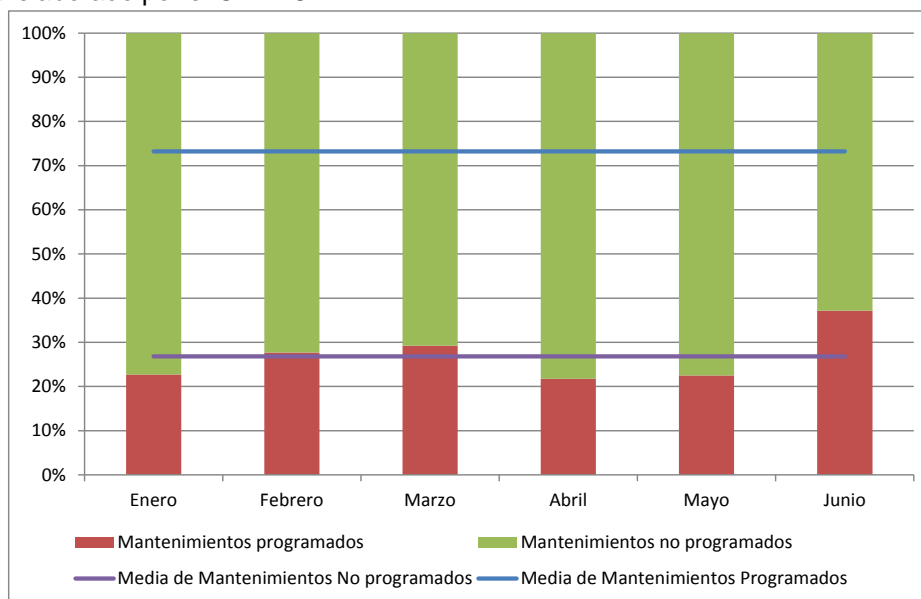


FIG No. 4.13: RELACIÓN ENTRE LOS MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y NO PROGRAMADOS, AÑO 2011

Como se muestra en la FIG No. 4.13, la media de los mantenimientos no programados en el año 2011, supera en 24 puntos porcentuales al promedio de los mantenimientos establecidos en el plan anual elaborado por el CENACE.



**FIG No. 4.14: RELACIÓN ENTRE LOS MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y NO PROGRAMADOS, AÑO 2012**

En la FIG No. 4.14 se observa que para el año 2012, la diferencia entre los promedios de los mantenimientos no programados y los programados es de un 46 %, lo que significa que el problema de la indisponibilidad de generación asociada a la ejecución de mantenimientos, no radica en el cumplimiento del plan anual elaborado por el CENACE, sino más bien en el número elevado de mantenimientos emergentes.

Considerando que la diferencia entre el porcentaje de mantenimientos no planificados con respecto a los planificados es mayor en el 2012 que en el 2011; se puede concluir que es necesario implementar una política de gestión de activos, encaminada a la reducción de las paradas emergentes. La gestión del mantenimiento preventivo es un concepto moderno que se aplica a nivel mundial.

#### **4.3.2.2 Plan de acción a los Riesgos Técnico y Operativo en régimen de operación normal**

##### **4.3.2.2.1 Plan de acción de Gestión de Activos**

El principal problema en cuanto al aspecto técnico – operativo, es el elevado índice de indisponibilidad del parque generador (relacionado con el porcentaje elevado de los mantenimientos no programados o correctivos/emergentes), lo cual incide en los niveles de reserva y energía necesarios para el normal abastecimiento de la demanda.

A continuación, se muestran las especificaciones básicas para la gestión optimizada de los activos físicos<sup>9</sup>:

<sup>9</sup> Tomado del manual de buenas prácticas - BRITISH ESTÁNDAR 2008.

El principal problema en cuanto al aspecto técnico – operativo, es el elevado índice de indisponibilidad del parque generador (relacionado con el porcentaje elevado de los mantenimientos no programados o correctivos/emergentes), lo cual incide en los niveles de reserva y energía necesarios para el normal abastecimiento de la demanda.

Del análisis realizado, se concluye que el sector eléctrico debe caminar hacia la filosofía de la gestión de activos.

En el Anexo 4.6 se muestran las especificaciones básicas para la gestión optimizada de los activos físicos<sup>10</sup>, cuyos principios básicos se resumen a continuación:

La gestión de activos es el conjunto de actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas a través de las cuales una organización maneja óptima y sustentablemente sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgos y gastos asociados a lo largo de sus ciclos de vida con el propósito de lograr su plan estratégico organizacional.

El plan estratégico organizacional es un plan global a largo plazo para la organización que se deriva de requerimientos de las partes interesadas, objetivos y manejo de riesgos.

Para poder aplicar el sistema de gestión de activos en las empresas del sector se puede adoptar la estructura de Planificar – Hacer – Verificar – Corregir.

- Planificar: establecer la estrategia de gestión de activos, los objetivos y los planes necesarios para generar los resultados según la política de gestión de la organización y el plan estratégico organizacional.
- Hacer: establecer los habilitadores para implementar la gestión de activos (tal como un sistema o sistemas de información de activos) y otros requerimientos necesarios (tales como legales) e implementar el (o los) plan (o planes) de gestión de activos.
- Verificar: monitorear y medir los resultados comparándolos con la política de gestión de activos, los objetivos de la estrategia, los requerimientos legales (entre otros); registrar e informar los resultados.
- Actuar: para asegurar que los objetivos de la gestión sean logrados y mejorar continuamente el sistema de gestión de activos.

La política de Gestión de Activos es aplicable a la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) y a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), en vista de que dichas corporaciones disponen de muchos activos, donde los gastos importantes, los recursos, la dependencia del desempeño y/o los riesgos están relacionados con la creación / adquisición, uso mantenimiento, renovación/desincorporación de los activos.

#### **4.3.2.3 Riesgos en régimen de contingencia**

Se analiza la calidad y la seguridad de la operación del sistema, en régimen de contingencia, considerándose el periodo estacional lluvioso para los análisis de tensión y cargabilidad; mientras que para los análisis de frecuencia se considera el periodo estacional seco.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> Tomado del manual de buenas prácticas - BRITISH ESTÁNDAR 2008.

<sup>11</sup> Se considera que el peor escenario para un análisis de perfiles de tensión es aquel en el que las centrales de generación térmica ubicadas cerca del centro de carga de Guayaquil no son

Se evalúan los perfiles de tensión en las barras del SNT (138 kV y 230 kV) y la cargabilidad de las líneas de transmisión ante las siguientes contingencias n - 1 y n - 2:

a. Contingencias n - 1 y n - 2 para estudios de tensión:

Contingencias n-1

- En centrales: Catamayo, Machala I, Jivino III, Trinitaria, Esmeraldas.
- En líneas de 138 kV: Pascuales – Salitral, Salitral – Trinitaria, Pascuales – Policentro, Milagro – San Idelfonso, Esmeraldas – Santo Domingo, Pomasqui – Vicentina, Pomasqui – Ibarra, Totoras – Baños, Molino – Sinincay.
- En líneas de 230 kV: Pascuales – Trinitaria, Pascuales – Molino, Molino – Totoras, Totoras – Santa Rosa, Santa Rosa – Pomasqui, Santa Rosa – Santo Domingo, Pascuales – Quevedo.

Contingencias n-2

- En estructuras de doble circuito: Pascuales – Molino, Santa Rosa – Totoras, Pascuales – Quevedo, Santa Rosa – Pomasqui, Manta – Quevedo.
- Como una combinación de circuitos y centrales: circuito Molino – Pascuales más la central Trinitaria, dos unidades de la central Paute, una unidad de la central Paute más la central Trinitaria, circuito Pascuales Quevedo más la central Esmeraldas.

b. Contingencias n - 2 para estudios de frecuencia:

- Disparo de un bloque de generación de 111 MW en el lado ecuatoriano más la pérdida del enlace con Colombia,
- Disparo de un bloque de generación de 133 MW en el lado ecuatoriano más la pérdida del enlace con Colombia,
- Disparo de un bloque de 600 MW en Colombia,
- Disparo de 600 MW en el lado ecuatoriano,
- Disparo de 1000 MW en el lado ecuatoriano; y, finalmente,
- Disparo de 1000 MW en el lado ecuatoriano más la pérdida del enlace con Colombia.

En este caso se comprobó la eficiencia y suficiencia del esquema de alivio de carga diseñado por el CENACE y se lo comparó con una propuesta de esquema de alivio de carga que utiliza relés de derivada.

Para los estudios de tensión y cargabilidad, en régimen de operación normal y de contingencia, se utilizó el software de cálculo de flujos de potencia DigSilent; mientras que para los estudios de frecuencia se utilizó el software Simulink de Matlab.

Para definir los años a ser analizados se tomó como referencia el Plan de Expansión de Transmisión - Período 2013 - 2022, de donde se escogieron los años sensibles en función de la entrada de proyectos importantes de generación y transmisión; así como también las hipótesis de crecimiento de la demanda e incorporación de grandes consumidores, definidas por el CONELEC.

---

despachadas; mientras que para estudios de frecuencia, el peor escenario es aquel en donde existe menor reserva para la regulación primaria, es decir, en periodo seco.

En función de las obras del plan de expansión, y de las cargas que se incorporan al sistema, los años con grandes cambios del SNT en los cuales es conveniente realizar las simulaciones son: 2013, 2017 y 2022.

Se resalta que las tasas de crecimiento de la demanda de cada una de las distribuidoras se tomaron en función de lo que éstas le declararon al CONELEC hasta el 31 de marzo de 2012.

Del análisis realizado se extraen los siguientes riesgos:

***a) En cuanto a la vulnerabilidad desde el punto de vista de la tensión***

En el año 2013:

- La pérdida del doble circuito de la línea Totoras – Santa Rosa, y la pérdida del doble circuito Pascuales – Molino, constituyen contingencias sensibles en cuanto a los valores de tensión mínimos que pueden presentarse en las barras de 230 kV.
- En cuanto a los niveles mínimos de tensión de las barras de 138 kV, son nuevamente sensibles las salidas del doble circuito de Santa Rosa – Totoras y del doble circuito Pascuales – Molino; aunque se resaltan ciertas contingencias que resultan sensibles para segmentos específicos del SNI: la salida de la central Jivino III, o de la línea Agoyán – Puyo, provocan caídas de tensión no permitidas en la zona nororiental del SNI; mientras la salida de los circuitos Pascuales – Quevedo o Quevedo – San Gregorio provocan caídas de tensión no permitidas en la zona noroccidental del SNI.
- La salida de la línea Quevedo – San Gregorio provoca sobre tensiones no permitidas en las subestaciones Montecristi y Victoria.
- La salida del doble circuito Totoras – Santa Rosa provoca sobrecargas en las líneas Pucará – Mulaló, Pucará – Vicentina, Quevedo – Selva Alegre y en 12 transformadores de potencia del SNI.
- Las salidas de la central Jivino III, o de la línea Agoyán – Puyo, provocan sobre cargas en la zona nororiental del país. La salida de la línea Machala – San Idelfonso es sensible para el sistema eléctrico de Machala.

En el año 2017:

- La pérdida del doble circuito de la línea San Gregorio – San Juan, y la pérdida del doble circuito Coca Codo Sinclair - Sucumbíos, constituyen contingencias sensibles en cuanto a los valores de tensión mínimos que pueden presentarse en las barras de 230 kV.
- En cuanto a los niveles mínimos de tensión de las barras de 138 kV, son nuevamente sensibles las salidas del doble circuito de San Gregorio – San Juan y del doble circuito Coca Codo Sinclair - Sucumbíos. Adicionalmente, se deben destacar que ciertas contingencias resultan sensibles para segmentos específicos del SNI:
  - ✓ Central Jaramijó: para la zona noroccidental del SNI.
  - ✓ Circuitos Baños – Topo o Puyo – Topo, para la zona nororiental del país.
- La barra Molino presenta valores de sobre tensión incluso en régimen de operación normal, lo cual es lógico pues se la utiliza para el control de tensión del sistema. La salida de la línea de transmisión denominada Central – Daule, presenta sobre tensiones en Trinitaria.
- La salida de la línea San Gregorio – San Juan se constituye en una contingencia sensible en cuanto a la cargabilidad de los elementos del SNI.

En el año 2022:

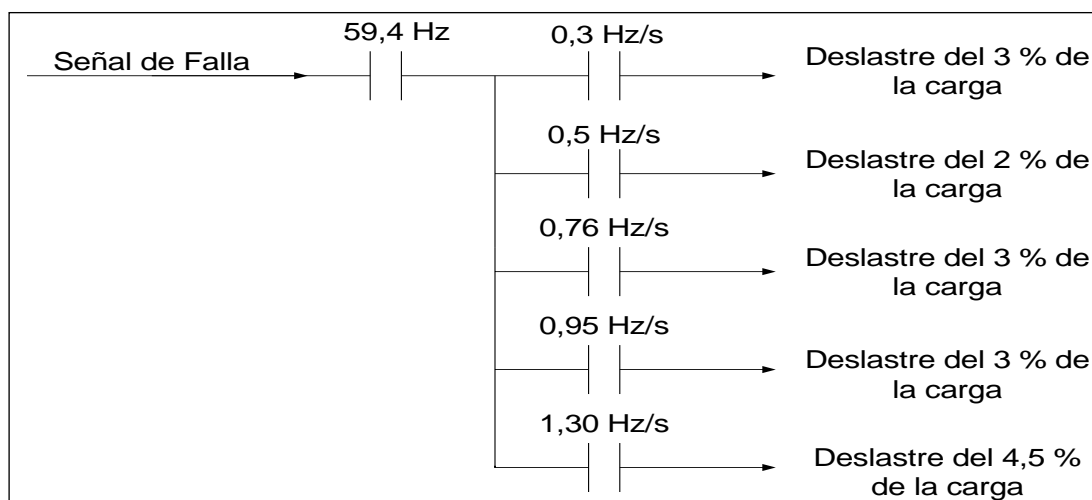
- Las salidas de los circuitos de la línea de transmisión denominada Central – Daule y Coca Codo Sinclair – Sucumbíos (doble circuito), se constituyen en contingencias sensibles del año 2022, pues provocan valores de tensión no permitidos en el SNI.
- La barra Topo 138 kV puede tener sobre tensiones en el caso de una contingencia en la línea Puyo – Topo.
- Los problemas de sobrecarga en líneas y transformadores de transmisión para este año se presentan en las zonas de carga de Guayaquil, Machala, Manabí, Ibarra y el nororiente del país.

**b) En cuanto a la vulnerabilidad desde el punto de vista de la frecuencia:**

- Para régimen de contingencia, el esquema EAC que utiliza solo relés de baja frecuencia puede no ser adecuado para aprovechar la reserva, la inercia y el estatismo de las centrales Sopladora y Coca Codo Sinclair.
- Sin la reserva de Sopladora y Coca Codo Sinclair, el sistema puede ser vulnerable ante contingencias n-2 que implique la pérdida del enlace con Colombia.

**4.3.2.4 Plan de acción a la vulnerabilidad ante contingencias**

Para contingencias múltiples que activen los esquemas de deslastre automático de carga, y con el objetivo de aprovechar de manera eficiente la reserva de potencia de las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora, es recomendable la utilización de los esquemas provistos de relés de derivada, tal como se muestra en la FIG. No. 4.15.



**FIG No. 4.15: PASOS DE DESLASTRE DE CARGA CORRESPONDIENTES AL RELÉ DE DERIVADA**

Para contingencias n-2 de centrales de generación de más de 100 MW, combinadas con la pérdida del enlace con Colombia; es decir, para salidas de generación que superen la capacidad de desconexión de carga de los sistemas automáticos de deslastre instalados en las distribuidoras, se pueden producir eventos de pérdida de estabilidad (por frecuencia) del sistema, lo cual conllevaría a un *black out* y a la necesidad de levantar al sistema en islas eléctricas.

Desde agosto de 2012, el CONELEC inició las inspecciones técnicas de las centrales: Jivino II y III, Santa Elena II, Jaramijó, Quevedo II, Sibimbe, El Descanso, Saymirín, Manta II y Esmeraldas; con el fin de determinar si éstas disponen del equipamiento necesario para operar en isla.

En la Tabla No. 4.14 se muestra la disponibilidad del equipamiento para operar en isla en las centrales visitadas:

**TABLA N° 4.14: DISPONIBILIDAD DEL EQUIPAMIENTO PARA OPERAR EN ISLA EN LAS CENTRALES VISITADAS**

PARÁMETROS	DISPONIBILIDAD									
	MANTA II	JARAMIJÓ	SIBIMBE	ESMERALDAS	QUEVEDO II	STA. ELENA II	JIVINO III	EL DESCANSO	SAYMIRÍN	SAUCAY
Capacidad de arranque en línea muerta (black start)	SI	SI	NO	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
Sistema de control de velocidad en un estatismo ajustable entre 3% y 5%	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Modo de control en isla: speed droop, load sharing y fixed	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistema de control de excitación	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sistema de iluminación en zonas involucradas	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Vías de comunicación: telefonía, celular y radio	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sala de control con la posibilidad de verificar parámetros del sistema	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

En la FIG. No. 4.16 se muestra el mapa de las centrales que pueden operar en isla, definiéndose en color verde aquellas que ya han sido probadas por el CONELEC y el CENACE (tomando carga y arrancando en negro), en color azul aquellas que requieren todavía de algún equipamiento; y finalmente en naranja aquellas centrales que tienen una posibilidad de operar aisladas del sistema, pero que necesitan de inversiones capitales.





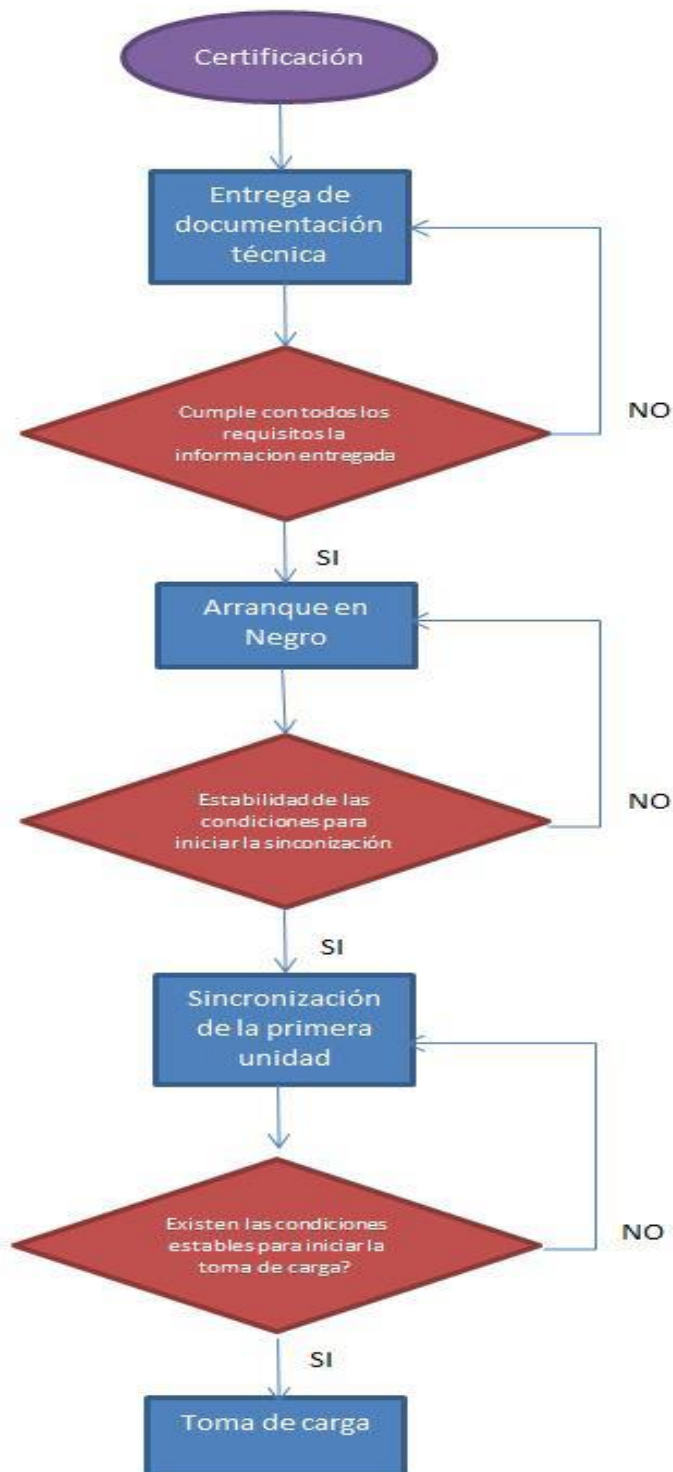


FIG No. 4.17: PROCEDIMIENTO PARA LA CERTIFICACIÓN DE LAS CENTRALES, O CIRCUITOS DE CENTRALES, QUE PUEDEN OPERAR EN ISLA

### **4.3.3 Riesgo debido a factores administrativos, económicos y financieros**

#### **4.3.3.1 Riesgos Identificados**

Del Diagnóstico de la Gestión Económica-Financiera y Administrativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano (ver Anexo 4.5) se incluye el análisis de las vulnerabilidades que afectan el desempeño eficiente del Sector en sus diferentes etapas funcionales: generación, transmisión y distribución.

Analizando los indicadores establecidos por el CONELEC para las áreas económico-financiera y administrativa, se identifican algunos aspectos de vulnerabilidad del sistema que permiten alertar en una visión prospectiva, situaciones que requieren prevención:

- En referencia al promedio del costo de generación más transmisión por kWh facturado, existe un incremento de los valores en los últimos años, evidenciándose que se debe mejorar en el control interno, con el objetivo de disminuir las pérdidas.
- En cuanto al costo de distribución por kWh se observa una tendencia a la alza en los últimos años, lo cual incide negativamente en el valor de venta del servicio al usuario final; por lo que se deben determinar los parámetros de control del costo total por kWh.
- Con respecto al promedio del costo de facturación por kWh vs. el valor de facturación al abonado, se puede observar que existen empresas que deben incluir una evaluación continua del valor promedio de facturación del servicio eléctrico al usuario o abonado, con el objetivo de reducir el déficit y cubrir los costos.

#### **4.3.3.2 Planes de acción para la gestión de los Riesgos Administrativos y Económico - Financieros**

- La creación de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, es una decisión acertada para establecer una alineación entre las empresas de generación y transmisión, con los objetivos establecidos en el Plan Nacional para el Buen Vivir.
- El cambio y la transición de las empresas distribuidoras de sociedades anónimas hacia la Corporación Nacional de Electricidad, CNEL, es una acción favorable al sector eléctrico debido a que permite revertir problemas de mínima asistencia jurídica y gestión administrativa – financiera en las empresas.
- La creación de la CELEC EP y CNEL, propone una visión de aplicación de economía de escalas para la adquisición de materiales y servicios.
- Es importante insistir y fortalecer en las empresas de distribución, en la implementación de los proyectos que se relacionan a la incorporación de sistemas automatizados para los procesos de facturación, recaudación, toma de lecturas, cortes y reconexiones del sistema comercial en las distribuidoras en general.
- La construcción y avance de los proyectos de generación hidráulica con fuentes de energía renovable permitirá disminuir el actual costo de producción del kWh, que es influenciado por la generación térmica.

### 4.3.4 Riesgo Social

#### 4.3.4.1 Conflictos Sociales en los proyectos Emblemáticos

Para la realización del estudio se tomó en cuenta la complejidad de las relaciones culturales, sociales, y productivas que conforman las zonas de influencia de los proyectos, considerando que es en este complejo de relaciones, donde surge el conflicto social.

A continuación, se presentan los datos relevantes de cada uno de los casos investigados, con la aclaración de que se ha considerado objetivamente la percepción de la población y de los actores político/sociales en el entorno de los proyectos, sobre la base de encuestas técnicamente aplicadas y que abordan los conflictos económicos, políticos, socioculturales y territoriales.

##### a) Toachi-Pilatón

TABLA N° 4.15: CASO TOACHI – PILATÓN

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Económico	Según la población, la mano de obra no es calificada con relación a los requerimientos de la hidroeléctrica y demás empresas que llegan a la zona.	MEDIO BAJO
Político	En el caso de Tandapi, las obras que tenían obligadamente que hacerse desde el municipio, según la población, no se hicieron y por lo tanto organizaron una marcha en junio de 2011, con la suspensión de las actividades comerciales y la suspensión por varias horas de la circulación vehicular en la vía a Santo Domingo.	ALTO
	Los recintos se reunieron y se formó un comité de todas las comunidades para enfrentar las distintas problemáticas con relación a la presencia de las empresas hidroeléctricas, de minería y construcción de vías que se instalan en la zona.	MEDIO BAJO
Relaciones socioculturales	No se tienen claras las consecuencias que traerá el Proyecto, tanto para la biodiversidad y la naturaleza como para los seres humanos.	MEDIO-BAJO
	Con relación a las capacitaciones ofrecidas por la empresa HIDROTOAPI hay mucha deserción.	ALTO

##### b) Quijos - Baeza

TABLA N° 4.16: CASO QUIJOS - BAEZA

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Económico	El modo de vida de la gente del campo (agricultura y ganadería) es desvalorizado y se mantiene en el atraso con respecto a tecnologías actuales. Se sobrevalora el trabajo asalariado y el empleo en el Proyecto Hidroeléctrico, además se aspira a obtener cargos públicos porque de ellos se obtiene un salario fijo superior.	LATENTE
	Las autoridades perciben que los campesinos siempre están a la expectativa de recibir dádivas de los gobiernos locales y empresas en general y por lo mismo de las empresas vinculadas al Proyecto Hidroeléctrico. Para los campesinos, las autoridades no establecen un verdadero diálogo y, no cumplen con los ofrecimientos.	LATENTE
Político	En Cuyuja no hay una buena relación entre la Junta Parroquial y la Tenencia Política y las dos autoridades dan distintas apreciaciones sobre la relación de la comunidad con el Proyecto Hidroeléctrico.	MEDIO
Socio - Cultural	En Baeza se hicieron marchas para pedir rectificación de comportamiento de trabajadores de OCP con relación a la población (problemas de alcoholismo, embarazo precoz, enfermedades venéreas) y manifiestan que el comportamiento de trabajadores de hidroeléctricas debe ser correcto.	ALTO
	En todas las poblaciones vinculadas al Proyecto no existe agua potable y en Cuyuja hay parasitosis y desnutrición	LATENTE
	La comunidad no conoce a qué acuerdos se ha llegado con los propietarios de las haciendas	MEDIO

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Manejo del territorio	afectadas por el Proyecto y sienten que no hay negociaciones equitativas.	
	La negociación de pagos a la población por la ocupación de terrenos para el Proyecto, por parte de las empresas, no se legaliza totalmente	MEDIO
	La presencia de los trabajadores que llegan a la zona, provocan un sentido de sobrepoblación que se da de la noche a la mañana y que afecta en los planes de desarrollo de la comunidad.	MEDIO
	El sector ganadero de Cuyuja se siente perjudicado por el trabajo de las vías.	MEDIO
	En Cuyuja se siente malestar en el sentido de que desde allí se está beneficiando al país pero se preguntan por qué no existen ayudas para el agua y el alcantarillado.	MEDIO
	En Cuyuja ya ha habido problemas porque las volquetas y maquinaria de las empresas se parquean cerca de la escuela y los niños corren peligro.	ALTO-MEDIO
	El sentido de pertenencia se ha visto resquebrajado por la presencia de personal extraño y por las empresas. Se cree invaden el territorio como si fuese propio, sin que les importe la población.	MEDIO
	Generación de basura y desechos sólidos por parte de los trabajadores de las empresas.	MEDIO-BAJO
Relaciones socioculturales	Con relación al empleo, existe malestar por parte de la gente que no ha sido contratada.	MEDIO-BAJO
	No se ha dado un buen proceso de socialización. Hay desinformación.	LATENTE
	Hay temor de que baje el caudal de los ríos y afecte las cascadas y consecuentemente el turismo.	MEDIO-BAJO
	En Cuyuja hubo inquietud por el cambio en los ecosistemas cercanos al río y pidieron al Municipio de Baeza que hicieran una inspección.	ALTO-MEDIO
	Percepción de incumplimiento de ofrecimientos por parte de las empresas	MEDIO
	Percepción de Aumento de enfermedades respiratorias, en especial en los niños por la presencia de la asfaltadora Verdu que la población la vincula al Proyecto.	ALTO-MEDIO
Redistribución de los recursos e inequidad económica	Conflicto percibido desde la población entre Hidro-Quijos e Hidro-Victoria.	LATENTE
	Existe bastante malestar de la población con respecto al modo de trabajar, a los pagos y a la forma de relacionarse con los trabajadores por parte de Coandes.	ALTO-MEDIO
	Se relaciona al Proyecto con el agua que va a Quito desde estas zonas. La gente ha protestado ante las autoridades en varias ocasiones.	ALTO
	En la población se ha creado ya un malestar con la empresa Coandes y se la empieza a acusar de: maltrato a trabajadores, pago inadecuado, contaminación, trabajadores que beben y arman riñas, desatención a lo que diga la población	ALTO-MEDIO
	En el momento que estaban haciendo el acceso de vía, se le acusó a la empresa Coandes de haber generado agua turbia por el trabajo de la maquinaria y se suspendió el servicio para la población. El agua llega a Cuyuja desde unos dos mil metros montaña arriba y cuando pasaron las maquinarias el agua empezó a bajar con lodo y la empresa no quiso arreglar el problema y en Cuyuja paralizaron la obra.	ALTO
	Se percibe un manejo de las relaciones con la comunidad de modo clientelar sin haber realizado un diagnóstico de la población, de sus manifestaciones culturales y conflictividades y reduciéndolo todo a la lógica del dar-recibir, lo cual hace a las relaciones paternalistas, pasivas, faltas de análisis y crítica de la realidad.	MEDIO

### c) Manduriacu

TABLA N° 4.17: CASO MANDURIACU

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Manejo del territorio	Percepción de contaminación del río Guayllabamba	ALTO
	Afectación de terrenos	ALTO MEDIO
	Construcción de vías	MEDIO BAJO
	Afectación de vías y puentes	ALTO
Conflictos en torno a las relaciones socioculturales	Gran expectativa de crecimiento económico	LATENTE
	Conflictos alrededor del ámbito laboral	MEDIO
	Descontento ante modalidad y temática de talleres	LATENTE
	Ausencia de apoyo a actividades productivas tradicionales	MEDIO

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
	Percepción de desprecio	MEDIO
	Problemas de comprensión	MEDIO
	Dificultades en la relación Constructora Vs. las comunidades	ALTO MEDIO
	Percepción de incumplimiento de acuerdos y compromisos	ALTO MEDIO

#### d) Delsitanisagua

**TABLA N° 4.18: CASO DELSITANISAGUA**

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
<b>Tala de árboles ligada a la entrada a los terrenos sin previo aviso</b>	Un morador de Río Blanco impidió el paso a su terreno, luego de que los constructores habían entrado a talar los árboles de su terreno sin haberle preguntado ni comentado nada antes. Una moradora de Río Blanco hizo lo mismo, cuando los constructores entraron a su terreno.	ALTA
<b>Reclamos por bajos sueldos de los jornaleros</b>	Trabajadores de Río Blanco hicieron un paro para reclamar los malos sueldos que estaban recibiendo	ALTA
<b>Desalojo de material</b>	Un propietario de Río Blanco hizo una denuncia en la radio Amazonas y en el Ministerio del Ambiente sobre los escombros que estaban botando al río	ALTA
<b>Impedimento del transporte de la leche por el mal estado de la vía</b>	El señor a quien los moradores de Río Blanco entregan la leche para que sea transportada, ya no quiere entrar por el mal estado de la vía.	ALTO-MEDIO
<b>Arriendo de los terrenos</b>	Algunas de las personas con las que se conversó no están contentas con el arrendamiento de sus terrenos	MEDIO
<b>Tala de los árboles</b>	La "tala de árboles", independiente de la entrada a los terrenos sin permiso, fue también comentada en varias ocasiones y es asociada con los posibles problemas futuros de sequía y con los posibles deslaves.	MEDIO
<b>Trabajadores en el proyecto</b>	Los conflictos relacionados al tema laboral son varios: percepción de maltrato psicológico, malos pagos, incumplimiento en los pagos, poca regulación en el valor del jornal, ausencia de contratos y de Seguro Social.	MEDIO
<b>Trabajadores foráneos</b>	Varias personas comentaron que hay mucha gente de afuera trabajando en el proyecto, por lo general se mencionó a gente de Perú y de Loja. Estos relatos fueron siempre acompañados por comentarios sobre los ofrecimientos en cuanto a que primeramente se contrataría gente del sector.	MEDIO
<b>Afectación al río Zamora</b>	Pocas personas comentaron sobre la afectación que tendrá el río Zamora por la construcción del proyecto.	BAJO
<b>Energía producida.</b>	Una persona mencionó que la energía producida por la hidroeléctrica será destinada para las minas de cobre de El Pangui.	BAJO
<b>Sobrepoblación</b>	Una persona comentó que los constructores están entrando al sector porque buscan quedarse.	BAJO
<b>Afectación del agua de consumo humano</b>	Se tiene la percepción de que debido a la tala de árboles y a los trabajos en la montaña, el agua de las micro cuencas consumida por la población puede verse afectada.	LATENTE
<b>Actitud de trabajadores extranjeros ante la población</b>	Se observó que se han dado algunos enfrentamientos entre los pobladores y los trabajadores foráneos; esto podría empeorar en caso de no haber un cambio.	LATENTE

#### e) Villonaco

**TABLA N° 4.19: CASO VILLONACO**

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
<b>Venta de terrenos</b>	Si bien dentro de este tema no hubo amenazas ni acciones, el malestar que se pudo percibir en la gente y se puede percibir en los discursos es bastante alto.	MEDIO
<b>Incumplimiento en el ofrecimiento de arreglos en la vía.</b>	Este tema ha sido mencionado con bastante frecuencia en las diferentes conversaciones, más que todo en los barrios rurales. En los barrios urbanos, este ofrecimiento sigue estando a la expectativa.	MEDIO
	Este miedo está en la gran mayoría de los moradores del sector, tanto en las áreas	

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Temor por el ruido	urbanas como rurales.	MEDIO
Trabajo para la gente del sector	Este tema fue mencionado algunas veces. Surgió de parte de algunos dirigentes sociales y políticos. Sin embargo, la población en general no ha reclamado esto y menciona que sí se les ha ofrecido el trabajo.	MEDIO
Temor al viento que podrían producir las hélices	Si bien este temor solo se manifestó en el barrio Víctor Emilio Valdivieso, fueron varias las mujeres que lo mencionaron y se pudo percibir una gran preocupación por el tema.	MEDIO
Temor a la caída de las hélices	Una persona mencionó que le causa cierta preocupación el hecho de que las hélices se puedan romper, debido al fuerte viento que corre en la cima del cerro.	MEDIO-BAJO
Temor a la afectación de los animales por el ruido y por la incrementación del viento	Algunas personas comentaron que temen que el ruido y el aumento del viento y del frío, debido al movimiento de las hélices, pueda causar algún daño a sus animales, en especial al ganado.	MEDIO-BAJO
Malestar al sentirse catalogados solamente como mano de obra no calificada	Algunos moradores del barrio Víctor Emilio Valdivieso comentaron que les duele que, tanto la gente del proyecto como la gente de Loja en general, les catalogue como mano de obra no calificada, cuando en el barrio sí hay gente estudiada y preparada.	MEDIO-BAJO
Temor a que sus hogares sean destruidos con la ampliación de la vía	Una persona del barrio Payanchi manifestó esta preocupación.	MEDIO-BAJO
Futura prohibición de tener animales dentro de los terrenos vendidos	Muchos de los moradores que han vendido sus terrenos, tienen sus animales dentro de ellos.	LATENTE

**f) Minas – San Francisco**

**TABLA N° 4.20: CASO MINAS – SAN FRANCISCO**

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
<b>Conflictos en torno al Manejo del territorio</b>	Percepción de contaminación y disminución de acceso al recurso del agua para riego en las comunidades cercanas a las estructuras del proyecto.	MEDIO-BAJO
	Percepción de Contaminación y disminución de acceso al recurso del agua para consumo humano en las comunidades cercanas a las estructuras del proyecto.	MEDIO-BAJO
	Percepción de afectación al flujo y caudal del agua en las zonas cercanas a las estructuras del proyecto.	MEDIO-BAJO
	Percepción de Inundación de cultivos, asentamientos, minas, y otras fuentes de producción económica de las comunidades cercanas a las estructuras del proyecto.	MEDIO-BAJO
	Percepción de arrastre de sedimentos hacia las zonas de la cuenca baja y consecuente afectación de empresas mineras extractoras de material de construcción, cacaoteras, bananeras y otras fuentes productivas de las comunidades a lo largo de la cuenca.	MEDIO-BAJO
	Percepción de Incumplimiento de medidas de seguridad ambiental.	MEDIO
	Destrucción de cultivos y asentamientos en las zonas cercanas a las estructuras del proyecto.	MEDIO
<b>Conflictos en torno a las relaciones socioculturales</b>	Altas expectativas con respecto a la generación de trabajo.	MEDIO
	Altas expectativas con respecto a la generación de nuevos servicios e ingreso de capital en forma de nuevos negocios, turismo, hospedaje, alimentación.	MEDIO
	Falta de información con respecto a impactos y beneficios del proyecto.	MEDIO
	Percepción de incumplimiento de medidas ambientales y sociales por parte de la hidroeléctrica.	ALTO
	Altas expectativas con respecto a la responsabilidad social y ambiental del proyecto previo a su construcción y su verificación durante la construcción y operación del proyecto.	ALTO
	Negociación de los terrenos a precios aceptados por los propietarios y que respondan al costo de lo que la pérdida de los mismos representa para los propietarios en términos económicos, sociales, culturales.	ALTO
	Uso y devolución de los terrenos afectados una vez terminada la construcción del proyecto.	ALTO
	Percepción de afectaciones a la propiedad privada en las áreas circundantes a las obras del proyecto.	ALTO
	Expectativas de contratación de mano de obra no calificada y calificada dando preferencia a los pobladores de la zona.	MEDIO

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
<b>Conflictos en torno a la redistribución de los recursos e inequidad socioeconómica</b>	Expectativas de mejora de servicios de salud, educación, carreteras, agua potable, electricidad, Internet.	MEDIO
	Falta de asesoramiento y planificación para los cambios que generará el ingreso del proyecto a las comunidades.	MEDIO
	Falta de valoración de la cultura y formas de vida locales que contribuyen al Buen Vivir y que al ser vistas como impedimentos para el desarrollo corren peligro de desaparecer.	LATENTE
	Desvalorización del desarrollo local, dando preferencia a un desarrollo exógeno a las comunidades.	LATENTE

### **g) Coca Codo-Sinclair**

**TABLA N° 4.21: CASO COCA CODO - SINCLAIR**

TIPO DE CONFLICTOS	GRADO DE PROBABILIDAD DE OCURRENCIAS	PONDERACIÓN
<b>Conflictos sociales motivados por inequidades sociales y demandas de redistribución de recursos. Huelgas y paralizaciones ocasionadas por trabajadores.</b>	<b>Medio-alto:</b> La probabilidad de que estos conflictos deriven en cierre de vías, tomas de instalaciones y suspensión del servicio eléctrico es mediana en atención al grado de insatisfacción de necesidades básicas en el área de influencia y el tipo de repertorio de acción colectiva existente en la misma. <b>Medio-bajo:</b> Generalmente, las huelgas laborales acontecen en el marco de las regulaciones legales que impone el Código del Trabajo; sin embargo, los constantes conflictos laborales podrían sobre-acumularse y desbordar el marco legal vigente llevando a acciones de fuerza en coordinación con la población local. El grado de probabilidad es medio-bajo.	ALTO
<b>Conflictos territoriales por el uso de recursos naturales comprometidos para el proyecto por parte de la población local.</b>  <b>Conflictos derivados de acciones armadas al margen de la ley por grupos irregulares.</b>	<b>Medio-alto:</b> La existencia de percepciones sobre afectaciones a la calidad del agua y la ictiofauna fluvial por parte del proyecto es alta en comunidades indígenas de la zona. Sin embargo, las posibilidades de una acción de fuerza que comprometa la operación de Coca Codo son bajas. Una posibilidad de ocurrencia mediana es la recurrencia a instancias de protección de los derechos colectivos (OIT, Declaración de Derechos de los Pueblos Indígenas) que contemplen acciones de amparo que eventualmente puedan suspender la operación del proyecto, de no contemplarse medidas de mitigación. <b>Medio-bajo:</b> Es posible que en un eventual escenario de mayor involucramiento de Ecuador en el conflicto colombiano, los grupos al margen de la ley tomen como represalia la acción directa contra la infraestructura del proyecto. La probabilidad es mediana debido a la incidencia de dicho conflicto en buena porción del área de influencia del proyecto. Empero, el riesgo disminuye al tomar en cuenta, como factor geopolítico, la reticencia de los actores armados colombianos a efectuar acciones armadas fuera de su frontera. La política del Estado ecuatoriano respecto al conflicto colombiano también debe verse como garantía de no intervención en el mismo.	MEDIO
<b>Conflictos y disputas por recursos del territorio entre gobiernos locales y gobierno central.</b>	<b>Bajo:</b> El nuevo ordenamiento legal para Gobiernos Autónomos Descentralizados (COOTAD) establece con claridad las competencias del Gobierno central y la de los Gobiernos Locales. Difícilmente instancias locales protagonizarían hechos en contra de la infraestructura del proyecto.	BAJO

### **h) Línea de transmisión 500kV EL INGA-COCA CODO**

**TABLA N° 4.22: CASO EL INGA – COCA CODO**

TIPO DE CONFLICTOS	GRADO DE PROBABILIDAD DE OCURRENCIAS	PONDERACIÓN
<b>Conflictos de orden territorial motivados por el emplazamiento de infraestructura industrial en zonas habitadas (caso El Inga)</b>	<b>Medio-bajo:</b> La probabilidad de que ocurran conflictos que pongan en riesgo la construcción y operación de la subestación está en relación directa con el incremento de las preocupaciones de tipo ambiental y la percepción de efectos negativos en la salud y el ambiente de la población de la comuna El Inga. Es posible que la conflictividad involucre niveles de presión que pudiesen llegar en el límite a una toma de las instalaciones por parte de la población. Sin embargo, esta posibilidad desciende	ALTO

TIPO DE CONFLICTOS	GRADO DE PROBABILIDAD DE OCURRENCIAS	PONDERACIÓN
Conflictos de orden territorial derivados de la incompatibilidad de actividades y/o afectación a recursos turísticos (casos El Salado y Papallacta)	notablemente en atención al buen manejo de las relaciones comunitarias en el sector.  <b>Bajo:</b> La posibilidad de una acción organizada que impida la construcción y operación de la línea de transmisión en los sectores El Salado y Papallacta, es baja en la medida en que enfrenta potencialmente a propietarios individuales, sin tradición de organización y conflictividad en relación a este tipo de proyectos. Es posible que se presenten medidas de tipo legal tendientes a impedir el paso de la línea de transmisión por los sectores. El carácter estratégico del proyecto y la legislación del sector eléctrico brindan garantías para que esta ocurrencia no comporte mayores consecuencias para el proyecto.	
Conflictos que involucran demandas de redistribución formuladas al Estado y a la empresa.	<b>Bajo:</b> A pesar de la debilidad que tiene la institucionalidad rural en el sector, es posible constatar la existencia de canales de negociación adecuados para el procesamiento de demandas de este tipo. Difícilmente este conflicto motivará una toma de la subestación o la interrupción de su operación.	MEDIO

### i) Mazar Dudas

TABLA N° 4.23: CASO MAZAR DUDAS

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Manejo del territorio	Conflicto relacionado con las afectaciones y la percepción de incumplimiento sobre los ofrecimientos de compensación ambiental y social	MEDIO
Manejo del territorio	Conflictos relacionados con la construcción de la carretera que conduce al proyecto hidroeléctrico, la incursión de nuevos campamentos en el territorio.	MEDIO
Manejo del territorio	La legitimación de tierras. Conflictos relacionados a los mecanismos de legitimación de tierras para la compra.	ALTO MEDIO
Manejo del territorio	Conflicto relacionado con la percepción de injusticia sobre los precios de los terrenos y las formas de negociación de los mismos.	ALTO MEDIO
Manejo del territorio	Apropiación del proyecto, participación y organización Conflicto relacionado con la falta de apropiación o apropiación parcial de los habitantes sobre el proyecto hidroeléctrico.	MEDIO
Conflictos en torno a las relaciones socioculturales	Alteraciones de la cotidianidad por el ingreso de gente nueva a la comunidad Conflicto vinculado al ingreso de los recién llegados constructores en la comunidad. Consecuencias del ingreso.	MEDIO
Conflictos en torno a las relaciones socioculturales	Falencias en los sistemas de información y comunicación con la comunidad.	MEDIO

### j) Sopladora

TABLA N° 4.24: CASO SOPLADORA

TIPO DE CONFLICTO	CONFLICTO	PONDERACIÓN
Conflictos en torno a las relaciones socioculturales	Percepción del cambio climático e injerencia en la salud de los habitantes y los ciclos de producción agrícola Conflicto fundado en el miedo que ha producido la construcción del proyecto Mazar, cercano a la central en construcción Paute Sopladora, sobre percepción en el cambio del clima y la consecuente afectación a la salud de los habitantes y cambios en la producción agrícola.	MEDIO BAJO
Conflictos en torno a las relaciones socioculturales	Uso y disposición del agua Miedos generados en torno a una posible sequía del caudal del río Paute por el ingreso de los proyectos hidroeléctricos en construcción.	MEDIO



#### **4.3.4.2 Acciones para la gestión del riesgo en cuanto a los conflictos sociales en los proyectos emblemáticos**

El Reglamento de Aplicación de los Mecanismos de Participación Social<sup>12</sup> establecidos en la Ley de Gestión Ambiental establece, en el Artículo No. 8, los mecanismos de participación social que pueden ser aplicados en la socialización de los proyectos de expansión eléctrica. A continuación se detallan algunos de estos mecanismos que son actualmente utilizados por el CONELEC y las empresas del sector eléctrico:

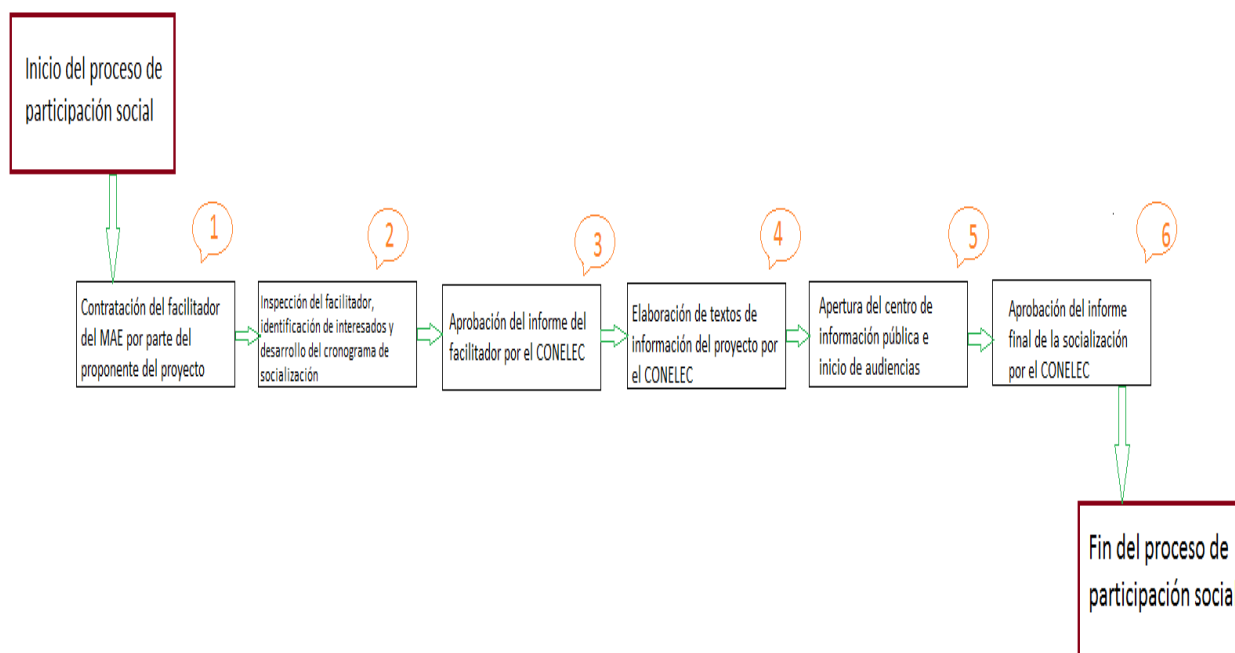
- Audiencias, presentaciones públicas, reuniones informativas, asambleas, mesas ampliadas y foros públicos.
- Talleres de información, capacitación y socialización ambiental.
- Campañas de difusión y sensibilización ambiental a través de los medios de comunicación.
- Comisiones ciudadanas asesoras y veedurías.
- Participación a través de las entidades sociales y territoriales reconocidas por la Ley Especial de Descentralización y Participación Social, especialmente mediante los mecanismos previstos en la Ley Orgánica de Juntas Parroquiales.
- Reparto de documentación informativa pública.

Cabe resaltar que el Artículo No. 10 Reglamento de Aplicación de los Mecanismos de Participación Social, establece que la participación social se efectuará de manera obligatoria por la autoridad ambiental de aplicación responsable, en coordinación con el promotor del proyecto, de manera previa a la aprobación del estudio de impacto ambiental.

En la FIG No. 4.18 se muestra el diagrama de flujo de las actividades que realiza el CONELEC, en coordinación con el promotor del proyecto, para el proceso de participación social.

---

<sup>12</sup> Publicado en el Registro Oficial en mayo de 2008.



**FIG No. 4.18: ACTIVIDADES QUE REALIZA EL CONELEC, EN COORDINACIÓN CON EL PROMOTOR DEL PROYECTO, PARA EL PROCESO DE PARTICIPACIÓN SOCIAL**

## 4.4. Resumen General del Riesgo del Sector Eléctrico

### En relación a los Riesgos Naturales

Existe un alto nivel de vulnerabilidad por efectos de eventos naturales como sismicidad, tsunamis, amenazas volcánicas, inundaciones y deslizamientos. Se ha identificado gran vulnerabilidad en todas las provincias de la región costa, afectando por efectos de inundaciones, tsunamis y sismicidad gran parte de las áreas de concesión de: CNEL Esmeraldas, CNEL Manabí, Eléctrica de Guayaquil, CNEL El Oro, E.E. Galápagos; además, se presentan estos mismos problemas en empresas como: CNEL Guayas – Los Ríos, CNEL Sucumbíos y CNEL Milagro.

Un alto índice de probabilidad de sismicidad se presenta en las generadoras: Santa Elena I y II, La Propicia, Manta II, Miraflores y Esmeraldas.

La presencia de peligros volcánicos se da en empresas que se encuentran ubicadas en la ruta de los volcanes, por la presencia de la caída de ceniza y flujos de lodo, siendo las más afectadas: E.E. Riobamba, E.E. Quito, E.E. Cotopaxi, CNEL Sucumbíos, E.E. Norte, E.E. Ambato, CNEL Bolívar y la E.E. Galápagos. Además, existe riesgo ante presencia de flujos piroclásticos y ceniza en las generadoras: Agoyán, San Francisco, Chimbo, Ambi, Cumbayá, Gualberto Hernández, Guangopolo, Los Chillos y Nayón.

Con relación a deslizamientos, existe alta vulnerabilidad en las provincias: Tungurahua, Azuay, Guayas, Pichincha, Esmeraldas las cuales representan casi la totalidad de generación para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país.

Por lo antes mencionado, es necesario establecer un plan de contingencias ante desastres naturales debido a la vulnerabilidad del sistema ante la salida de una de las centrales de alta productividad del parque generador, además de líneas de transmisión que pueden representar el desabastecimiento de energía en diferentes sectores del país.

### En relación a los Riesgos Operativos

La vulnerabilidad operativa en el sector eléctrico se presenta por diferentes factores: indisponibilidad de centrales de generación y/o líneas de transmisión que causan efectos directos en las áreas de concesión de las empresas distribuidoras. Estos riesgos pueden traer como consecuencia el desabastecimiento de energía a los usuarios finales.

- Generación:

Los principales riesgos operativos se dan en los puntos de generación de: Paute, Mazar, Machala (gas), Trinitaria, Agoyán, Santa Rosa, Esmeraldas, Marcel Laniado y Gonzalo Zevallos, la cuales son centrales que intervienen en la regulación de frecuencia del sistema, en el control de la tensión, y sobre todo, en el despacho básico diario; por lo que si existe alguna contingencia, la indisponibilidad de las centrales anteriormente mencionadas podría causar desabastecimiento de la demanda afectando directamente la calidad del servicio.

Debido a la presencia frecuente del fenómeno climatológico de El Niño, y considerando que la capacidad de almacenamiento de las centrales térmicas es limitada, es necesario establecer planes de acción alineados con el aumento de capacidad de almacenamiento de combustible, vías alternas y métodos alternativos de suministro.

- Proyectos de expansión

La no entrada en operación de las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora mermaría la posibilidad de asegurar una adecuada respuesta de la frecuencia en los años futuros.

- Transmisión:

La vulnerabilidad en el sistema de transmisión se presenta por escenarios posibles como:

- La pérdida del doble circuito de Totoras – Santa Rosa, Pascuales – Molino, afectando niveles de tensión que pueden presentarse en las barras de 230 kV.
- Las salidas de las líneas Quevedo – San Gregorio o Pascuales – Quevedo, son puntos sensibles para caídas de tensión no permitidas en la zona noroccidental del SNI.
- La salida de la línea Quevedo – San Gregorio provoca sobre tensiones no permitidas en las subestaciones Montecristi y Victoria.
- La salida del doble circuito Totoras – Santa Rosa provoca sobrecargas en las líneas Pucará – Mulaló, Pucará – Vicentina, Quevedo – Selva Alegre y en doce transformadores de potencia del SNI.
- Para contingencias n-2 de centrales de generación de más de 100 MW, combinadas con la pérdida del enlace con Colombia; es decir, para salidas de generación que superen la capacidad de desconexión de carga de los sistemas automáticos de deslastre instalados en las distribuidoras, se pueden producir eventos de pérdida de estabilidad (por frecuencia) del sistema, lo cual conllevaría a un *black out* y a la necesidad de levantar al sistema en islas eléctricas.

### En relación a Riesgos Económicos - Financieros y Administrativos

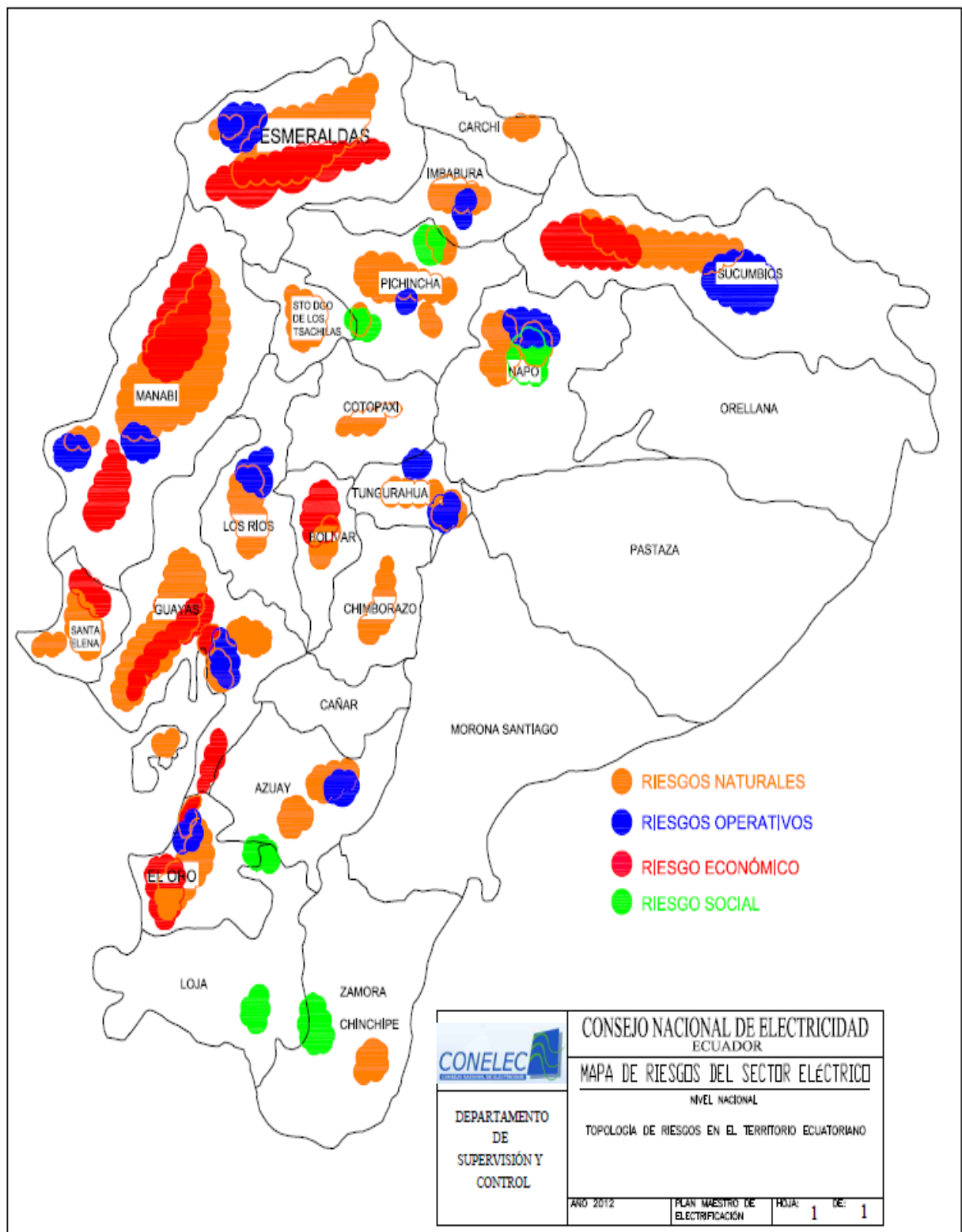
- En referencia al promedio del costo de generación más transmisión por kWh facturado, existe un incremento de los valores en los últimos años, evidenciándose que se debe mejorar en el control interno, con el objetivo de disminuir las pérdidas.
- En cuanto al costo de distribución por kWh se observa una tendencia a la alza en los últimos años, lo cual incide negativamente en el valor de venta del servicio al usuario final; por lo que se deben determinar los parámetros de control del costo total por kWh.

- Con respecto al promedio del costo de facturación por kWh vs. el valor de facturación al abonado, se puede observar que existen empresas que deben incluir una evaluación continua del valor promedio de facturación del servicio eléctrico al usuario o abonado, con el objetivo de reducir el déficit y cubrir los costos.
- Se requiere controlar los costos iniciando con la estandarización de los sistemas especializados, aspecto que el MEER impulsa actualmente a través del proyecto SIGDE

#### En relación a Riesgos Sociales

La falta de ejecución de proyectos como Coca Codo Sinclair, Manduriacu, Quijos, Toachi Pilatón, Sopladora, Delsitanisagua, no permitiría en años posteriores reducir el consumo de combustible fósil y realizar un cambio total de la matriz de generación, mejorando la confiabilidad del abastecimiento de la demanda, a más de aumentar los ingresos a través de la ventas de energía por exportación a los países aledaños.

En la FIG No. 4.19 se observa la presencia de riesgos en las diferentes provincias del territorio ecuatoriano, las cuales se encuentran clasificadas de la siguiente manera: riesgos naturales, riesgos operativos, riesgos económicos y riesgos sociales.

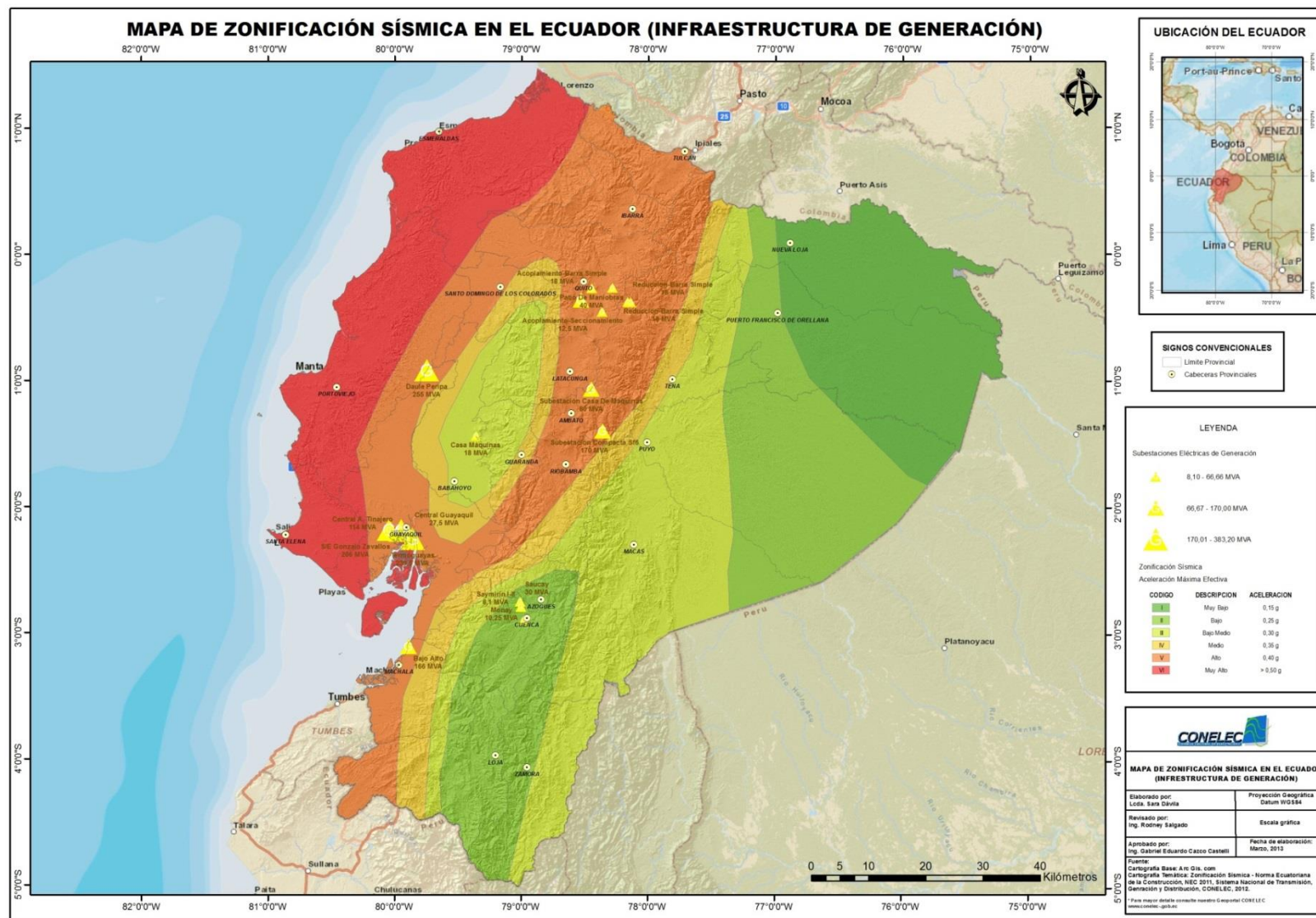


**FIG No. 4.19: MAPA DE RIESOS A NIVEL NACIONAL**

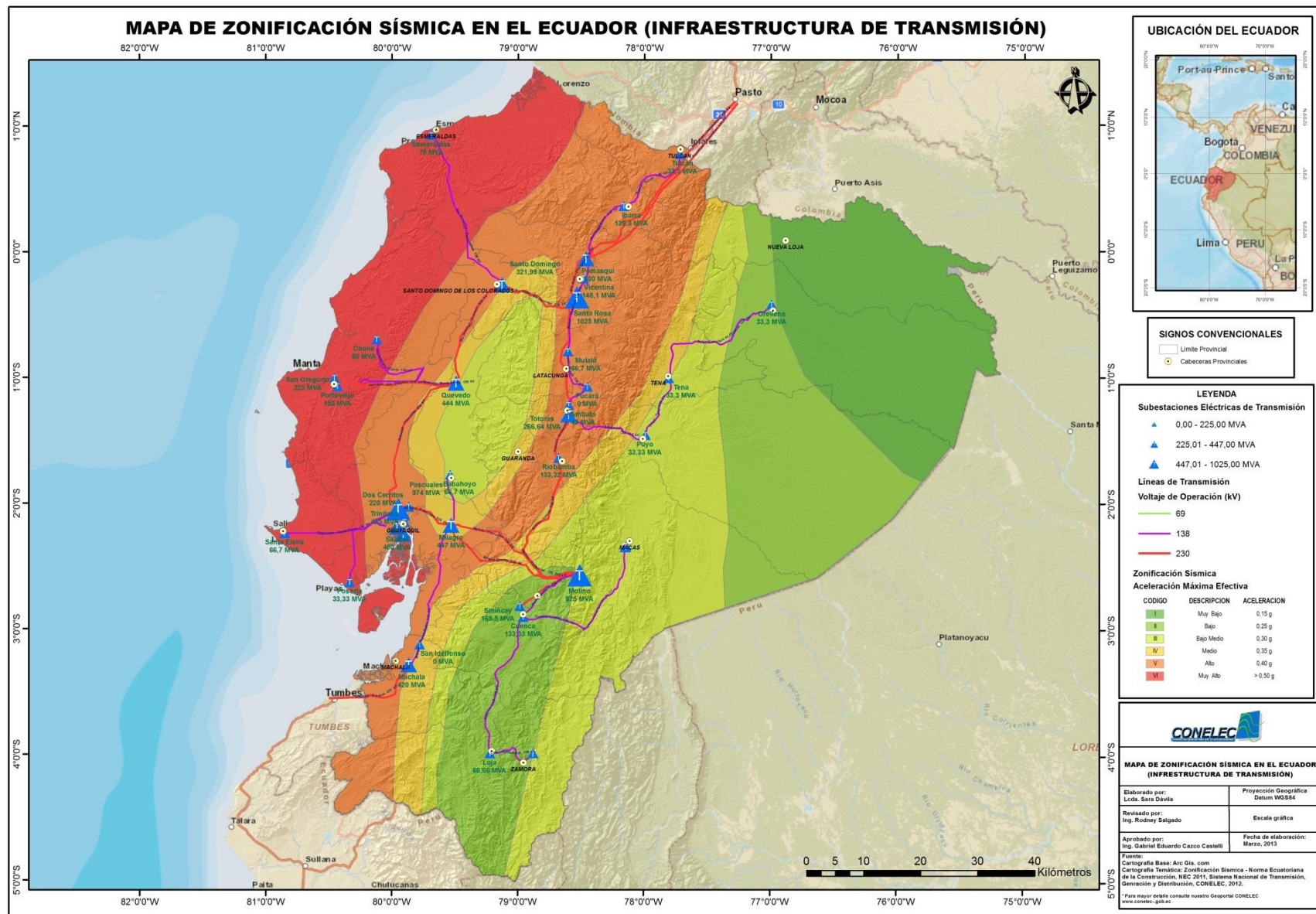
## **ANEXOS**

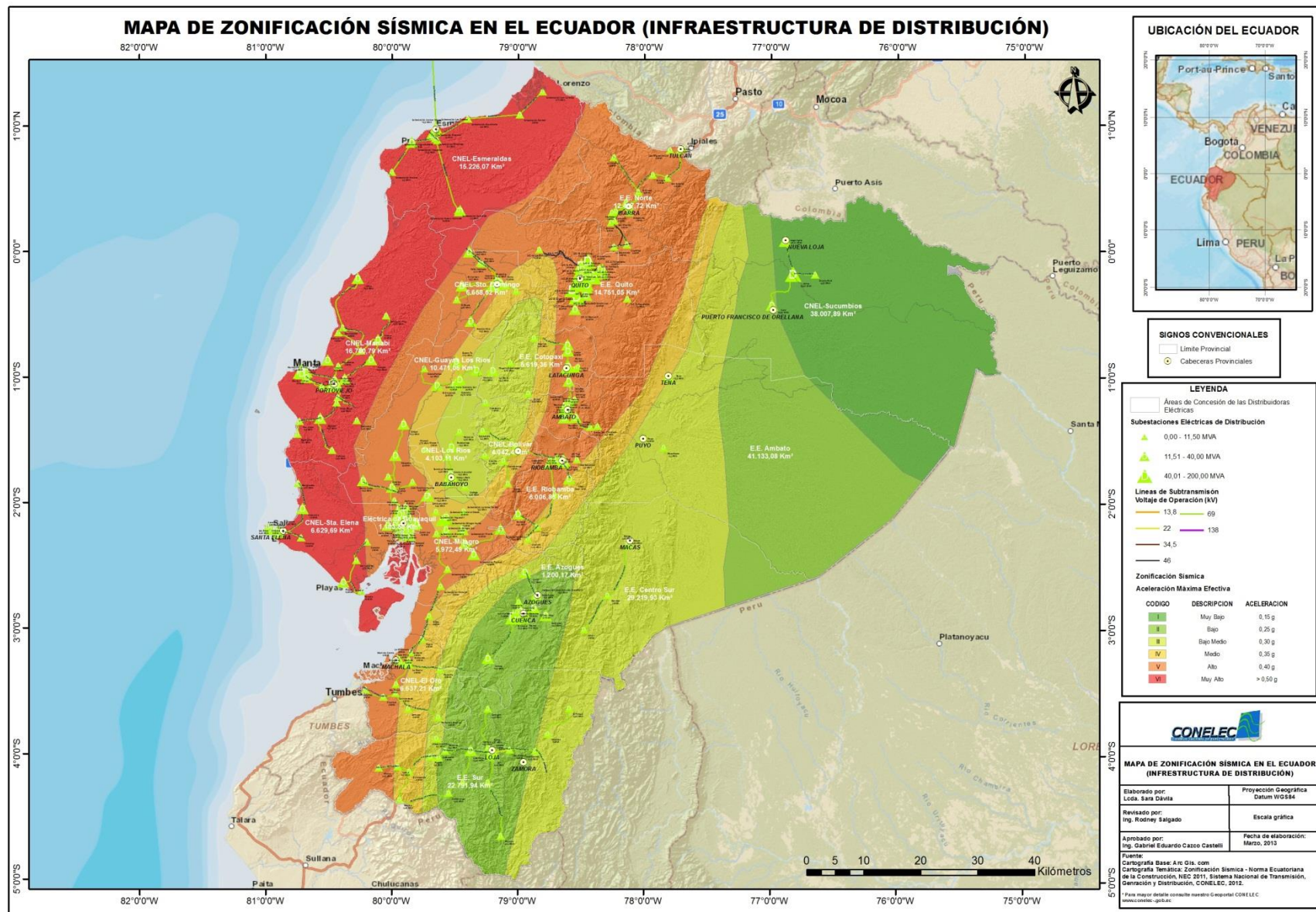
## **ANEXO 4.1**

### **MAPAS DE ZONIFICACIÓN SÍSMICA EN EL ECUADOR, INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN**





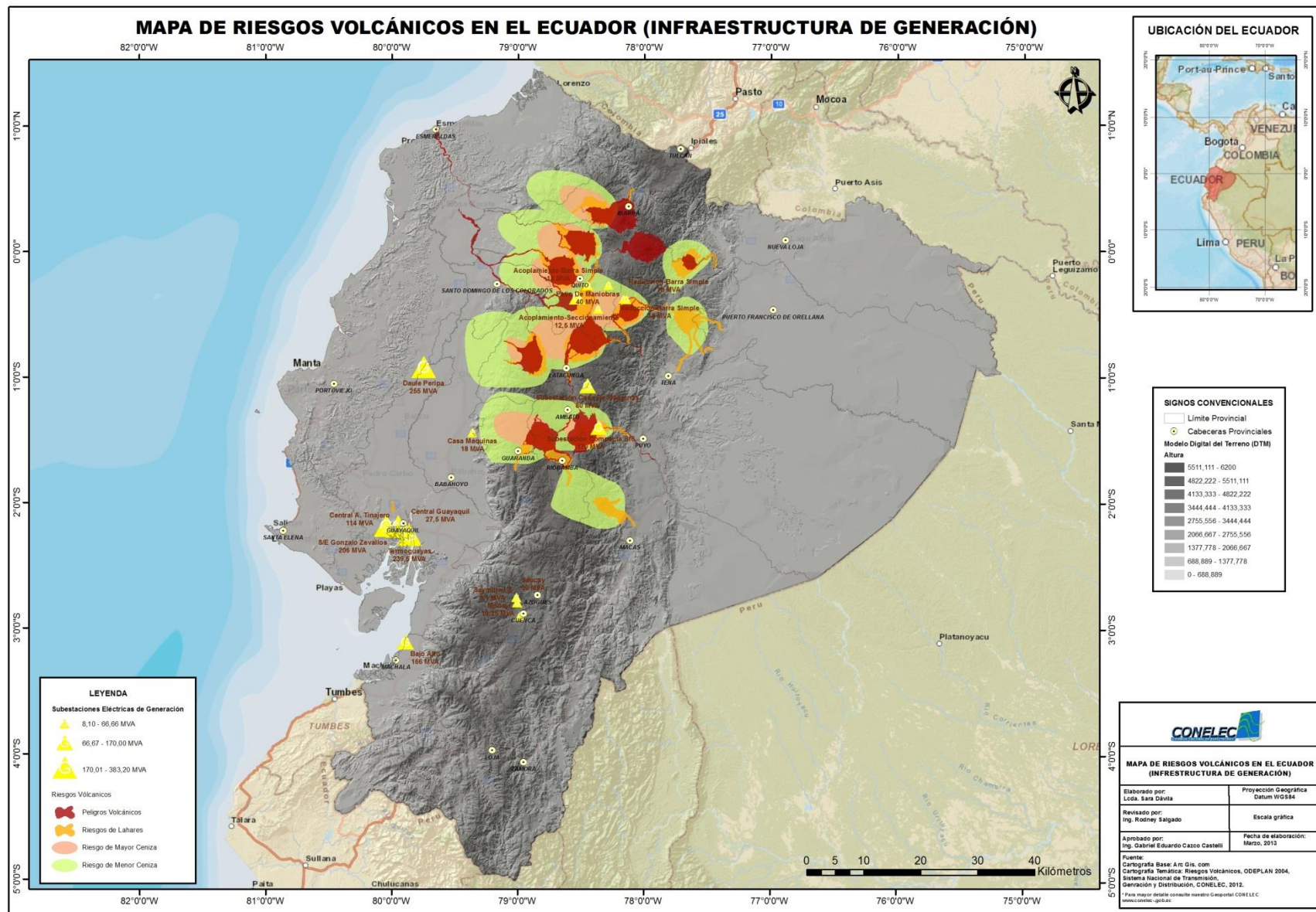


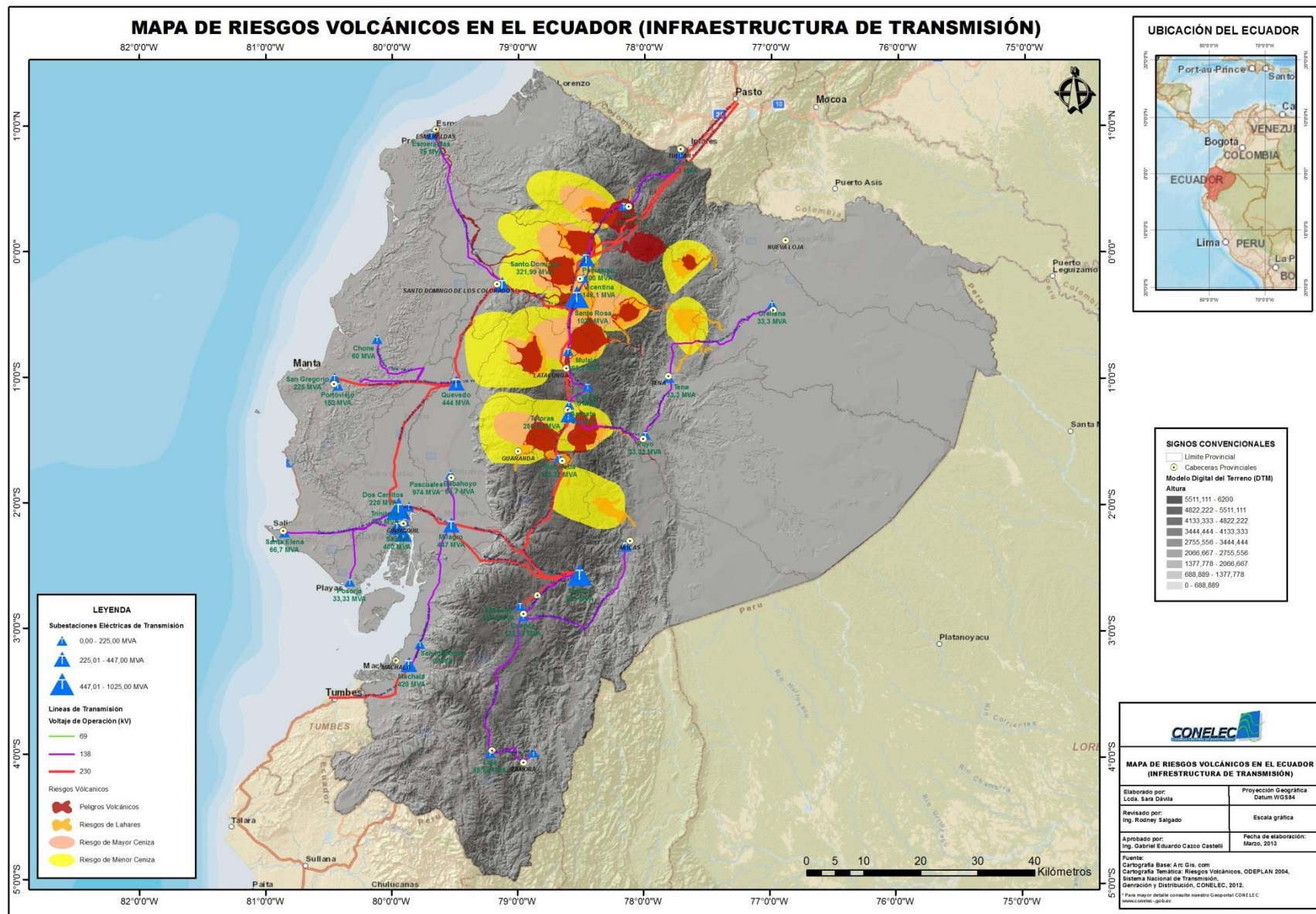


## **ANEXO 4.2**

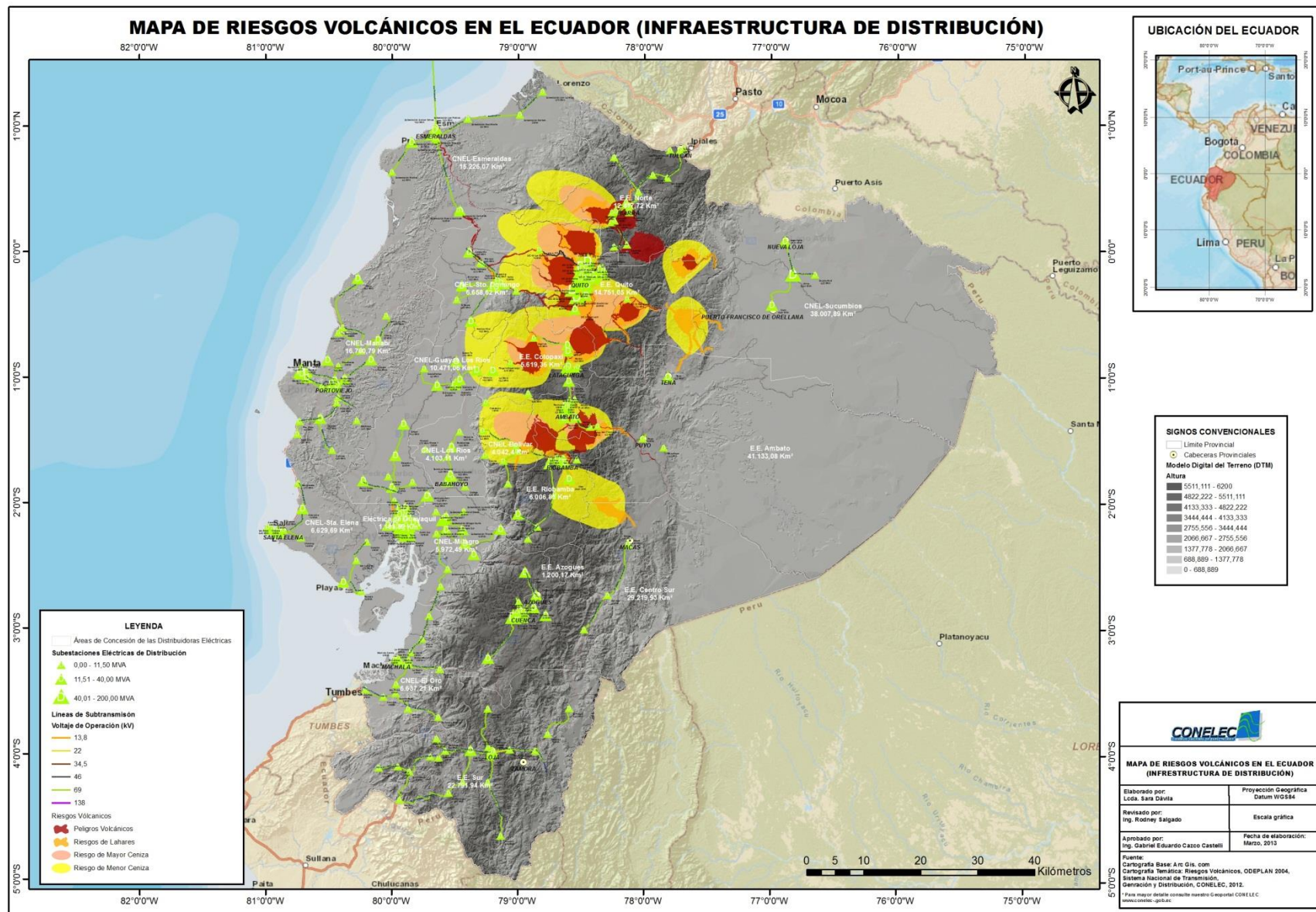
### **MAPAS DE RIESGOS VOLCÁNICOS EN EL ECUADOR, INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN**











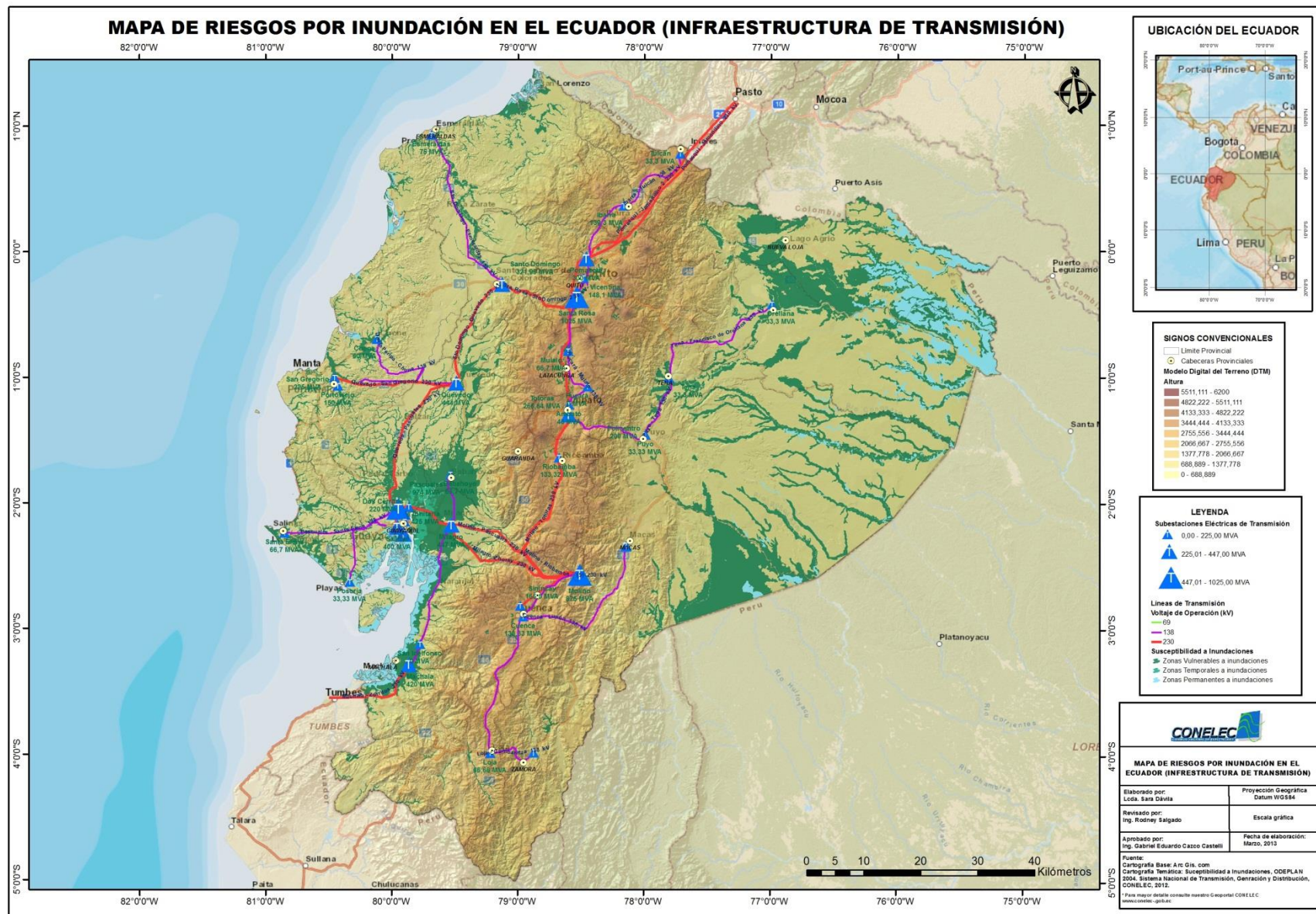
## **ANEXO 4.3**

### **MAPAS DE RIESGOS POR INUNDACIONES EN EL ECUADOR, INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN**

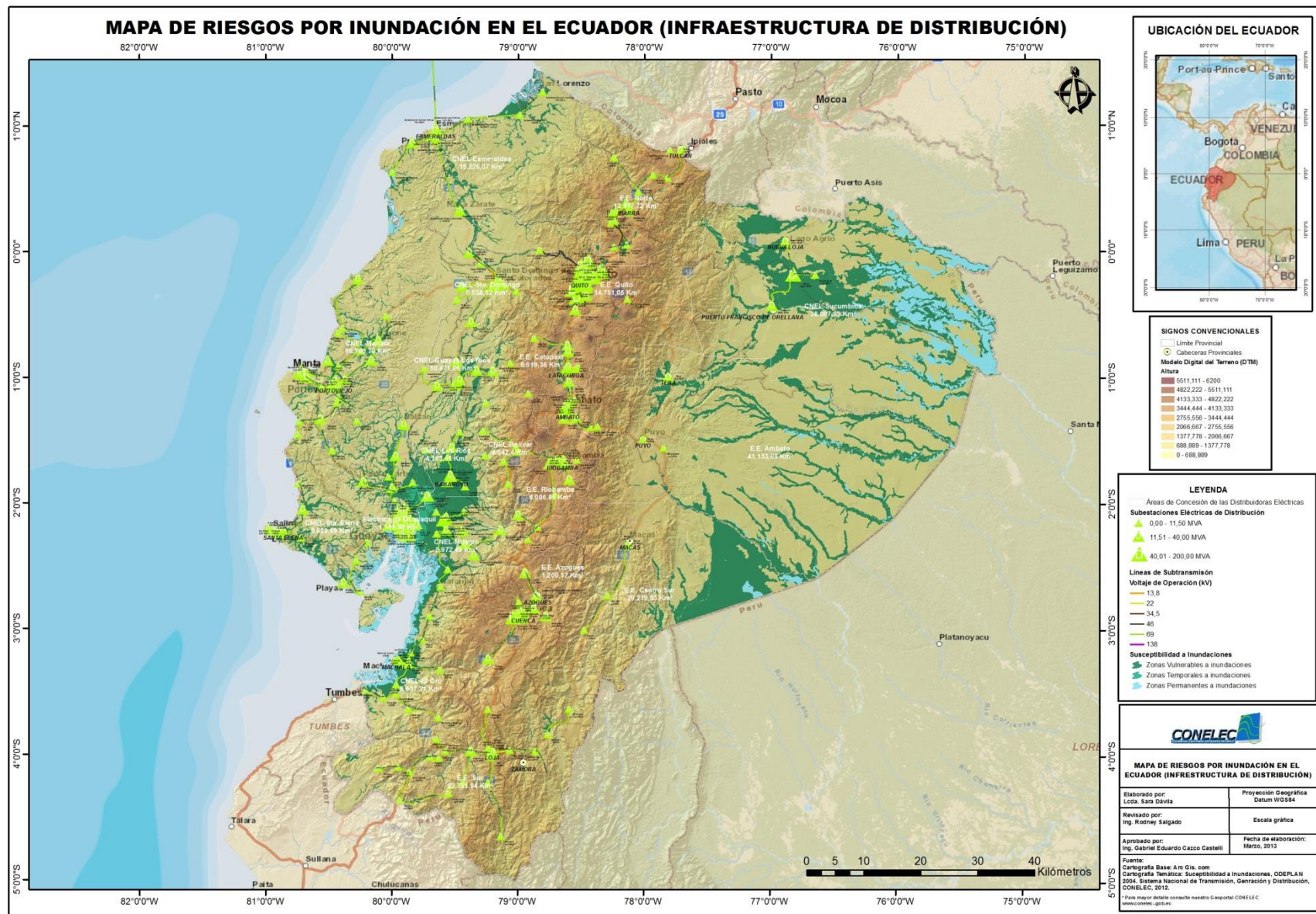








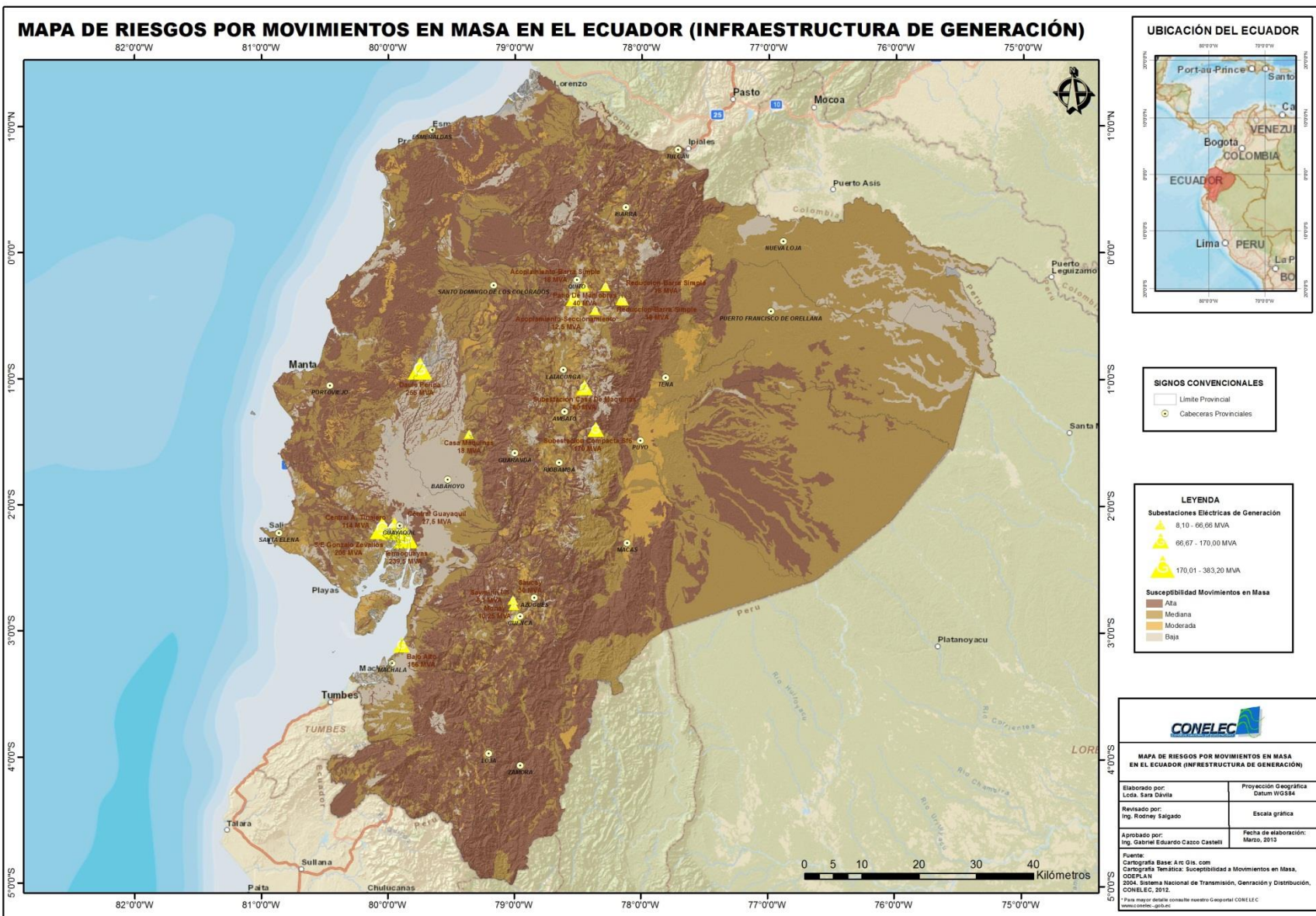




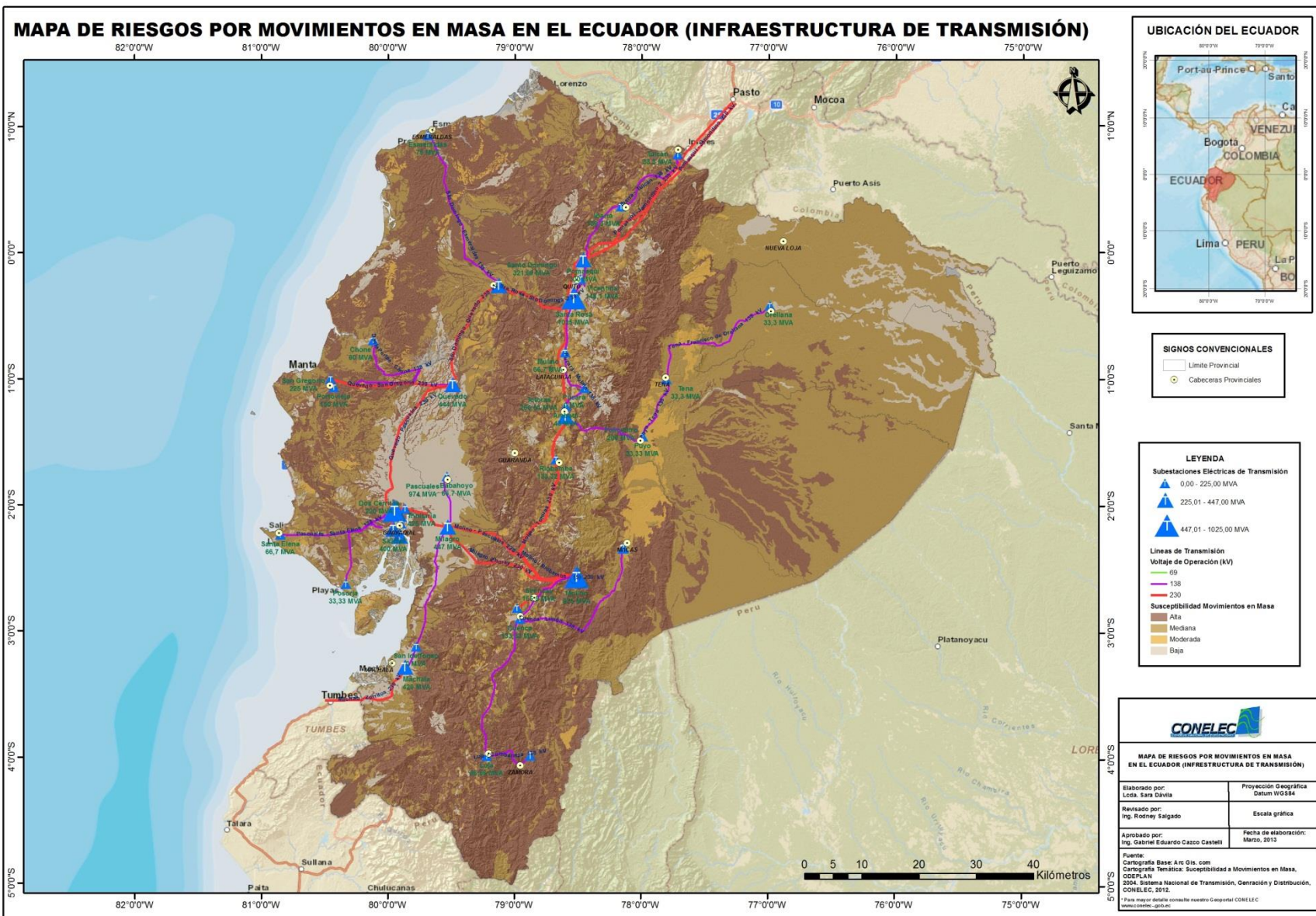
## **ANEXO 4.4**

### **MAPAS DE RIESGOS POR MOVIMIENTOS EN MASA EN EL ECUADOR, INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN**

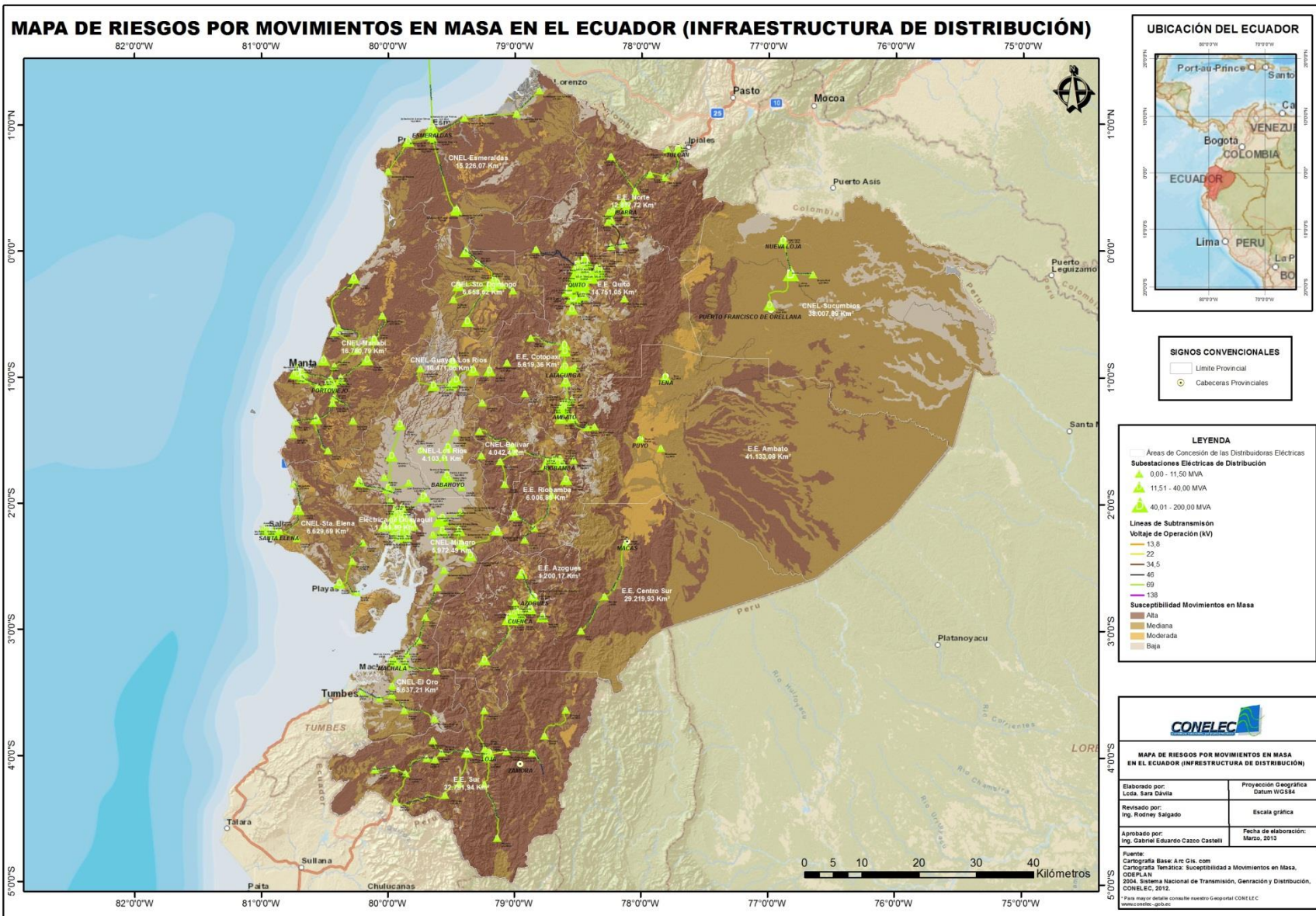












## **ANEXO 4.5**

### **PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS POR SENSIBILIDADES DE LA VULNERABILIDAD ECONÓMICA DEL SNI**

El procedimiento para el análisis por sensibilidades de la vulnerabilidad económica del SNI, considera los escenarios hipotéticos:

- a. Alteraciones en la asignación de recursos fiscales para la expansión de la generación del sistema, en función del cubrimiento del crecimiento futuro de la demanda. Se consideran los siguientes proyectos estratégicos:
  - Coca Codo Sinclair,
  - Línea Coca Codo – El Inga,
  - Sopladora,
  - Minas – San Francisco,
  - Toachi – Pilatón,
  - Delsitanisagua,
  - Manduriacu,
  - Quijos,
  - Mazar – Dudas,
  - Villonaco,
  - Térmico Jivino,
  - Térmico Jaramijó,
  - Térmico Santa Elena.
- b. Alteraciones en la asignación de recursos fiscales para la expansión del Sistema Nacional de Transmisión. Se toma como marco de referencia el Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión 2013 – 2022.
- c. Alteraciones en el cubrimiento del déficit tarifario, en referencia a los fondos de reposición.

La evaluación de la vulnerabilidad económica del sistema se realizó considerando el impacto de las externalidades del sector eléctrico, y analizando los indicadores de la macroeconomía del país para el mediano y el largo plazo, así como de la aplicación de la prospectiva económica en el largo plazo.

De igual forma, se consideraron los aspectos microeconómicos del sector empresarial ecuatoriano, especialmente del sector eléctrico, y su efecto en las empresas de generación, transmisión, distribución y en los proyectos de expansión; para lo cual se analizaron los siguientes riesgos:

En la etapa de generación:

- Estiajes no programados,
- Precio del petróleo,
- Asignaciones fiscales,
- Vulnerabilidad jurídica, social,
- Eventos naturales,
- Atentados,
- Alta dependencia de sistemas térmicos,
- Tratamiento del agua,
- Condiciones climáticas,
- Riesgos antrópicos: tecnológicos-sanitarios o biológicos (medio ambiente)
- Riesgo país.

En la etapa de transmisión:

- Intensidad del suelo,
- Desaprovechamiento de la oportunidad de la venta de bonos,
- Dependencia energética con Colombia,
- Pérdidas técnicas,
- Efectos sísmicos,
- Condiciones climáticas,
- Factores políticos,
- Riesgo país,
- Asignaciones fiscales,
- Falta de inventarios actualizados,
- Atentados,
- Estado de las instalaciones (obsolescencia).

En la etapa de distribución:

- Inadecuada planificación,
- Mala atención al público o abonados,
- Oportunidad de la recaudación,
- Asignaciones fiscales,
- Vulnerabilidad jurídica-social,
- Vulnerabilidad socio-demográfica,
- Dispersión de los territorios,
- Densidad de la población,
- Cultura de los pueblos,
- Demanda no satisfecha con oportunidad,
- Pérdidas negras,
- Alta cartera vencida,
- Alto porcentaje de clientes no regulados,

## TABLAS DE PROMEDIOS NACIONALES

En las tablas siguientes se considera alerta si es mayor que 1.

### Empresas Generadoras:

**TABLA No. 1: COSTO VARIABLE POR MWh, TÉRMICO PRODUCIDO (AÑO 2/AÑO1)**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ				0,75
CELEC EP TERMOESMERALDAS		0,96	1,08	0,91
CELEC EP TERMOPICHINCHA		0,76	0,94	1,31
CELEC EP ELECTROGUAYAS		1,06	0,95	0,97
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				
EEP de GUAYAQUIL		1,00	0,77	1.14

**TABLA No. 2: GASTO Y COSTO FIJO POR MW TÉRMICO E HIDRÁULICO INSTALADO (AÑO2/AÑO1)**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			13.318,57	



CELEC EP HIDROAGOYÁN		0,97	1,06	1,37
CELEC EP HIDROPAUTE		0,45	0,74	1,40
CELEC EP HIDRONACIÓN		0,41	0,64	0,89
CELEC EP TERMOESMERALDAS		0,65	0,48	0,84
CELEC EP TERMOPICHINCHA		1,12	0,94	0,57
CELEC EP ELECTROGUAYAS		1,13	0,96	0,80
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				
EEP de GUAYAQUIL		1,70	1,15	0,59

**TABLA No. 3: DÍAS PROMEDIO UTILIZADOS EN PROCESO DEL INCOP**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			5	0
CELEC EP HIDROAGOYÁN		42	77	65
CELEC EP HIDROPAUTE		6	2	1
CELEC EP HIDRONACIÓN			14	15
CELEC EP TERMOESMERALDAS			1	
CELEC EP TERMOPICHINCHA				
CELEC EP ELECTROGUAYAS				
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				10
EEP de GUAYAQUIL				

**TABLA No. 4: PROMEDIO DE VIÁTICO POR EMPLEADO**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			248,17	1.559,57
CELEC EP HIDROAGOYÁN	348,70	150,62	431,94	511,01
CELEC EP HIDROPAUTE	1.386,00	3.876,00	1.031,00	1.206,00
CELEC EP HIDRONACIÓN	466,41	617,46	1.270,88	1.836,21
CELEC EP TERMOESMERALDAS	2.770,07	947,43	1.063,45	1.913,54
CELEC EP TERMOPICHINCHA				
CELEC EP ELECTROGUAYAS	186,20	312,00	403,82	755,36
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				1.717,14
EEP de GUAYAQUIL	687,00	10,89	44,23	21,16
<b>PROMEDIO</b>	<b>974,06</b>	<b>985,73</b>	<b>707,55</b>	<b>1.137,20</b>

**TABLA No. 5: PROMEDIO DE EMPLEADOS POR MW (AÑO 2/AÑO1)**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			0,02	0,01
CELEC EP HIDROAGOYÁN		1,15	1,04	1,08
CELEC EP HIDROPAUTE		0,18	0,22	0,25
CELEC EP HIDRONACIÓN		0,32	0,31	0,23
CELEC EP TERMOESMERALDAS		1,24	1,26	1,20
CELEC EP TERMOPICHINCHA		0,82	0,88	0,88
CELEC EP ELECTROGUAYAS		0,79	0,69	0,79
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				0,35
EEP de GUAYAQUIL		0,98	0,98	0,98
<b>PROMEDIO SIN LA MATRIZ</b>		<b>0,78</b>	<b>0,77</b>	<b>0,72</b>

**TABLA No. 6: PROMEDIO NACIONAL DEL PRECIO DE GENERACION POR KWh**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			0,040	0,039
CELEC EP HIDROAGOYÁN	0,023	0,020	0,030	0,021
CELEC EP HIDROPAUTE	0,031	0,014	0,014	0,013
CELEC EP HIDRONACIÓN	0,047	0,048	0,026	0,035
CELEC EP TERMOESMERALDAS	0,055	0,047	0,056	0,044
CELEC EP TERMOPICHINCHA		0,164	0,191	0,216

CELEC EP ELECTROGUAYAS	0,070	0,070	0,061	0,084
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				0,083
EEP de GUAYAQUIL	0,093	0,102	0,076	0,116
<b>PROMEDIO SIN LA MATRIZ</b>	<b>0,059</b>	<b>0,067</b>	<b>0,065</b>	<b>0,077</b>

**TABLA No. 7: PROMEDIO NACIONAL DEL PORCENTAJE POR COBRO DE GENERACIÓN**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			86%	72%
CELEC EP HIDROAGUYÁN		68%	73%	66%
CELEC EP HIDROPAUTE	103%	64%	73%	67%
CELEC EP HIDRONACIÓN	73%	68%	69%	78%
CELEC EP TERMOESMERALDAS	26%	56%	86%	78%
CELEC EP TERMOPICHINCHA				
CELEC EP ELECTROGUAYAS			100%	100%
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				
EEP de GUAYAQUIL	100%	98%	100%	89%
<b>PROMEDIO SIN LA MATRIZ</b>	<b>75%</b>	<b>71%</b>	<b>84%</b>	<b>80%</b>

**TABLA No. 8: PROMEDIO NACIONAL DEL COSTO TOTAL DEL PERSONAL POR TRABAJADOR**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			6.248,00	34.626,00
CELEC EP HIDROAGUYÁN	8.695,15	11.383,96	12.343,69	13.456,12
CELEC EP HIDROPAUTE	8.999,55	12.630,35	12.170,20	11.394,64
CELEC EP HIDRONACIÓN	33.418,99	46.202,01	53.304,10	87.956,14
CELEC EP TERMOESMERALDAS	9.470,11	14.905,38	18.216,04	14.818,65
CELEC EP TERMOPICHINCHA	9.363,95	16.282,62	22.698,71	37.895,83
CELEC EP ELECTROGUAYAS	15.371,10	14.508,29	14.906,06	19.376,73
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				10.236,51
EEP de GUAYAQUIL	35.456,14	7.832,66	14.472,20	15.985,95
<b>PROMEDIO</b>	<b>17.253,57</b>	<b>17.677,90</b>	<b>21.158,72</b>	<b>26.390,07</b>

**TABLA No. 9: PROMEDIO NACIONAL DEL COSTO DEL KWh FACTURADO**

Empresa	2008	2009	2010	2011
CELEC EP MATRIZ			0,012	0,014
CELEC EP HIDROAGUYÁN		0,011	0,012	0,013
CELEC EP HIDROPAUTE	0,023	0,014	0,013	0,012
CELEC EP HIDRONACIÓN	0,031	0,037	0,026	0,026
CELEC EP TERMOESMERALDAS	0,404	0,410	0,416	0,277
CELEC EP TERMOPICHINCHA	0,230	0,173	0,100	0,201
CELEC EP ELECTROGUAYAS	0,069	0,069	0,061	0,072
CELEC EP TERMOGAS MACHALA				0,125
EEP de GUAYAQUIL	0,089	0,089	0,068	0,085
<b>PROMEDIO SIN LA MATRIZ</b>	<b>0,141</b>	<b>0,115</b>	<b>0,099</b>	<b>0,101</b>

### Empresas Distribuidoras

**TABLA No. 10: PROMEDIOS NACIONALES DEL PORCENTAJE DE RECAUDACION**

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b>INDICADOR: Promedio nacional del porcentaje de recaudación</b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL MATRIZ		88%	91%	94%
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	65,51%	70,03%	72,22%	79,06%

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b>INDICADOR: Promedio nacional del porcentaje de recaudación</b>			
		2008	2009	2010	2011
3	CNEL REGIONAL MANABI	77,34%	75,68%	80,42%	90,86%
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	89,14%	95,02%	92,05%	96,94%
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	85,00%	72,94%	64,52%	91,26%
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RÍOS	89,30%	92,84%	97,30%	96,79%
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	86,74%	92,83%	114,35%	91,21%
8	CNEL REGIONAL MACHALA	91,75%	90,12%	96,23%	99,56%
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	98,60%	91,90%	101,30%	99,00%
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	85,36%	59,16%	90,89%	101,11%
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	94,65%	98,43%	90,32%	92,35%
12	E. E. NORTE	90,69%	92,69%	99,94%	100,90%
13	E. E. QUITO	98,79%	100,35%	100,16%	100,66%
14	E. E. COTOPAXI	110,00%	99,35%	99,45%	101,17%
15	E. E. AMBATO	100,66%	98,56%	109,04%	99,01%
16	E.E. RIOBAMBA	101,00%	99,00%	100,00%	97,98%
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	93,82%	96,65%	91,92%	95,96%
18	E. E. AZOGUES	93,23%	92,76%	92,28%	93,23%
19	E. E. CENTRO SUR	99,35%	99,84%	96,23%	98,49%
20	E. E. SUR	104,86%	100,42%	107,40%	98,50%
21	E. E. GALAPAGOS	99,17%	101,69%	100,93%	96,62%
	<b>Promedio Nacional (sin CNEL Matriz)</b>	92,75%	91,01%	94,85%	96,03%

**TABLA No. 11: PROMEDIOS NACIONALES DEL COSTO G + T POR kWh DISPONIBLE**

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo de G + T por kWh., disponible</b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL MATRIZ		0,063	0,054	0,051
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	0,041	0,057	0,055	0,052
3	CNEL REGIONAL MANABI	0,065	0,061	0,054	0,051
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	0,059	0,056	0,054	0,051
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	0,040	0,051	0,046	0,038
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RÍOS	0,058	0,057	0,055	0,051
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	0,071	0,064	0,069	0,069
8	CNEL REGIONAL MACHALA	0,052	0,052	0,040	0,046
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	0,058	0,056	0,054	0,050
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	0,055	0,057	0,059	0,055
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	0,040	0,041	0,038	0,030
12	E. E. NORTE	0,054	0,058	0,054	0,051
13	E. E. QUITO	0,052	0,057	0,055	0,051
14	E. E. COTOPAXI	0,048	0,058	0,052	0,048
15	E. E. AMBATO	0,052	0,050	0,055	0,052
16	E.E. RIOBAMBA	0,065	0,065	0,058	0,054
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	0,056	0,057	0,055	0,051
18	E. E. AZOGUES	0,048	0,057	0,061	0,054
19	E. E. CENTRO SUR	0,050	0,057	0,053	0,051
20	E. E. SUR	0,066	0,059	0,060	0,056
21	E. E. GALAPAGOS	0,012	0,013	0,013	0,012
	<b>Promedio Nacional (sin CNEL Matriz)</b>	<b>0,051</b>	<b>0,054</b>	<b>0,052</b>	<b>0,048</b>

**TABLA No. 12: PROMEDIOS NACIONALES DEL COSTO G + T POR kWh FACTURADOS**

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo de G + T por kWh., facturados</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL MATRIZ		0,088	0,072	0,066
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	0,058	0,079	0,077	0,070
3	CNEL REGIONAL MANABÍ	0,111	0,098	0,082	0,072
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	0,094	0,082	0,073	0,066
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	0,053	0,072	0,065	0,051
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RÍOS	0,090	0,078	0,071	0,065
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	0,097	0,079	0,083	0,084
8	CNEL REGIONAL MACHALA	0,067	0,065	0,049	0,056
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	0,073	0,066	0,062	0,058
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	0,068	0,069	0,070	0,063
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	0,060	0,056	0,049	0,054
12	E. E. NORTE	0,063	0,065	0,061	0,057
13	E. E. QUITO	0,057	0,061	0,060	0,055
14	E. E. COTOPAXI	0,048	0,065	0,058	0,054
15	E. E. AMBATO	0,054	0,055	0,061	0,056
16	E.E. RIOBAMBA	0,079	0,076	0,068	0,061
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	0,071	0,071	0,067	0,060
18	E. E. AZOGUES	0,051	0,061	0,054	0,054
19	E. E. CENTRO SUR	0,057	0,061	0,058	0,055
20	E. E. SUR	0,075	0,067	0,069	0,063
21	E. E. GALAPAGOS	0,013	0,014	0,015	0,013
	<b>Promedio Nacional (sin CNEL Matriz)</b>	<b>0,067</b>	<b>0,067</b>	<b>0,063</b>	<b>0,058</b>

**TABLA No. 13: PROMEDIOS NACIONALES DEL COSTO DE DISTRIBUCION POR kWh**

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo de Distribución por KWh</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL MATRIZ		0,086	0,720	0,650
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	0,026	0,029	0,021	0,026
3	CNEL REGIONAL MANABÍ	0,032	0,024	0,029	0,026
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	0,033	0,032	0,038	0,031
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	0,017	0,008	0,007	0,010
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RÍOS	0,014	0,013	0,012	0,099
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	0,017	0,037	0,037	0,040
8	CNEL REGIONAL MACHALA	0,032	0,034	0,030	0,027
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	0,031	0,032	0,034	0,037
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	0,089	0,097	0,076	0,082
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	0,100	0,115	0,105	0,091
12	E. E. NORTE	0,053	0,047	0,048	0,044
13	E. E. QUITO	0,035	0,035	0,040	0,041
14	E. E. COTOPAXI	0,042	0,062	0,063	0,051
15	E. E. AMBATO	0,036	0,037	0,035	0,041
16	E.E. RIOBAMBA	0,066	0,055	0,056	0,056
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	0,025	0,017	0,014	0,021
18	E. E. AZOGUES	0,040	0,045	0,038	0,046

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo de Distribución por KWh</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
19	E. E. CENTRO SUR	0,044	0,046	0,047	0,046
20	E. E. SUR	0,053	0,056	0,056	0,058
21	E. E. GALAPAGOS	0,222	0,216	0,208	0,228
	<b>Promedio Nacional (sin CNEL Matriz)</b>	<b>0,050</b>	<b>0,052</b>	<b>0,050</b>	<b>0,055</b>

**TABLA No. 14: PROMEDIOS NACIONALES DEL COSTO DE FACTURACION POR kWh**

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo de Facturación por KWh</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A MATRIZ		0,124	0,109	0,104
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	0,080	0,108	0,098	0,086
3	CNEL REGIONAL MANABÍ	0,143	0,126	0,112	0,098
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	0,127	0,114	0,111	0,098
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	0,071	0,089	0,085	0,085
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS	0,104	0,096	0,082	0,075
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	0,120	0,108	0,103	0,102
8	CNEL REGIONAL MACHALA	0,106	0,106	0,085	0,088
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	0,089	0,099	0,096	0,095
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	0,157	0,165	0,146	0,145
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	0,168	0,171	0,155	0,142
12	E. E. NORTE	0,115	0,111	0,109	0,100
13	E. E. QUITO	0,091	0,097	0,099	0,096
14	E. E. COTOPAXI	0,098	0,127	0,111	0,105
15	E. E. AMBATO	0,085	0,092	0,096	0,092
16	E.E. RIOBAMBA	0,144	0,132	0,123	0,118
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	0,092	0,088	0,081	0,081
18	E. E. AZOGUES	0,091	0,106	0,092	0,100
19	E. E. CENTRO SUR	0,101	0,107	0,106	0,101
20	E. E. SUR	0,116	0,123	0,124	0,117
21	E. E. GALAPAGOS	0,236	0,231	0,223	0,241
	<b>Promedio Nacional (sin CNEL Matriz)</b>	<b>0,117</b>	<b>0,120</b>	<b>0,112</b>	<b>0,109</b>

**TABLA No. 15: PROMEDIOS NACIONALES DEL COSTO POR TRABAJADOR**

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo por Trabajador</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL MATRIZ		14.311,88	15.525,23	17.217,71
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	10.214,54	9.568,20	11.094,56	11.145,32
3	CNEL REGIONAL MANABÍ	12.778,27	12.593,88	14.657,20	15.123,19
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	10.709,65	12.758,53	16.471,10	15.878,13
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	10.109,58	10.335,42	11.401,82	11.949,66
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS	15.009,55	17.089,91	16.944,10	8.152,11
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	5.760,70	5.938,20	7.289,57	7.619,88

NUMERO	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional del Costo por Trabajador</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
8	CNEL REGIONAL MACHALA	8.478,35	11.509,02	13.271,90	13.463,34
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	11.548,95	12.670,06	13.590,22	15.998,42
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	6.108,92	7.423,79	7.562,67	8.018,13
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	12.721,61	13.977,70	17.341,39	18.768,75
12	E. E. NORTE	11.293,11	10.969,83	12.861,23	13.573,33
13	E. E. QUITO	25.893,49	21.132,07	22.363,14	26.072,84
14	E. E. COTOPAXI	15.650,72	16.361,72	18.513,87	18.513,87
15	E. E. AMBATO	17.025,44	18.228,50	19.064,04	21.440,25
16	E.E. RIOBAMBA	6.917,85	9.382,01	10.113,48	10.943,36
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	15.589,00	22.694,61	15.856,29	16.202,32
18	E. E. AZOGUES	12.337,47	15.996,26	16.736,78	19.688,25
19	E. E. CENTRO SUR	17.424,33	22.086,50	25.835,66	25.401,53
20	E. E. SUR	10.331,02	14.005,05	17.218,96	18.288,04
21	E. E. GALAPAGOS	19.038,05	16.994,26	17.442,53	21.215,07
	<b>PROMEDIO NACIONAL</b>	12.747,03	14.096,54	15.293,13	16.413,02

**TABLA No. 16: PROMEDIOS NACIONALES DEL NÚMERO DE ABONADOS POR TRABAJADOR**

NUMEROS	DISTRIBUIDORAS	<b><i>INDICADOR: Promedio Nacional de Número de Abonados por Trabajador</i></b>			
		2008	2009	2010	2011
1	CNEL MATRIZ		310	315	326
2	CNEL REGIONAL ESMERALDAS	314	319	295	298
3	CNEL REGIONAL MANABÍ	368	305	301	297
4	CNEL REGIONAL MILAGRO	409	462	475	497
5	CNEL REGIONAL LOS RÍOS	295	323	328	385
6	CNEL REGIONAL GUAYAS - LOS RIOS	231	244	255	265
7	CNEL REGIONAL SANTA ELENA	280	273	283	256
8	CNEL REGIONAL MACHALA	291	319	333	356
9	CNEL REGIONAL SANTO DOMINGO	472	493	482	477
10	CNEL REGIONAL BOLIVAR	227	27	249	305
11	CNEL REGIONAL SUCUMBIOS	179	204	187	211
12	E. E. NORTE	452	340	324	350
13	E. E. QUITO	493	509	513	568
14	E. E. COTOPAXI	294	296	295	295
15	E. E. AMBATO	644	673	701	824
16	E.E. RIOBAMBA	440	464	493	477
17	E. E. PUBLICA DE GUAYAQUIL	336	378	383	383
18	E. E. AZOGUES	217	209	234	243
19	E. E. CENTRO SUR	553	529	576	607
20	E. E. SUR	295	315	328	347
21	E. E. GALAPAGOS	96	86	85	85
	<b>Promedio Nacional (sin CNEL Matriz)</b>	<b>344</b>	<b>338</b>	<b>356</b>	<b>376</b>

## **Índices Financieros para cálculo de sensibilidades y análisis de vulnerabilidad del sistema**

- Índice de liquidez
- Índice de endeudamiento
- Margen de utilidad neta
- Rendimiento sobre la inversión (ROA)
- Rendimiento sobre el capital contable (ROE)

Índices financieros que permiten conocer la solvencia, rentabilidad y desempeño de las empresas. De los cuales se obtiene

### **Índice de liquidez.-**

Relaciona el total del activo corriente o capital de trabajo no desagregado con el total del pasivo corriente o las obligaciones de corto plazo. Al calcular este indicador se pretende conocer el nivel de solvencia que tiene la empresa para cumplir las obligaciones de corto plazo.

En general las empresas muestran solvencia o liquidez en sus informes financieros, eso permite concluir que tienen excedentes en la cuenta contable de disponible, pero mucho más significativo constituyen los valores de las cuentas por cobrar; es decir, que se presenta un rubro importante de la diferencia entre los valores facturados y los que realmente se han cobrado. Del análisis por empresa se apreció que existe un distanciamiento entre la unidad de facturación con la de cobranzas que no permite mejorar el porcentaje de recaudaciones.

### **Índice de endeudamiento.-**

La forma como se financian las empresas del sistema no les permite optar por créditos para desarrollar nuevos proyectos, estos se los realiza con préstamos que se sujetan a la política de crédito del Gobierno Nacional y de la política fiscal del país.

### **Margen de utilidad neta.-**

Este indicador debe orientar a la gerencia de la empresa, para presupuestar, controlar y evaluar los desembolsos que ocasionan los costos y los gastos de la empresa y que deben tener una relación sana con el rendimiento que estas producen; cierto es que las empresas del sector no buscan un rendimiento económico o financiero, pero no es menos cierto que la gestión gerencial requiere de una evaluación continua y los resultados que se logre con la utilización de los recursos del estado ecuatoriano.

En la investigación se pudo determinar que las empresas eléctricas del país, es decir, aquellas que no están dentro de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), producen una rentabilidad muy moderada tales como: Empresa Eléctrica del Norte, Empresa Eléctrica Quito, Empresa Eléctrica de Cotopaxi, Empresa Eléctrica Ambato, Empresa Eléctrica de Riobamba, Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Eléctrica CENTROSUR y Empresa Eléctrica Regional del Sur.

### **Rendimiento sobre la inversión (ROA).-**

Este índice permite a los ejecutivos medir el poder productivo de la empresa, es decir determina la eficiencia general en la generación de utilidades (beneficios económicos y beneficios sociales) con la cantidad de activos invertidos en la empresa; este aspecto obliga a los ejecutivos a medir su eficiencia y de sus colaboradores en administrar apropiadamente los recursos empresariales. Como se manifestó en el acápite anterior son pocas las empresas que generan un rendimiento.

Bajo esta perspectiva, las empresas estatales están obligadas a producir rentabilidad en su sector para apoyar a otros sectores donde el Estado Ecuatoriano está obligado a prestar este servicio aun cuando el costo beneficio fuera mayor que uno.

### **Rendimiento sobre el capital contable (ROE).-**

Este es otro parámetro resumido del desempeño general de la empresa.

## Anexo 4.6

### FILOSOFÍA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS

#### **a) Definiciones Básicas:**

La gestión de activos es el conjunto de actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas a través de las cuales una organización maneja óptima y sustentablemente sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgos y gastos asociados a lo largo de sus ciclos de vida con el propósito de lograr su plan estratégico organizacional.

El plan estratégico organizacional es un plan global a largo plazo para la organización que se deriva de requerimientos de las partes interesadas, objetivos y manejo de riesgos.

Entre los beneficios principales de la gestión de activos se citan los siguientes:

Satisfacción mejorada del cliente final.

- Salud, seguridad y desempeño ambiental mejorados.
- Retorno optimizado sobre la inversión y/o crecimiento.
- Planificación de largo plazo, confianza y sostenibilidad del desempeño.
- Capacidad de demostrar el mejor valor del dinero, dentro de un régimen restringido de fondos.
- Evidencia, en forma de procesos controlados y sistemáticos para demostrar acatamiento legal, regulatorio y de los estatutos.
- Manejo mejorado de los riesgos.
- Reputación corporativa mejorada.

#### **b) Principios y Atributos claves de la gestión de activos**



ATRIBUTOS DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS – PUBLICLY AVAILABLE SPECIFICATION BRITISH ESTÁNDAR  
2008



Los siguientes elementos habilitadores también son considerados como esenciales para la implementación exitosa de la gestión de activos:

- Una estructura organizacional con una dirección y liderazgos claros.
- Conciencia del personal, competencias, compromiso y coordinación entre las funciones;
- Información y conocimiento adecuados de la condición, rendimiento, riesgos y costos del activo, y las interrelaciones entre estos elementos.

### c) Tipos de Activos



#### TIPOS DE ACTIVOS- PUBLICLY AVAILABLE SPECIFICATION BRITISH ESTÁNDAR 2008

Los activos físicos representan únicamente una de las cinco categorías amplias de tipos de activos que tienen que ser gestionados de manera holística para lograr el plan estratégico de la organización. Nótese que, por ejemplo, para lograr el objetivo estratégico de disminuir la indisponibilidad de generación, el problema no debe ser abordado exclusivamente desde el ámbito técnico sino que debe afrontarse globalmente con las áreas estratégicas de las empresas.

### d) Estructura del sistema de Gestión de Activos

Un sistema de gestión de activos está diseñado principalmente para apoyar el suministro de un Plan Estratégico Organizacional, y satisfacer las expectativas de una variedad de partes interesadas. El Plan Estratégico Organizacional es el punto de partida de la política, estrategia, objetivos y planes de la gestión de activos. Estos, a su vez, dirigen la combinación óptima de las actividades de los ciclos de vida a ser aplicados a través del diverso portafolio de sistemas de activos y activos de acuerdo con sus criticidades, condición, desempeño y perfil del riesgo elegido.

Se destaca la importancia del monitoreo y las mejoras continuas dentro del sistema de gestión de activos (por ejemplo, en el desempeño o la optimización del plan o planes de gestión de activos). Esto demuestra aún más la importancia de la mejora continua externalizada a través de la influencia directa sobre el Plan Estratégico Organizacional, y las expectativas de las partes interesadas.

La siguiente figura muestra los elementos importantes de la planificación e implementación del sistema de gestión de los activos para asegurar dicha alineación.



## **ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE GESTIÓN - PUBLICLY AVAILABLE SPECIFICATION BRITISH ESTÁNDAR 2008<sup>14</sup>**

Para poder aplicar el sistema de gestión de activos en las empresas del sector se puede adoptar la estructura de Planificar – Hacer – Verificar – Corregir.

- Planificar: establecer la estrategia de gestión de activos, los objetivos y los planes necesarios para generar los resultados según la política de gestión de la organización y el plan estratégico organizacional.
- Hacer: establecer los habilitadores para implementar la gestión de activos (tal como un sistema o sistemas de información de activos) y otros requerimientos necesarios (tales como legales) e implementar el (o los) plan (o planes) de gestión de activos.
- Verificar: monitorear y medir los resultados comparándolos con la política de gestión de activos, los objetivos de la estrategia, los requerimientos legales (entre otros); registrar e informar los resultados.
- Actuar: para asegurar que los objetivos de la gestión sean logrados y mejorar continuamente el sistema de gestión de activos.

La política de Gestión de Activos es aplicable a la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) y a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), en vista de que dichas corporaciones disponen de muchos activos, donde los gastos importantes, los recursos, la dependencia del desempeño y/o los riesgos están relacionados con la creación / adquisición, uso / mantenimiento, renovación/desincorporación de los activos.

Además, en estas corporaciones existe un requerimiento de responsabilidad pública o de negocios para demostrar el mejor valor obtenido en la gestión segura de activos y en el suministro del servicio asociado de energía eléctrica.

---

<sup>14</sup> Tomado del manual de buenas prácticas - BRITISH ESTÁNDAR 2008.