



Estudio y gestión de la demanda eléctrica

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022

PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 - 2022



Estudio y gestión de la demanda eléctrica

REPÚBLICA DEL ECUADOR

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Rafael Correa Delgado
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Jorge Glas Espinel
Vicepresidente de la República del Ecuador

Rafael Poveda Bonilla
Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos

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

Sergio Ruiz Giraldo
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Pabel Muñoz López
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Carlos Durán Noritz
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Diego Ormaza Andrade
Miembro del Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

Andrés Chávez Peñaherrera
Director Ejecutivo del Consejo Nacional de Electricidad

Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022

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

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

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

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

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

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

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



Presentación

Una de las componentes esenciales para el desarrollo económico de un país es la disponibilidad de fuentes suficientes y confiables de energía a menor costo. Bajo este precedente es indispensable poder determinar el comportamiento actual y futuro de la demanda eléctrica, considerando los posibles impactos producidos por variables políticas, económicas, sociales, ambientales y tecnológicas.

Esta responsabilidad, asumida por este Consejo, implica una interacción con varias instituciones gubernamentales y privadas, responsables de la implementación de programas y planes que involucran un impacto directo sobre la demanda eléctrica, así como el manejo de la información económica y demográfica, requerida como inputs para los estudios de proyección requeridos; gran parte de estas interacciones se las realiza directamente con los agentes del sector, quienes han entregado información sobre sus requerimientos energéticos para el período de estudio 2013 - 2022.

El volumen de Estudio y Gestión de la Demanda, presenta una serie de análisis realizados para proyectar los clientes y el consumo de energía en potencia y energía, basado principalmente en estudios de tipo econométricos.

Para los estudios econométricos se utilizó información demográfica proveniente del INEC y SNI, mientras la información macroeconómica fue consultada del BCE, lo correspondiente a la información sectorial (clientes y consumos) fue consultada del SISDAT.

El estudio econométrico determinó una fuerte correlación entre la variación del PIB y el crecimiento de clientes y consumos de los sectores comercial e industrial, debido a que son los sectores que impulsan la economía del país en forma directa; en lo referente al sector residencial, se determinó una fuerte correlación entre el ingreso per cápita y el consumo de energía, de igual forma se encontró una fuerte correlación entre el crecimiento de clientes y el crecimiento de la población.

El volumen de Estudio y Gestión de Demanda consideró, a más de la proyección obtenida del estudio econométrico, 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 y productiva del país; y fundamentalmente, la migración del consumo de GLP y derivados de petróleo a electricidad, mediante la implementación del Plan de Cocción Eficiente, una vez que el país cuente con la producción de energía de los proyectos que hoy se ejecutan. También se consideró los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética de los sectores residencial y productivo.

Un estudio de esta magnitud, debe considerar la ocurrencia o no de la incorporación de las cargas antes citadas, por lo que se construyeron cinco hipótesis, de las que sobresale la hipótesis con mayor probabilidad de ocurrencia que es la hipótesis que considera la incorporación de todas las cargas antes citadas al Sistema Nacional Interconectado.





Contenido General

- Generalidades
- La Economía y la Demanda Eléctrica
- La Demanda y el Sector Eléctrico Ecuatoriano
- Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica
- Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda
- Anexos

ÍNDICE

Capítulo 1	
Generalidades	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	1
1.3. Objetivos	2
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	2
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	3
1.4. Políticas	3
1.5. Estrategias	4
1.6. Contenido	5
Capítulo 2	
La Economía y la Demanda Eléctrica	9
Objetivo General	9
Objetivos Específicos	9
2.1. Introducción	9
2.2. Eficiencia Energética	10
2.2.1 <i>Intensidad energética</i>	10
2.3. Eficiencia Económica	11
2.4. Comportamiento de la Economía y la Demanda Eléctrica del Ecuador	11
2.5. Perspectivas del Mercado de Energía Regional	14
2.5.1 <i>Desarrollo macroeconómico de la Comunidad Andina</i>	14
2.5.2 <i>Iniciativas en la Comunidad Andina</i>	15
Capítulo 3	
La Demanda y el Sector Eléctrico Ecuatoriano	21
Objetivo General	21
Objetivos Específicos	21

3.1. <i>Introducción</i>	21
3.2. <i>Estructura y Evolución del Sector Eléctrico</i>	22
3.3. <i>Comparación de la Proyección del PME 2003 - 2012</i>	23
3.4. <i>Situación Actual de la Demanda Eléctrica</i>	24
Capítulo 4	
Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica	29
Objetivo General	29
Objetivos Específicos	29
4.1. Introducción	29
4.2. Proyección Global de la Demanda	30
4.2.1 <i>Análisis de la situación actual de la demanda</i>	30
4.2.2 <i>Elección del método de estimación y proyección</i>	32
4.2.3 <i>Proyección de demanda</i>	33
4.2.4 <i>Proyección global de la demanda por categorías</i>	33
4.2.5 <i>Resultados de la proyección de la demanda nacional</i>	38
4.3. Balance Energético	40
4.3.1 <i>Estructura de ventas</i>	40
4.3.2 <i>Campaña de caracterización de cargas</i>	41
4.3.3 <i>Proyección de la demanda por distribuidora</i>	45
4.3.4 <i>Pérdidas de energía</i>	48
4.3.5 <i>Balance de energía</i>	52
4.3.6 <i>Balance de potencia</i>	55
Capítulo 5	
Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda	61
Objetivo General	61
Objetivos Específicos	61
5.1. Introducción	61
5.2. Hipótesis 1: Escenario Base	62
5.3. Hipótesis 2: Escenario Base + Incorporación de Cargas Singulares + Programas de Eficiencia Energética	62
5.3.1 <i>Incorporación de cargas singulares vinculadas con la actividad industrial</i>	62



5.3.2	<i>Transporte</i>	63
5.3.3	<i>Programas de eficiencia energética</i>	64
5.3.4	<i>Ciudad del conocimiento</i>	70
5.4.	Hipótesis 3: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente	71
5.4.1	<i>Antecedentes del programa</i>	71
5.4.2	<i>Distribución de cocinas</i>	71
5.4.3	<i>Demanda promedio mensual de energía (kWh)</i>	72
5.4.4	<i>Modelación de la demanda de cocción eléctrica</i>	74
5.4.5	<i>Calentamiento de agua</i>	76
5.5.	Hipótesis 4: Hipótesis 2 + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el S.N.I.	77
5.6.	Hipótesis 5: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el S.N.I.	78
5.7.	Sensibilidad de la Proyección	85
Anexo A		
	<i>Metodología de la Proyección de la Demanda</i>	95
Anexo B		
	<i>Proyección Demográfica</i>	133
Anexo C		
	<i>Mapas de Desagregación Espacial de Demanda de Energía y Potencia Máxima Coincidente por Área de Concesión</i>	137
Anexo D		
	<i>Balance de Energía de Empresas Eléctricas</i>	145
Anexo E		
	<i>Sensibilidad de la Demanda para la Hipótesis 1, 2, 3 y 4</i>	157





ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. No. 2.1:	<i>Comparación de intensidad energética</i>	11
FIG. No. 2.2:	<i>Variación anual del consumo de energía y PIB del Ecuador</i>	12
FIG. No. 2.3:	<i>Consumo de energía y PIB en el Ecuador</i>	13
FIG. No. 2.4:	<i>Intensidad energética del Ecuador</i>	13
FIG. No. 2.5:	<i>Evolución del PIB periodo 2002 - 2011 (%)</i>	14
FIG. No. 2.6:	<i>Comunidad Andina: crecimiento económico</i>	15
FIG. No. 2.7:	<i>Demanda de energía de países a nivel regional</i>	18
FIG. No. 2.8:	<i>Demanda agregada de energía de países a nivel regional</i>	18
FIG. No. 3.1:	<i>Uso de la demanda dentro de la planificación</i>	22
FIG. No. 3.2:	<i>Evolución decenal de clientes por grupo de consumo</i>	22
FIG. No. 3.3:	<i>Participación del consumo años 2003 y 2012</i>	23
FIG. No. 3.4:	<i>Evolución decenal de energía por grupo de consumo</i>	23
FIG. No. 3.5:	<i>Demanda proyectada vs. Demanda real por grupo de consumo</i>	24
FIG. No. 3.6:	<i>Demanda proyectada PME 2003 - 2012 vs. Demanda real S.N.I.</i>	24
FIG. No. 3.7:	<i>Demanda máxima de potencia y energía mensual 2012</i>	25
FIG. No. 3.8:	<i>Curva de demanda diaria nacional</i>	26
FIG. No. 4.1:	<i>Evolución PIB Ecuador 2003 - 2022</i>	30
FIG. No. 4.2:	<i>Evolución población de Ecuador 1990 - 2022</i>	31
FIG. No. 4.3:	<i>Energía facturada por grupo de consumo 2001 - 2012</i>	32
FIG. No. 4.4:	<i>Energía facturada por grupo de consumo 2001 - 2012</i>	32
FIG. No. 4.5:	<i>Evolución histórica y proyección de clientes del sector residencial</i>	34
FIG. No. 4.6:	<i>Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial</i>	34
FIG. No. 4.7:	<i>Evolución histórica y proyección de clientes del sector comercial</i>	35
FIG. No. 4.8:	<i>Evolución histórica y proyección del consumo del sector comercial</i>	35
FIG. No. 4.9:	<i>Evolución histórica y proyección de clientes del sector industrial</i>	36
FIG. No. 4.10:	<i>Evolución histórica y proyección del consumo del sector industrial</i>	36
FIG. No. 4.11:	<i>Evolución histórica y proyección de clientes del sector alumbrado público</i>	37
FIG. No. 4.12:	<i>Evolución histórica y proyección del consumo del sector alumbrado público</i>	38
FIG. No. 4.13:	<i>Evolución histórica y proyección de la facturación total de energía por grupo de consumo</i>	38
FIG. No. 4.14:	<i>Evolución histórica y proyección de la facturación total de energía en el Ecuador</i>	39
FIG. No. 4.15:	<i>Composición del mercado de distribución eléctrica del Ecuador, años 2012 y 2022</i>	39
FIG. No. 4.16:	<i>Evolución histórica y proyección de clientes totales y por grupo de consumo del Ecuador</i>	40
FIG. No. 4.17:	<i>Esquema analítico de balance de energía y potencia</i>	40
FIG. No. 4.18:	<i>Curvas de carga - E.E. Ambato</i>	41
FIG. No. 4.19:	<i>Curvas de carga - E.E. Centro Sur</i>	42
FIG. No. 4.20:	<i>Curvas de carga - CNEL - Sucumbios</i>	42
FIG. No. 4.21:	<i>Curvas de carga - E.E. Quito</i>	42
FIG. No. 4.22:	<i>Curvas de carga - Eléctrica de Guayaquil</i>	42
FIG. No. 4.23:	<i>Curva de carga – Alumbrado Público</i>	43
FIG. No. 4.24:	<i>Venta de energía por recuperación de pérdidas no técnicas</i>	52

FIG. No. 4.25:	<i>Composición energía requerida en generación</i>	54
FIG. No. 4.26:	<i>Potencia máxima del S.N.I.</i>	57
FIG. No. 5.1:	<i>Curva de penetración de cocinas en el S.N.I.</i>	72
FIG. No. 5.2:	<i>Perfil de carga asociado al uso de la cocina eléctrica por región</i>	74
FIG. No. 5.3:	<i>Impacto del uso de la cocina en el perfil de carga residencial de la E.E. Quito</i>	75
FIG. No. 5.4:	<i>Impacto del uso de la cocina en el perfil de carga residencial de la E. E. Guayaquil</i>	75
FIG. No. 5.5:	<i>Ubicación de la Refinería del Pacífico</i>	77
FIG. No. 5.6:	<i>Demanda de la Refinería del Pacífico</i>	78
FIG. No. 5.7:	<i>Proyección de demanda de energía en bornes de generación</i>	79
FIG. No. 5.8:	<i>Proyección de demanda de potencia en bornes de generación</i>	80
FIG. No. 5.9:	<i>Proyección de demanda de energía en barras de subestación de entrega</i>	81
FIG. No. 5.10:	<i>Proyección de demanda de potencia en barras de subestación de entrega</i>	82
FIG. No. 5.11:	<i>Escenarios de evolución de la venta de energía del Ecuador</i>	86
FIG. No. 5.12:	<i>Evolución del mercado de energía del Ecuador</i>	87
FIG. No. 5.13:	<i>Escenarios de evolución de clientes en el Ecuador</i>	88
FIG. No. 5.14:	<i>Proyección de demanda escenario menor</i>	89
FIG. No. 5.15:	<i>Proyección de demanda escenario medio</i>	90
FIG. No. 5.16:	<i>Proyección de demanda escenario mayor</i>	91



ÍNDICE DE TABLAS

<i>TABLA No. 2.1:: Evolución del PIB periodo 2002 - 2011 (%)</i>	14
<i>TABLA No. 2.2:: Demanda de energía de países 2010 - 2022 (GWh)</i>	17
<i>TABLA No. 2.3:: Demanda actualizada de energía de países 2010 - 2022 (GWh)</i>	17
<i>TABLA No. 3.1: Demanda de energía y potencia en bornes de generación año 2012</i>	25
<i>TABLA No. 4.1: Variables demográficas - censos 1990, 2001 y 2010</i>	31
<i>TABLA No. 4.2: Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo</i>	33
<i>TABLA No. 4.3: Estructura de ventas de energía de CNEL (%)</i>	41
<i>TABLA No. 4.4: Estructura de ventas de energía de Empresas Eléctricas (%)</i>	41
<i>TABLA No. 4.5: Parámetros en porcentaje – sector residencial</i>	43
<i>TABLA No. 4.6 : Parámetros en porcentaje – sector comercial</i>	44
<i>TABLA No. 4.7 : Parámetros en porcentaje – sector industrial</i>	44
<i>TABLA No. 4.8 : Parámetros en porcentaje – sector alumbrado público</i>	45
<i>TABLA No. 4.9 : Clientes totales</i>	46
<i>TABLA No. 4.10: Energía vendida sin recuperación por pérdidas (GWh)</i>	47
<i>TABLA No. 4.11: Pérdidas de energía por distribuidora (%), año 2012</i>	48
<i>TABLA No. 4.12: Evolución nivel de pérdidas técnicas (%)</i>	49
<i>TABLA No. 4.13: Evolución nivel de pérdidas no técnicas (%)</i>	49
<i>TABLA No. 4.14: Pérdidas de energía por distribuidora (%), año 2022</i>	50
<i>TABLA No. 4.15: Ventas por recuperación de pérdidas no técnicas (GWh)</i>	51
<i>TABLA No. 4.16 : Ventas totales (GWh)</i>	51
<i>TABLA No. 4.17: Balance de energía – S.N.I.:</i>	53
<i>TABLA No. 4.18: Apertura mensual de la energía requerida en generación</i>	54
<i>TABLA No. 4.19: Potencia máxima disponible (MW)</i>	55
<i>TABLA No. 4.20: Potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I. (MW)</i>	56
<i>TABLA No. 4.21: Distribución mensual de la potencia máxima en bornes de generación</i>	57
<i>TABLA No. 5.1: Cargas singulares industriales</i>	62
<i>TABLA No. 5.2: Consumo eléctrico dado por las cargas singulares industriales</i>	63
<i>TABLA No. 5.3: Consumo eléctrico por introducción de vehículos eléctricos</i>	63
<i>TABLA No. 5.4: Carga de transporte público</i>	64
<i>TABLA No. 5.5: Demanda de transporte público</i>	64
<i>TABLA No. 5.6: Cantidad de refrigeradores por distribuidora</i>	65
<i>TABLA No. 5.7: Ahorro promedio por sustitución de refrigeradores</i>	66
<i>TABLA No. 5.8: Ahorro en el consumo eléctrico por sustitución de refrigeradores</i>	66
<i>TABLA No. 5.9: Cantidad de lámparas a sustituir por empresa</i>	67
<i>TABLA No. 5.10: Ahorro en el consumo eléctrico por sustitución de lámparas</i>	68
<i>TABLA No. 5.11: Ahorro en el consumo eléctrico industrial</i>	69
<i>TABLA No. 5.12: Ahorro en el consumo eléctrico edificios públicos</i>	70
<i>TABLA No. 5.13: Consumo eléctrico de la ciudad del conocimiento</i>	70
<i>TABLA No. 5.14: Cocinas eléctricas por empresa</i>	71
<i>TABLA No. 5.15: Consumo de GLP a nivel nacional por sectores, año 2011</i>	73
<i>TABLA No. 5.16: Fuentes de energía para cocción</i>	73
<i>TABLA No. 5.17: Consumo eléctrico por cocinas de inducción</i>	76
<i>TABLA No. 5.18 : Consumo eléctrico por calentamiento de agua</i>	76
<i>TABLA No. 5.19: Evolución de la demanda mensual de energía en bornes de generación</i>	83
<i>TABLA No. 5.20: Evolución de la demanda mensual de potencia en bornes de generación</i>	84
<i>TABLA No. 5.21: Escenarios de crecimiento del PIB de Ecuador 2013 - 2022</i>	85





ABREVIACIONES

AT	Alta Tensión
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
BCE	Banco Central del Ecuador
BCRP	Banco Central de Reservas del Perú
BP	British Petroleum
BRC	Banco de la República de Colombia
BT	Baja Tensión
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CDEC - SIC	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
CDEC - SING	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Corporación Centro Nacional de Control de Energía
CIER	Comisión de Integración Eléctrica Regional
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga (Bolivia)
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CONADE	Consejo Nacional de Desarrollo
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
E.E.	Empresa Eléctrica
EEQSA	Empresa Eléctrica Quito S.A.
FCTAT	Factor de coincidencia total con la máxima potencia de AT
FCTBT	Factor de coincidencia total con la máxima potencia de BT
FCTMT	Factor de coincidencia total con la máxima potencia de MT
FU	Factor de uso
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
GTZ	Programa de Estudios e Investigación en Energía
GWh	Gigavatio hora
IE	Intensidad Energética
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos



INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electricidad
INE	Instituto Nacional de Estadísticas (Bolivia)
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
KP	Porcentaje de energía consumida en la punta
KV	Porcentaje de energía consumida en el valle
KR	Porcentaje de energía consumida en el resto
kV	Kilo voltio
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MINEN	Ministerio de Energía y Minas (Perú)
MT	Media Tensión
MWh	Megavatio hora
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PAC	Programas de Acciones de Convergencia
PIB	Producto Interno Bruto
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNBV	Plan Nacional para el 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
RDP	Refinería del Pacífico
SE	Subestación
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
SIC	Sistema Interconectado Central (Chile)
SIN	Sistema Nacional de Información (Chile)
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SISDAT	Sistematización de Datos del Sector Eléctrico
SGCAN	Secretaría General de la Comunidad Andina
Tep	Toneladas de Petróleo Equivalente
TR	Transmisión
TTik	Tiempo Total de Interrupciones
Tcal	Tera calorías
Tj	Tera joules
UPME	Unidad de Planificación Minero Energética (Colombia)
USDA	United States Department of Agriculture
USNO	United States Naval Observatory
VA	Valor Agregado



1

Generalidades

1.1. Introducción

El desarrollo del sector eléctrico es estratégico; por lo tanto, debe garantizar el abastecimiento energético, principalmente mediante el incremento de la participación de la generación hidroeléctrica que permitirá reducir progresivamente la generación termoeléctrica; así también, debe fortalecer la red de transmisión 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 eléctrica¹.

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 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 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."²

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.

1.2. Antecedentes

La expansión de la generación, transmisión y distribución dependen principalmente de la proyección del consumo de energía eléctrica; sin embargo, en nuestro país el sector eléctrico no contó con una planificación sino hasta la creación del Instituto Ecuatoriano de Electricidad, 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 proyección 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.

1 Agenda Sectorial, emitida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, octubre 2011

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

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 Producto Interno Bruto, PIB y el consumo de energía estadístico.

El Plan de 1989 cambia la proyección sectorial, por un análisis de la demanda a nivel de subestaciones de entrega.

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 PIB.

La metodología utilizada por INECEL, para la obtención de la demanda se denomina Global Sectorial y considera que el crecimiento de la demanda nacional tiene una componente debido al crecimiento del consumo de los diferentes sectores o tipos de clientes (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros), y una componente por el ingreso de cargas especiales (grandes industrias como son las fábricas de cemento, estaciones de bombeo de agua e industrias metalúrgicas).

A partir de la publicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el Registro Oficial en el 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 para cada subestación de su sistema.

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 tuvo un comportamiento diferente al del PIB produciendo una distorsión en la correlación entre la evolución de la demanda con la economía del país.

En el Plan se incorporó además la Regulación No. CONELEC 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 2002. Se previó que el total de pérdidas en distribución se iría reduciendo en forma progresiva hasta un 10% en el 2009.

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

En los planes subsiguientes se utilizó la metodología implementada en el Plan Maestro de Electrificación 2000 - 2009, considerando que a partir del 2008 se tiene una tarifa única, por lo cual se deja de tomar en cuenta al precio de la energía como variable explicativa.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo Eeneral

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.

1.3.2 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 (menor); y, optimista (mayor).
- 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 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.

1.4. 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, CONELEC, 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 CONELEC, ha venido trabajando 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 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 para el 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 de 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.

1.5. 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.

1.6. 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 cinco 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. De igual forma, se analiza el comportamiento histórico macroeconómico y energético de la Comunidad Andina, se presentan además las perspectivas de crecimiento de demanda eléctrica informadas por los organismos planificadores de cada país.
- 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 IV**, 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.
- El **Capítulo V**, 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. Adicionalmente, se realiza la sensibilidad de la proyección de demanda en escenario de crecimiento: medio, alto y bajo con respecto a la variable macroeconómica.
- Finalmente se presentan cinco **Anexos**:
 1. Anexo A.- Metodología,
 2. Anexo B.- Proyección Demográfica,
 3. Anexo C.- Mapas de Desagregación Espacial de Demanda de Energía y Potencia Máxima Coincidente por Área de Concesión,
 4. Anexo D.- Balance de Energía,
 5. Anexo E.- Sensibilidad de la Demanda para las Hipótesis 1, 2, 3 y 4.

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 las mismas empresas o industrias.

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.

2

La Economía y la Demanda Eléctrica

Objetivo General

Realizar un análisis de la relación existente entre el crecimiento del Producto Interno Bruto, PIB, 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.
- Obtener una visión de las perspectivas del crecimiento de demanda a nivel regional, así como su impacto en el mercado energético.
- Analizar los posibles mercados basados en las proyecciones de demanda eléctrica regional.

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 producción³.

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

3 "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.



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 bi-direccionalidad causal entre ambas variables⁴.

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 PIB³.

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.

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, Tep, 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 tomarse en cuenta que la evolución del monto de energía consumida por una sociedad depende de cambios ocurridos en:

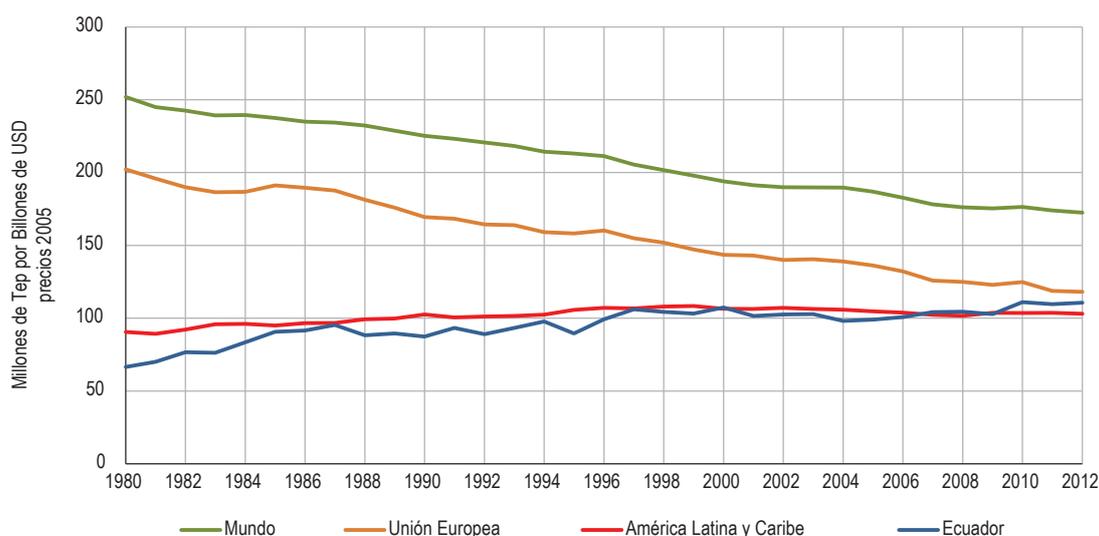
- La actividad económica (valor agregado, población, área construida, toneladas-km transportadas);
- La estructura de la economía (estructura industrial, estructura modal del transporte, grado de saturación de los artefactos domésticos); y,
- La intensidad energética.

La intensidad energética es un indicador que se ve influenciado por el crecimiento de la industria y el comercio, la globalización y emprendimientos de programas de eficiencia energética; se puede utilizar como una medida comparativa entre países, mientras que el cambio referido al consumo de energía necesaria para elevar el PIB en un país específico en el tiempo se describe como elasticidad energética.

La intensidad energética a nivel mundial, tiende a la baja, es decir, se está produciendo mayor riqueza con una menor cantidad de energía.

4 Estudio de Economía Aplicada, "Consumo de Electricidad y producto interior bruto: relación dinámica y estabilidad", Hoyo, Llorente, Rivero Volumen 29-2, 2011, páginas 473-492.





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

FIG. No. 2.1: COMPARACIÓN DE INTENSIDAD ENERGÉTICA

Como puede verse en la figura No. 2.1, 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 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.

2.3. 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 finita⁵.

2.4. Comportamiento de la Economía y la Demanda Eléctrica del Ecuador

A partir del 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 2004 y una caída hasta alrededor del 5,8% por la crisis mundial en el 2009.

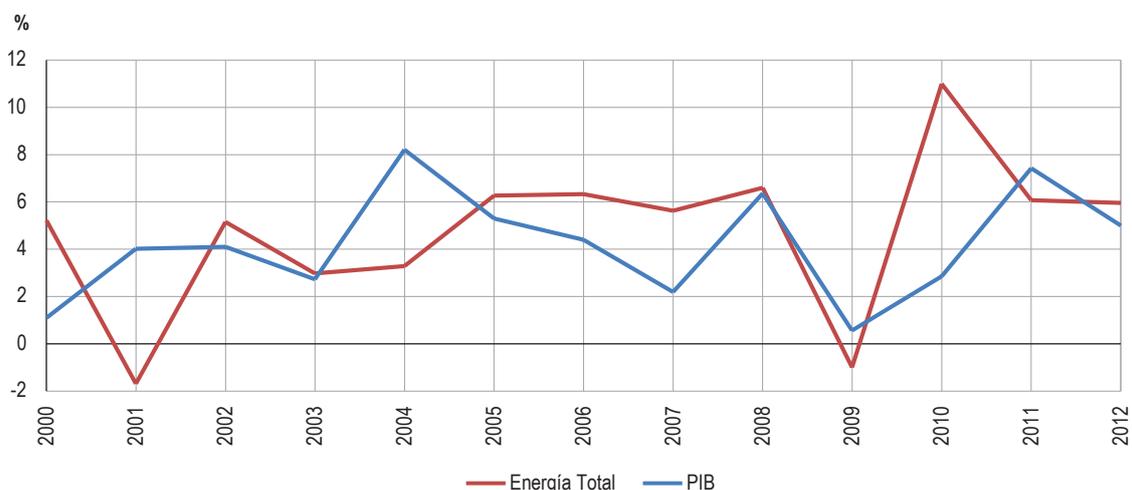
5 "Estudio de las Relaciones entre la Eficiencia Energética y el Desarrollo Económico", Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, GTZ, Santiago, julio 2003.



Por otra parte, a partir de la vigencia de la denominada “Constitución de Montecristi”, el modelo económico imperante en el Ecuador, según el 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.



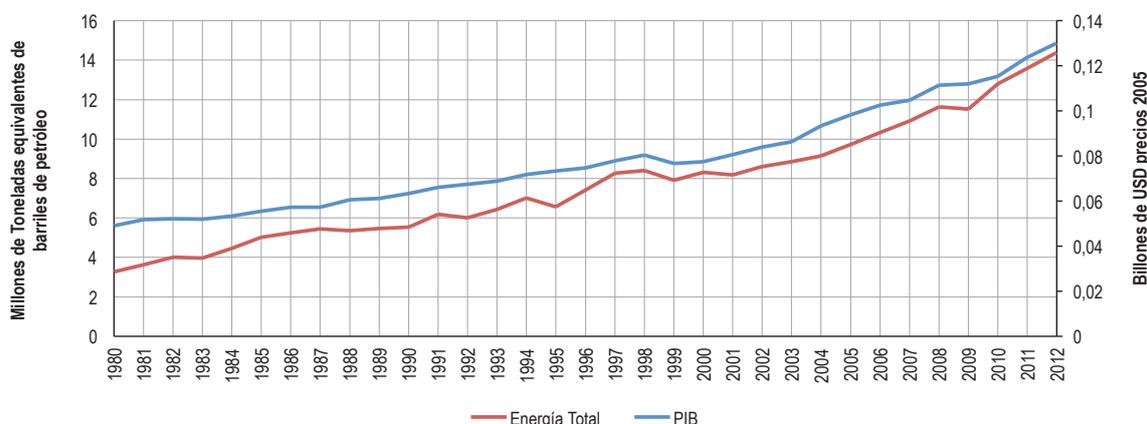
Fuente: Banco Central del Ecuador, Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013.

FIG. No. 2.2: 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 periodos anteriores.

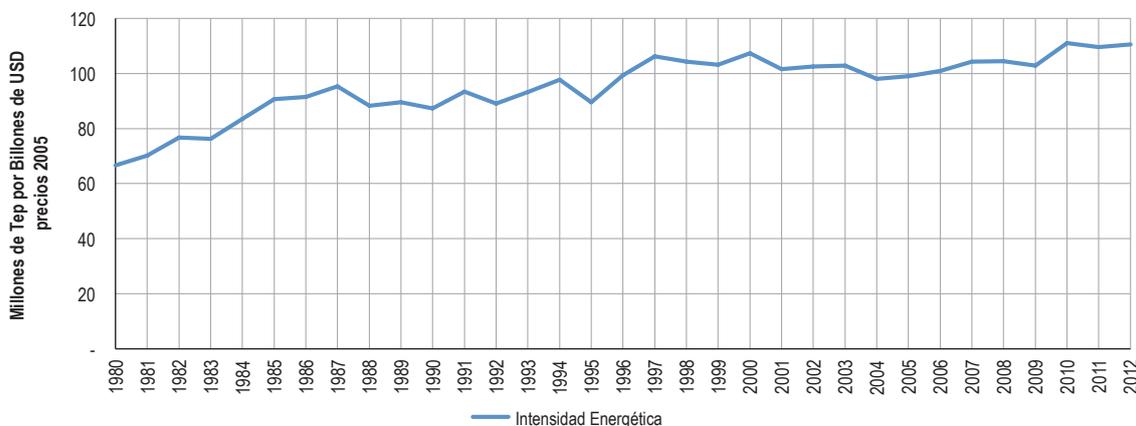
2. La Economía y la Demanda Eléctrica



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

FIG. No. 2.3: 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 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%, como se presenta en la figura No. 2.2.



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

FIG. No. 2.4: 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. 2.4, se puede observar que en el período 1980 - 2000, se produce 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.



2.5. Perspectivas del Mercado de Energía Regional

2.5.1 Desarrollo macroeconómico de la Comunidad Andina⁶

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.

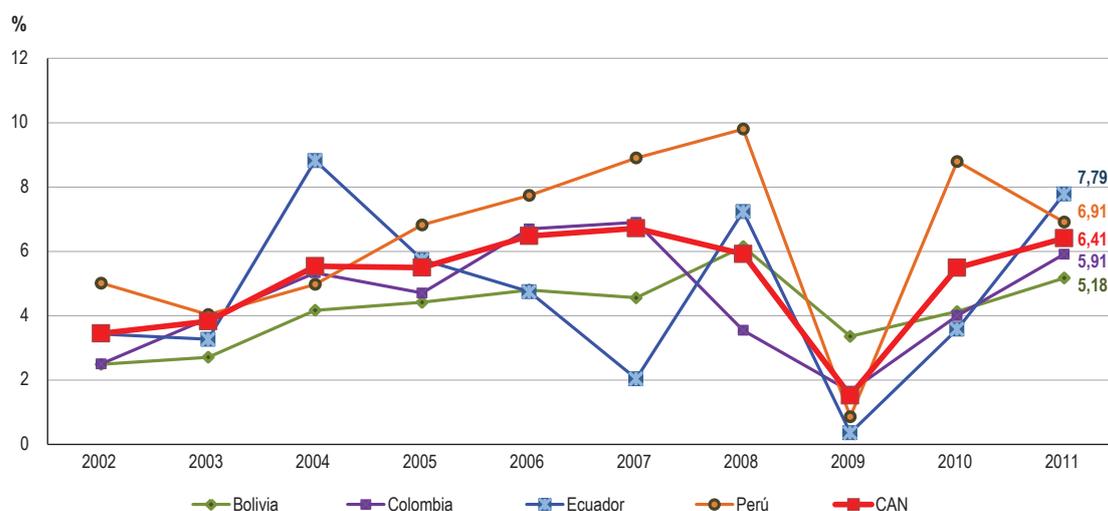
No obstante, entre los países de la Comunidad Andina tal desaceleración en la tasa de crecimiento del 2011 se observó únicamente en Perú, país en que la tasa de crecimiento disminuyó de 8,8% en el 2010 a 6,9% en el 2011. En el resto de países se registraron más bien mayores tasas de crecimiento que en el año previo (Bolivia 5,2%; Colombia 5,9%; y Ecuador 7,8%).

TABLA No. 2.1: EVOLUCIÓN DEL PIB PERIODO 2002 - 2011 (%)

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.

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 los años 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 2003, y mediante los cuales realizan un seguimiento a las metas comunitarias de convergencia macroeconómica, en materia de política monetaria, fiscal y endeudamiento.



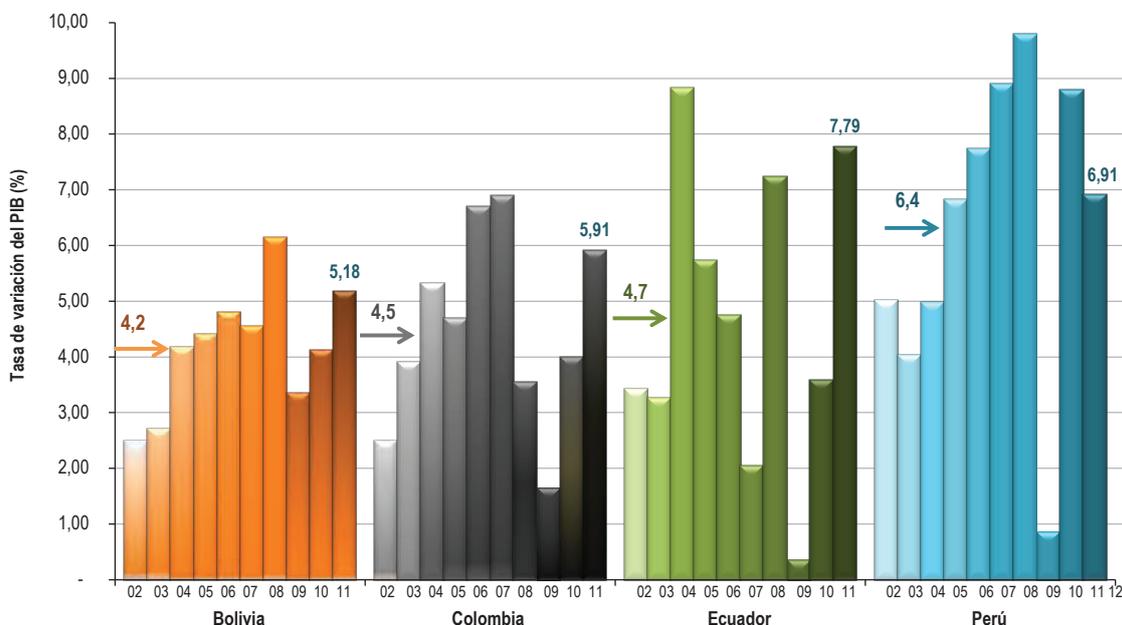
Fuente: Secretaría General de la Comunidad Andina (SGCAN), INE, BRC, BCE, BCRP.

FIG. No. 2.5: EVOLUCIÓN DEL PIB PERIODO 2002 - 2011 (%)

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



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. 2.6: COMUNIDAD ANDINA: CRECIMIENTO ECONÓMICO

2.5.2 Iniciativas en la Comunidad Andina⁷

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,

7 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



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 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.⁸

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%.

TABLA No. 2.2: DEMANDA DE ENERGÍA DE PAÍSES 2010 - 2022 (GWh)

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
Total GWh	166.452	176.576	185.633	196.733	210.461	222.862	233.540	244.627	256.218	268.152	280.149	292.446	305.861

Fuente: PNUD.

La tabla No. 2.2, 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. 2.2. Los valores de demanda real de Chile SIC, difiere de los de la tabla No. 2.3, al igual que la proyección de Perú en el 2016, por lo que, en base a los porcentajes de crecimiento establecidos por el estudio del PNUD, se los aplicó en estos dos casos.

TABLA No. 2.3: DEMANDA ACTUALIZADA DE ENERGÍA DE PAÍSES 2010 - 2022 (GWh)

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

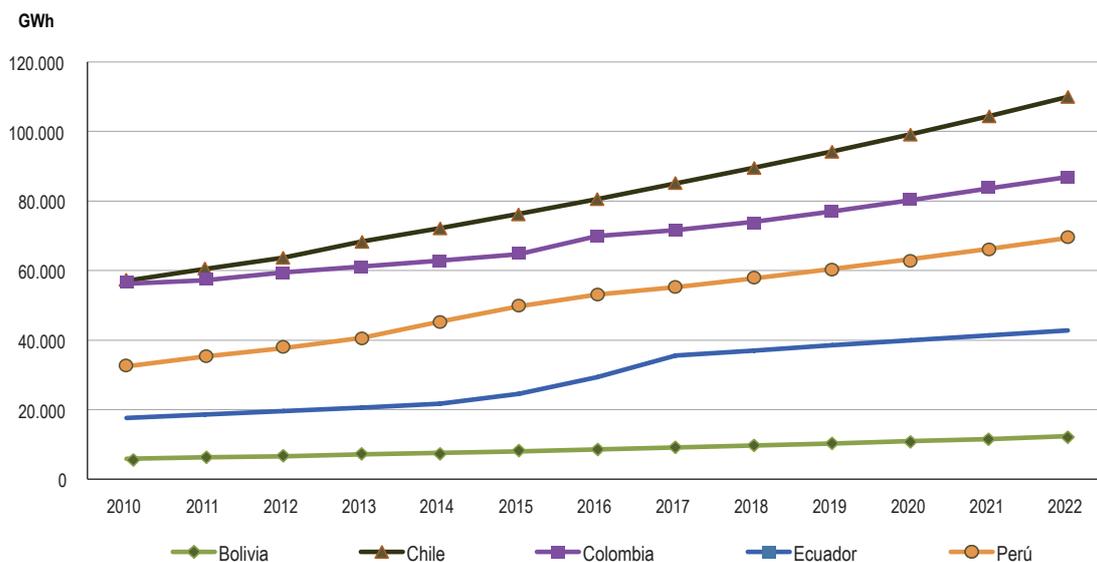
Fuente: PNUD, UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM, CONELEC.

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

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

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



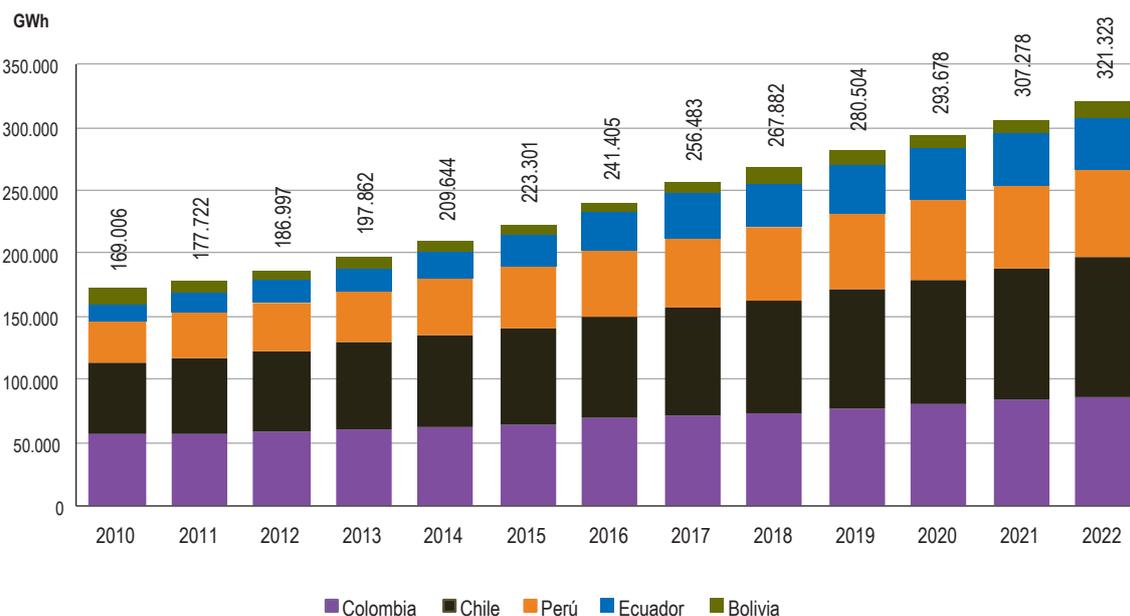


Fuente: PNUD, UPME, CNDC, CDEC-SIC, CDEC-SING, MINEM Y CONELEC

FIG. No. 2.7: DEMANDA DE ENERGÍA DE PAÍSES A NIVEL REGIONAL

Se puede observar en la figura No. 2.7, que en el 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 analizando la interconexión con el Sistema Interconectado del Norte Grande.



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

FIG. No. 2.8: DEMANDA AGREGADA DE ENERGÍA DE PAÍSES A NIVEL REGIONAL



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, funciona 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.

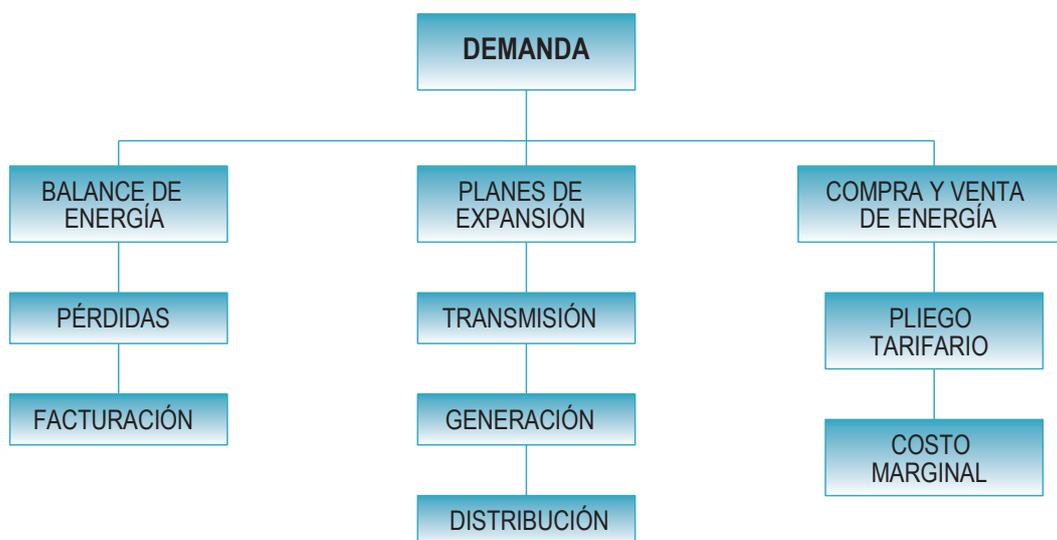


FIG. No. 3.1: USO DE LA DEMANDA DENTRO DE LA PLANIFICACIÓN

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 distribidora, así como también los supuestos y procedimientos aplicados para construir los balances de energía y potencia por distribidora y para el S.N.I.

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.

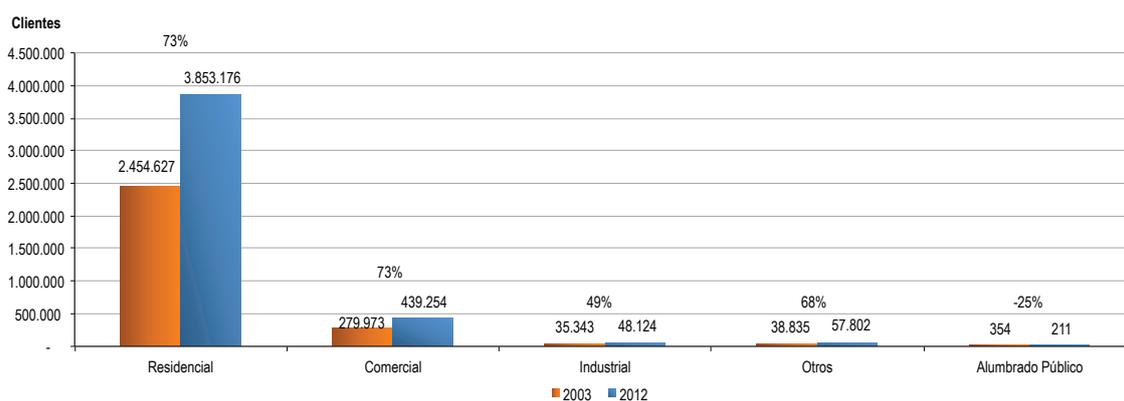


FIG. No. 3.2: EVOLUCIÓN DECENAL DE CLIENTES POR GRUPO DE CONSUMO

En la figura anterior se puede observar el número de clientes por grupo de consumo y la variación decenal 2003 - 2012, 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 No. 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 entre los años 2003 y 2012, ha presentado una mayor participación de los sectores industrial y comercial.

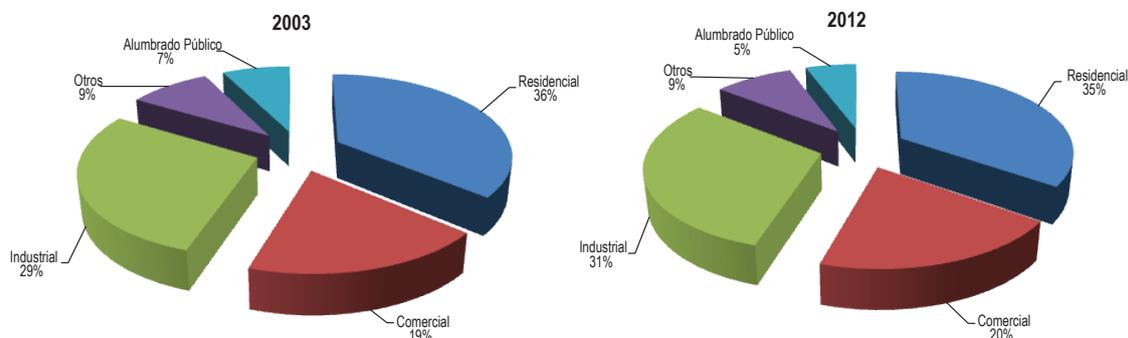


FIG. No. 3.3: PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO AÑOS 2003 Y 2012

En lo referente al 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 se muestra en la figura No. 3.4.

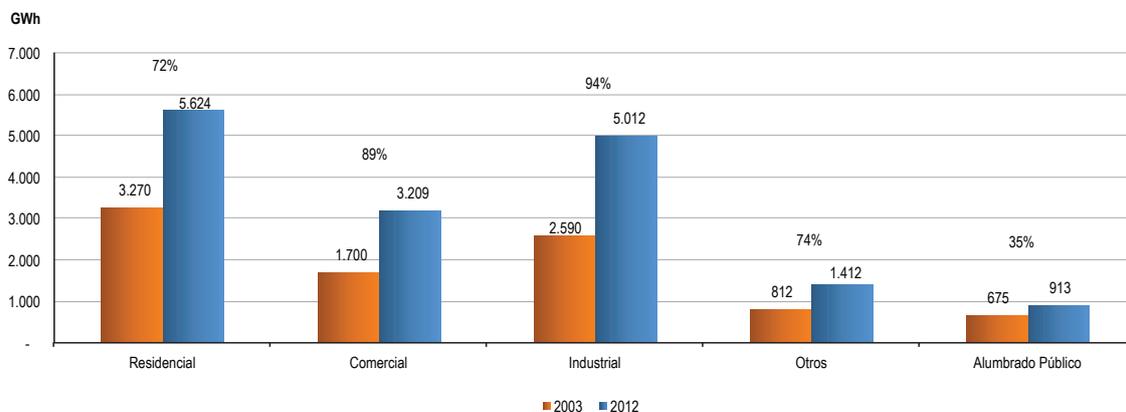


FIG. No. 3.4: EVOLUCIÓN DECENAL DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO

3.3. Comparación de la 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 2012.

En la figura No. 3.5 se puede observar la comparación entre la proyección de demanda del PME 2003 - 2012 (línea punteada) y el consumo real (línea continua). Las máximas variaciones registradas entre los valores proyectados y los valores reales se presentan en el 2007 con un valor promedio entre los valores de 5%, mientras que en el fin del período de la proyección, es decir para el 2012, se tiene una desviación cercana al 2%.

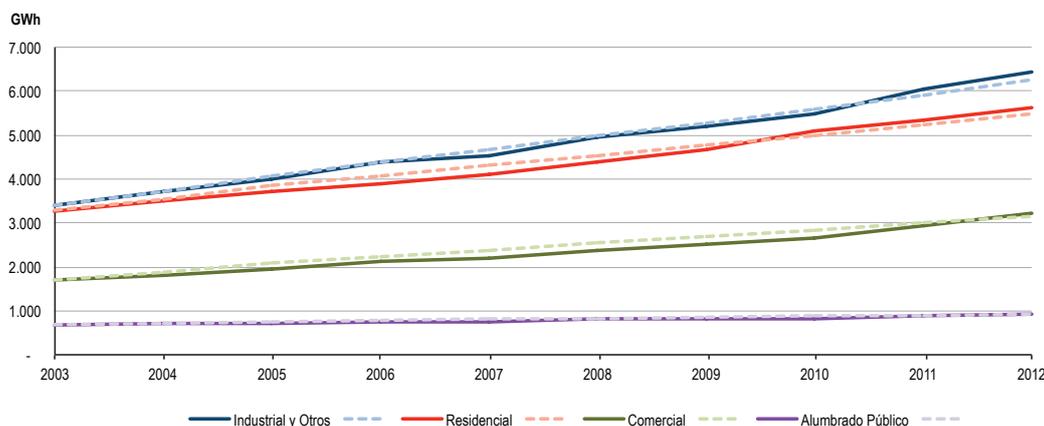


FIG. No. 3.5: DEMANDA PROYECTADA VS. DEMANDA REAL POR GRUPO DE CONSUMO

En la figura No. 3.6, se muestra la proyección del consumo de energía total del PME 2003 - 2012 y el consumo real del período, la misma que presenta una desviación en el 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.

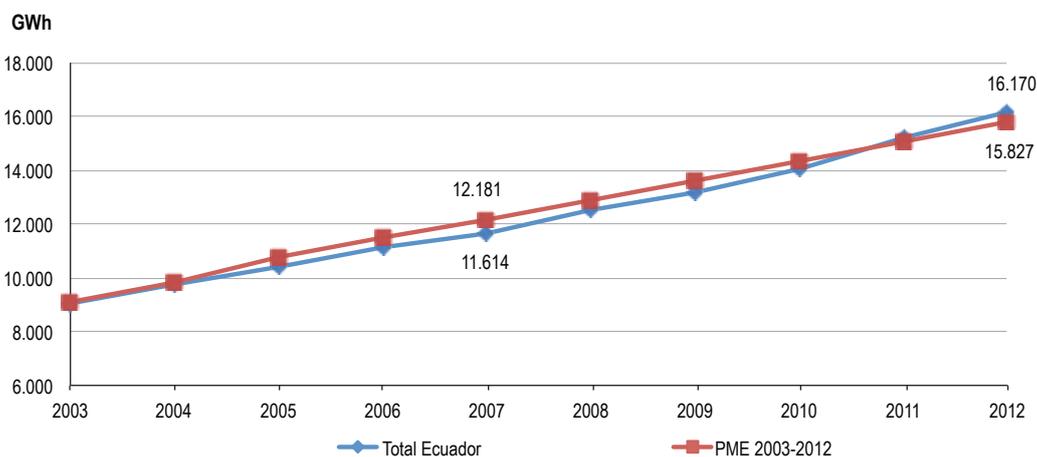


FIG. No. 3.6: DEMANDA PROYECTADA PME 2003 - 2012 VS. DEMANDA REAL S.N.I.

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.



TABLA No. 3.1: DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN AÑO 2012

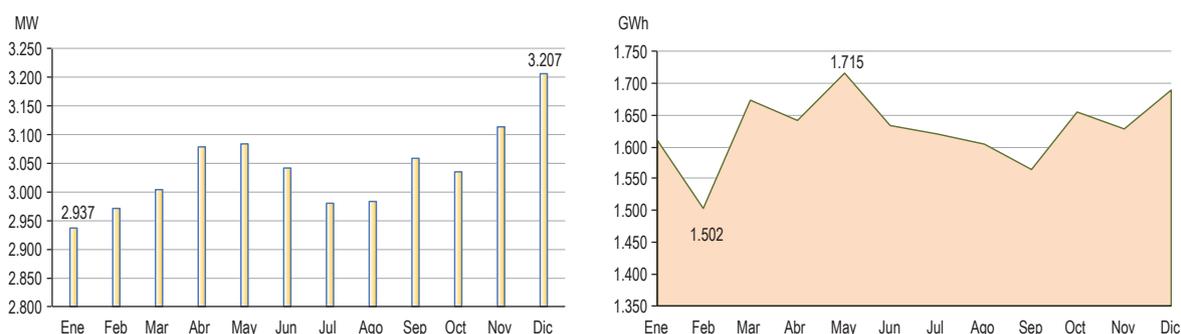
VARIABLE	DEMANDA	CRECIMIENTO (%)
Potencia Máxima Coincidente (MW)	3.207	5,94
Energía (GWh)	19.534	4,91

Fuente: SISDAT, CENACE

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

**FIG. No. 3.7: 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 S.N.I. 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.

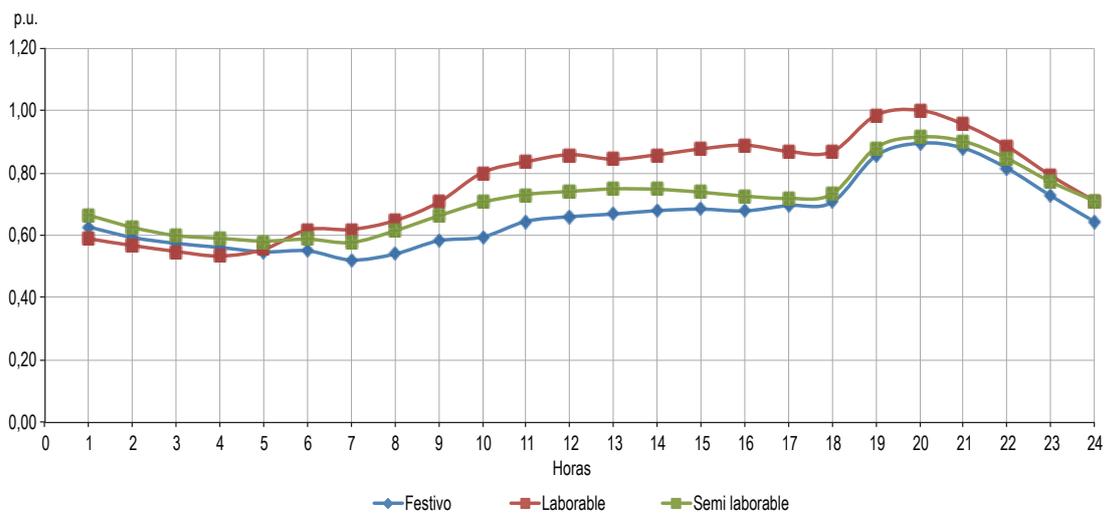


FIG. No. 3.8: CURVA DE DEMANDA DIARIA NACIONAL

En la figura No. 3.8 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.



4

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.

4.1. 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 Nacional Interconectado, S.N.I.

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.

4.2. Proyección Global de la Demanda

4.2.1 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).

4.2.1.1 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 2015 (3,28%) en el resto de períodos.

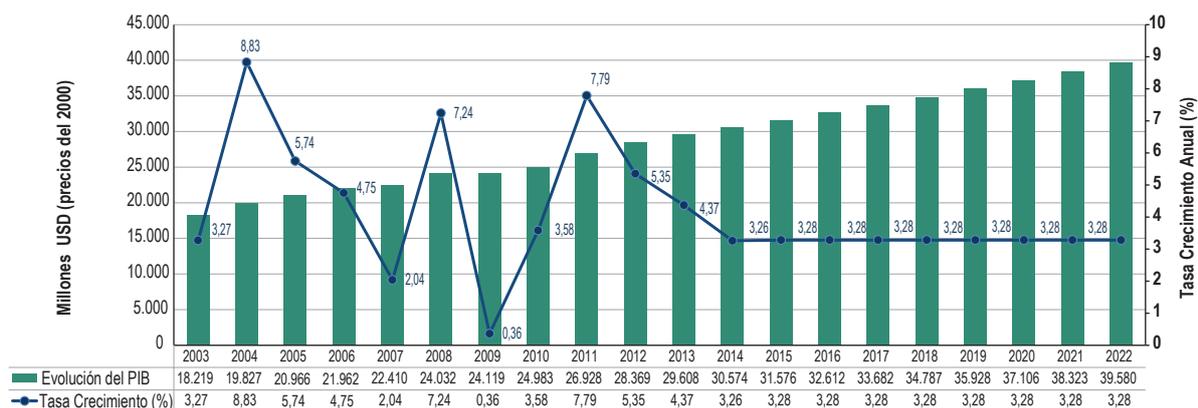


FIG. No. 4.1: EVOLUCIÓN PIB ECUADOR 2003 - 2022

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

4.2.1.2 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) y el 2010 fue tomado de información entregada oficialmente por el INEC.

A partir del 2011 y hasta el 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 2010), a continuación se resume la información a nivel país:

TABLA No. 4.1: VARIABLES DEMOGRÁFICAS - CENSOS 1990, 2001 Y 2010

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

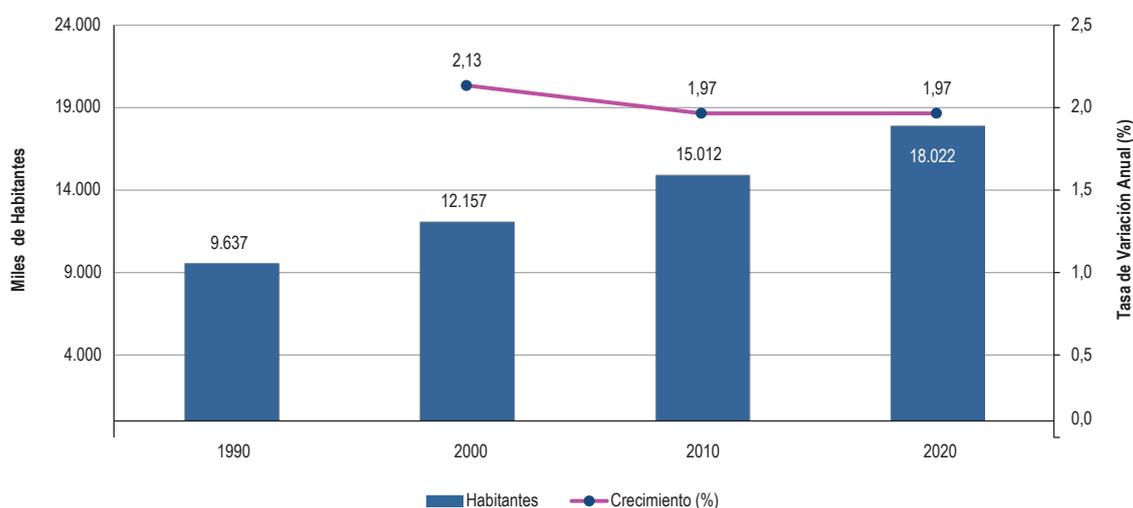


FIG. No. 4.2: EVOLUCIÓN POBLACIÓN DE ECUADOR 1990 - 2022

4.2.1.3 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.

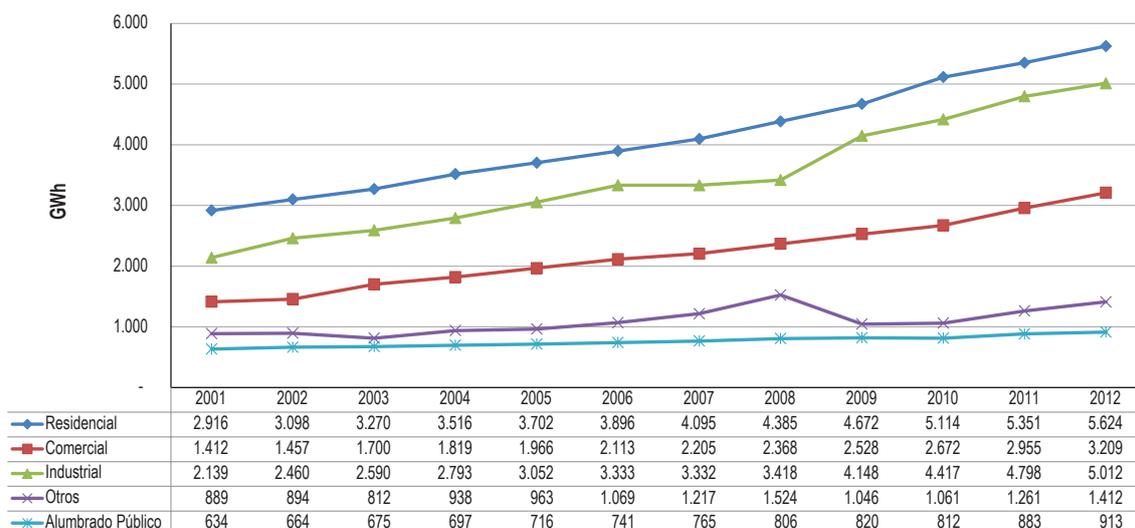


FIG. No. 4.3: ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO 2001 - 2012

En la figura No. 4.3 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).

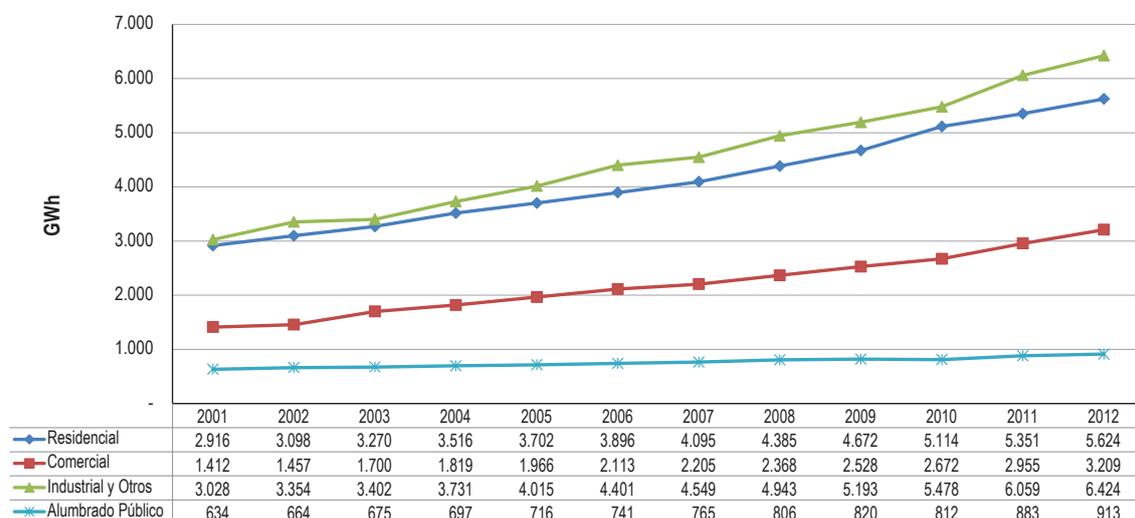


FIG. No. 4.4: ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO 2001 - 2012

4.2.2 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:

TABLA No. 4.2: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN APLICADOS EN CADA GRUPO DE CONSUMO

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

4.2.3 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 periodo 2013 - 2022, adicionando un intervalo de confianza que se define como ± 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 periodo 2013 - 2022.

Finalmente, la proyección de demanda global a nivel país para el periodo 2013 - 2022, se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda de las distintas categorías analizadas.

4.2.4 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.



4.2.4.1 Sector residencial

Clientes residenciales

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 2013 - 2022 alcanzando los 5,5 millones de clientes en el 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.

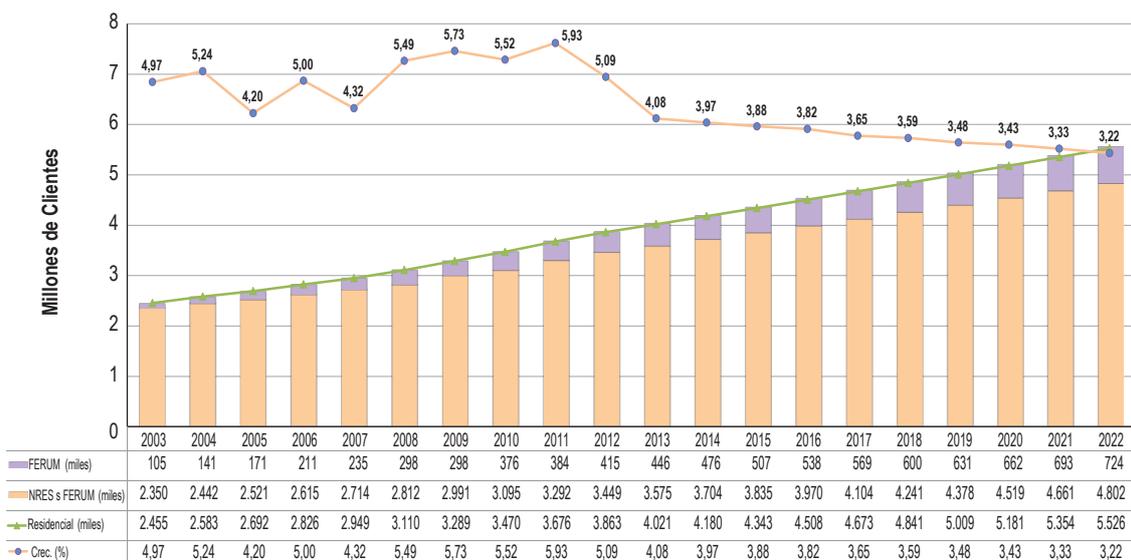


FIG. No. 4.5: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR RESIDENCIAL

Consumo residencial

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 9.004 GWh en el horizonte del estudio.

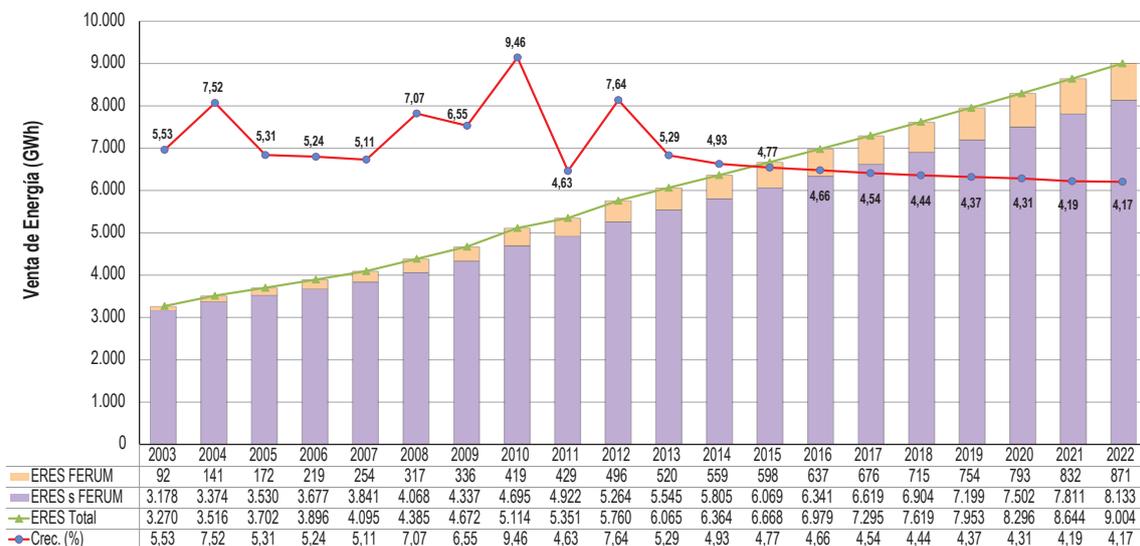


FIG. No. 4.6: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DEL CONSUMO DEL SECTOR RESIDENCIAL



4.2.4.2 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 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.

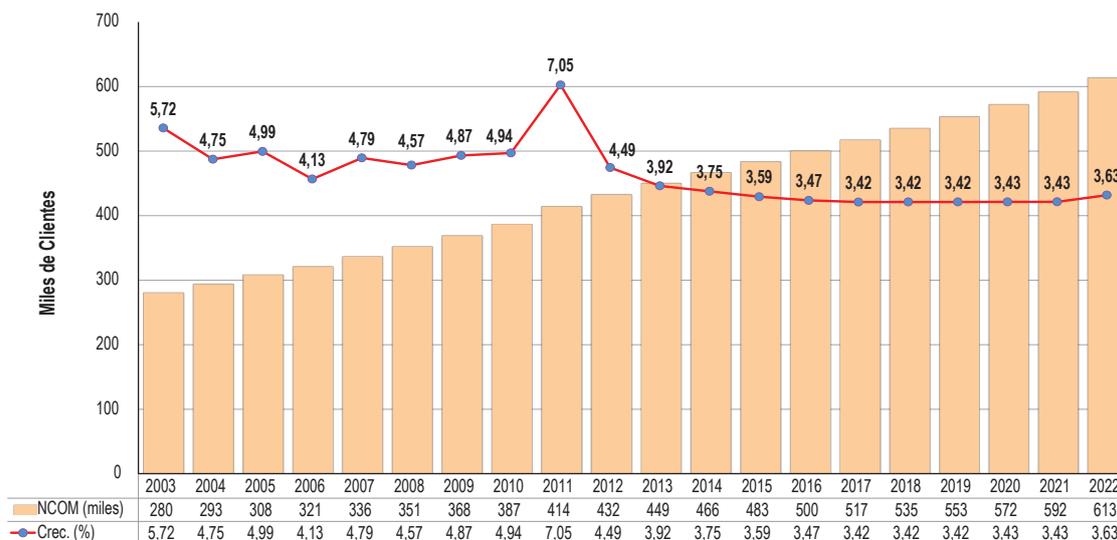


FIG. No. 4.7: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR COMERCIAL

Consumo comercial

La energía facturada del sector comercial presenta en general una tendencia creciente a lo largo del período histórico con tasas de crecimiento desde el 2004 de alrededor del 7,5% a excepción del 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 2013 - 2022 del 5,7% alcanzando 5.415 GWh en el horizonte del estudio.

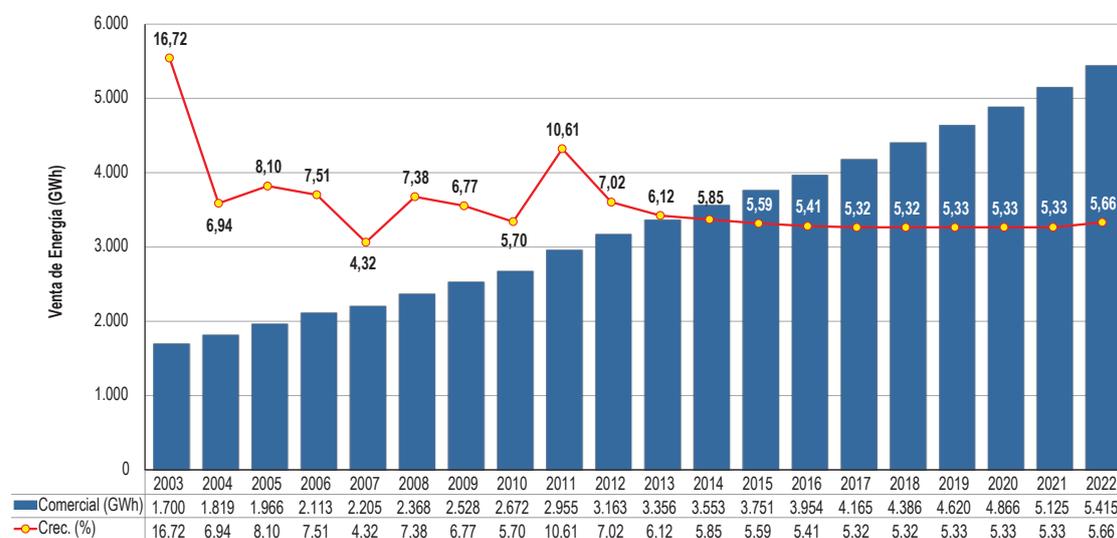


FIG. No. 4.8: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DEL CONSUMO DEL SECTOR COMERCIAL



4.2.4.3 Sector industrial

Clientes 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 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 2013 - 2022 del 2,9% alcanzando 135.384 clientes industriales en el horizonte del estudio.

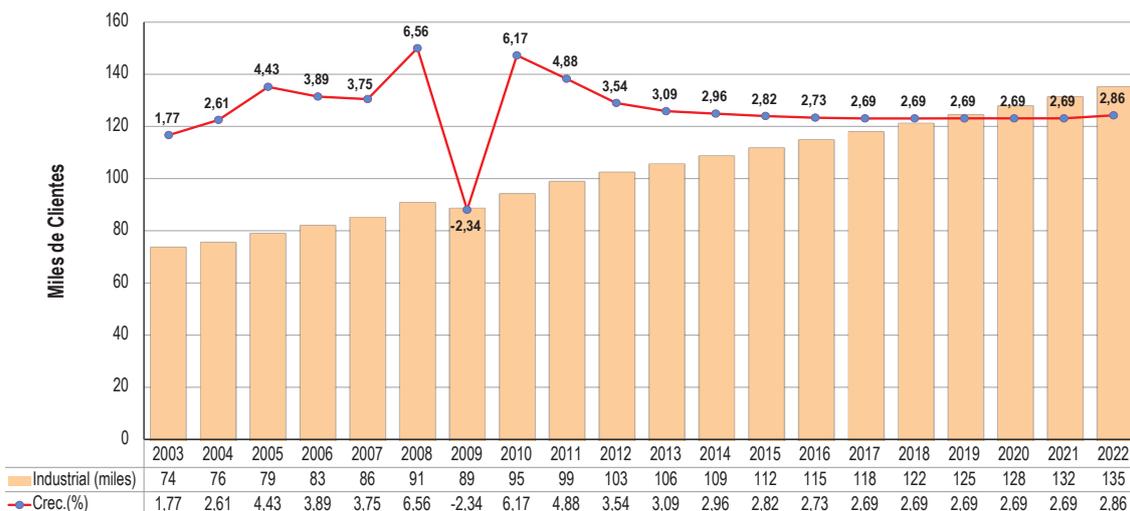


FIG. No. 4.9: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR INDUSTRIAL

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 2001 (-2,9%) al 6,2% en el 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 2013 - 2022 del 5,1% alcanzando 10.989 GWh en el horizonte del estudio.

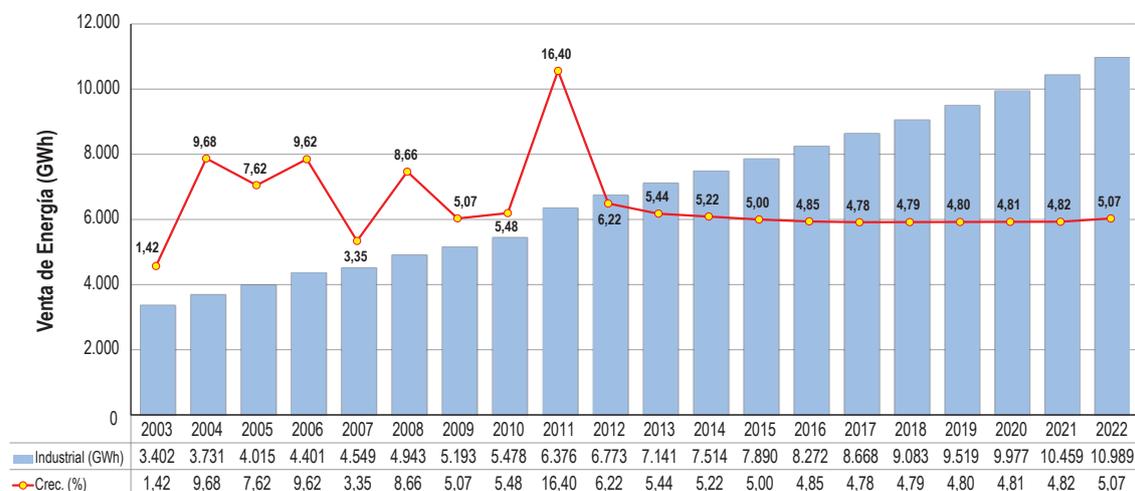


FIG. No. 4.10: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DEL CONSUMO DEL SECTOR INDUSTRIAL



4.2.4.4 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.

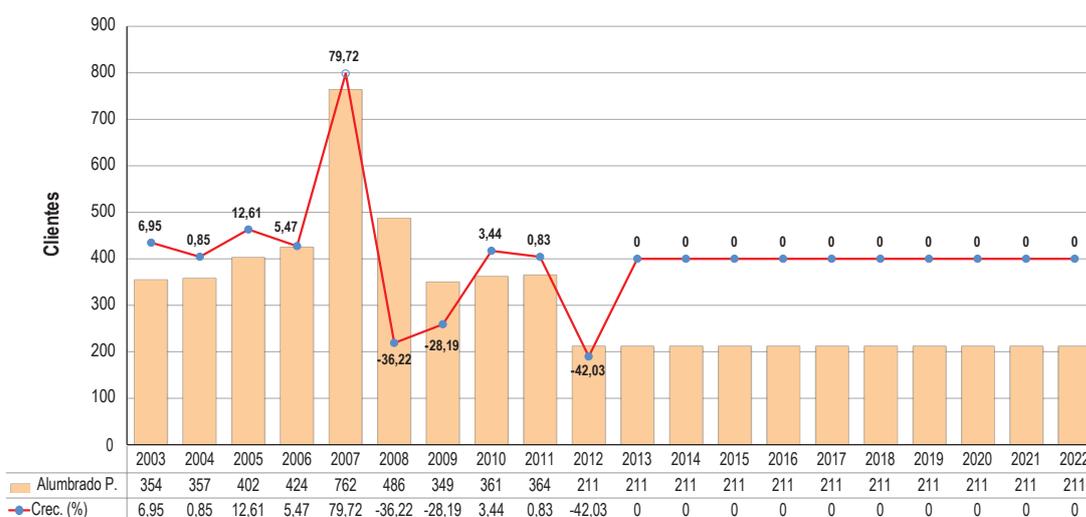


FIG. No. 4.11: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES DEL SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO

Consumo de alumbrado público

La proyección del consumo de energía de alumbrado público para el período 2013 - 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 2013 - 2022 del 2,4% alcanzando 1.077 GWh en el 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.

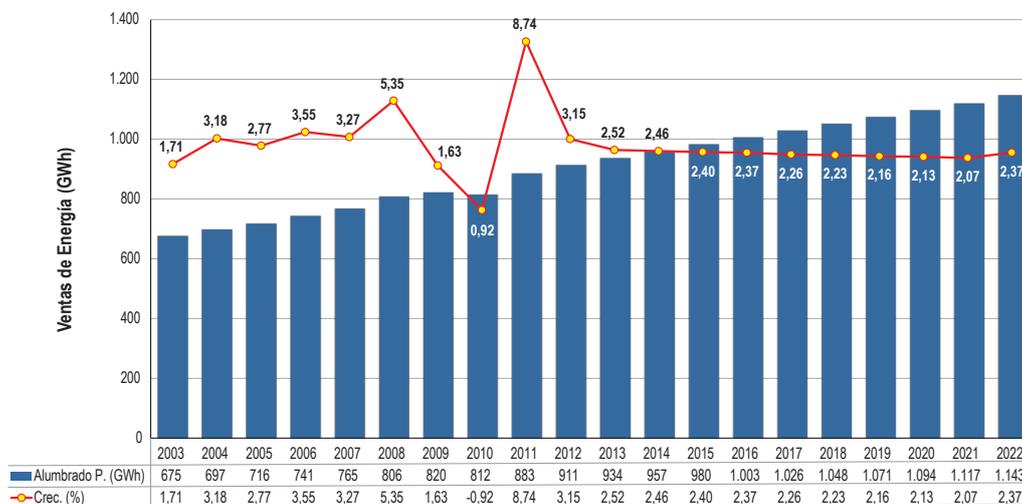


FIG. No. 4.12: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DEL CONSUMO DEL SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO

4.2.5 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.

La figura No. 4.13 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 2013 - 2022 del 5% alcanzando 26.542 GWh en el 2022.

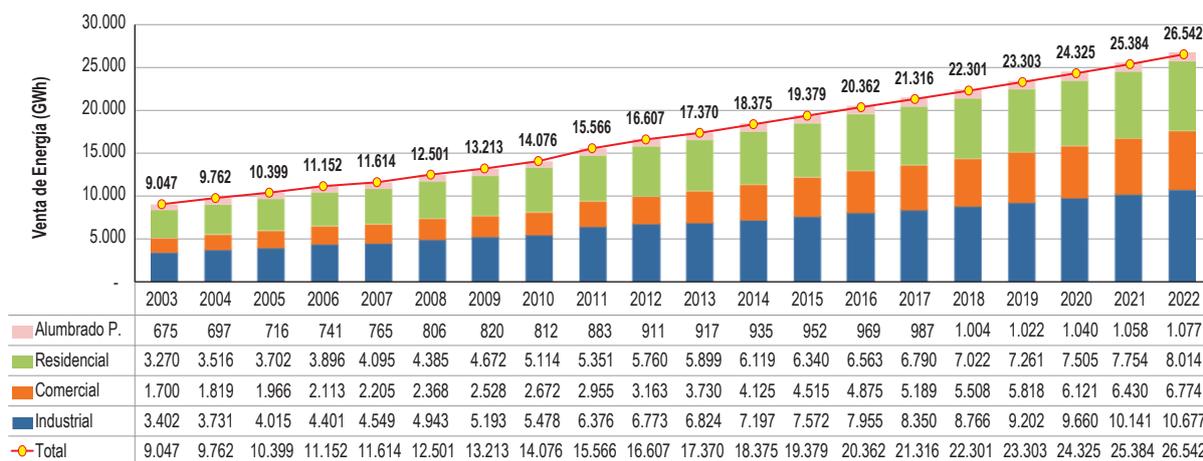


FIG. No. 4.13: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA FACTURACIÓN TOTAL DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO



4. Estudio de Proyección de la Demanda Eléctrica

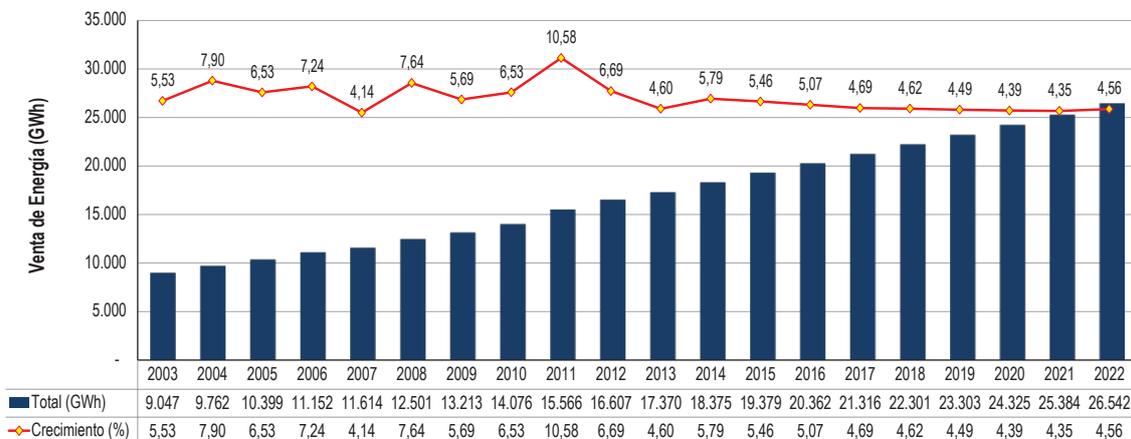


FIG. No. 4.14: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE LA FACTURACIÓN TOTAL DE ENERGÍA EN EL ECUADOR

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 2013 - 2022, inferior a la tasa de crecimiento promedio registrada históricamente del 4,7% 2000 - 2012.

La figura No. 4.15 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 70% de la energía facturada del Ecuador en todo el periodo del estudio.

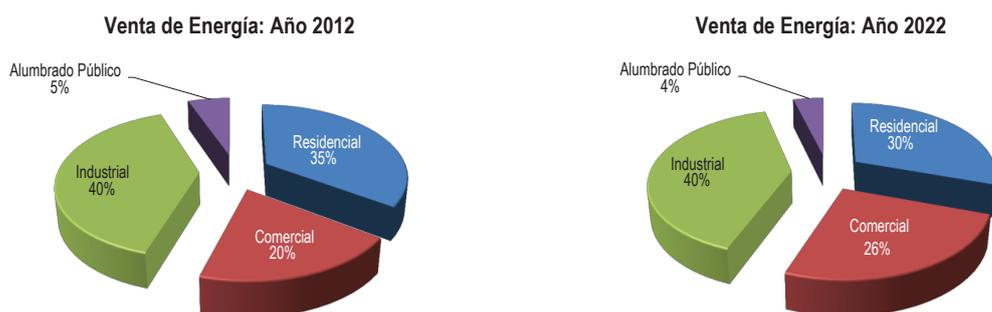


FIG. No. 4.15: COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR, AÑOS 2012 Y 2022

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.

La figura No. 4.16 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 2013 - 2022 del 3,7% alcanzando 5,8 millones de clientes en el 2022.



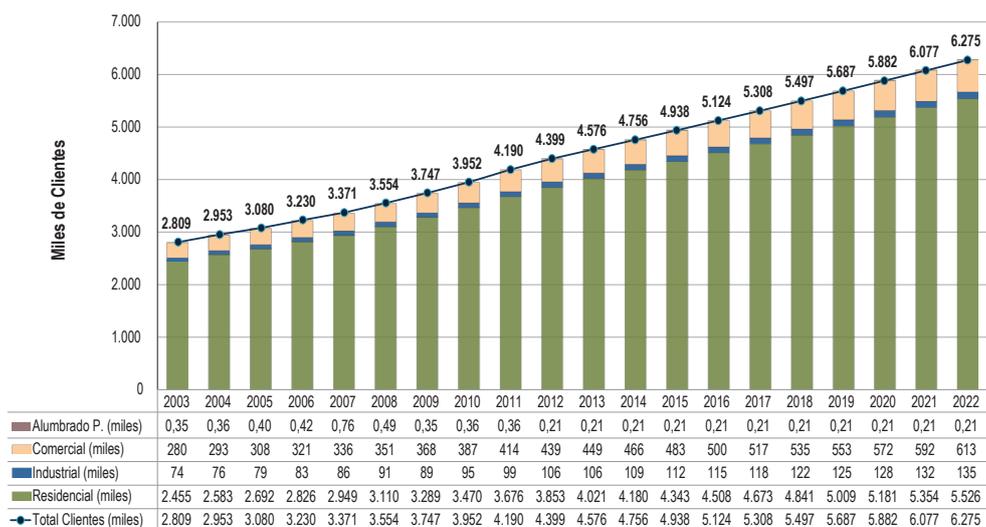


FIG. No. 4.16: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIÓN DE CLIENTES TOTALES Y POR GRUPO DE CONSUMO DEL ECUADOR

4.3. 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.

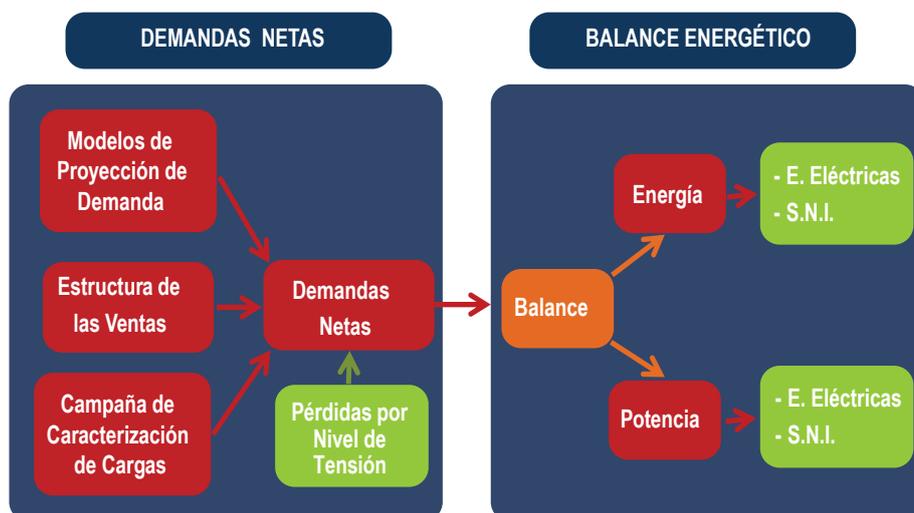


FIG. No. 4.17: ESQUEMA ANALÍTICO DE BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

4.3.1 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 2012.



TABLA No. 4.3: ESTRUCTURA DE VENTAS DE ENERGÍA DE CNEL (%)

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
Total Residencial		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
AP	BT_AP	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Total AP		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
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
Total Comercial		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
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
Total Industrial		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

TABLA No. 4.4: ESTRUCTURA DE VENTAS DE ENERGÍA DE EMPRESAS ELÉCTRICAS (%)

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
Total Residencial		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
AP	BT_AP	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Total AP		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
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
Total Comercial		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
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
Total Industrial		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

4.3.2 Campaña de caracterización de cargas

A continuación, se incluyen los perfiles característicos de los principales sectores de consumo, correspondientes a cinco empresas distribuidoras:

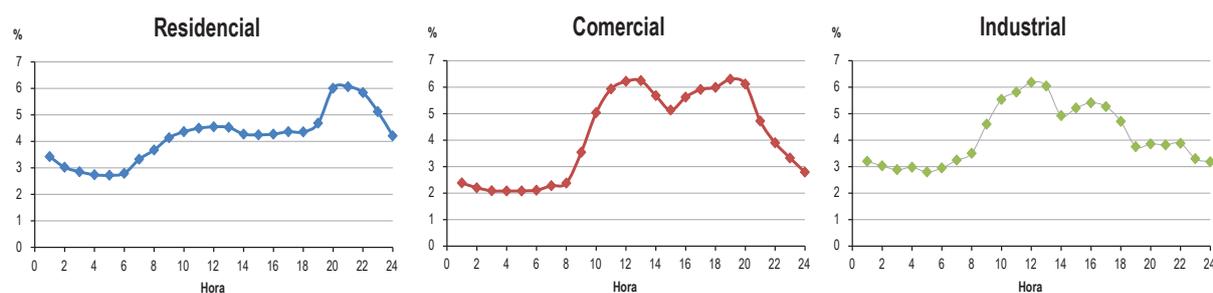


FIG. No. 4.18: CURVAS DE CARGA - E.E. AMBATO

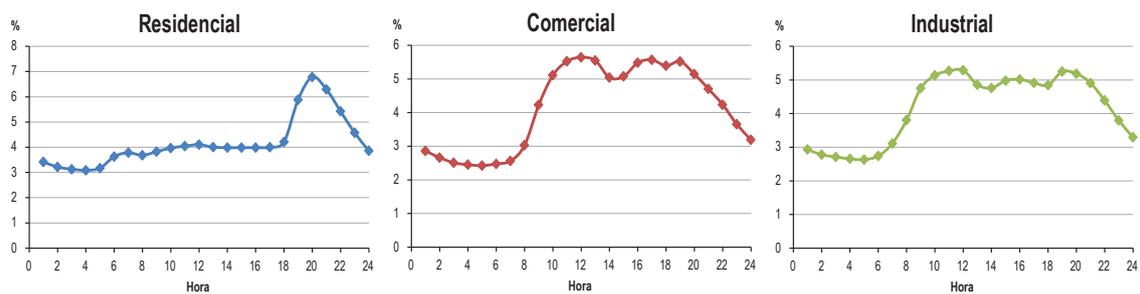


FIG. No. 4.19: CURVAS DE CARGA - E.E. CENTRO SUR

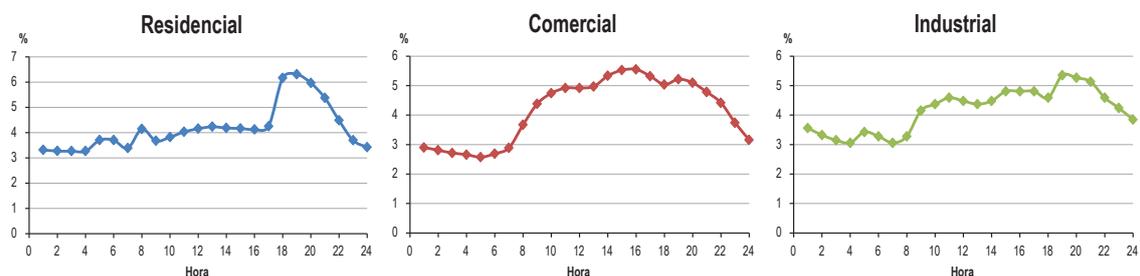


FIG. No. 4.20: CURVAS DE CARGA - CNEL-SUCUMBÍOS

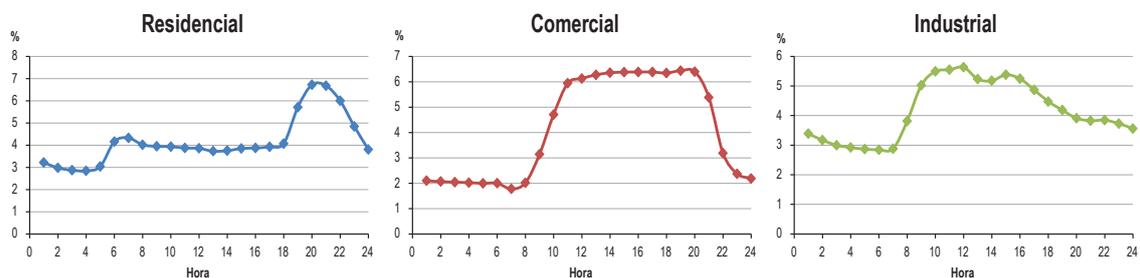


FIG. No. 4.21: CURVAS DE CARGA - E.E. QUITO

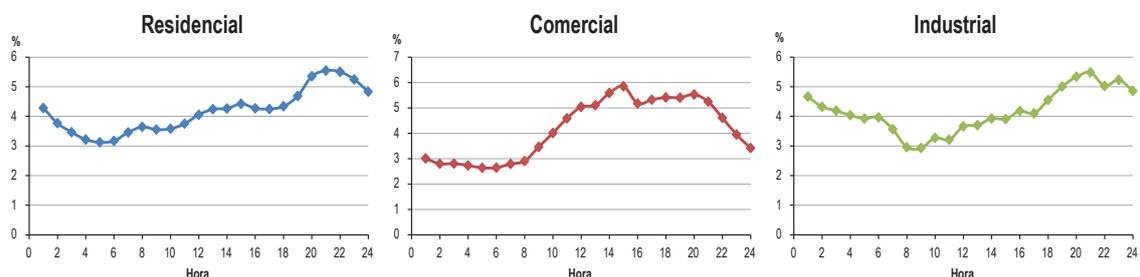


FIG. No. 4.22: CURVAS DE CARGA – ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL

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:

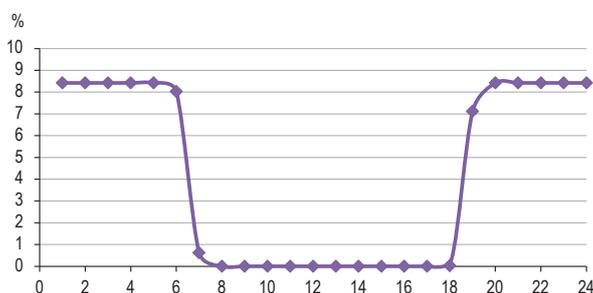


FIG. No. 4.23: CURVA DE CARGA – ALUMBRADO PÚBLICO

Los parámetros resultantes por empresa se exponen a continuación:

TABLA No. 4.5: PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR RESIDENCIAL

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
	E.E. Galápagos	25,42	17,85	56,73	54,41	72,39	72,39	72,39
Sierra Centro	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-Sucumbíos	28,28	16,80	54,92	47,83	72,39	72,39	72,39

TABLA No. 4.6: PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR COMERCIAL

		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-EI 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
E.E. Galápagos	26,19	13,98	59,83	44,33	55,77	55,77	55,77	
Sierra Centro	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
	E.E. Riobamba	27,01	10,82	62,17	41,18	60,40	60,40	60,40
Sur	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
	E.E. Sur	24,99	12,90	62,11	45,95	56,72	56,72	56,72
Oriente	CNEL-Sucumbios	24,55	13,65	61,80	46,71	58,49	58,49	58,49

TABLA No. 4.7: PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR INDUSTRIAL

		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-EI 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
E.E. Galápagos	25,40	21,13	53,46	47,29	62,22	62,22	62,22	
Sierra Centro	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
	E.E. Riobamba	20,01	14,87	65,12	41,97	38,83	38,83	38,83
Sur	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
	E.E. Sur	24,58	13,71	61,72	49,01	60,99	60,99	60,99
Oriente	CNEL-Sucumbios	24,93	16,51	58,56	48,43	62,22	62,22	62,22



TABLA No. 4.8: PARÁMETROS EN PORCENTAJE – SECTOR ALUMBRADO PÚBLICO

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
E.E. Galápagos	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00	
Sierra Centro	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
	E.E. Riobamba	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
Sur	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
	E.E. Sur	32,41	42,11	25,48	49,48	100,00	100,00	100,00
Oriente	CNEL-Sucumbíos	32,41	42,11	25,48	49,48	84,52	84,52	84,52

4.3.3 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.

TABLA No. 4.9: CLIENTES TOTALES

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 Ríos	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-Sucumbios	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. 4.10: ENERGÍA VENDIDA SIN RECUPERACIÓN POR PÉRDIDAS (GWh)

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

4.3.4 Pérdidas de energía

La siguiente tabla resume el nivel de pérdidas registrado por las distintas empresas distribuidoras en el 2012.

TABLA No. 4.11: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA (%), 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		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		7,48	4,30	6,81	5,94	10,06	6,40	12,09	10,25	13,67	7,49

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.



TABLA No. 4.12: EVOLUCIÓN NIVEL DE PÉRDIDAS 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-EI 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. 4.13: EVOLUCIÓN NIVEL DE PÉRDIDAS NO 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-EI 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



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 **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.

TABLA No. 4.14: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA (%), AÑO 2022

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	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
Total Empresa		7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	8,00	7,50	7,50	7,50	7,50
Total Empresa 2012		10,28	16,96	23,06	20,05	26,77	25,83	20,46	17,22	10,30	21,56
Mejora (% respecto de 2012)		27,06	55,78	67,48	62,58	71,98	69,02	63,34	56,45	27,16	65,21

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
Total Empresa		7,50	4,96	6,70	4,74	6,08	7,45	7,50	7,50	7,50	6,21
Total Empresa 2012		7,48	4,30	6,81	5,94	10,06	6,40	12,09	10,25	13,67	7,49
Mejora (% respecto de 2012)		-0,33	-15,23	1,67	20,22	39,55	-16,46	37,98	26,85	45,14	17,11

La proyección de las pérdidas considerando todo el periodo hasta el 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 de la recuperación del consumo por reducción de pérdidas no técnicas.

TABLA No. 4.15: VENTAS POR RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS (GWh)

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
CNEL-EI 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
Total CNEL	246	380	513	614	708	795	860	905	944	986
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
Total E.E.s	127	192	251	307	317	328	338	349	361	373
Total	373	572	764	921	1.025	1.122	1.198	1.255	1.305	1.358

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.

TABLA No. 4.16: VENTAS TOTALES (GWh)

Empresa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	66	68	70	73	75	78	81	83	86	89
CNEL-EI 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 E.E.s	11.736	12.336	12.932	13.534	14.106	14.705	15.329	15.980	16.659	17.406
Total	17.370	18.375	19.379	20.362	21.316	22.301	23.303	24.325	25.384	26.542

Gráficamente, y considerando todo el periodo bajo análisis se tiene el siguiente comportamiento de la serie de ventas de energía:

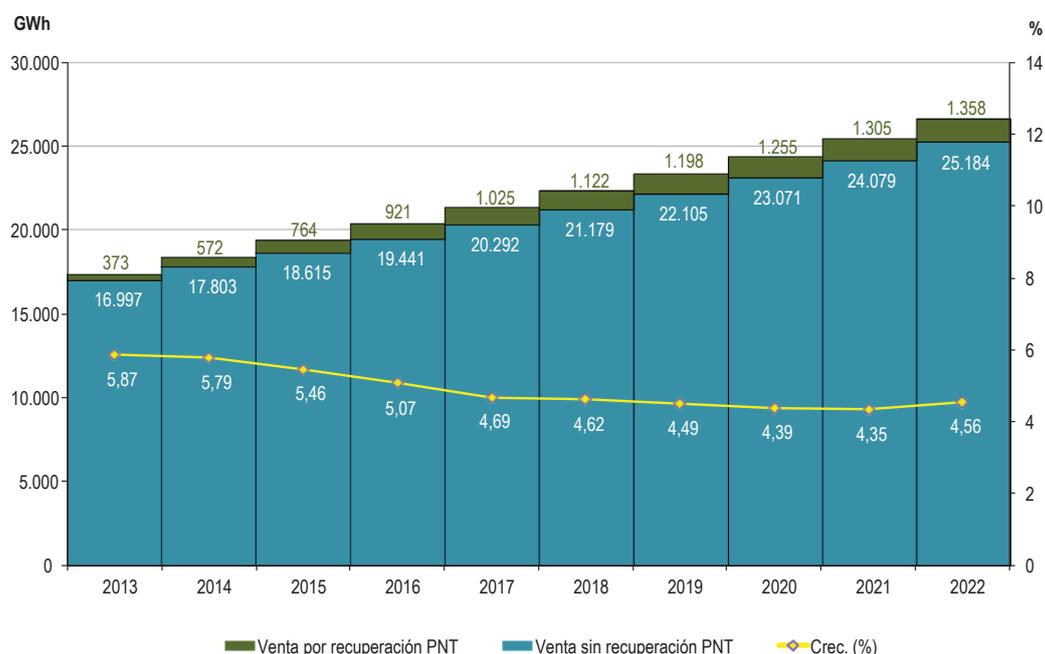


FIG. No. 4.24: VENTA DE ENERGÍA POR RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

4.3.5 Balance de energía

4.3.5.1 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 recuperación 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.

4.3.5.2 Balance de energía del S.N.I.

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, S.N.I.

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 2013 - 2022.

TABLA No. 4.17: BALANCE DE ENERGÍA – S.N.I.

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 SE de 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

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. 4.25: COMPOSICIÓN ENERGÍA REQUERIDA EN GENERACIÓN

Aunque desde el punto de vista de la venta, la tasa de crecimiento esperada para el 2013 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 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 2022, es el siguiente:

TABLA No. 4.18: APERTURA MENSUAL DE LA ENERGÍA REQUERIDA EN GENERACIÓN

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
Total	GWh	20.667	21.568	22.449	23.364	24.311	25.296	26.324	27.397	28.515	29.739



4.3.6 Balance de potencia

4.3.6.3 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.

TABLA No. 4.19: POTENCIA MÁXIMA DISPONIBLE (MW)

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-EI 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-Sucumbíos	41	44	46	49	51	54	57	59	62	65	68
Total CNEL	1.165	1.208	1.253	1.299	1.346	1.395	1.447	1.501	1.559	1.618	1.683
Crec. (%)	5,26	3,73	3,72	3,65	3,67	3,65	3,68	3,76	3,82	3,83	4,01
E.E. Ambato	100	104	108	113	117	122	126	131	137	142	148
Crec. (%)	5,82	4,35	4,29	4,12	3,93	3,87	3,89	3,93	3,94	3,94	4,12
E.E. Azogues	18	19	20	20	21	22	23	23	24	25	26
Crec. (%)	5,13	3,78	3,73	3,61	3,50	3,48	3,51	3,58	3,63	3,64	3,87
E.E. Centro Sur	162	169	176	183	190	198	206	214	222	231	241
Crec. (%)	5,80	4,25	4,18	4,06	3,95	3,94	3,98	4,00	4,03	4,05	4,24
E.E. Cotopaxi	74	77	81	84	88	92	95	100	104	108	113
Crec. (%)	6,36	4,54	4,53	4,42	4,27	4,20	4,22	4,26	4,25	4,19	4,41
E.E. Norte	98	102	106	110	114	118	122	127	131	136	142
Crec. (%)	5,74	3,76	3,62	3,74	3,66	3,67	3,71	3,73	3,72	3,70	3,88
E.E. Quito	710	742	774	807	840	874	910	947	985	1.026	1.070
Crec. (%)	6,99	4,47	4,40	4,24	4,12	4,06	4,06	4,06	4,07	4,09	4,29
E.E. Riobamba	57	59	61	63	65	67	69	71	73	75	78
Crec. (%)	3,67	3,16	3,26	3,22	3,11	3,08	3,12	3,14	3,15	3,18	3,38
E.E. Sur	54	56	58	60	62	64	67	69	71	73	75
Crec. (%)	5,39	3,47	3,45	3,31	3,31	3,45	3,45	3,13	2,93	2,92	3,05
Eléctrica de Guayaquil	860	895	931	967	1.003	1.042	1.082	1.124	1.168	1.214	1.264
Crec. (%)	5,75	4,09	4,00	3,85	3,75	3,87	3,88	3,89	3,90	3,91	4,16
E.E. Galápagos	8	8	8	9	9	10	10	11	11	12	12
Crec. (%)	6,60	5,21	5,22	5,05	4,92	4,86	4,87	4,87	4,83	4,82	5,01

Utilizando la misma plataforma de cálculo, para cada distribuidora fue reproducida la potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I., 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 S.N.I. fue calculada manteniendo los factores de coincidencia cuyo ajuste en el 2012 permitió calcular la contribución de cada distribuidora a la demanda máxima del S.N.I. de dicho año.

TABLA No. 4.20: POTENCIA COINCIDENTE CON LA MÁXIMA DEMANDA DEL S.N.I. (MW)

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	3,9						
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 E.E.s	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 S.N.I.	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

4.3.6.4 Balance de potencia del S.N.I.

Con el fin de consolidar los bloques de potencia de las distribuidoras y calcular la potencia máxima en el S.N.I., se procedió de la siguiente forma:

1. Se sumaron las potencias de las distribuidoras coincidentes con la máxima demanda del S.N.I. 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 figura presenta la potencia máxima proyectada en bornes de generación junto a la evolución del factor de carga del S.N.I.

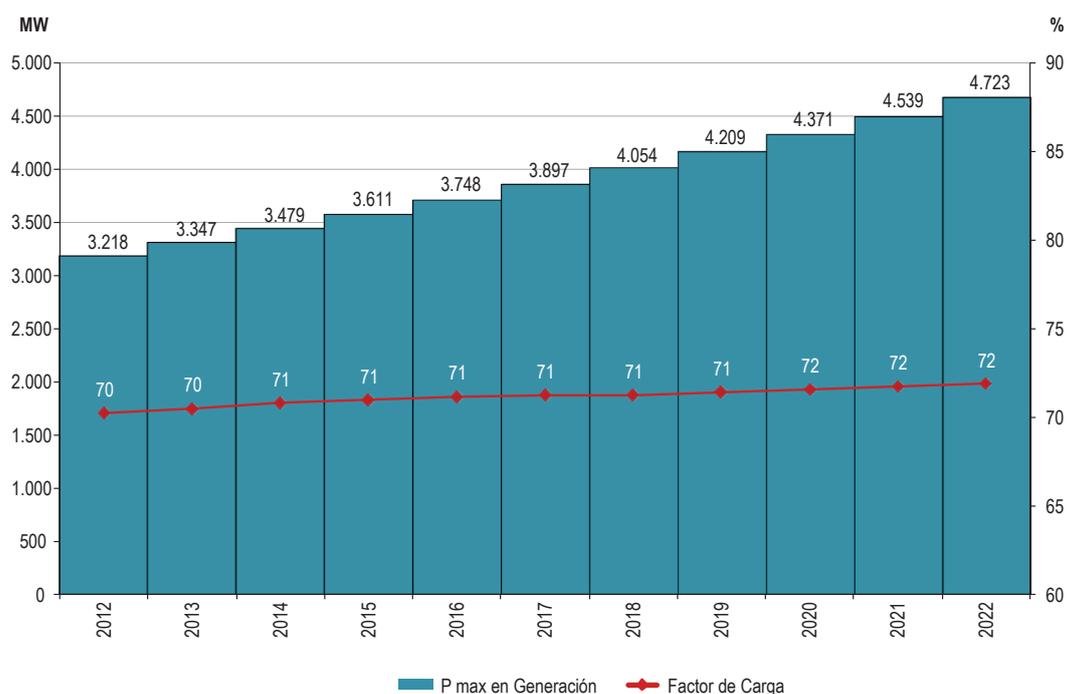


FIG. No. 4.26: POTENCIA MÁXIMA DEL S.N.I.

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

TABLA No. 4.21: 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
Pmáx	MW	3.347	3.479	3.611	3.748	3.897	4.054	4.209	4.371	4.539	4.723



5

Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

5

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 S.N.I. 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.

5.1. 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 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 No. 1, se han considerado cinco hipótesis dentro del estudio de proyección de demanda, las cuales se analizan 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 los procesos productivos de la zona en desarrollo.

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



5.2. 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 No. 4 y toma en cuenta el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica.

5.3. 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).

5.3.1 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:

TABLA No. 5.1: CARGAS SINGULARES INDUSTRIALES

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-Sucumbios	2015			255	898.843	92%
Yachay	Asentamiento	MT	E.E. Norte	2014			15	103.545	48%

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 siguiente tabla 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).



TABLA No. 5.2: CONSUMO ELÉCTRICO DADO POR LAS CARGAS SINGULARES INDUSTRIALES

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-Sucumbios	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
Total		MWh	61.640	238.754	1.766.546	3.239.760	3.572.820	3.621.796	3.773.556	3.794.082	3.830.215	3.827.410

La segunda columna permite identificar el nivel de tensión de conexión y el sector de consumo.

5.3.2 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.

5.3.2.1 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.

TABLA No. 5.3: CONSUMO ELÉCTRICO POR INTRODUCCIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Empresa	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh	42	42	42	42	42	42	42	42
CNEL-EI 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-Sucumbios	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								
Total	MWh	3.000							

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 tengan definidos 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).

5.3.2.2 Transporte público

En lo referente al transporte público, se tienen 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.

TABLA No. 5.4: CARGA DE TRANSPORTE PÚBLICO

Cliente	Actividad	Nivel de tensión de conexión	Empresa distribuidora	Año de ingreso	Demanda		
					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-EI 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. 5.5: DEMANDA DE TRANSPORTE PÚBLICO

Empresas	CatTar	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-EI 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
Total		MWh	55.121	141.487	244.229	278.689	313.149	330.379	347.609	364.839	365.839

5.3.3 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:



- Sustitución de refrigeradores,
- Sustitución de luminarias de alumbrado público,
- Eficiencia energética en la actividad industrial,
- Eficiencia energética en edificios públicos.

5.3.3.1 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 millones y tiene un plazo de ejecución de 5 años, contados desde el 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 dentro de la tarifa de la dignidad.

La siguiente tabla presenta la distribución de refrigeradores a realizar tanto por empresa como por tipo de tarifa residencial.

TABLA No. 5.6: CANTIDAD DE REFRIGERADORES POR DISTRIBUIDORA

Empresa	Región	Quinquenio		Total
		TarDig	TarNormal	
CNEL-Bolívar	Sierra	1.800	1.200	3.000
CNEL-EI 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
Total		198.000	132.000	330.000

En la tabla siguiente se resume el ahorro esperado en el consumo de energía por usuario por mes.



TABLA No. 5.7: AHORRO PROMEDIO POR SUSTITUCIÓN DE REFRIGERADORES

		Unidades	Ahorro (kWh/mes)
Sierra	Tarifa Dignidad	86.400	35,5
	Tarifa Normal	57.600	48,9
	Total Sierra	144.000	40,9
Costa	Tarifa Dignidad	111.600	64,1
	Tarifa Normal	74.400	66,5
	Total Costa	186.000	65,1
Total país		330.000	54,5

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:

TABLA No. 5.8: AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO POR SUSTITUCIÓN DE REFRIGERADORES

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-Ei 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 Ríos	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. Domingo	MWh	-937	-2.654	-4.997	-8.510	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711	-11.711
CNEL-Sucumbios	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 Guayaquil	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
Total	MWh	-19.937	-47.384	-94.593	-157.171	-215.820						



5.3.3.2 *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 10,04 millones.

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 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 siguiente tabla presenta la distribución de lámparas a ser sustituidas por empresa.

TABLA No. 5.9: CANTIDAD DE LÁMPARAS A SUSTITUIR POR EMPRESA

Empresa	Lámparas
CNEL-Bolívar	5.500
CNEL-EI 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
Total	305.000



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:

TABLA No. 5.10: AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO POR SUSTITUCIÓN DE LÁMPARAS

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-EI 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
Total	MWh	-19.929	-38.325	-56.721	-75.117	-93.513						

5.3.3.3 Eficiencia energética en la actividad industrial

Se prevé que este proyecto sea implementado en las empresas distribuidoras que poseen carga industrial representativa, comenzando en el 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:

TABLA No. 5.11: AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO INDUSTRIAL

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									
Total	MWh	-70.625	-141.250	-282.500	-282.500	-282.500	-284.515	-284.603	-284.663	-284.663

5.3.3.4 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.



TABLA No. 5.12: AHORRO EN EL CONSUMO ELÉCTRICO EDIFICIOS PÚBLICOS

Empresa	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh									
CNEL-EI 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									
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									
Total	MWh	-2.863								

5.3.4 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.

TABLA No. 5.13: CONSUMO ELÉCTRICO DE LA CIUDAD DEL CONOCIMIENTO

Cliente	Actividad	Nivel de tensión de conexión	Empresa distribuidora	Año de ingreso	Demanda		
					Potencia (MW)	Energía (MWh)	Factor de Carga
Yachay	Asentamiento	MT	E.E. Norte	2014	15	10.545	48%



5.4. Hipótesis 3: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente

5.4.1 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.

5.4.2 Distribución de cocinas

El Plan de Migración del consumo de GLP a electricidad, iniciará en el 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 siguiente tabla presenta la distribución de cocinas por empresa.

TABLA No. 5.14: COCINAS ELÉCTRICAS 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-EI 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-Sucumbíos	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	1.600	4.600	8.000	8.300	8.700	9.000	9.400	9.800
Total S.N.I.		350.000	1.400.000	3.500.000	3.753.820	4.017.703	4.291.956	4.420.586	4.538.136
Total Nacional		351.600	1.404.600	3.508.000	3.762.120	4.026.403	4.300.956	4.429.986	4.547.936



Como se muestra en la tabla No 5.13, 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 debido a las condiciones y características propias de sus redes.

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 la figura No. 5.1 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):

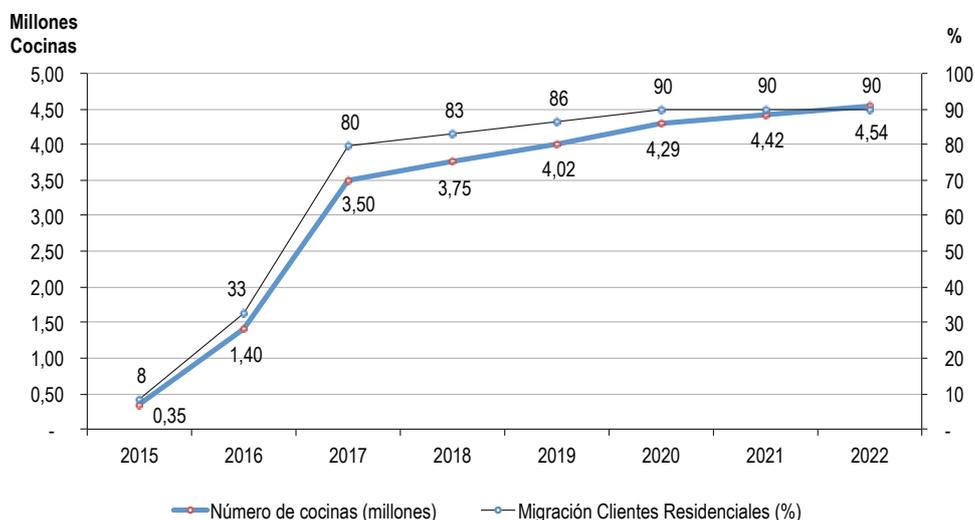


FIG. No. 5.1: CURVA DE PENETRACIÓN DE COCINAS EN EL S.N.I.

5.4.3 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.



TABLA No. 5.15: CONSUMO DE GLP A NIVEL NACIONAL POR SECTORES, AÑO 2011

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
Total	930.042	9.466	86.727	3.040	110	1.029.385	100,00

Fuente: 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. 5.15.

TABLA No. 5.16: FUENTES DE ENERGÍA PARA COCCIÓN⁹

Fuentes de energía	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
Total de hogares	3.810.548	100,00

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:

$$CPGLP/H = 13,5 \text{ Cil15kg por año}$$

$$CPGLP/H = 1,12 \text{ Cil15kg por mes}$$

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_{15kg} 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; y, la eficiencia de una cocina de inducción de uso doméstico tipo D es de $\eta_{Elec} = 84\%$. 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 η_{GLP} / η_{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, elaborado por el MEER en el 2010, concluye que el consumo promedio de las cocinas eléctricas fluctúa entre 90 y 100 kWh/mes.

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**.

5.4.4 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.

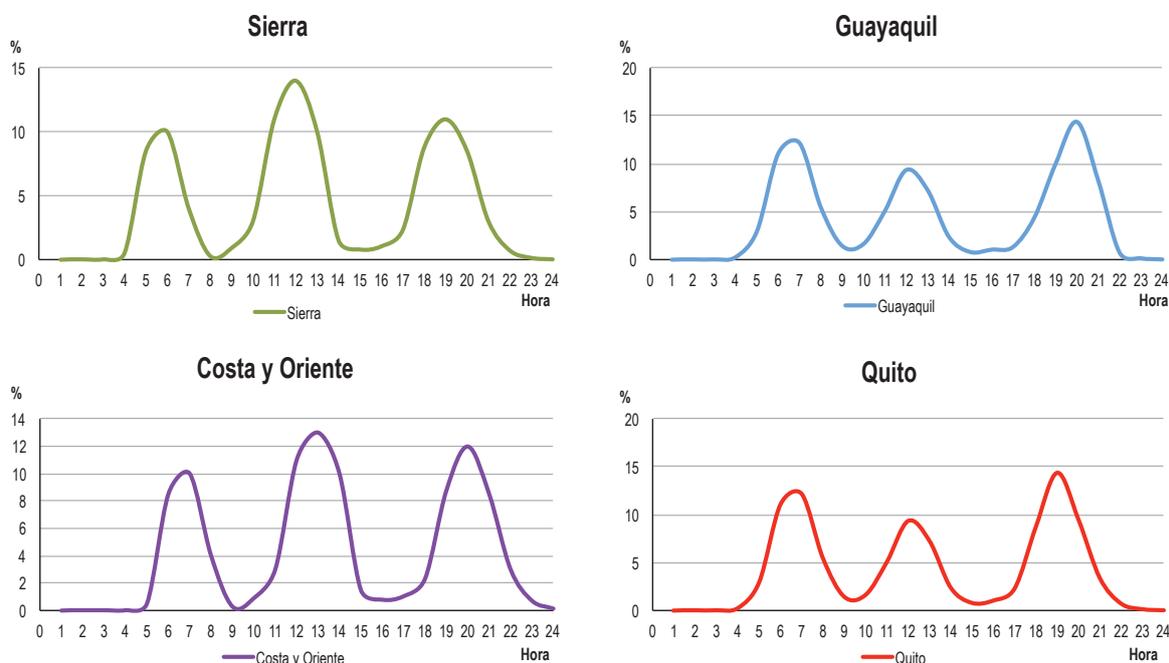


FIG. No. 5.2: PERFIL DE CARGA ASOCIADO AL USO DE LA COCINA ELÉCTRICA POR REGIÓN

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 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 2017:

1. Consumo del cliente típico promedio residencial: 152 kWh/mes.
2. 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).
3. La curva de carga residencial tendrá el siguiente perfil:

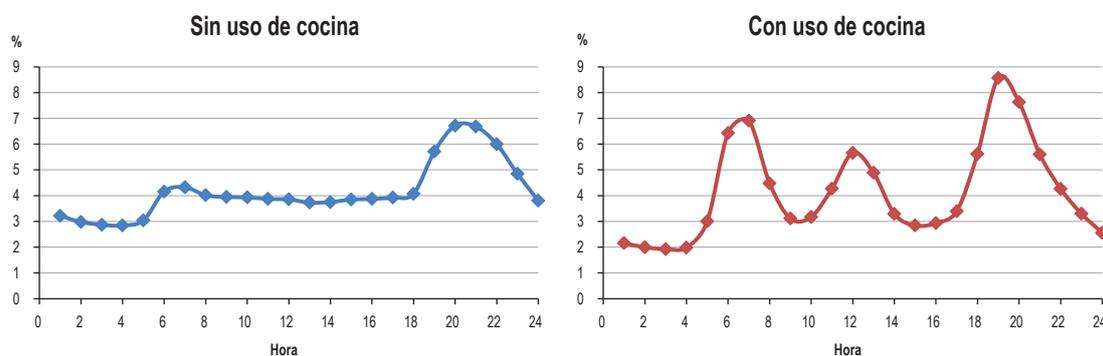


FIG. No. 5.3: IMPACTO DEL USO DE LA COCINA EN EL PERFIL DE CARGA RESIDENCIAL DE LA E.E. QUITO

Si se analiza la situación de la Eléctrica de Guayaquil se tiene lo siguiente al 2017:

1. Consumo del cliente típico promedio residencial: 199 kWh/mes.
2. 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).
3. La curva de carga residencial tendrá el siguiente perfil:

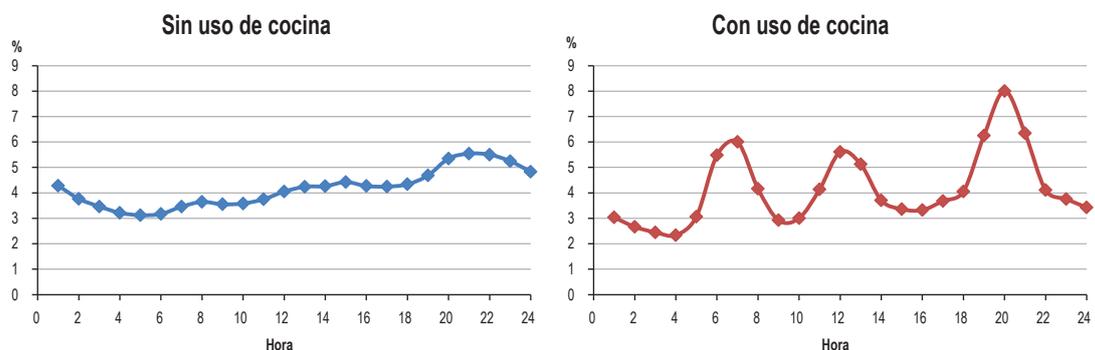


FIG. No. 5.4: IMPACTO DEL USO DE LA COCINA EN EL PERFIL DE CARGA RESIDENCIAL DE LA E.E. GUAYAQUIL

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:

TABLA No. 5.17: CONSUMO ELÉCTRICO POR COCINAS DE INDUCCIÓN

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-EI 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	1.646	4.731	8.229	9.016	9.948	10.800	11.280	11.760
Total S.N.I.		MWh	360.000	1.440.000	3.600.000	4.092.905	4.609.467	5.150.348	5.304.704	5.445.763
Total Nacional		MWh	361.646	1.444.731	3.608.229	4.101.921	4.619.415	5.161.148	5.315.984	5.457.523

5.4.5 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.

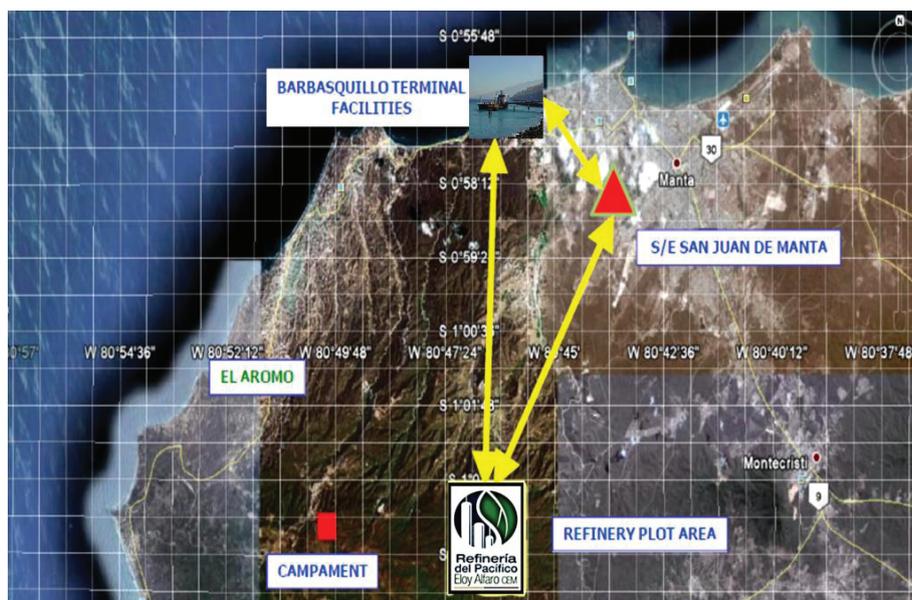
TABLA No. 5.18: CONSUMO ELÉCTRICO POR CALENTAMIENTO DE AGUA

Empresa	Unidad	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
CNEL-Bolívar	MWh	77	77	77	77	77	77	77	77	77
CNEL-EI 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									
Total	MWh	5.970								



5.5. Hipótesis 4: Hipótesis 2 + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el S.N.I.

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 procesos productivos de la zona en desarrollo.

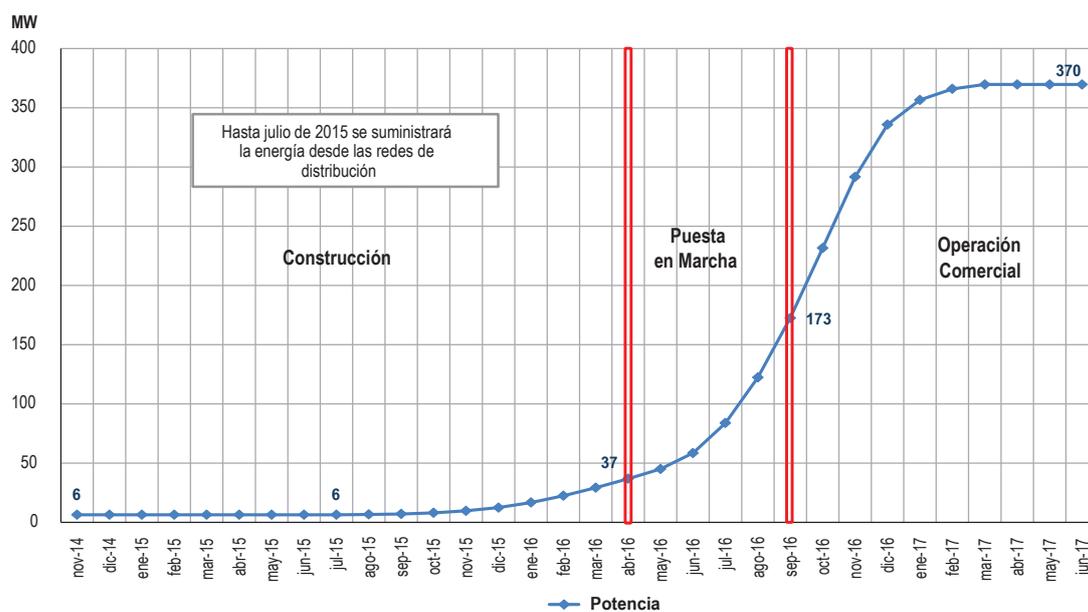


Fuente: REFINERÍA DEL PACÍFICO

FIG. No. 5.5: 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.





Fuente: Refinería del Pacífico Eloy Alfaro.

FIG. No. 5.6: DEMANDA DE LA REFINERÍA DEL PACÍFICO

5.6. Hipótesis 5: Hipótesis 2 + Programa Nacional de Cocción Eficiente + Abastecimiento de la Refinería del Pacífico desde el S.N.I.

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 S.N.I.

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 de los sistemas de transmisión, justifica mostrar los efectos a 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.

A continuación se presentan los resultados de la proyección en potencia y energía, correspondiente a esta hipótesis, incluyendo la sensibilidad en función del PIB (crecimiento mayor, medio y menor), tanto en bornes de generación como en barras de subestaciones de entrega; incluyendo las tablas de proyección de demandas mensuales.



5. Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

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

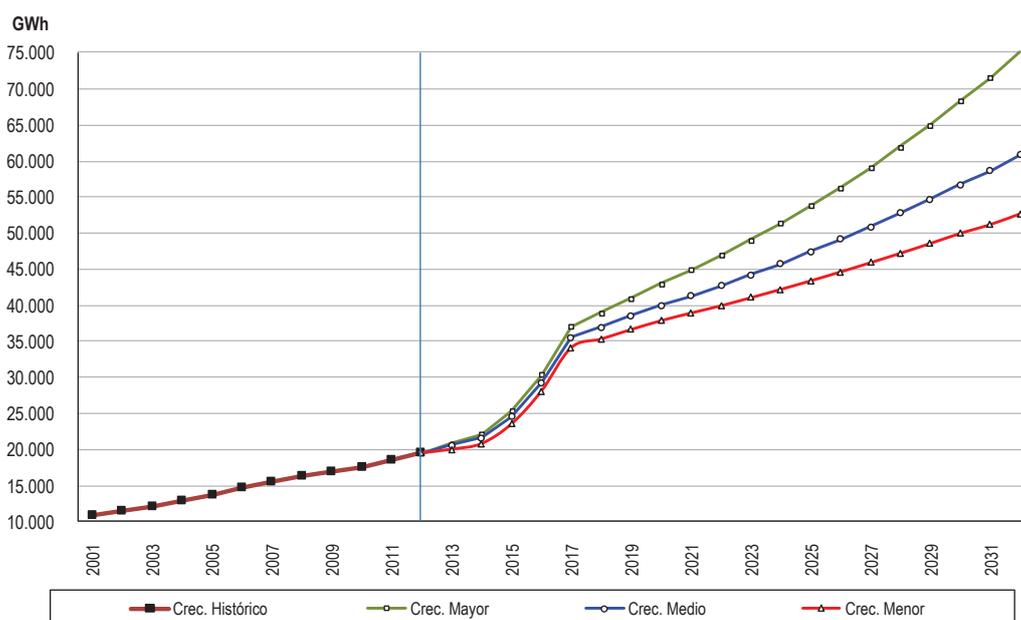


FIG. No. 5.7: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN



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

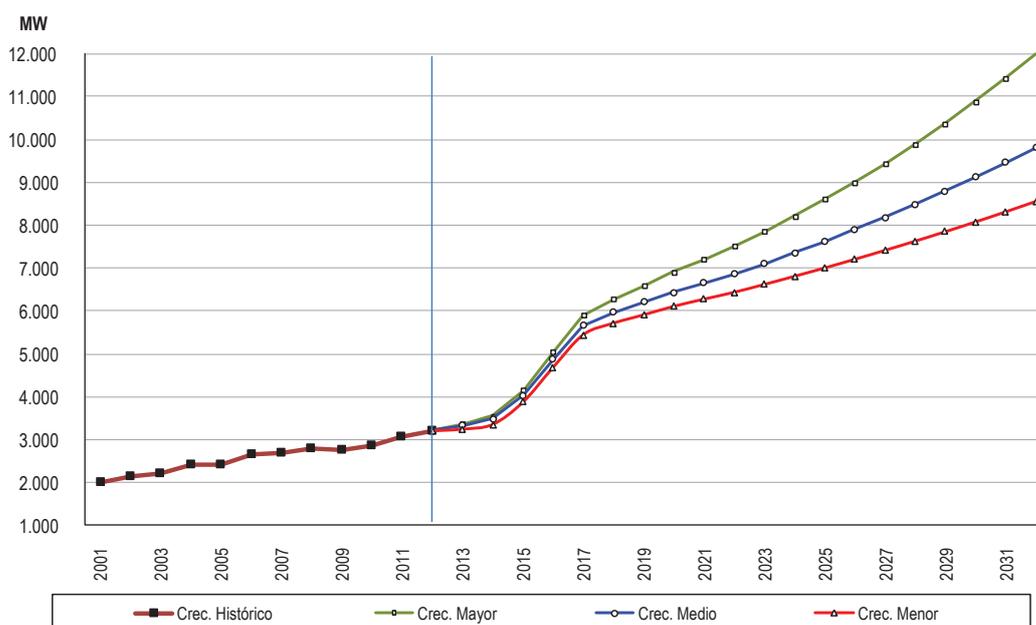


FIG. No. 5.8: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN



5. Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 5,5%	⇒ 6,4%	↑ 7,6%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,4%	⇒ 4,2%	↑ 5,5%					

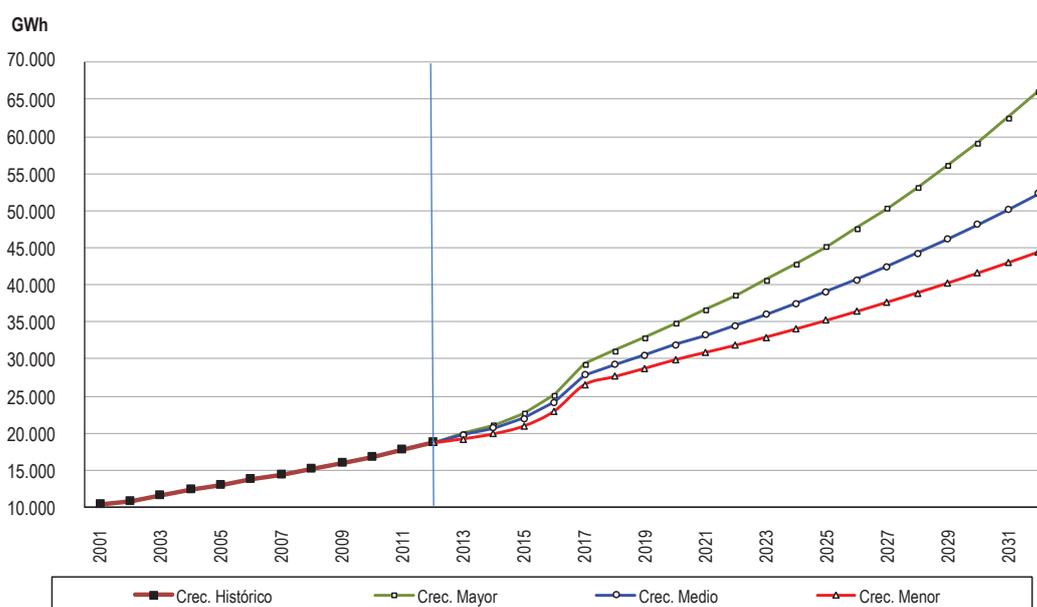


FIG. No. 5.9: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ENTREGA



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 5,4%	→ 6,1%	↑ 7,2%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,3%	→ 4,1%	↑ 5,3%					

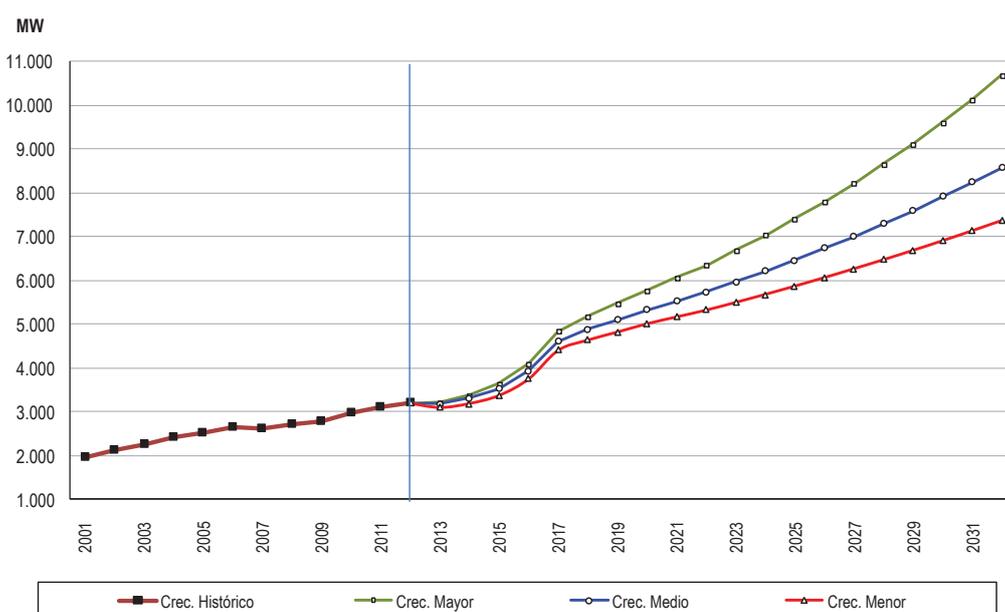


FIG. No. 5.10: PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA EN BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ENTREGA



TABLA No. 5.19: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN

DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MENOR H5										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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 S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MEDIO H5										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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 S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MAYOR H5										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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. 5.20: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA EN BORNES DE GENERACIÓN

DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)										
ESCENARIO MENOR H5										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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 S.N.I. (MW)										
ESCENARIO MEDIO H5										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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 S.N.I. (MW)										
ESCENARIO MAYOR H5										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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



5.7. Sensibilidad de la Proyección

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.

En la tabla No. 4.2, se presenta las variables exógenas: PIB y población, y las variables endógenas: clientes y energía, que se utilizaron en el análisis econométrico. 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 la figura No. 4.2, 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.

TABLA No. 5.21: ESCENARIOS DE CRECIMIENTO DEL PIB DE ECUADOR 2013 - 2022

Escenario	2013 - 2022
Mayor	4.7%
Medio	3.7%
Menor	2.7%

Tasa de crecimiento promedio anual

En la figura No. 5.11 se puede observar el impacto de la variación esperada del PIB aplicada a la proyección de energía respecto del escenario base para el 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 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 2022.

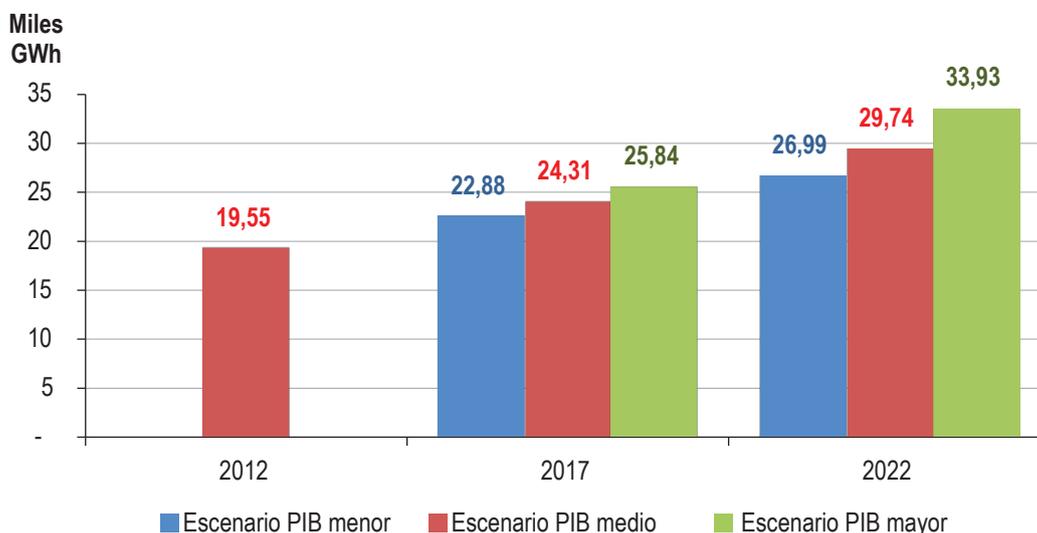


FIG. No. 5.11: ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA DEL ECUADOR

Respecto a la composición del mercado, se observa en ambos escenarios¹⁰ 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.

10 La composición del mercado de distribución eléctrica en el escenario base puede analizarse a partir de la figura 4.15.



5. Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

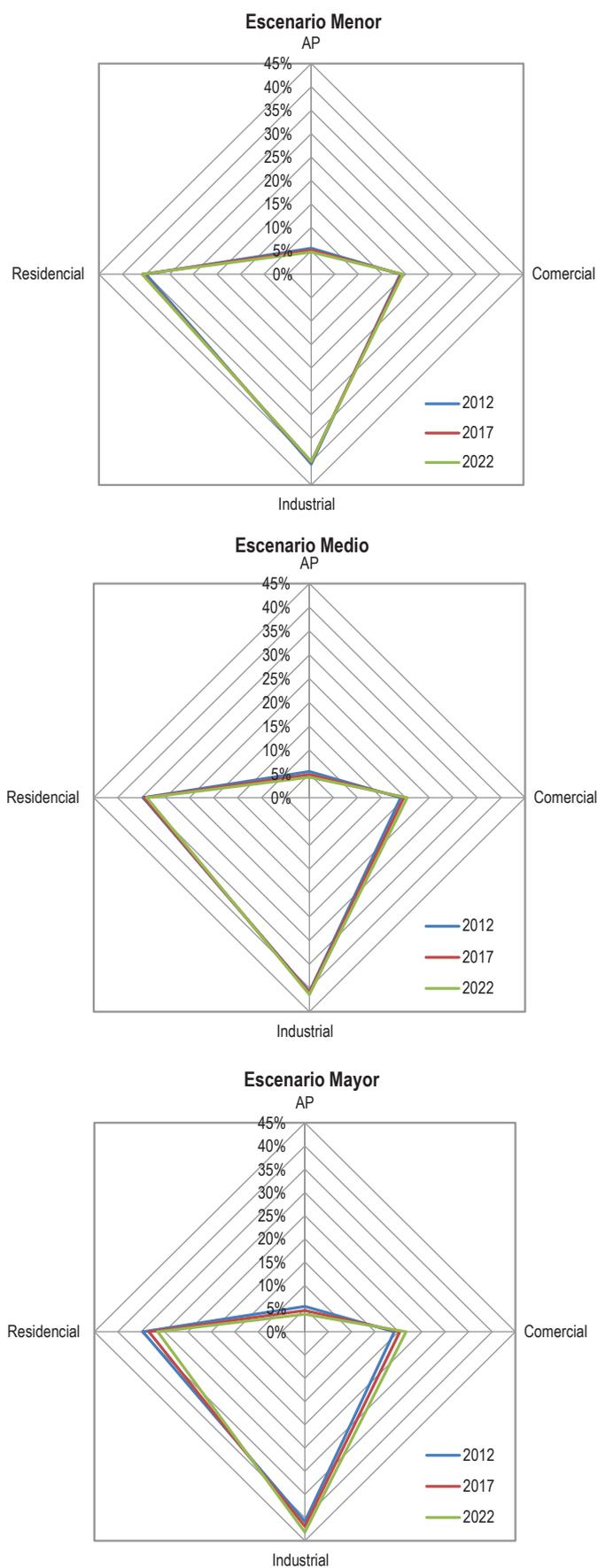


FIG. No. 5.12: EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA DEL ECUADOR



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.

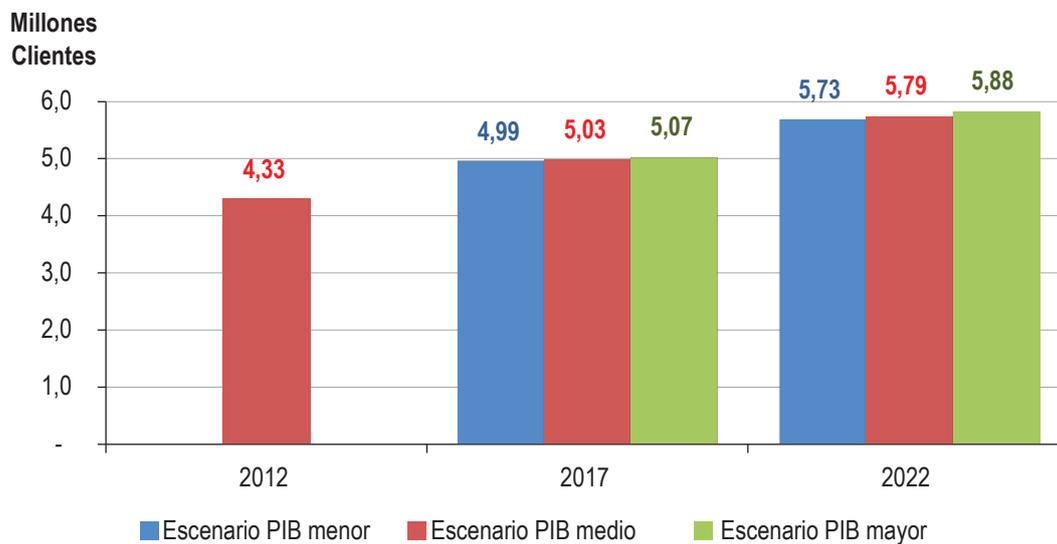


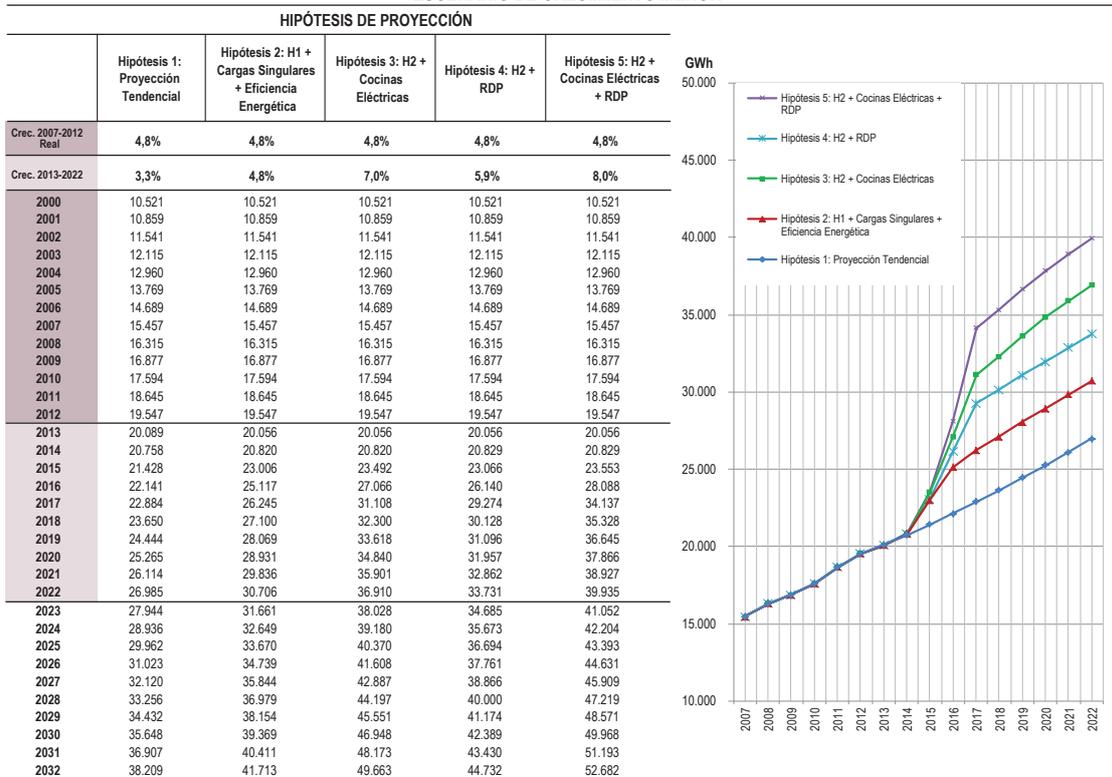
FIG. No. 5.13: ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE CLIENTES EN EL ECUADOR

A continuación se presenta el resumen de las proyecciones de potencia y energía bajo las 5 hipótesis analizadas con los escenarios: menor, medio y mayor.



5. Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh) EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. ESCENARIO DE CRECIMIENTO MENOR



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (MW) EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. ESCENARIO DE CRECIMIENTO MENOR

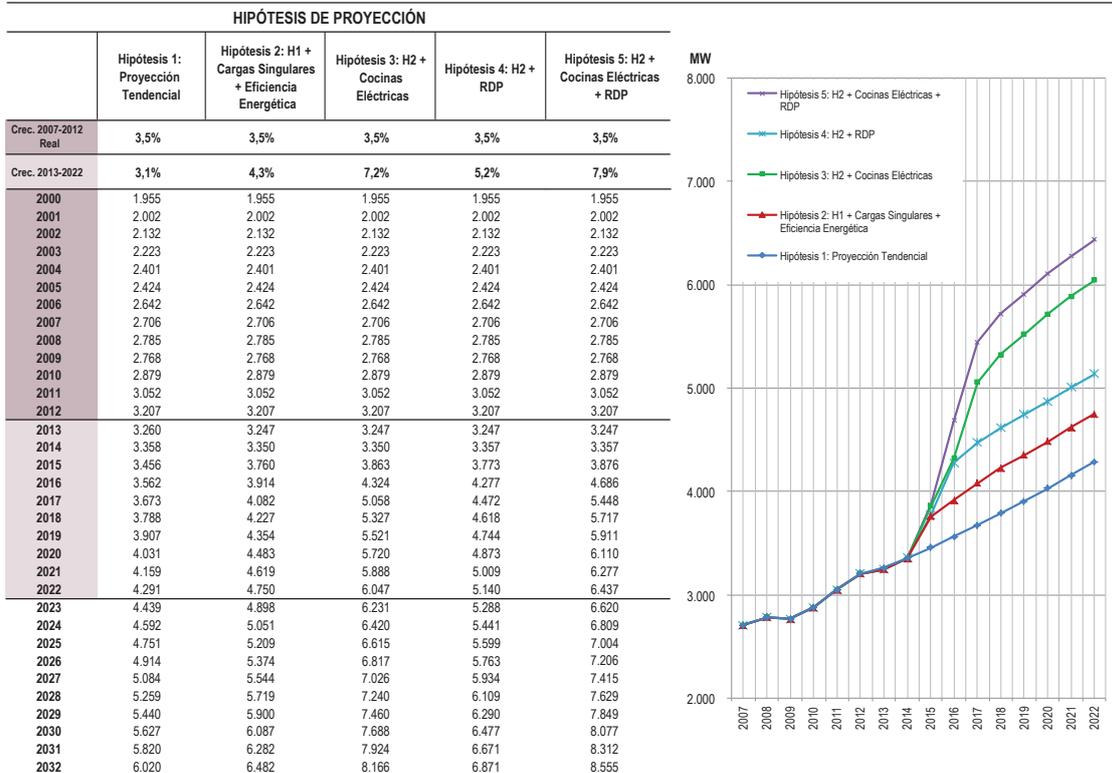
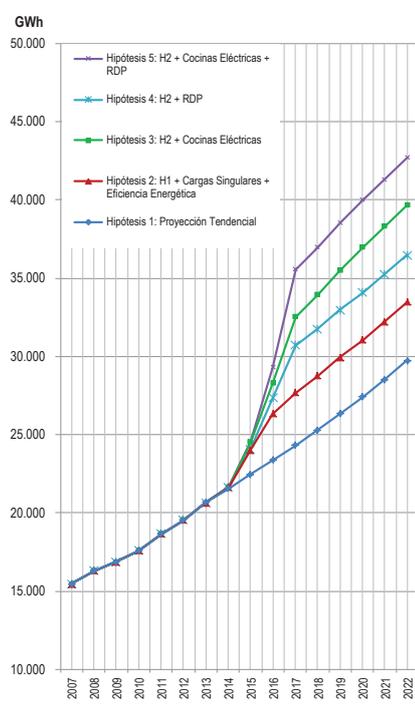


FIG. No. 5.14: PROYECCIÓN DE DEMANDA ESCENARIO MENOR

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I.
ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO

HIPÓTESIS DE PROYECCIÓN					
	Hipótesis 1: Proyección Tendencial	Hipótesis 2: H1 + Cargas Singulares + Eficiencia Energética	Hipótesis 3: H2 + Cocinas Eléctricas	Hipótesis 4: H2 + RDP	Hipótesis 5: H2 + Cocinas Eléctricas + RDP
Crec. 2007-2012 Real	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%
Crec. 2013-2022	4,1%	5,5%	7,5%	6,5%	8,4%
2000	10.521	10.521	10.521	10.521	10.521
2001	10.859	10.859	10.859	10.859	10.859
2002	11.541	11.541	11.541	11.541	11.541
2003	12.115	12.115	12.115	12.115	12.115
2004	12.960	12.960	12.960	12.960	12.960
2005	13.769	13.769	13.769	13.769	13.769
2006	14.689	14.689	14.689	14.689	14.689
2007	15.457	15.457	15.457	15.457	15.457
2008	16.315	16.315	16.315	16.315	16.315
2009	16.877	16.877	16.877	16.877	16.877
2010	17.594	17.594	17.594	17.594	17.594
2011	18.645	18.645	18.645	18.645	18.645
2012	19.547	19.547	19.547	19.547	19.547
2013	20.668	20.634	20.634	20.634	20.634
2014	21.568	21.630	21.630	21.639	21.639
2015	22.450	24.027	24.514	24.087	24.574
2016	23.364	26.340	28.291	27.362	29.313
2017	24.311	27.672	32.542	30.700	35.571
2018	25.296	28.746	33.954	31.773	36.982
2019	26.325	29.949	35.507	32.976	38.534
2020	27.398	31.062	36.982	34.089	40.009
2021	28.515	32.237	38.313	35.263	41.339
2022	29.739	33.460	39.676	36.485	42.701
2023	31.084	34.800	41.180	37.824	44.205
2024	32.490	36.202	42.749	39.225	45.773
2025	33.961	37.669	44.385	40.692	47.408
2026	35.500	39.215	46.104	42.238	49.126
2027	37.112	40.834	47.898	43.856	50.920
2028	38.798	42.520	49.761	45.541	52.783
2029	40.565	44.286	51.707	47.306	54.728
2030	42.414	46.134	53.739	49.154	56.759
2031	44.351	47.854	55.646	50.873	58.665
2032	46.379	49.882	57.864	52.901	60.882



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (MW)
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I.
ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO

HIPÓTESIS DE PROYECCIÓN					
	Hipótesis 1: Proyección Tendencial	Hipótesis 2: H1 + Cargas Singulares + Eficiencia Energética	Hipótesis 3: H2 + Cocinas Eléctricas	Hipótesis 4: H2 + RDP	Hipótesis 5: H2 + Cocinas Eléctricas + RDP
Crec. 2007-2012 Real	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Crec. 2013-2022	3,8%	5,0%	7,7%	5,8%	8,4%
2000	1.955	1.955	1.955	1.955	1.955
2001	2.002	2.002	2.002	2.002	2.002
2002	2.132	2.132	2.132	2.132	2.132
2003	2.223	2.223	2.223	2.223	2.223
2004	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401
2005	2.424	2.424	2.424	2.424	2.424
2006	2.642	2.642	2.642	2.642	2.642
2007	2.706	2.706	2.706	2.706	2.706
2008	2.785	2.785	2.785	2.785	2.785
2009	2.768	2.768	2.768	2.768	2.768
2010	2.879	2.879	2.879	2.879	2.879
2011	3.052	3.052	3.052	3.052	3.052
2012	3.207	3.207	3.207	3.207	3.207
2013	3.348	3.334	3.334	3.334	3.334
2014	3.481	3.473	3.473	3.480	3.480
2015	3.610	3.915	4.019	3.928	4.032
2016	3.746	4.099	4.512	4.461	4.875
2017	3.888	4.297	5.279	4.688	5.669
2018	4.036	4.475	5.584	4.865	5.974
2019	4.190	4.637	5.815	5.027	6.205
2020	4.351	4.803	6.052	5.193	6.442
2021	4.519	4.979	6.261	5.369	6.650
2022	4.703	5.163	6.475	5.553	6.864
2023	4.909	5.368	6.717	5.758	7.107
2024	5.124	5.583	6.970	5.973	7.360
2025	5.349	5.808	7.234	6.197	7.623
2026	5.584	6.044	7.510	6.433	7.899
2027	5.830	6.291	7.798	6.680	8.187
2028	6.087	6.548	8.096	6.937	8.485
2029	6.356	6.817	8.408	7.206	8.797
2030	6.637	7.098	8.733	7.487	9.122
2031	6.932	7.393	9.072	7.783	9.461
2032	7.240	7.702	9.426	8.091	9.815

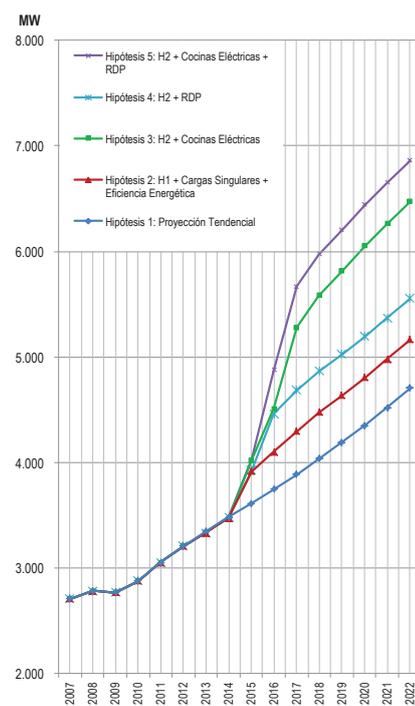


FIG. No. 5.15: PROYECCIÓN DE DEMANDA ESCENARIO MEDIO



5. Hipótesis Planteadas para la Proyección de la Demanda

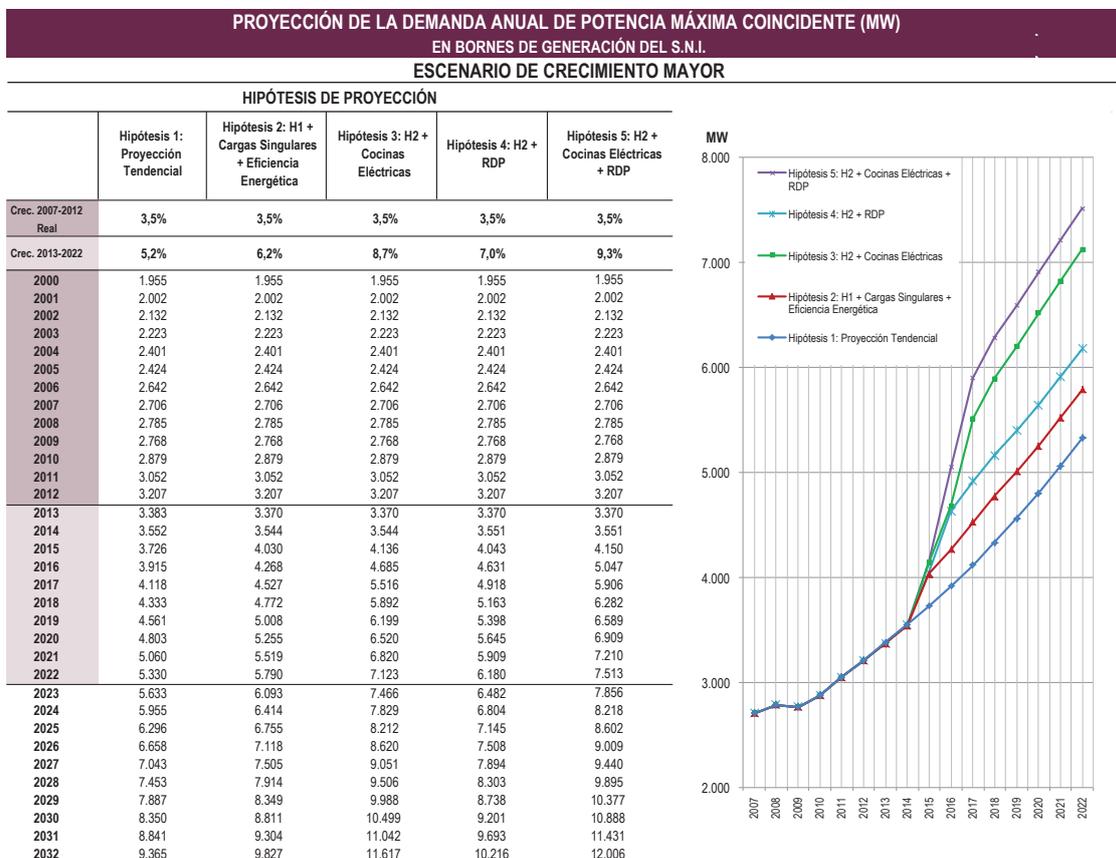
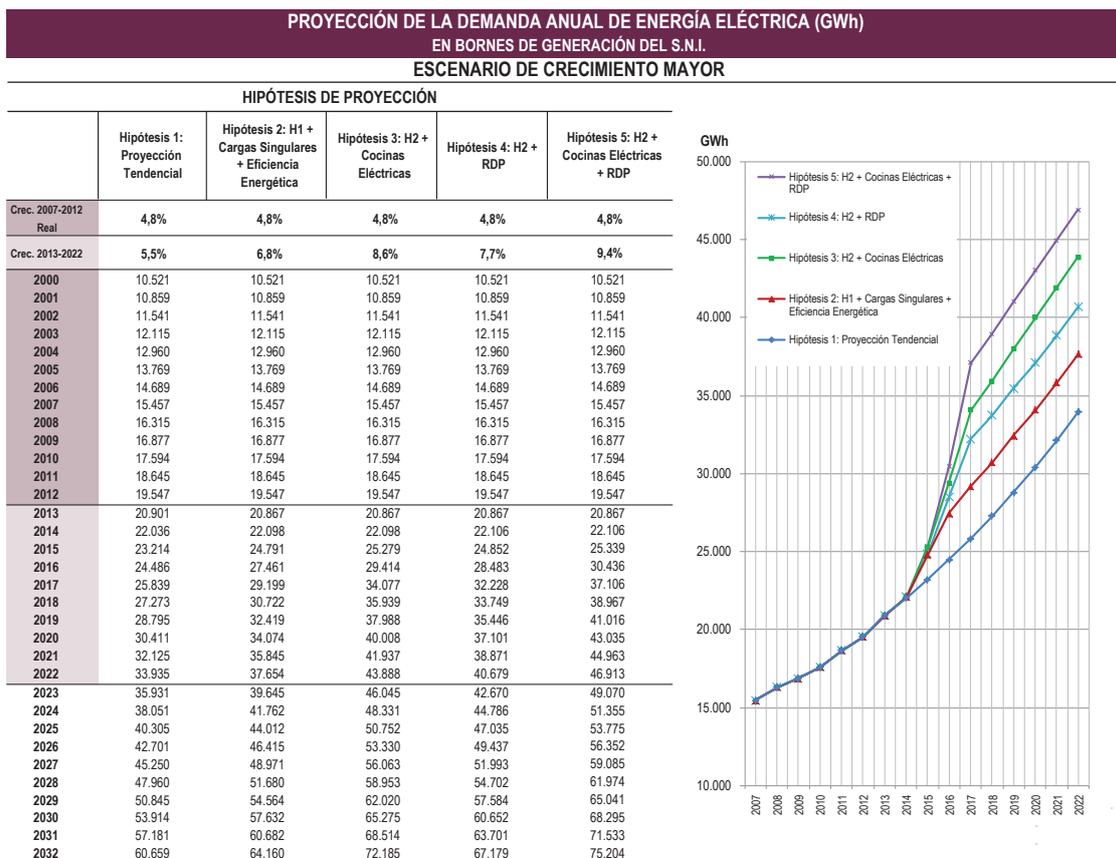


FIG. No. 5.16: PROYECCIÓN DE DEMANDA ESCENARIO MAYOR

ANEXOS

A

**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

1.2.1 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 vinculadas 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 2013 y como horizonte el 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 ¹

2022 - 2032: que comprende el largo y muy largo plazo²

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 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

1 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.

2 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.



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:

$$\ln Y_t = \ln \alpha + \beta_1 \ln X_{1t} + \beta_2 \ln X_{2t} + \dots + \beta_k \ln X_{ik}$$

Donde:

\ln : Modelo lineal a estimar

Y_t : es la variable a explicar.

X_t : son las variables explicativas.

ε_t : es el término de error aleatorio.

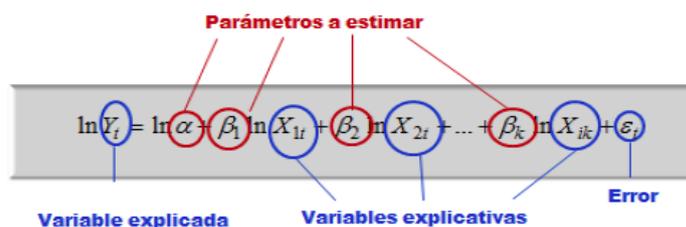
En cuanto a los coeficientes:

α : es la ordenada al origen.

β : 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, α y β , conjuntamente con la variabilidad de ε_t son desconocidos, por lo tanto deben estimarse en base a los datos disponibles de X_t e Y_t .





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)³. En esta oportunidad, el software E-VIEWS versión 7 fue utilizado para correr las regresiones.

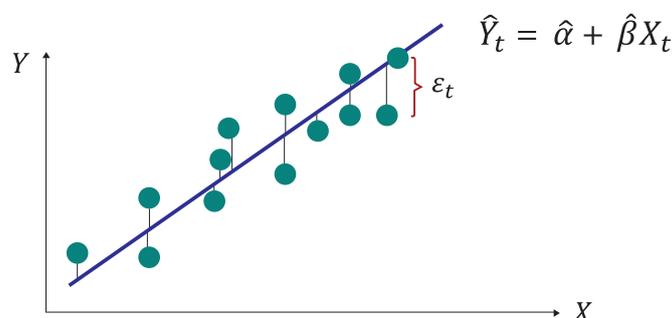


FIG. No. 1: RECTA RESULTANTE DEL MODELO ESTIMADO

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 error⁴, ϵ_t , surge de la muestra o conjunto de datos analizados, por lo tanto se puede conocer.

$$Y_t = \alpha + \beta X_t + \epsilon_t \quad \rightarrow \quad \hat{Y}_t = \hat{\alpha} + \hat{\beta} X_t$$

$$\epsilon_t = Y_t - \hat{Y}_t \quad \rightarrow \quad MCO \rightarrow \text{Min} \sum_{t=1}^N \epsilon_t^2$$

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 R² 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.

3 LS: Least Squares en E-VIEWS.

4 Los ϵ_t serán los valores más próximos a las perturbaciones (ϵ_t es un estimador de μ_i poblacional).



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 todos 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:

TABLA No. 1: HERRAMIENTAS PARA LA SELECCIÓN DEL MODELO DE REGRESIÓN

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

Una vez que se analizaron cada uno de los modelos planteados y se seleccionaron varias alternativas⁵, 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).

5 Debe tenerse en cuenta que para aplicar estos estadísticos los modelos comparados deben tener las variables expresadas en igual escala (ej. log).



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.

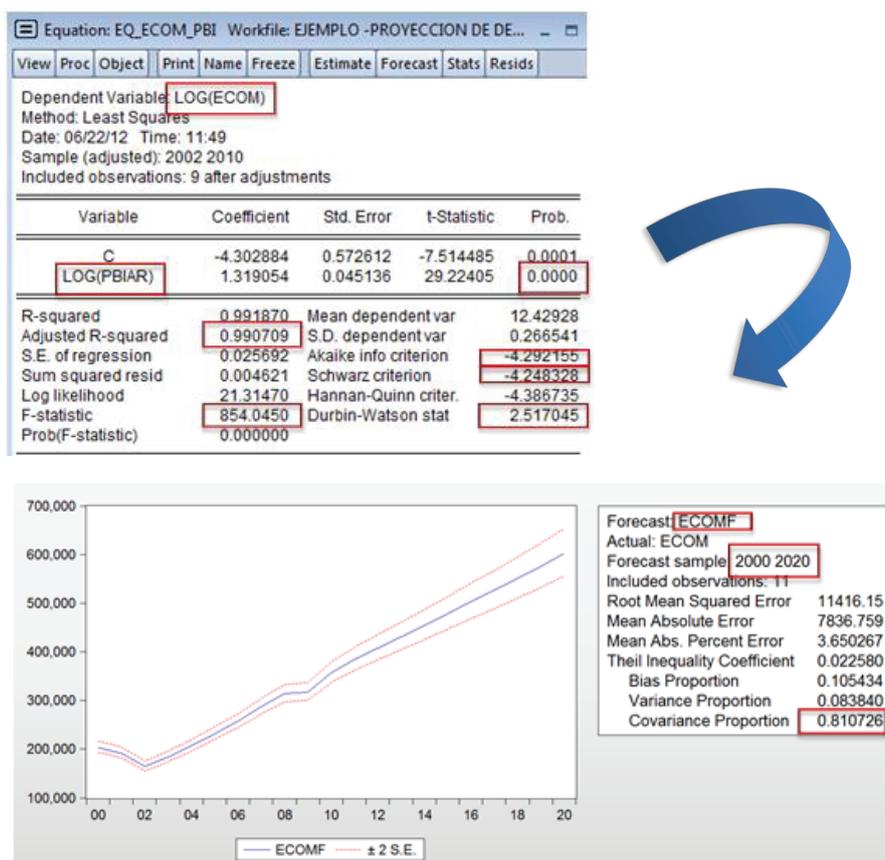


FIG. No. 2: EJEMPLO DE SALIDA DE UN MODELO ESTIMADO POR MCO EN E-VIEWS



Análisis de períodos anteriores

A menudo la estimación de los parámetros de regresión está influenciada por valores algunos valores extremos u 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.

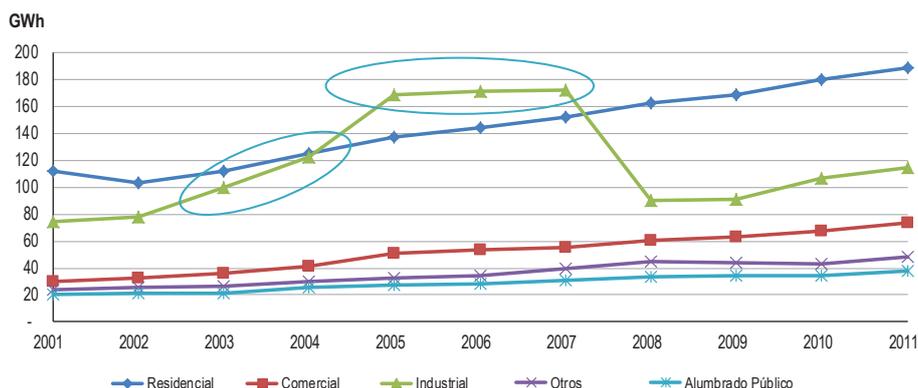


FIG. No. 3: ANÁLISIS DE LA SERIE HISTÓRICA CONSUMO DE ENERGÍA 2000 - 2011

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.

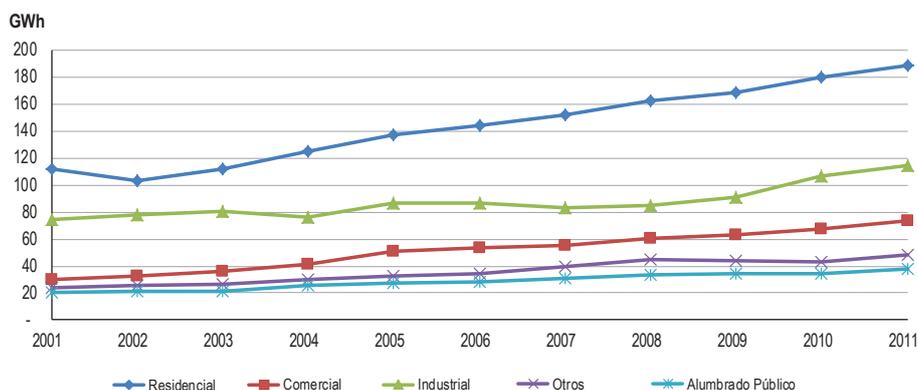


FIG. No. 4: SERIE HISTÓRICA DE CONSUMO DE ENERGÍA 2000 - 2011, CORREGIDA

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 ± 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,

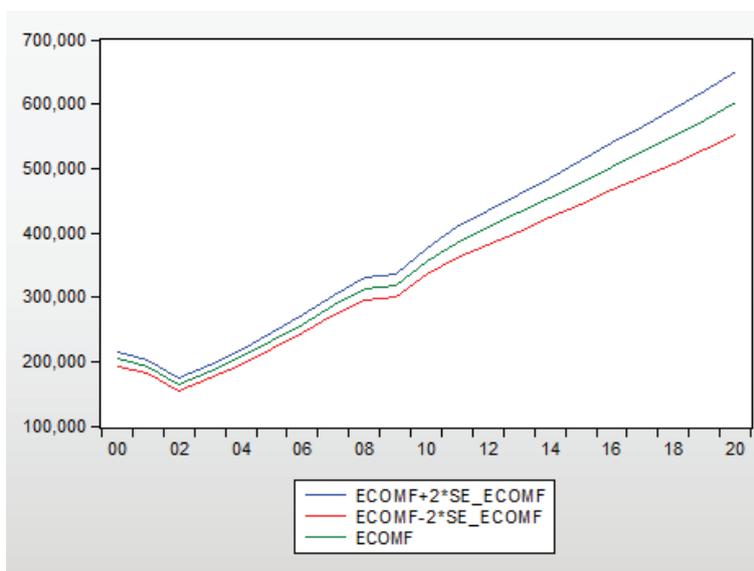


FIG. No. 5: MODELO ESTIMADO E INTERVALO DE CONFIANZA (gráfico de líneas)

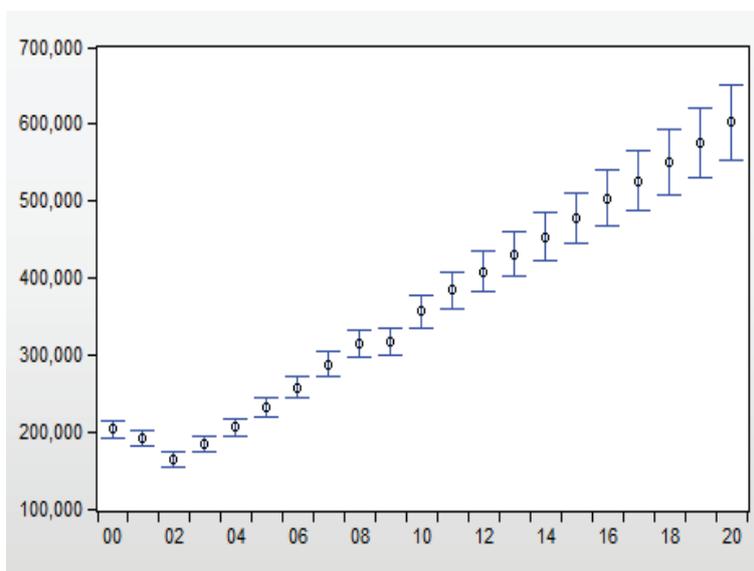


FIG. No. 6: MODELO ESTIMADO E INTERVALO DE CONFIANZA (gráfico de error)

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.

1.2.2 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) ,*
- *Datos físicos de cantidad de clientes y energía vendida.*

1.2.3 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 corresponda⁶:

TABLA No. 2: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN APLICADOS EN CADA GRUPO DE CONSUMO

Grupo de consumo	Variable endógena	Método	2012 - 2021	2022 - 2032
			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 periodos 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 periodos 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 periodos 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 periodos 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

6 FERUM: Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal, en marcha desde 1998, gestionado por el Consejo Nacional de Electricidad.



1.2.4 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 2011: 1,54 MWh/cliente-año), incluso se inician con un consumo promedio aún más bajo (2000 - 2011: 1,13 MWh/cliente-año promedio).

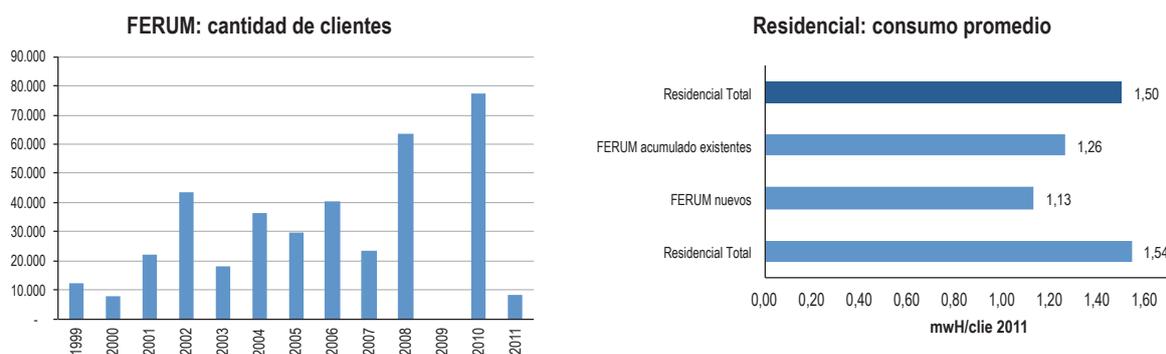


FIG. No. 7: RESIDENCIAL: CANTIDAD DE CLIENTES FERUM Y CONSUMO PROMEDIO

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 periodo 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 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:

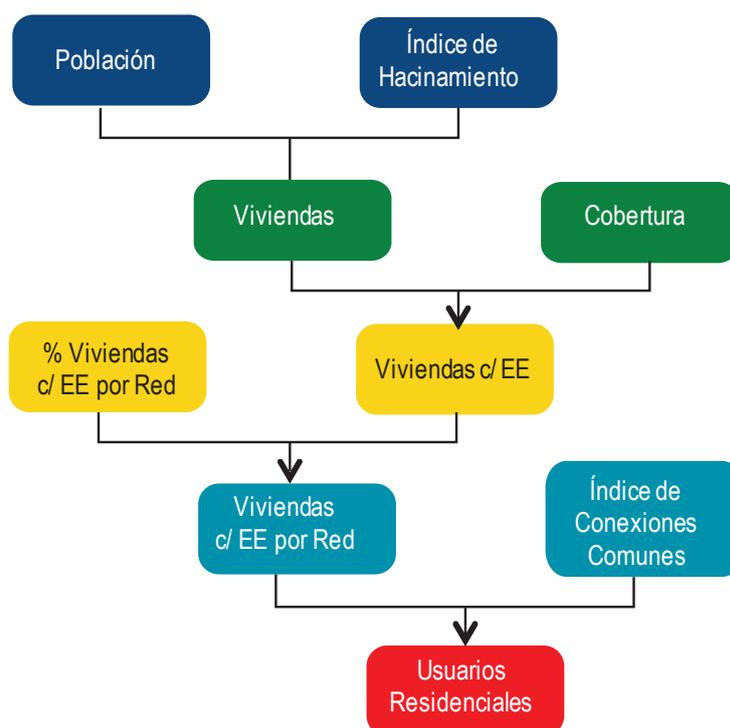


FIG. No. 8: PROCESO DE PROYECCIÓN DE CLIENTES RESIDENCIALES

El cálculo de estas variables se basa principalmente en información demográfica (población, viviendas y viviendas con energía eléctrica) de los Censos de 1990, 2001 y 2010.

- **Población:** La serie histórica de población se construyó interpolando los datos de los censos de los años 1990, 2001 y 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:

$$IH_t = \left(IH_0 + (IHF - IH_0) * \left(1 - e^{-\frac{(t-t_0)}{TAU \cdot IH}} \right) \right)$$



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 inicia (1990).

TAUIH: constante de tiempo.

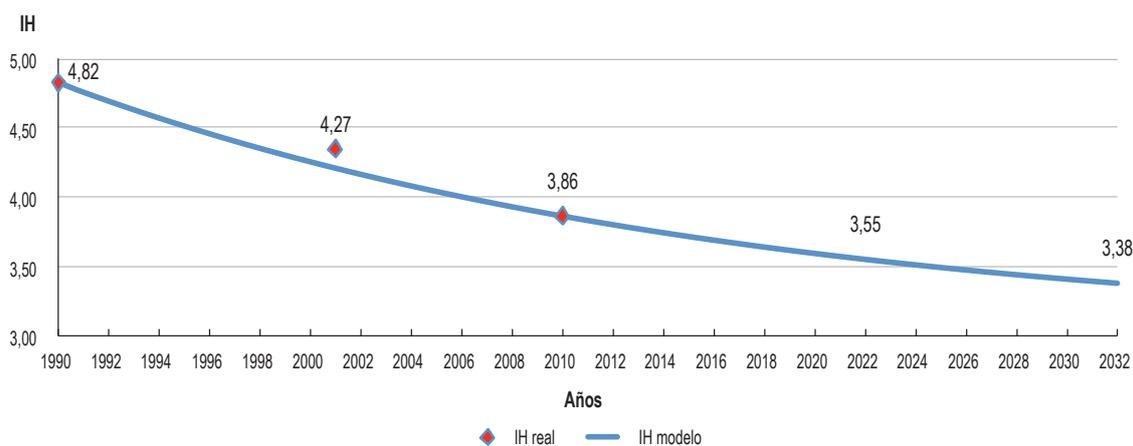


FIG. No. 9: CANTIDAD DE PERSONAS POR VIVIENDA 1990 - 2032

- **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.

$$COB_t = \left(CI + (CF - CI) * \left(1 - e^{-\left(\frac{t-t_0}{TAUN}\right)} \right) \right)$$

Donde :

COB_t : es la Cobertura en el año t.

CI: es la Cobertura Inicial (77,7%).

CF: es la Cobertura Final u objetivo (99,0%).

t_0 : 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_0 para que:

$$COB = CI + 63.2\% \times (CF - CI)$$



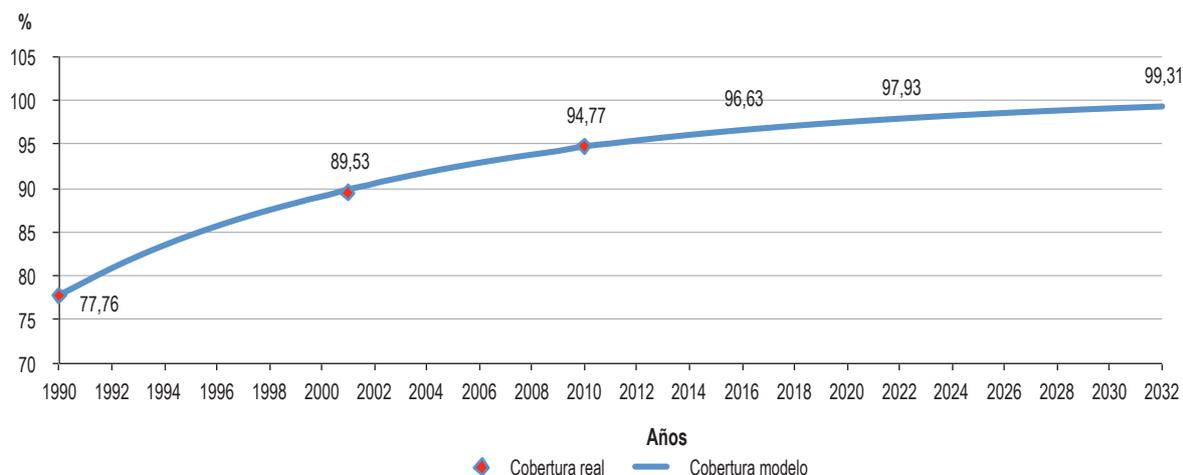


FIG. No. 10: PORCENTAJE DE VIVIENDAS CON SERVICIO ELÉCTRICO 1990 - 2032

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 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 1,26 MWh/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 R² 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 REGRESIÓN 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.

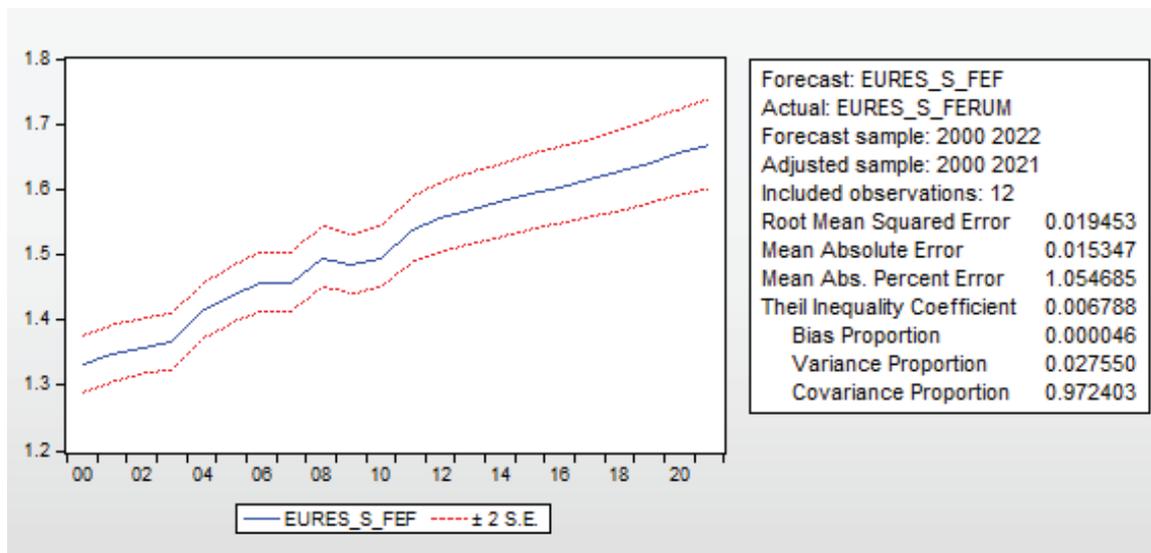


FIG. No. 13: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

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.

$$EFERUM_t = NFERUM_t * EUFERUM_{NUEVO} + EUFERUM_{EXISTENTE} * prom(NFERUM_{exist. acum_t}, NFERUM_{exist. acum_{t-1}})$$

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.

$$ERES_S_FERUM_t = EURES_S_FERUM_t * prom(NRES_S_FERUM_t, NRES_S_FERUM_{t-1})$$

Cientes 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.

Sample: 2000 2011
Included observations: 12

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.267	0.267	1.0919	0.296
		2	-0.003	-0.081	1.0921	0.579
		3	-0.205	-0.198	1.8762	0.599
		4	-0.218	-0.123	2.8698	0.580
		5	-0.489	-0.467	8.6011	0.126
		6	-0.165	-0.007	9.3607	0.154
		7	0.150	0.133	10.116	0.182
		8	0.063	-0.274	10.280	0.246
		9	0.024	-0.106	10.313	0.326
		10	0.038	-0.195	10.437	0.403
		11	0.037	-0.096	10.663	0.472

FIG. No. 15: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESIÓN 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.

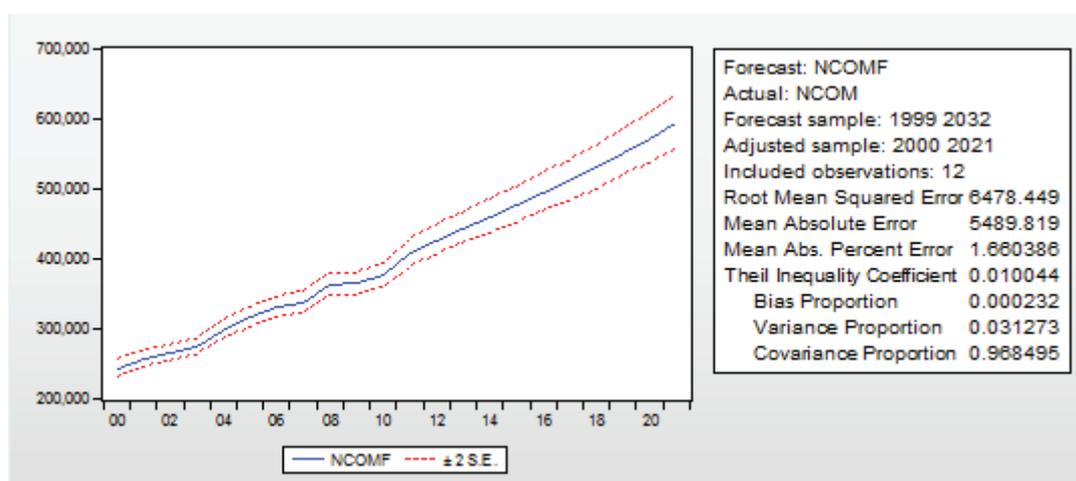


FIG. No. 16: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EViews

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 EViews

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 R² 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.

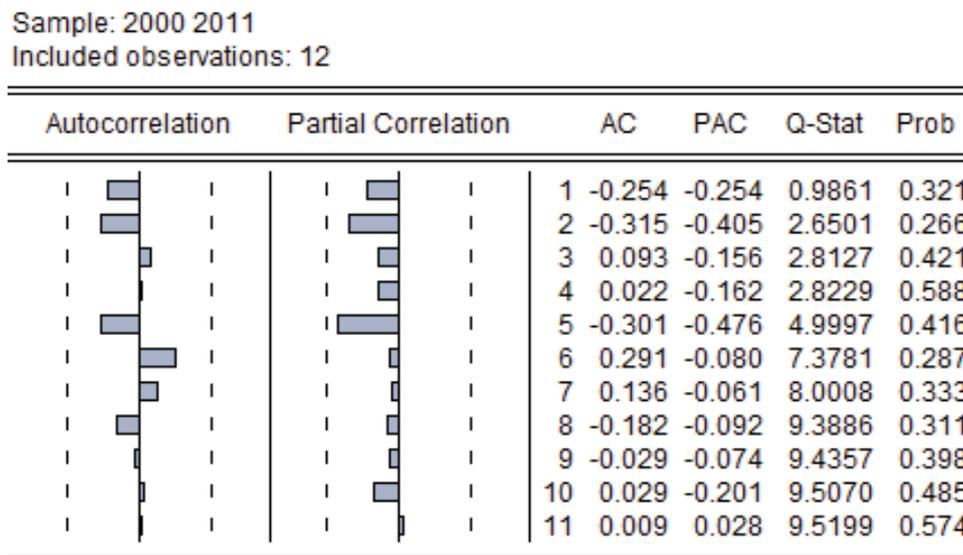


FIG. No. 18: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESIÓN ESTIMADA

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.

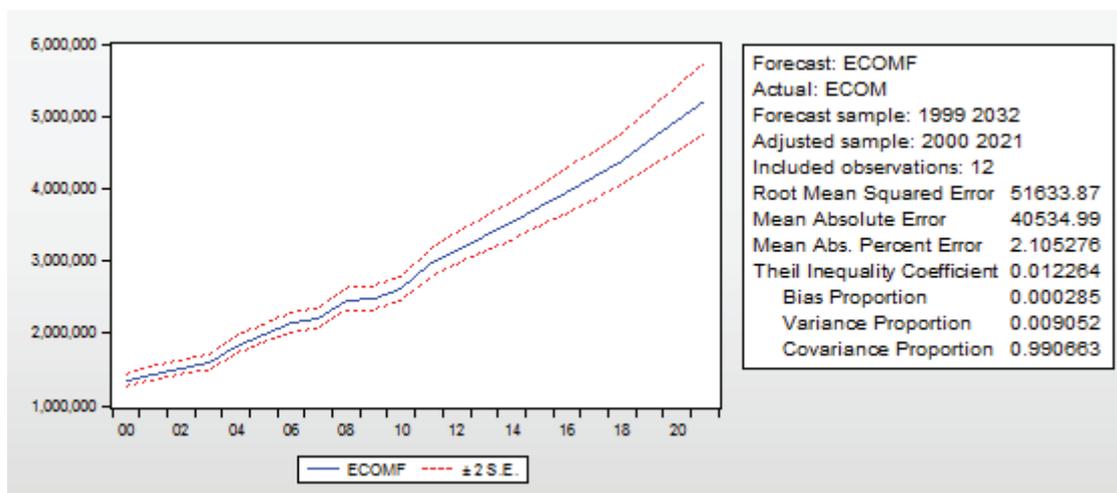


FIG. No. 19: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS



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 R² 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 REGRESIÓN 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.

La figura No. 22 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.

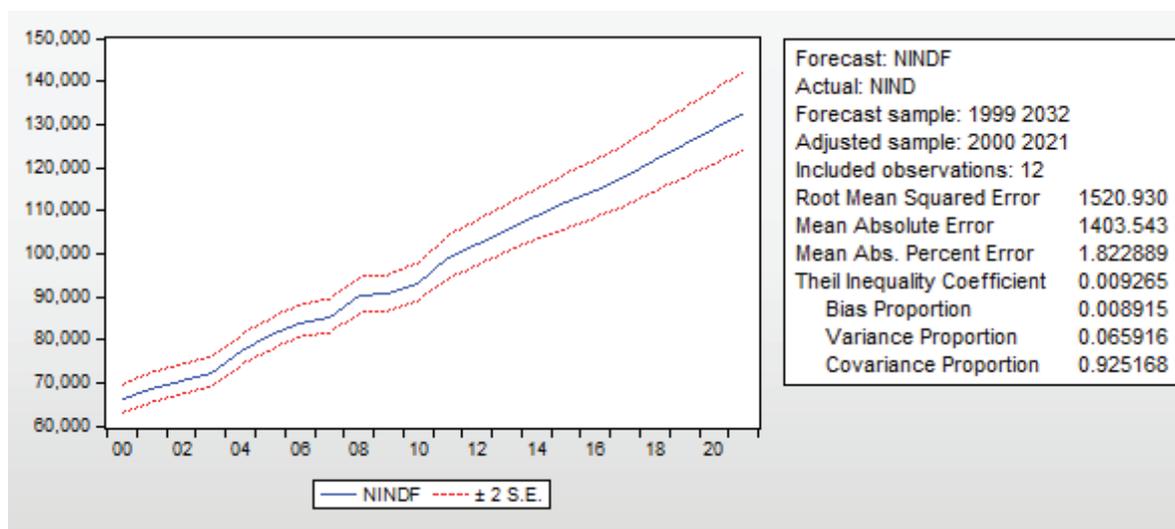


FIG. No. 22: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

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.

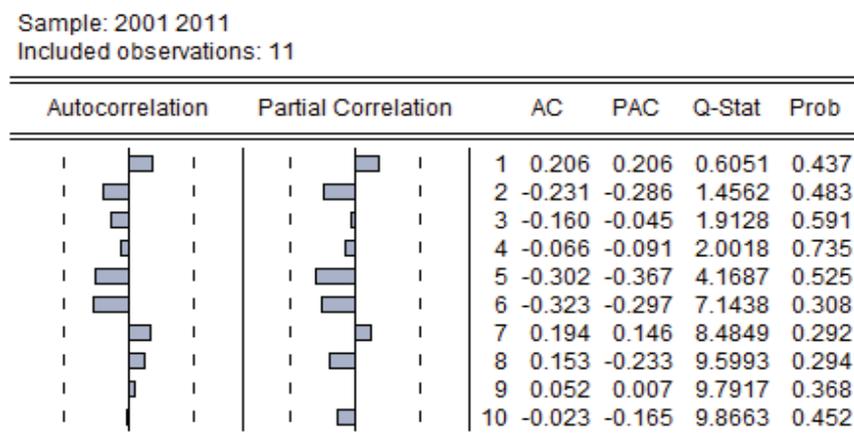


FIG. No. 24: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESIÓN ESTIMADA

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.

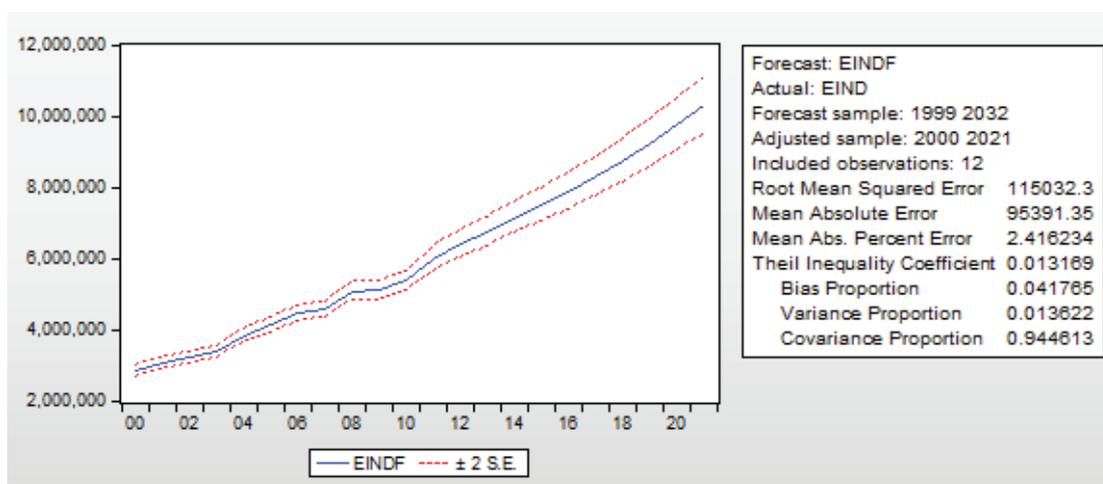


FIG. No. 25: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

*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 No. 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 EIEWS

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 R² 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.



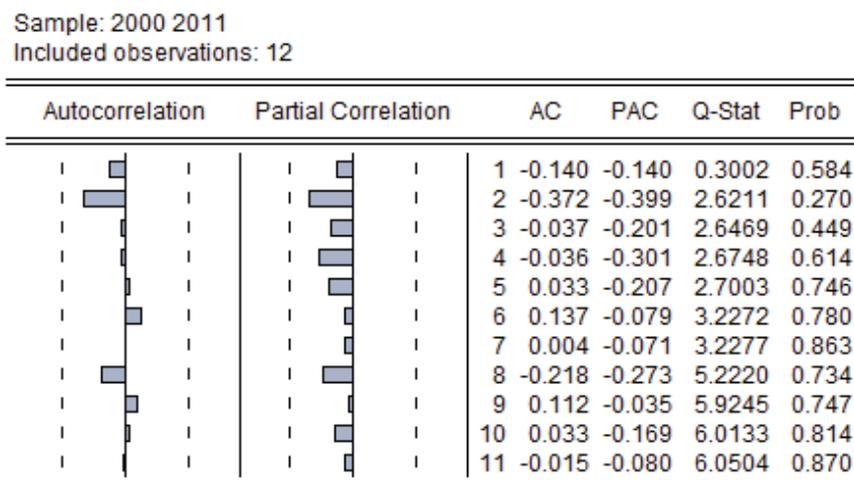


FIG. No. 27: CORRELOGRAMA DE LOS RESIDUOS DE LA REGRESIÓN ESTIMADA

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.

La figura No. 28 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.

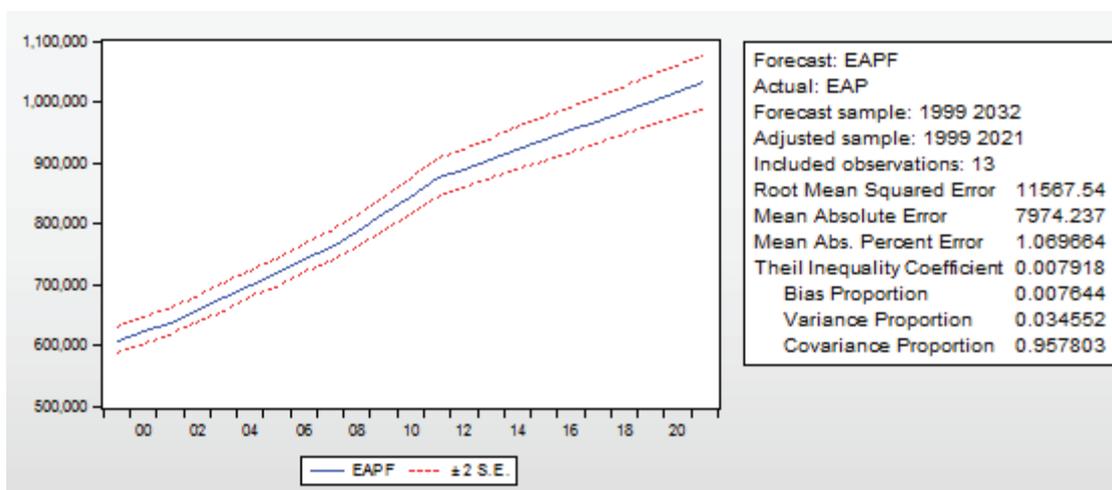


FIG. No. 28: PROYECCIÓN E INTERVALO DE CONFIANZA DEL MODELO ESTIMADO EN EIEWS

1.3. Proyección Espacial

1.3.5 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 2011. En fórmula se tiene:

$$EURES_{i,t} = \frac{EURES_{i,2011}}{EURES_{País,2011}} \times EURES_{País,t}$$

ECUACIÓN No. 1: FÓRMULA 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 2011 correspondiente al conjunto Cantón-Empresa i.

$EURES_{País,2011}$: energía unitaria en el 2011 a nivel país.

$EURES_{País,t}$: energía unitaria en el año t a nivel país.

1.3.6 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 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. 2: FÓRMULA 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 2011.

$$EI_{i,t} = EI_{País,t} \times \%EI_{i,2011}$$

ECUACIÓN No. 3: FÓRMULA DE CÁLCULO DE ENERGÍA INDUSTRIAL



Donde:

$EI_{i,t}$: Energía industrial asignada al conjunto Cantón-Empresa i en el año t.

$EI_{Pais,t}$: Energía industrial proyectada para el año t.

$\%EI_{i,2011}$: participación relativa del consumo industrial del conjunto Cantón-Empresa i respecto del consumo industrial total, en el 2011.

1.3.7 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. 4: FÓRMULA 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.

1.4. 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 S.N.I.,
- 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.

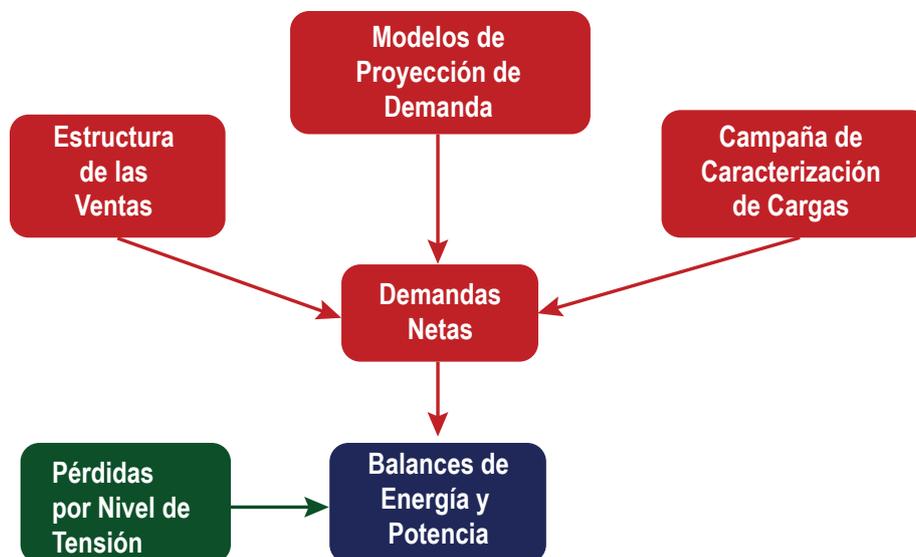


FIG. No. 29: ESQUEMA ANALÍTICO DE BALANCE DE ENERGÍA Y POTENCIA

1.4.1 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_i: Energía consumida en Punta por el cliente *i*.

ET_i : 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_i : Energía consumida en Resto por el cliente i .

ET_i : 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_i : Energía consumida en Valle por el cliente i .

ET_i : Energía Total consumida por el cliente i .

N : Cantidad poblacional de clientes pertenecientes al dominio analizado.

Gráficamente, los 3 parámetros anteriormente descritos se distribuyen de la siguiente forma:



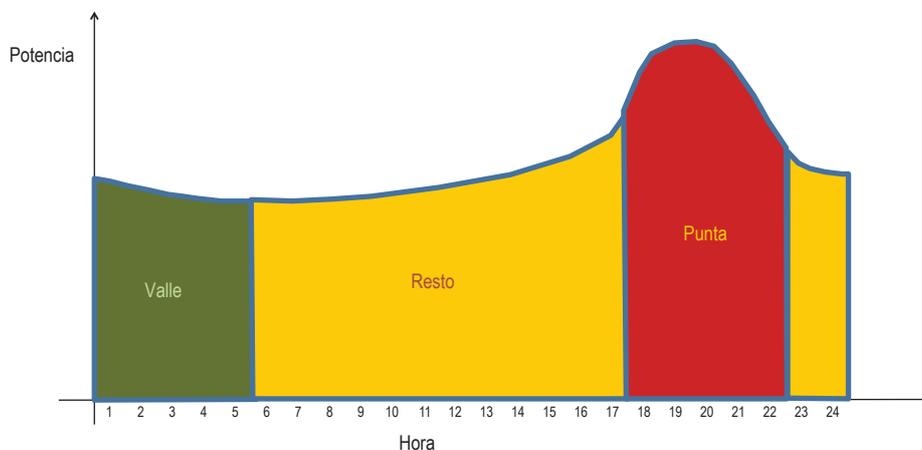


FIG. No. 30: BLOQUES HORARIOS

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 o 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.

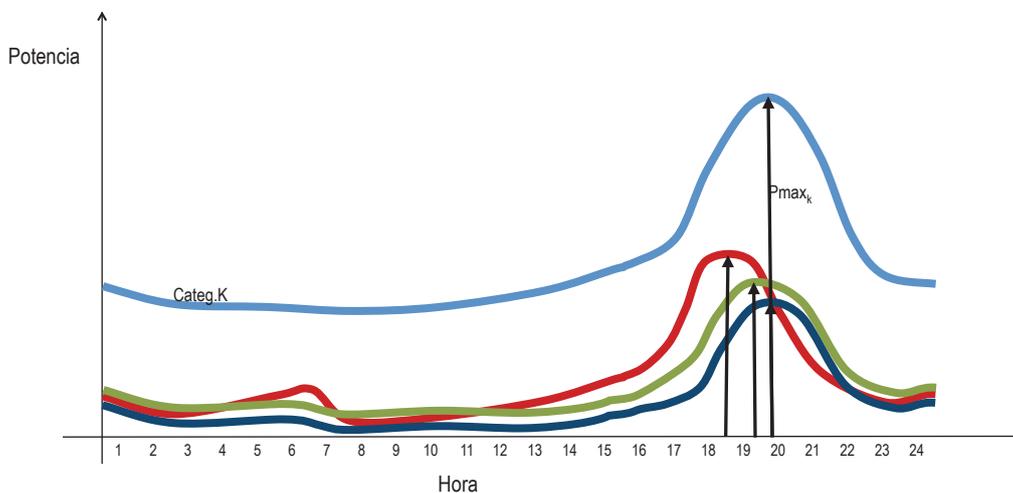


FIG. No. 31: COMPONENTES DEL FCI

En la figura No. 31, 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.

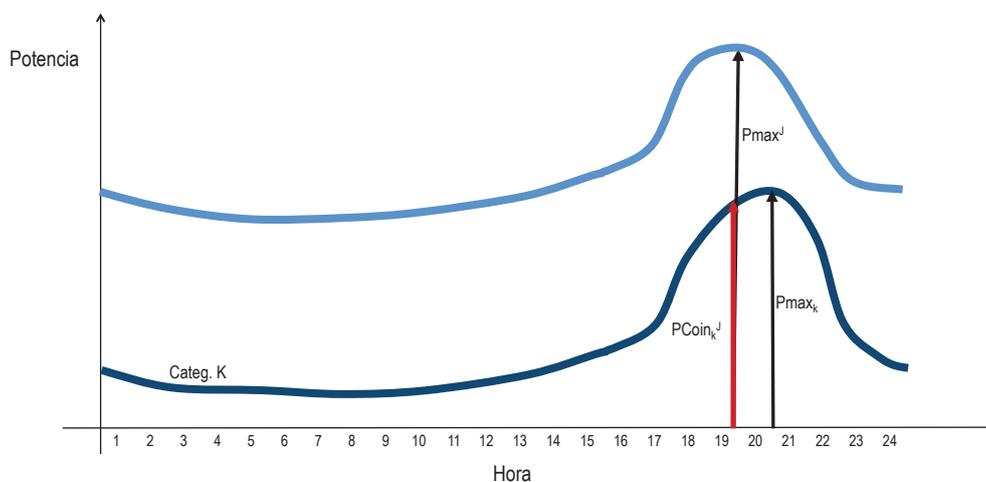


FIG. No. 32: COMPONENTES DEL FCE

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_j^* : 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:

- E.E. Ambato,
- E.E. Centro Sur,
- CNEL-Sucumbíos,
- E.E. Quito,
- Eléctrica de Guayaquil.

1.4.2 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:

- Cantidad de clientes,
- Energía vendida.

1.4.3 Proyección de la demanda por distribuidora

1.4.4 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
 - Total,
 - Bloque de punta,
 - Bloque de resto,
 - 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 S.N.I.

1.4.5 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 2013 - 2012. La variación porcentual de las pérdidas totales de energía a nivel nacional se presenta en la siguiente gráfica, teniendo como horizonte al 2022.

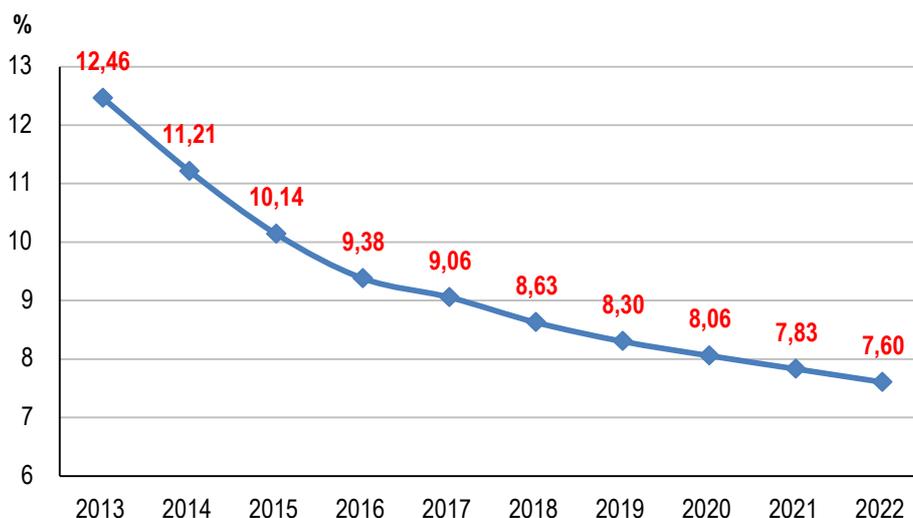


FIG. No. 33: OBJETIVO NACIONAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)

Cabe destacar que en el 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 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 (2011).
2. Para cada empresa se fijaron valores mínimos de pérdidas por nivel de tensión alcanzables hacia el final del horizonte de proyección (2021 - 2022). El valor mínimo es parametrizable, y si la empresa en un determinado nivel tensión, al 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:

- Conexiones directas,
- Alteraciones sobre el medidor,
- Alteraciones sobre la acometida,
- Medidor roto o trabado,
- 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:

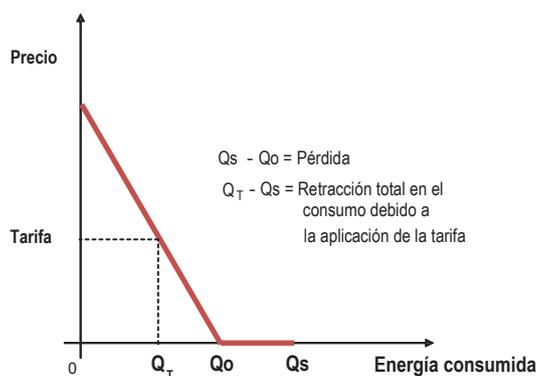


FIG. No. 34: CURVA DE DEMANDA – ELASTICIDAD PRECIO DE LA DEMANDA

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.

1.4.6 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 S.N.I.

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 (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 los sistemas de subtransmisión del distribuidor.



- b. Redes de Transmisión.
- c. Estaciones de elevación desde la Generación a la Transmisión.

1.4.7 Pérdidas y balance de potencia

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:

FPP^J : 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 S.N.I.

Con el fin de consolidar los movimientos de potencia de las distribuidoras y calcular la potencia máxima en el S.N.I., se procedió de la siguiente forma:

1. Se sumaron las potencias de las distribuidoras coincidentes con la máxima demanda del S.N.I. Estas demandas solo consideran las compras al MEM.
2. Se agregaron las pérdidas correspondientes a las etapas de red:
 - Subestaciones que vinculan el sistema de Transmisión con los sistemas de Distribución,
 - Transmisión,
 - 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 S.N.I.



B

Proyección Demográfica

Anexo Proyección Demográfica

B

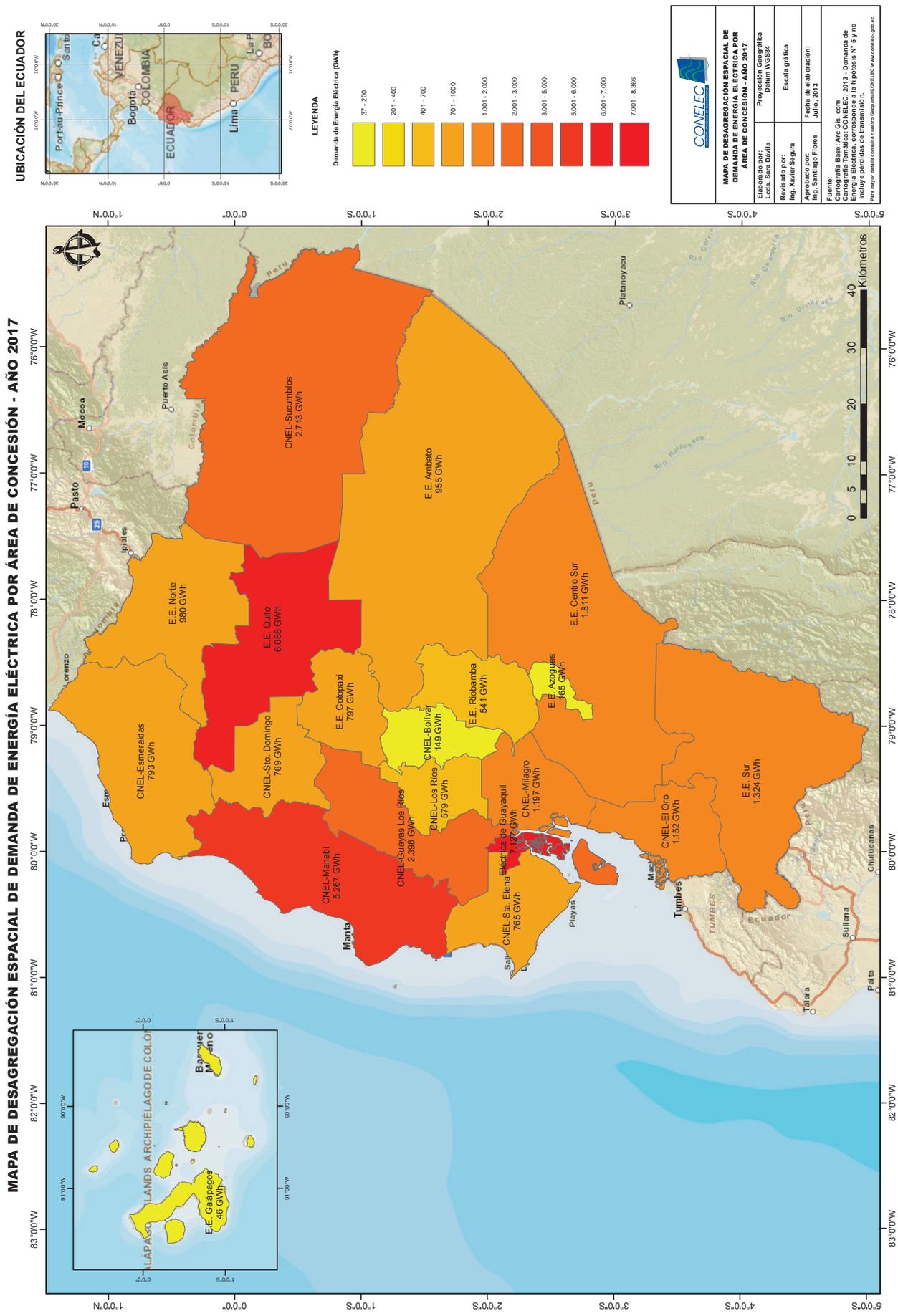
Resumen de Proyección de Cobertura de Servicio Eléctrico

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
Sucumbios	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	99,88	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

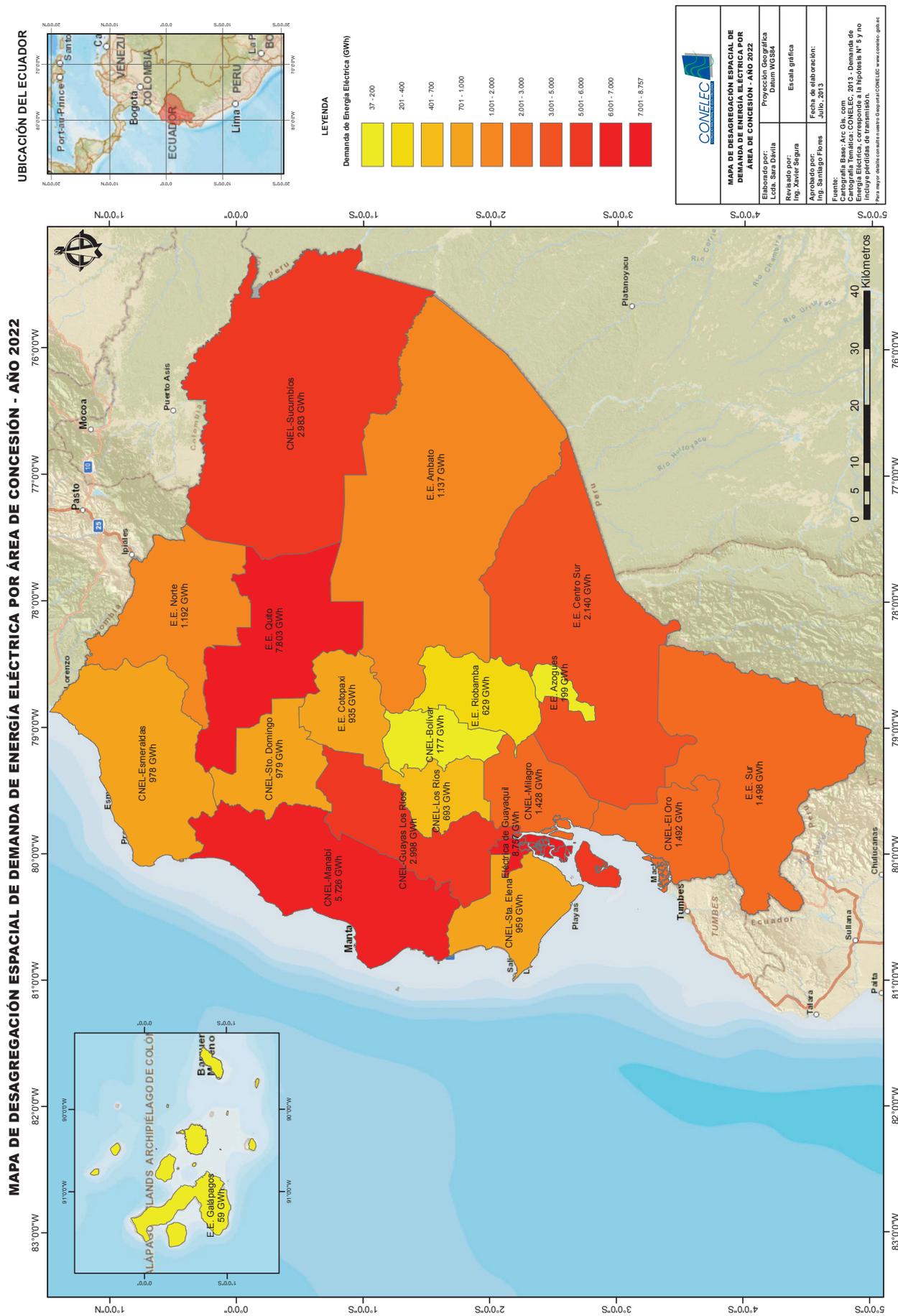


C

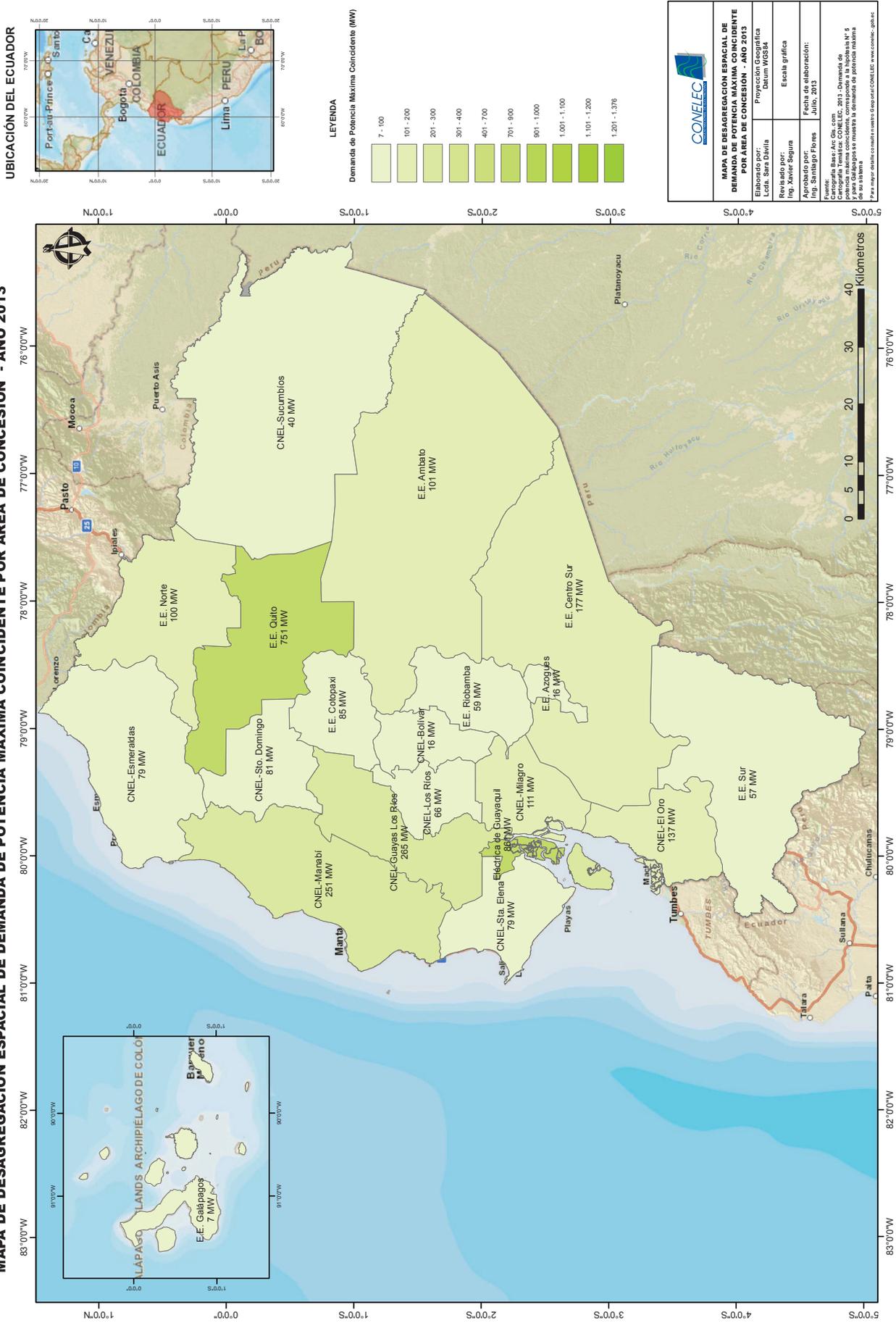
**Mapas de Desagregación Espacial de
Demanda de Energía y Potencia Máxima
Coincidente por Área de Concesión**



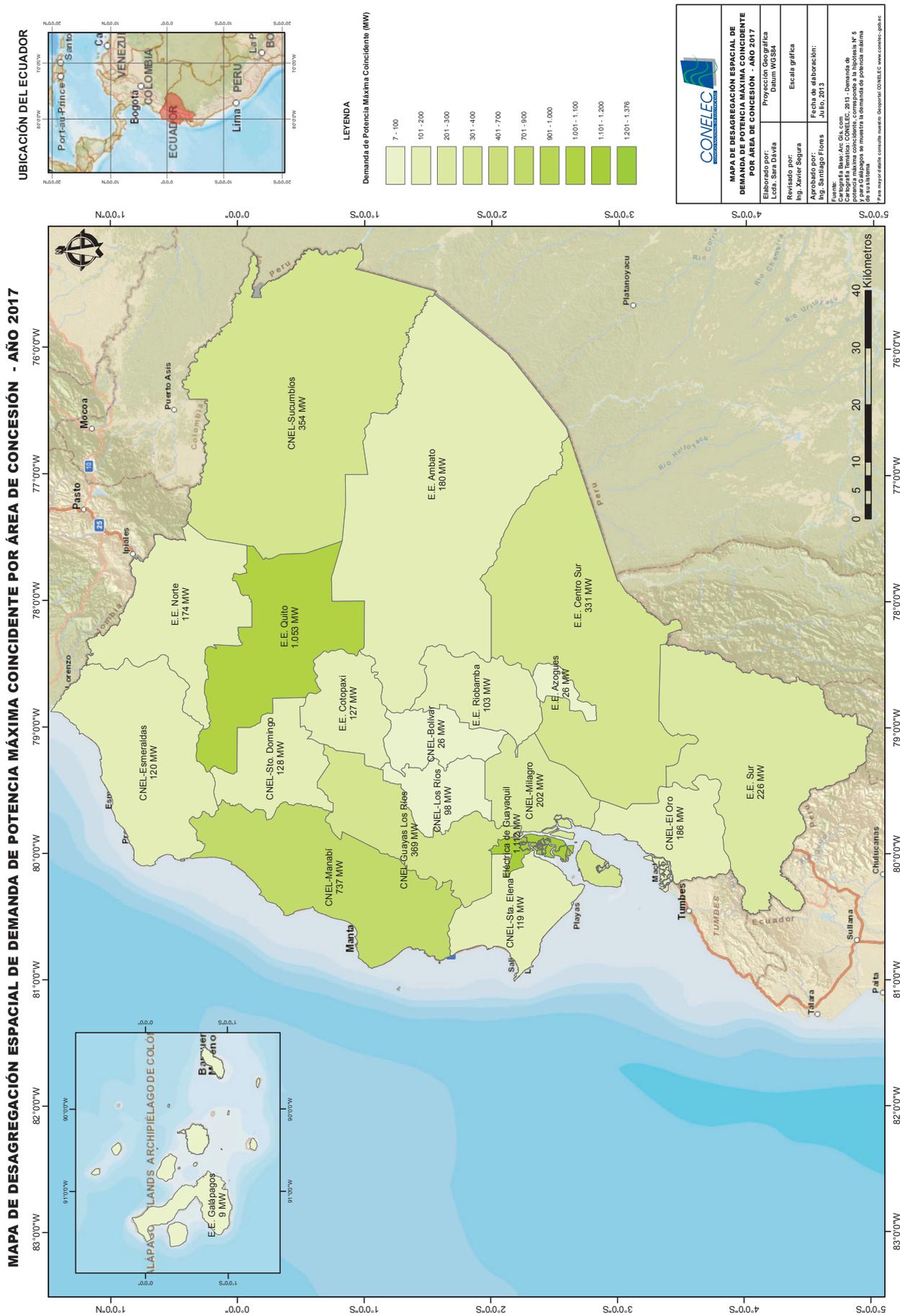
Anexo C: Mapas de Desagregación Espacial de Demanda de Energía y Potencia Máxima Coincidente por Área de Concesión



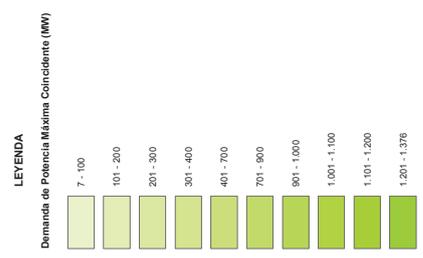
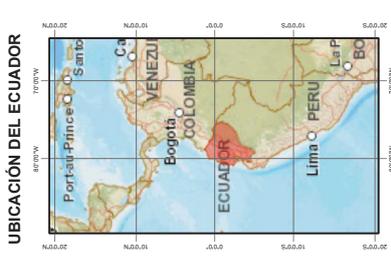
MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2013



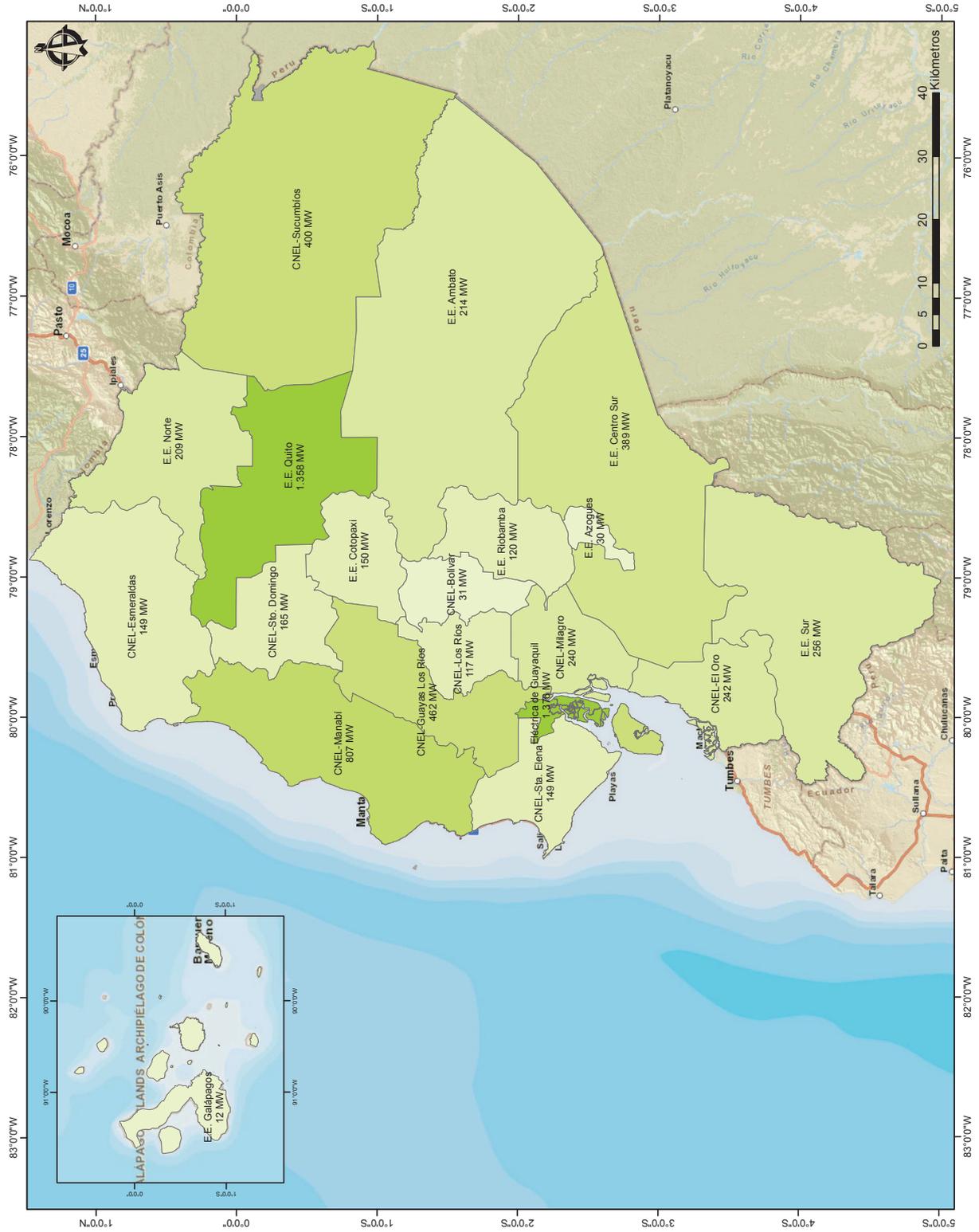
Anexo C: Mapas de Desagregación Espacial de Demanda de Energía y Potencia Máxima Coincidente por Área de Concesión



MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2022



CONELEC	
MAPA DE DESAGREGACIÓN ESPACIAL DE DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE POR ÁREA DE CONCESIÓN - AÑO 2022	
Elaborado por: Lcda. Sara Davilla	Proyección Geográfica: Datum WGS84
Revisado por: Ing. Xavier Segura	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: <i>Mapa de Ecuador</i> , 2013 - Demanda de potencia máxima coincidente, correspondiente a la Hoja N° 5 del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, la demanda de potencia máxima de su subárea.	
Para mayor detalle consultar el sistema de información geográfica de CONELEC: www.conelec.gob.ec	



D

**Balance de Energía de
Empresas Eléctricas**

Balance de Energía de Empresas Eléctricas

D

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	%	2,21	2,12	2,03	1,94	1,85	1,76	1,67	1,58	1,49	1,40
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	%	3,18	3,04	2,91	2,78	2,65	2,52	2,39	2,26	2,13	2,00
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	%	2,38	2,29	2,19	2,09	1,99	1,89	1,80	1,70	1,60	1,50
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	%	2,94	2,81	2,67	2,53	2,40	2,27	2,14	2,01	1,88	1,76
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-EI 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	%	1,43	1,39	1,34	1,30	1,26	1,22	1,17	1,13	1,09	1,05
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	%	2,00									
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	%	2,32	2,25	2,19	2,12	2,05	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
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	%	6,45	6,23	6,00	5,75	5,50	5,22	4,90	4,57	4,23	3,90
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 - Esmeraldas

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	%	1,78	1,70	1,61	1,53	1,44	1,36	1,27	1,19	1,10	1,02
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	%	5,14	4,90	4,65	4,41	4,16	3,92	3,67	3,43	3,18	2,94
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	%	2,23	2,12	2,01	2,00						
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	%	6,36	6,07	5,77	5,38	4,99	4,59	4,19	3,79	3,39	2,99
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	%	3,19	3,04	2,90	2,75	2,61	2,46	2,32	2,17	2,03	1,88
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	%	3,17	3,02	2,88	2,74	2,59	2,45	2,30	2,16	2,01	2,00
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	%	3,66	3,49	3,33	3,16	2,99	2,83	2,66	2,49	2,33	2,16
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	%	6,35	6,07	5,78	5,48	5,18	4,89	4,59	4,30	4,01	3,54
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



Anexo D: Balance de Energía de Empresas Eléctricas

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	%	0,97									
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	%	4,29	4,09	3,88	3,68	3,48	3,28	3,08	2,88	2,67	2,47
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	%	3,07	2,92	2,78	2,63	2,49	2,35	2,20	2,06	2,00	2,00
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	%	5,07	4,78	4,49	4,19	3,89	3,59	3,29	2,99	2,60	2,16
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	%	1,01	1,00								
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	%	3,29	3,13	2,98	2,82	2,66	2,50	2,35	2,19	2,03	2,00
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	%	3,72	3,54	3,36	3,18	3,01	2,83	2,65	2,47	2,30	2,12
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	%	8,02	7,63	7,22	6,80	6,38	5,95	5,52	5,08	4,63	4,01
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	%	2,31	2,26	2,22	2,18	2,13	2,09	2,05	2,00	1,96	1,92
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	%	1,82									
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	%	2,99	2,93	2,88	2,82	2,76	2,71	2,65	2,59	2,54	2,48
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	%	4,34	4,26	4,18	4,10	4,01	3,92	3,82	3,71	3,61	3,50
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	%	2,66	2,57	2,48	2,39	2,30	2,21	2,12	2,03	1,94	1,85
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	%	1,94									
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	%	3,34	3,23	3,11	3,00	2,89	2,78	2,66	2,55	2,44	2,32
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	%	4,52	4,29	4,04	3,80	3,55	3,30	3,06	2,81	2,57	2,33
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



Anexo D: Balance de Energía de Empresas Eléctricas

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	%	1,50	1,46	1,42	1,38	1,33	1,29	1,25	1,20	1,16	1,12
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	%	1,87									
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	%	4,07	3,95	3,83	3,72	3,60	3,49	3,37	3,26	3,14	3,03
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	%	4,52	4,33	4,15	3,95	3,76	3,55	3,35	3,15	2,96	2,77
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	%	1,54	1,46	1,38	1,30	1,22	1,14	1,06	1,00	1,00	1,00
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	%	4,69	4,44	4,20	3,96	3,72	3,48	3,23	2,99	2,75	2,51
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	%	3,43	3,25	3,07	2,90	2,72	2,54	2,37	2,19	2,01	2,00
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	%	5,01	4,69	4,38	4,07	3,77	3,49	3,22	2,93	2,56	2,04
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	%	0,25									
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	%	1,43									
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	%	2,57	2,57	2,56	2,56	2,56	2,55	2,55	2,54	2,54	2,54
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	%	4,71	4,73	4,75	4,77	4,79	4,81	4,83	4,85	4,87	4,89
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	%	0,72									
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	%	0,90									
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	%	2,55									
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	%	4,07	4,19	4,31	4,43	4,55	4,67	4,79	4,91	5,03	5,16
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



Anexo D: Balance de Energía de Empresas Eléctricas

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	%	0,60%									
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	%	1,43%									
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	%	2,98%									
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	%	3,58%	3,63%	3,68%	3,73%	3,77%	3,81%	3,86%	3,90%	3,94%	3,99%
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	%	0,55									
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	%	1,42									
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	%	1,90									
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	%	4,49	4,57	4,63	4,70	4,76	4,83	4,89	4,96	5,03	5,11
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	%	0,79									
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	%	1,51									
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	%	1,90									
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	%	3,18	3,23	3,27	3,31	3,36	3,39	3,43	3,48	3,52	3,57
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	%	0,72									
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	%	1,91									
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	%	5,21	5,19	5,18	5,16	5,15	5,13	5,11	5,10	5,08	5,07
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	%	1,78	1,80	1,82	1,83	1,85	1,87	1,88	1,90	1,92	1,94
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



Anexo D: Balance de Energía de Empresas Eléctricas

E.E. Riobamba

		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	%	0,82									
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	%	3,09	3,02	2,96	2,89	2,82	2,75	2,68	2,61	2,54	2,47
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	%	2,64	2,58	2,52	2,46	2,40	2,34	2,28	2,22	2,16	2,11
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	%	4,55	4,48	4,40	4,31	4,22	4,13	4,04	3,95	3,85	3,76
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	%	0,55									
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	%	2,30	2,24	2,19	2,13	2,08	2,02	2,00	2,00	2,00	2,00
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	%	2,76	2,70	2,63	2,56	2,50	2,43	2,36	2,30	2,23	2,16
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	%	3,05	2,95	2,86	2,77	2,68	2,59	2,46	2,32	2,17	2,02
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

		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	%	0,64									
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	%	1,80									
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	%	5,15	5,02	4,89	4,76	4,63	4,50	4,37	4,23	4,10	3,97
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	%	8,16	7,99	7,81	7,62	7,41	7,19	6,97	6,74	6,50	6,26
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	%	0,00									
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	%	0,88									
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	%	1,43									
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	%	3,34	3,34	3,34	3,35						
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



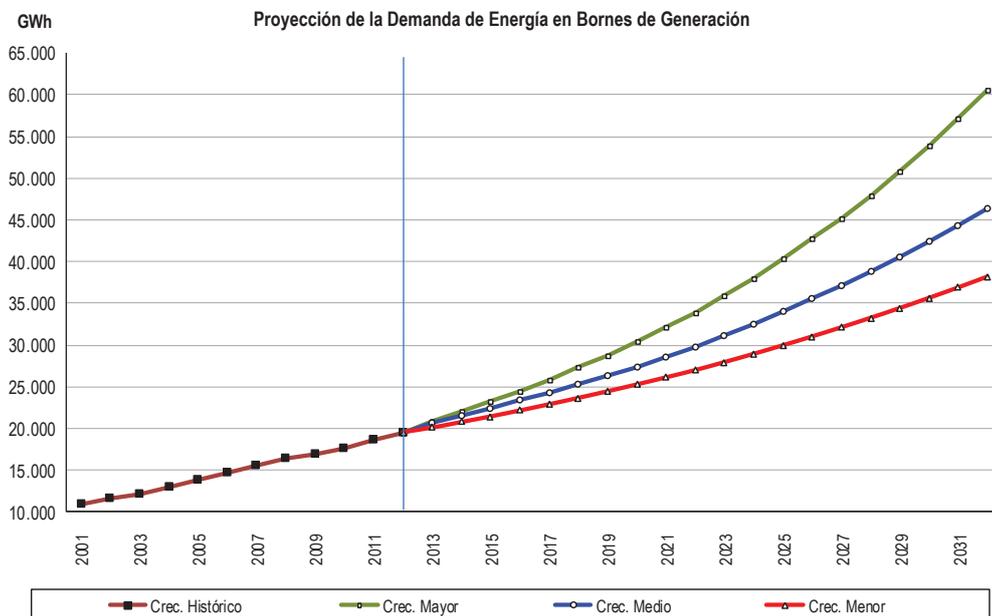
E

**Sensibilidad de la Demanda
Hipótesis 1, 2, 3 y 4**

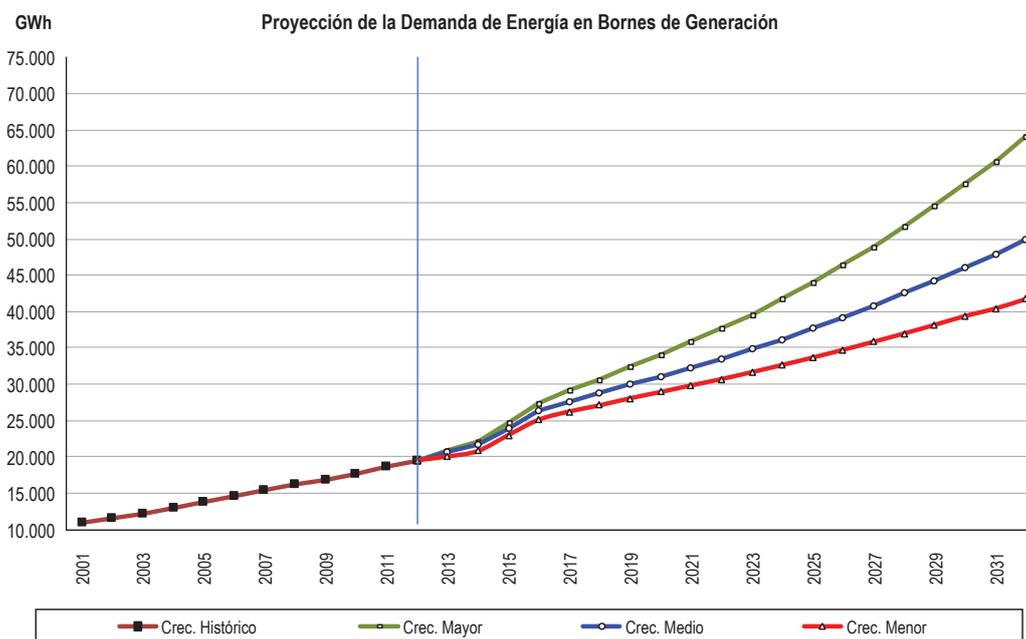
Sensibilidad de la Demanda Hipótesis 1, 2, 3 y 4



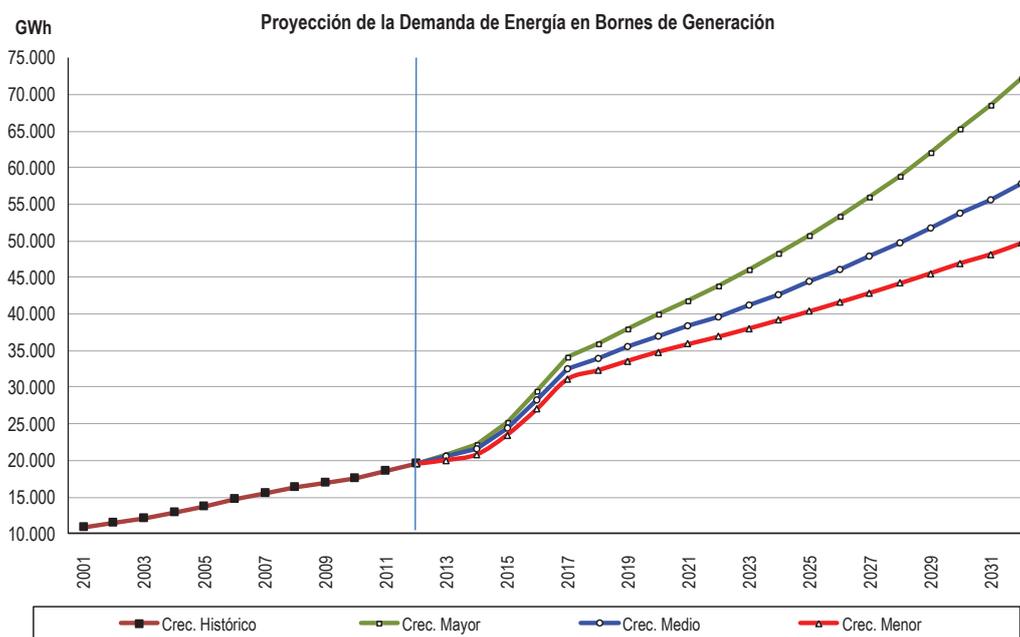
ANEXO E1								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 1								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				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	20.089	20.668	20.901		2,8	5,7	6,9	
2014	20.758	21.568	22.036		3,3	4,4	5,4	
2015	21.428	22.450	23.214		3,2	4,1	5,3	
2016	22.141	23.364	24.486		3,3	4,1	5,5	
2017	22.884	24.311	25.839		3,4	4,1	5,5	
2018	23.650	25.296	27.273		3,3	4,1	5,5	
2019	24.444	26.325	28.795		3,4	4,1	5,6	
2020	25.265	27.398	30.411		3,4	4,1	5,6	
2021	26.114	28.515	32.125		3,4	4,1	5,6	
2022	26.985	29.739	33.935		3,3	4,3	5,6	
2023	27.944	31.084	35.931		3,6	4,5	5,9	
2024	28.936	32.490	38.051		3,5	4,5	5,9	
2025	29.962	33.961	40.305		3,5	4,5	5,9	
2026	31.023	35.500	42.701		3,5	4,5	5,9	
2027	32.120	37.112	45.250		3,5	4,5	6,0	
2028	33.256	38.798	47.960		3,5	4,5	6,0	
2029	34.432	40.565	50.845		3,5	4,6	6,0	
2030	35.648	42.414	53.914		3,5	4,6	6,0	
2031	36.907	44.351	57.181		3,5	4,6	6,1	
2032	38.209	46.379	60.659		3,5	4,6	6,1	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 3,3%	→ 4,3%	↑ 5,7%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,5%	→ 4,5%	↑ 6,0%					



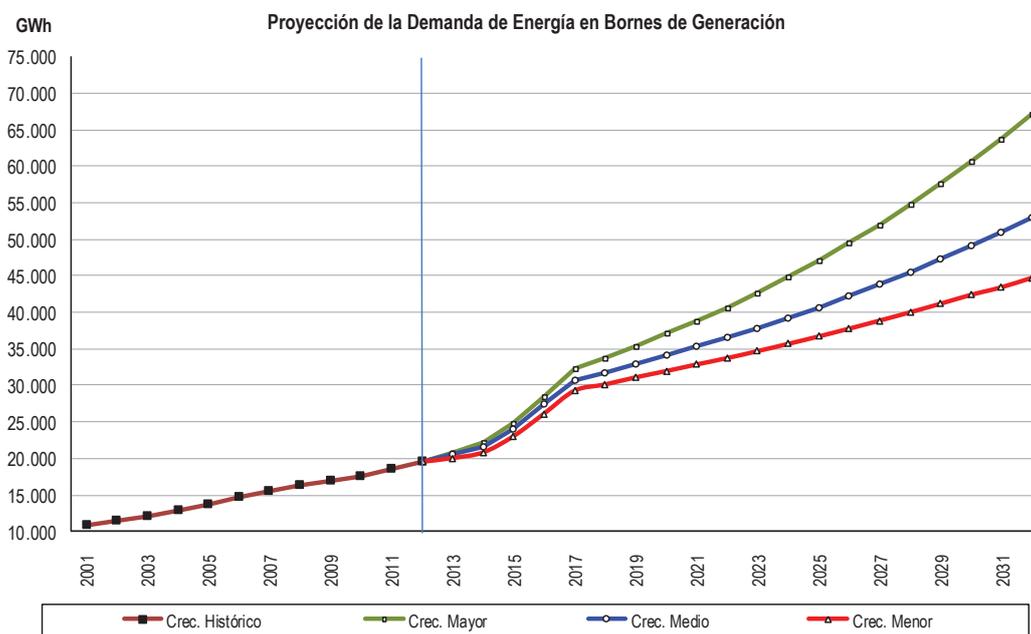
ANEXO E2								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 2								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				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	20.820	21.630	22.098		3,8	4,8	5,9	
2015	23.006	24.027	24.791		10,5	11,1	12,2	
2016	25.117	26.340	27.461		9,2	9,6	10,8	
2017	26.245	27.672	29.199		4,5	5,1	6,3	
2018	27.100	28.746	30.722		3,3	3,9	5,2	
2019	28.069	29.949	32.419		3,6	4,2	5,5	
2020	28.931	31.062	34.074		3,1	3,7	5,1	
2021	29.836	32.237	35.845		3,1	3,8	5,2	
2022	30.706	33.460	37.654		2,9	3,8	5,0	
2023	31.661	34.800	39.645		3,1	4,0	5,3	
2024	32.649	36.202	41.762		3,1	4,0	5,3	
2025	33.670	37.669	44.012		3,1	4,1	5,4	
2026	34.739	39.215	46.415		3,2	4,1	5,5	
2027	35.844	40.834	48.971		3,2	4,1	5,5	
2028	36.979	42.520	51.680		3,2	4,1	5,5	
2029	38.154	44.286	54.564		3,2	4,2	5,6	
2030	39.369	46.134	57.632		3,2	4,2	5,6	
2031	40.411	47.854	60.682		2,6	3,7	5,3	
2032	41.713	49.882	64.160		3,2	4,2	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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 4,7%	⇒ 5,6%	↑ 6,8%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,1%	⇒ 4,1%	↑ 5,5%					



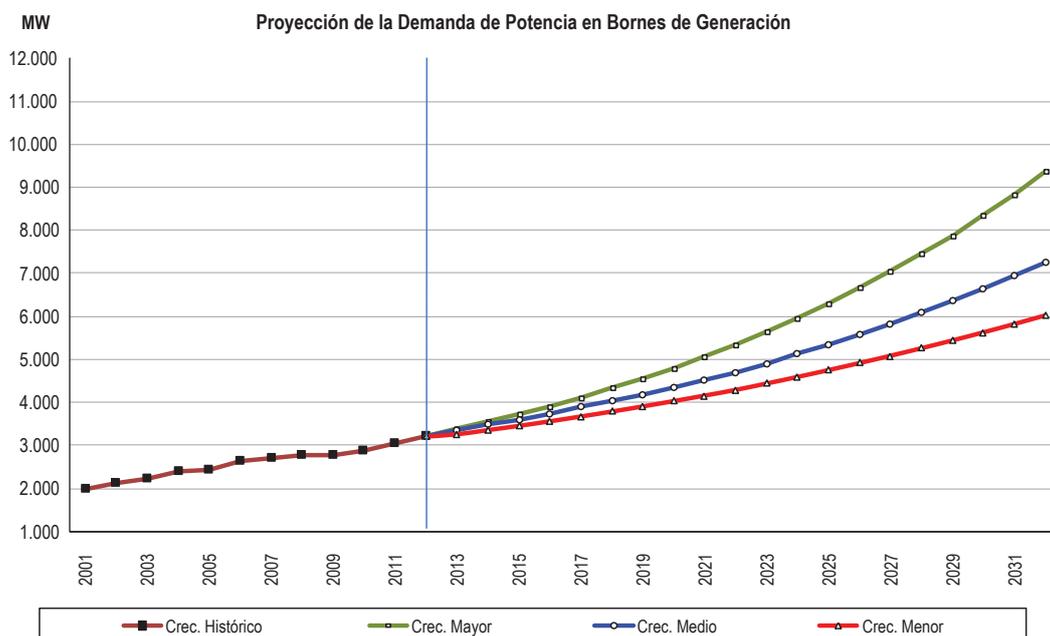
ANEXO E3								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				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	20.820	21.630	22.098		3,8	4,8	5,9	
2015	23.492	24.514	25.279		12,8	13,3	14,4	
2016	27.066	28.291	29.414		15,2	15,4	16,4	
2017	31.108	32.542	34.077		14,9	15,0	15,9	
2018	32.300	33.954	35.939		3,8	4,3	5,5	
2019	33.618	35.507	37.988		4,1	4,6	5,7	
2020	34.840	36.982	40.008		3,6	4,2	5,3	
2021	35.901	38.313	41.937		3,0	3,6	4,8	
2022	36.910	39.676	43.888		2,8	3,6	4,7	
2023	38.028	41.180	46.045		3,0	3,8	4,9	
2024	39.180	42.749	48.331		3,0	3,8	5,0	
2025	40.370	44.385	50.752		3,0	3,8	5,0	
2026	41.608	46.104	53.330		3,1	3,9	5,1	
2027	42.887	47.898	56.063		3,1	3,9	5,1	
2028	44.197	49.761	58.953		3,1	3,9	5,2	
2029	45.551	51.707	62.020		3,1	3,9	5,2	
2030	46.948	53.739	65.275		3,1	3,9	5,2	
2031	48.173	55.646	68.514		2,6	3,5	5,0	
2032	49.663	57.864	72.185		3,1	4,0	5,4	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 6,7%	⇒ 7,4%	↑ 8,5%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,0%	⇒ 3,8%	↑ 5,1%					



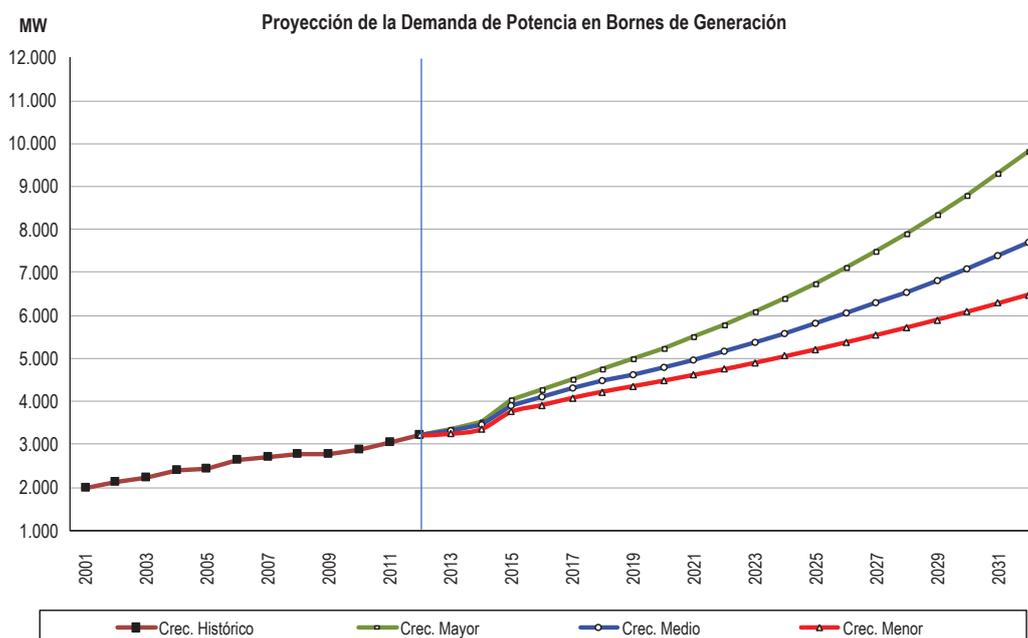
ANEXO E4									
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 4									
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)			Histórico
	CRECIMIENTO			Menor		CRECIMIENTO		Mayor	
	Menor	Medio	Mayor			Menor	Medio		Mayor
2001				10.859				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	23.066	24.087	24.852		10,7	11,3	12,4		
2016	26.140	27.362	28.483		13,3	13,6	14,6		
2017	29.274	30.700	32.228		12,0	12,2	13,1		
2018	30.128	31.773	33.749		2,9	3,5	4,7		
2019	31.096	32.976	35.446		3,2	3,8	5,0		
2020	31.957	34.089	37.101		2,8	3,4	4,7		
2021	32.862	35.263	38.871		2,8	3,4	4,8		
2022	33.731	36.485	40.679		2,6	3,5	4,7		
2023	34.685	37.824	42.670		2,8	3,7	4,9		
2024	35.673	39.225	44.786		2,8	3,7	5,0		
2025	36.694	40.692	47.035		2,9	3,7	5,0		
2026	37.761	42.238	49.437		2,9	3,8	5,1		
2027	38.866	43.856	51.993		2,9	3,8	5,2		
2028	40.000	45.541	54.702		2,9	3,8	5,2		
2029	41.174	47.306	57.584		2,9	3,9	5,3		
2030	42.389	49.154	60.652		3,0	3,9	5,3		
2031	43.430	50.873	63.701		2,5	3,5	5,0		
2032	44.732	52.901	67.179		3,0	4,0	5,5		
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.				
Crec. 2013-2022	↓ 5,7%	→ 6,5%	↑ 7,7%						
Crec. 2023-2032	↓ 2,9%	→ 3,8%	↑ 5,1%						



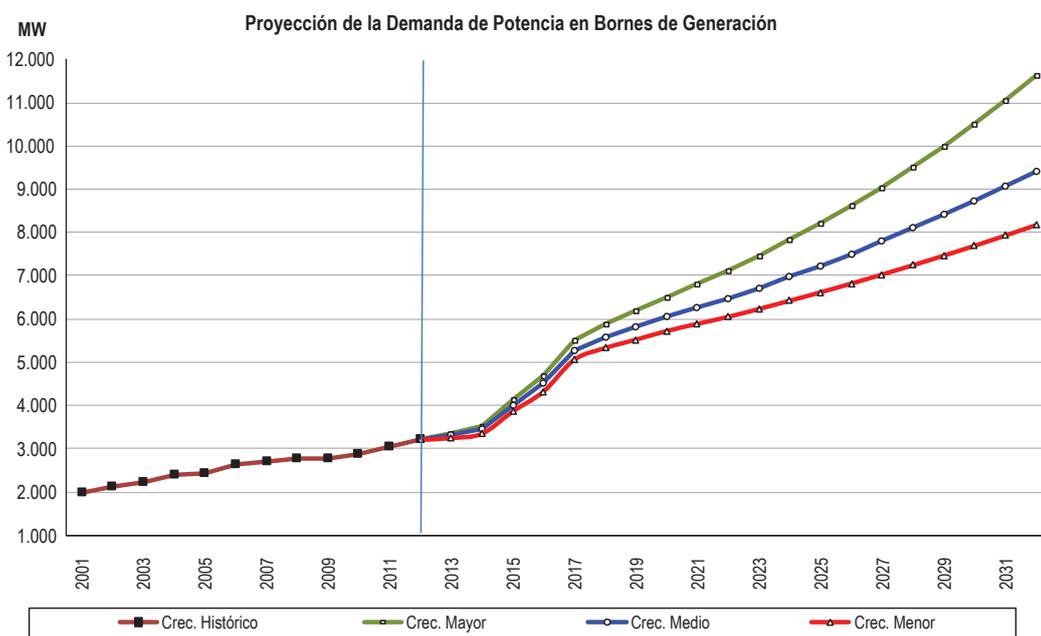
ANEXO E5								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA								
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 1								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013	3.260	3.348	3.383		1,7	4,4	5,5	
2014	3.358	3.481	3.552		3,0	4,0	5,0	
2015	3.456	3.610	3.726		2,9	3,7	4,9	
2016	3.562	3.746	3.915		3,1	3,8	5,1	
2017	3.673	3.888	4.118		3,1	3,8	5,2	
2018	3.788	4.036	4.333		3,1	3,8	5,2	
2019	3.907	4.190	4.561		3,2	3,8	5,3	
2020	4.031	4.351	4.803		3,2	3,9	5,3	
2021	4.159	4.519	5.060		3,2	3,9	5,3	
2022	4.291	4.703	5.330		3,2	4,1	5,3	
2023	4.439	4.909	5.633		3,5	4,4	5,7	
2024	4.592	5.124	5.955		3,5	4,4	5,7	
2025	4.751	5.349	6.296		3,4	4,4	5,7	
2026	4.914	5.584	6.658		3,4	4,4	5,8	
2027	5.084	5.830	7.043		3,4	4,4	5,8	
2028	5.259	6.087	7.453		3,4	4,4	5,8	
2029	5.440	6.356	7.887		3,4	4,4	5,8	
2030	5.627	6.637	8.350		3,4	4,4	5,9	
2031	5.820	6.932	8.841		3,4	4,4	5,9	
2032	6.020	7.240	9.365		3,4	4,4	5,9	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 3,0%	⇒ 3,9%	↑ 5,2%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,4%	⇒ 4,4%	↑ 5,8%					



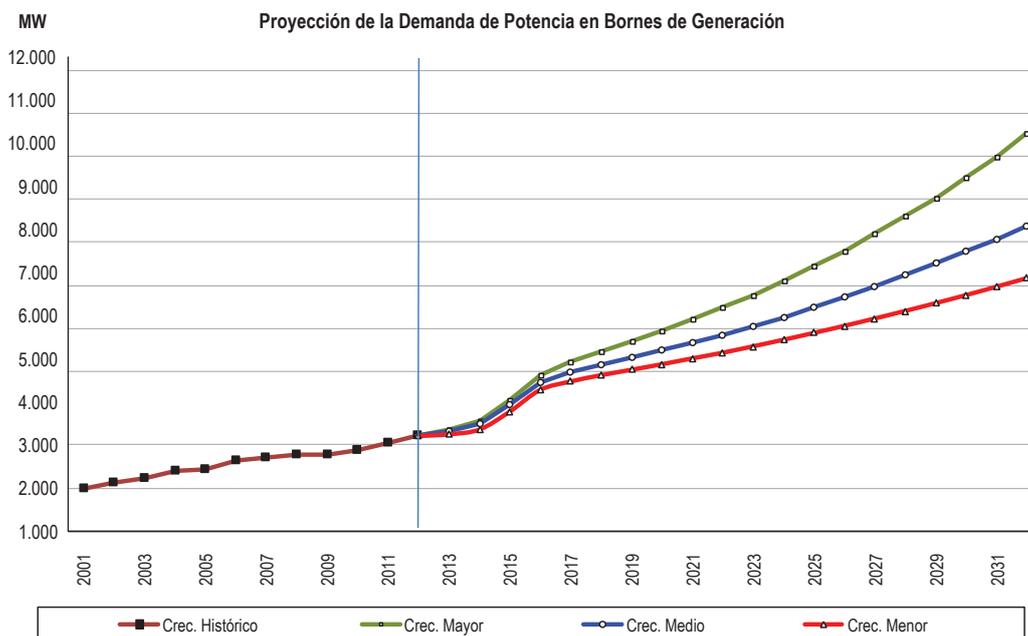
ANEXO E6								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS 2								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013	3.247	3.334	3.370		1,2	4,0	5,1	
2014	3.350	3.473	3.544		3,2	4,2	5,2	
2015	3.760	3.915	4.030		12,2	12,7	13,7	
2016	3.914	4.099	4.268		4,1	4,7	5,9	
2017	4.082	4.297	4.527		4,3	4,8	6,1	
2018	4.227	4.475	4.772		3,6	4,1	5,4	
2019	4.354	4.637	5.008		3,0	3,6	4,9	
2020	4.483	4.803	5.255		2,9	3,6	4,9	
2021	4.619	4.979	5.519		3,0	3,7	5,0	
2022	4.750	5.163	5.790		2,8	3,7	4,9	
2023	4.898	5.368	6.093		3,1	4,0	5,2	
2024	5.051	5.583	6.414		3,1	4,0	5,3	
2025	5.209	5.808	6.755		3,1	4,0	5,3	
2026	5.374	6.044	7.118		3,2	4,1	5,4	
2027	5.544	6.291	7.505		3,2	4,1	5,4	
2028	5.719	6.548	7.914		3,2	4,1	5,5	
2029	5.900	6.817	8.349		3,2	4,1	5,5	
2030	6.087	7.098	8.811		3,2	4,1	5,5	
2031	6.282	7.393	9.304		3,2	4,2	5,6	
2032	6.482	7.702	9.827		3,2	4,2	5,6	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 4,0%	⇒ 4,9%	↑ 6,1%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,2%	⇒ 4,1%	↑ 5,4%					



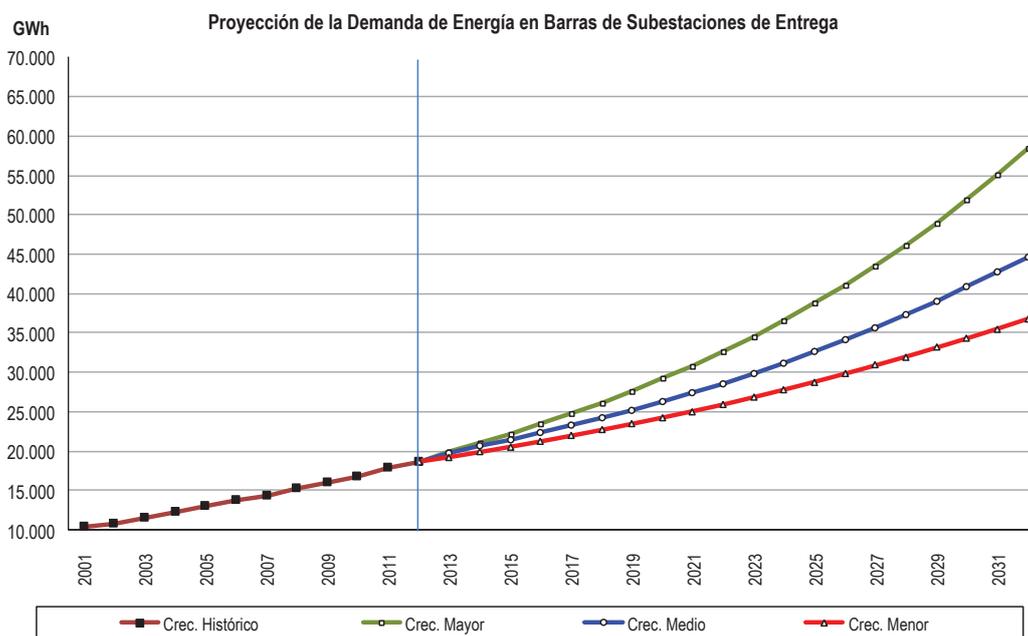
ANEXO E7								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013	3.247	3.334	3.370		1,2	4,0	5,1	
2014	3.350	3.473	3.544		3,2	4,2	5,2	
2015	3.863	4.019	4.136		15,3	15,7	16,7	
2016	4.324	4.512	4.685		11,9	12,3	13,3	
2017	5.058	5.279	5.516		17,0	17,0	17,7	
2018	5.327	5.584	5.892		5,3	5,8	6,8	
2019	5.521	5.815	6.199		3,7	4,1	5,2	
2020	5.720	6.052	6.520		3,6	4,1	5,2	
2021	5.888	6.261	6.820		2,9	3,5	4,6	
2022	6.047	6.475	7.123		2,7	3,4	4,4	
2023	6.231	6.717	7.466		3,0	3,8	4,8	
2024	6.420	6.970	7.829		3,0	3,8	4,9	
2025	6.615	7.234	8.212		3,0	3,8	4,9	
2026	6.817	7.510	8.620		3,1	3,8	5,0	
2027	7.026	7.798	9.051		3,1	3,8	5,0	
2028	7.240	8.096	9.506		3,0	3,8	5,0	
2029	7.460	8.408	9.988		3,0	3,8	5,1	
2030	7.688	8.733	10.499		3,1	3,9	5,1	
2031	7.924	9.072	11.042		3,1	3,9	5,2	
2032	8.166	9.426	11.617		3,1	3,9	5,2	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 6,7%	→ 7,4%	↑ 8,4%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,0%	→ 3,8%	↑ 5,0%					



ANEXO E8								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I - HIPÓTESIS 4								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013	3.247	3.334	3.370		1,2	4,0	5,1	
2014	3.357	3.480	3.551		3,4	4,4	5,4	
2015	3.773	3.928	4.043		12,4	12,9	13,9	
2016	4.277	4.461	4.631		13,3	13,6	14,5	
2017	4.472	4.688	4.918		4,6	5,1	6,2	
2018	4.618	4.865	5.163		3,2	3,8	5,0	
2019	4.744	5.027	5.398		2,7	3,3	4,6	
2020	4.873	5.193	5.645		2,7	3,3	4,6	
2021	5.009	5.369	5.909		2,8	3,4	4,7	
2022	5.140	5.553	6.180		2,6	3,4	4,6	
2023	5.288	5.758	6.482		2,9	3,7	4,9	
2024	5.441	5.973	6.804		2,9	3,7	5,0	
2025	5.599	6.197	7.145		2,9	3,8	5,0	
2026	5.763	6.433	7.508		2,9	3,8	5,1	
2027	5.934	6.680	7.894		3,0	3,8	5,1	
2028	6.109	6.937	8.303		2,9	3,8	5,2	
2029	6.290	7.206	8.738		3,0	3,9	5,2	
2030	6.477	7.487	9.201		3,0	3,9	5,3	
2031	6.671	7.783	9.693		3,0	3,9	5,4	
2032	6.871	8.091	10.216		3,0	4,0	5,4	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 4,9%	⇒ 5,7%	↑ 6,8%					
Crec. 2023-2032	↓ 2,9%	⇒ 3,8%	↑ 5,2%					

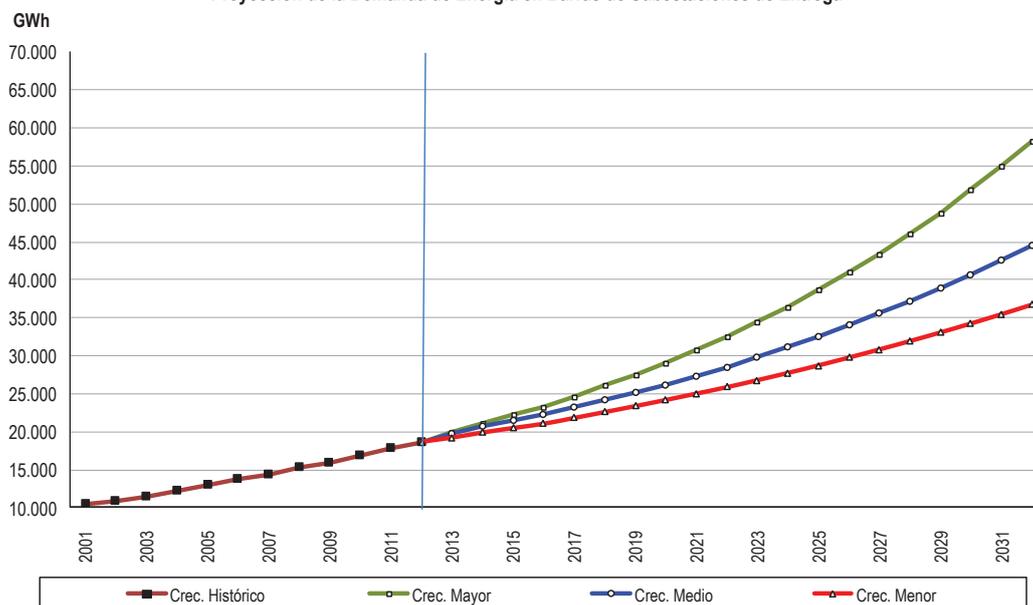


ANEXO E9								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 1								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.447				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	19.254	19.808	20.032		3,1	6,0	7,2	
2014	19.895	20.672	21.120		3,3	4,4	5,4	
2015	20.559	21.539	22.272		3,3	4,2	5,5	
2016	21.247	22.421	23.497		3,4	4,1	5,5	
2017	21.964	23.334	24.801		3,4	4,1	5,5	
2018	22.705	24.285	26.182		3,4	4,1	5,6	
2019	23.471	25.277	27.649		3,4	4,1	5,6	
2020	24.265	26.313	29.207		3,4	4,1	5,6	
2021	25.085	27.392	30.859		3,4	4,1	5,7	
2022	25.928	28.574	32.605		3,4	4,3	5,7	
2023	26.855	29.872	34.530		3,6	4,5	5,9	
2024	27.814	31.230	36.575		3,6	4,5	5,9	
2025	28.806	32.651	38.750		3,6	4,5	5,9	
2026	29.832	34.138	41.062		3,6	4,6	6,0	
2027	30.894	35.694	43.522		3,6	4,6	6,0	
2028	31.993	37.324	46.138		3,6	4,6	6,0	
2029	33.131	39.032	48.923		3,6	4,6	6,0	
2030	34.308	40.820	51.887		3,6	4,6	6,1	
2031	35.527	42.693	55.043		3,6	4,6	6,1	
2032	36.788	44.654	58.403		3,6	4,6	6,1	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 3,3%	⇒ 4,3%	↑ 5,7%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,6%	⇒ 4,6%	↑ 6,0%					



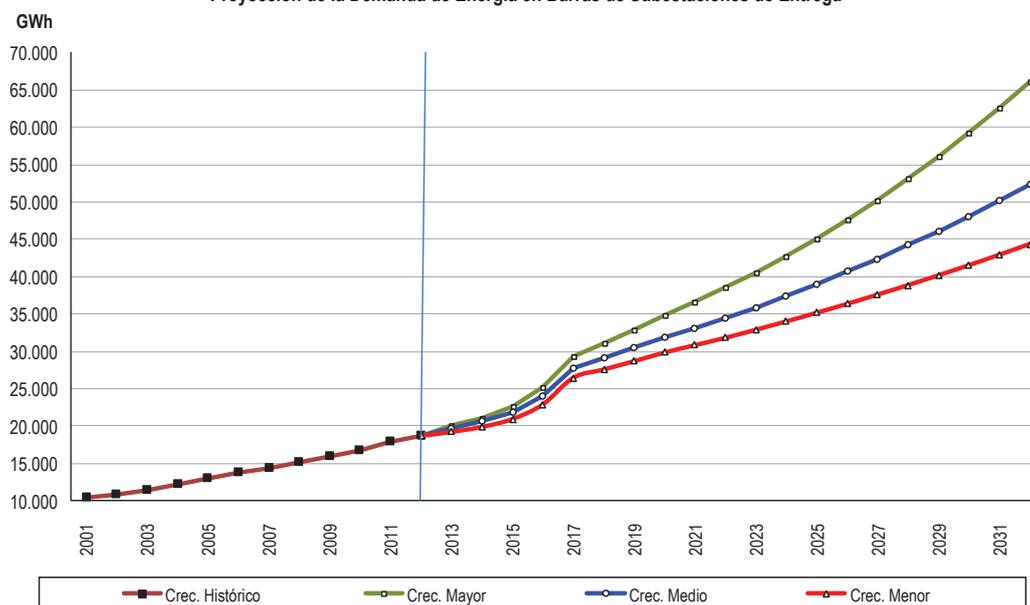
ANEXO E10								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 2								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.447				6,0
2002				10.881				6,3
2003				11.487				5,0
2004				12.285				7,0
2005				13.034				6,2
2006				13.766				6,7
2007				14.403				5,2
2008				15.230				5,6
2009				15.947				3,4
2010				16.791				4,2
2011				17.848				6,0
2012				18.683				4,8
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	20.485	21.464	22.198		3,0	3,8	5,1	
2016	21.040	22.213	23.289		2,7	3,5	4,9	
2017	21.803	23.172	24.638		3,6	4,3	5,8	
2018	22.579	24.159	26.056		3,6	4,3	5,8	
2019	23.362	25.167	27.539		3,5	4,2	5,7	
2020	24.173	26.220	29.113		3,5	4,2	5,7	
2021	25.011	27.317	30.783		3,5	4,2	5,7	
2022	25.852	28.498	32.528		3,4	4,3	5,7	
2023	26.776	29.793	34.449		3,6	4,5	5,9	
2024	27.732	31.147	36.492		3,6	4,5	5,9	
2025	28.721	32.565	38.663		3,6	4,6	5,9	
2026	29.755	34.059	40.983		3,6	4,6	6,0	
2027	30.825	35.624	43.450		3,6	4,6	6,0	
2028	31.924	37.254	46.067		3,6	4,6	6,0	
2029	33.062	38.962	48.851		3,6	4,6	6,0	
2030	34.239	40.749	51.815		3,6	4,6	6,1	
2031	35.457	42.622	54.971		3,6	4,6	6,1	
2032	36.718	44.584	58.330		3,6	4,6	6,1	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 3,3%	⇒ 4,3%	↑ 5,7%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,6%	⇒ 4,6%	↑ 6,0%					

Proyección de la Demanda de Energía en Barras de Subestaciones de Entrega



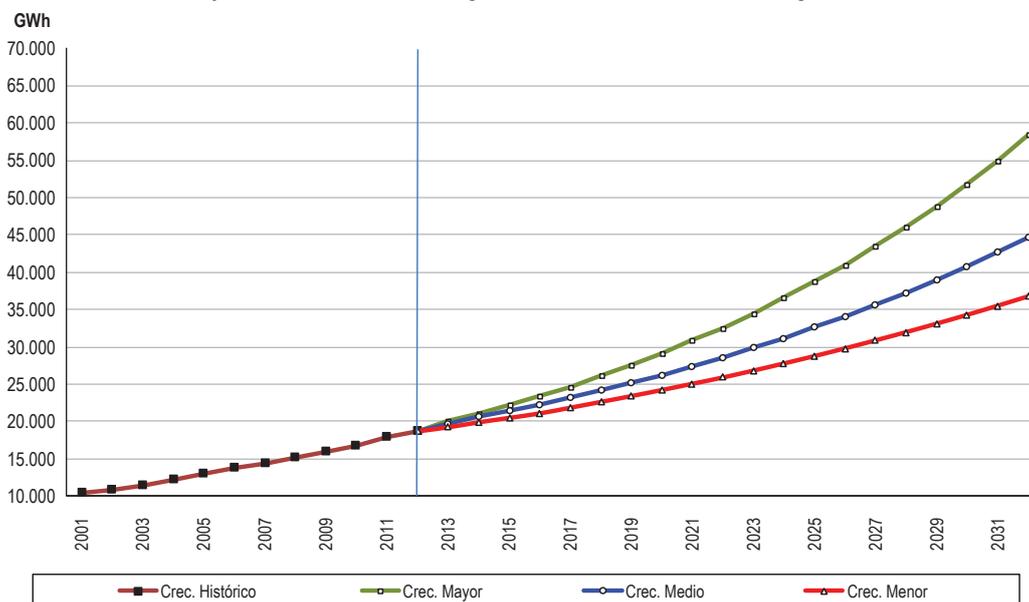
ANEXO E11								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.447				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	22.910	24.086	25.163		9,3	9,8	11,0	
2017	26.471	27.847	29.320		15,5	15,6	16,5	
2018	27.571	29.159	31.065		4,2	4,7	6,0	
2019	28.690	30.504	32.887		4,1	4,6	5,9	
2020	29.848	31.906	34.812		4,0	4,6	5,9	
2021	30.837	33.154	36.635		3,3	3,9	5,2	
2022	31.814	34.471	38.517		3,2	4,0	5,1	
2023	32.895	35.925	40.600		3,4	4,2	5,4	
2024	34.010	37.440	42.806		3,4	4,2	5,4	
2025	35.162	39.022	45.143		3,4	4,2	5,5	
2026	36.361	40.684	47.632		3,4	4,3	5,5	
2027	37.599	42.418	50.272		3,4	4,3	5,5	
2028	38.868	44.220	53.063		3,4	4,2	5,6	
2029	40.179	46.103	56.026		3,4	4,3	5,6	
2030	41.532	48.069	59.171		3,4	4,3	5,6	
2031	42.930	50.122	62.510		3,4	4,3	5,6	
2032	44.373	52.268	66.057		3,4	4,3	5,6	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 5,5%	⇒ 6,4%	↑ 7,6%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,4%	⇒ 4,3%	↑ 5,5%					

Proyección de la Demanda de Energía en Barras de Subestaciones de Entrega

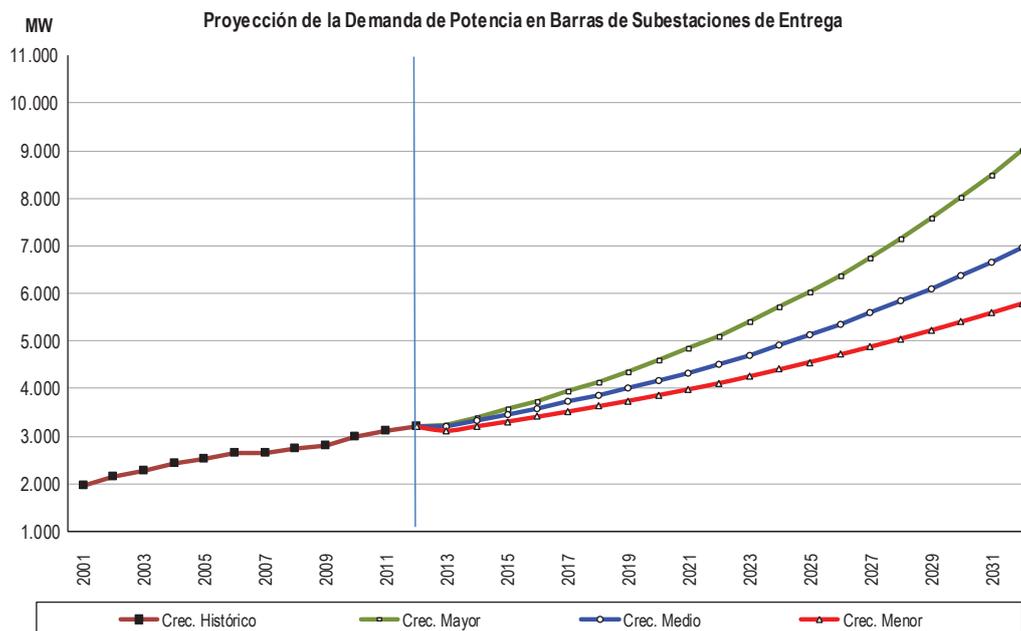


ANEXO E12								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 4								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.447				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	20.485	21.464	22.198		3,0	3,8	5,1	
2016	21.084	22.257	23.333		2,9	3,7	5,1	
2017	21.846	23.215	24.682		3,6	4,3	5,8	
2018	22.623	24.202	26.099		3,6	4,3	5,7	
2019	23.405	25.211	27.582		3,5	4,2	5,7	
2020	24.216	26.263	29.156		3,5	4,2	5,7	
2021	25.054	27.360	30.826		3,5	4,2	5,7	
2022	25.896	28.541	32.571		3,4	4,3	5,7	
2023	26.819	29.836	34.493		3,6	4,5	5,9	
2024	27.775	31.190	36.535		3,6	4,5	5,9	
2025	28.764	32.608	38.706		3,6	4,5	5,9	
2026	29.798	34.102	41.026		3,6	4,6	6,0	
2027	30.868	35.668	43.493		3,6	4,6	6,0	
2028	31.967	37.298	46.110		3,6	4,6	6,0	
2029	33.105	39.005	48.895		3,6	4,6	6,0	
2030	34.282	40.793	51.858		3,6	4,6	6,1	
2031	35.500	42.665	55.014		3,6	4,6	6,1	
2032	36.762	44.627	58.373		3,6	4,6	6,1	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 3,3%	⇒ 4,3%	↑ 5,7%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,6%	⇒ 4,6%	↑ 6,0%					

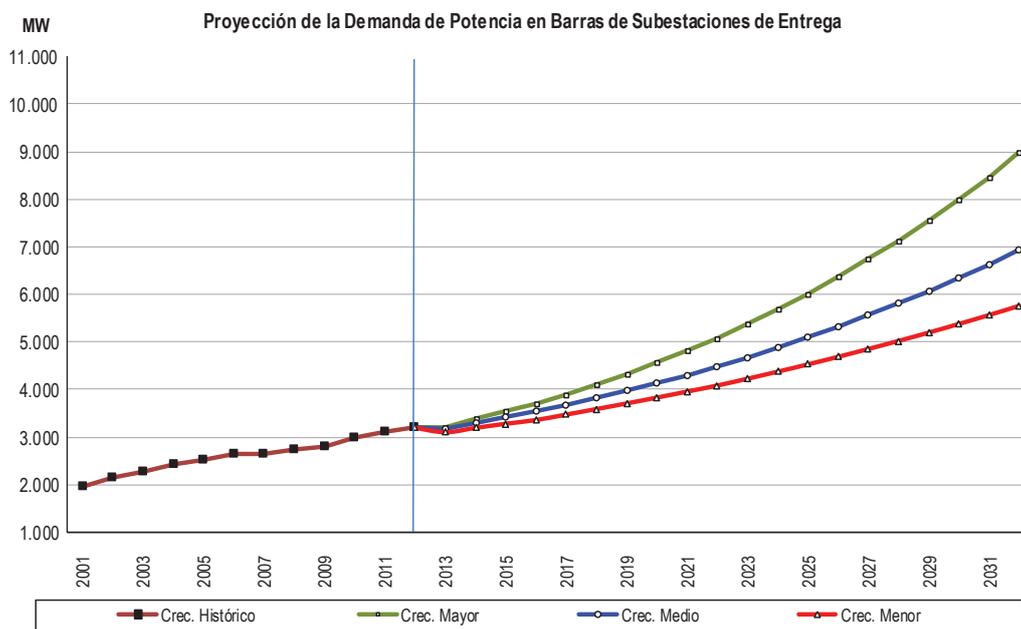
Proyección de la Demanda de Energía en Barras de Subestaciones de Entrega



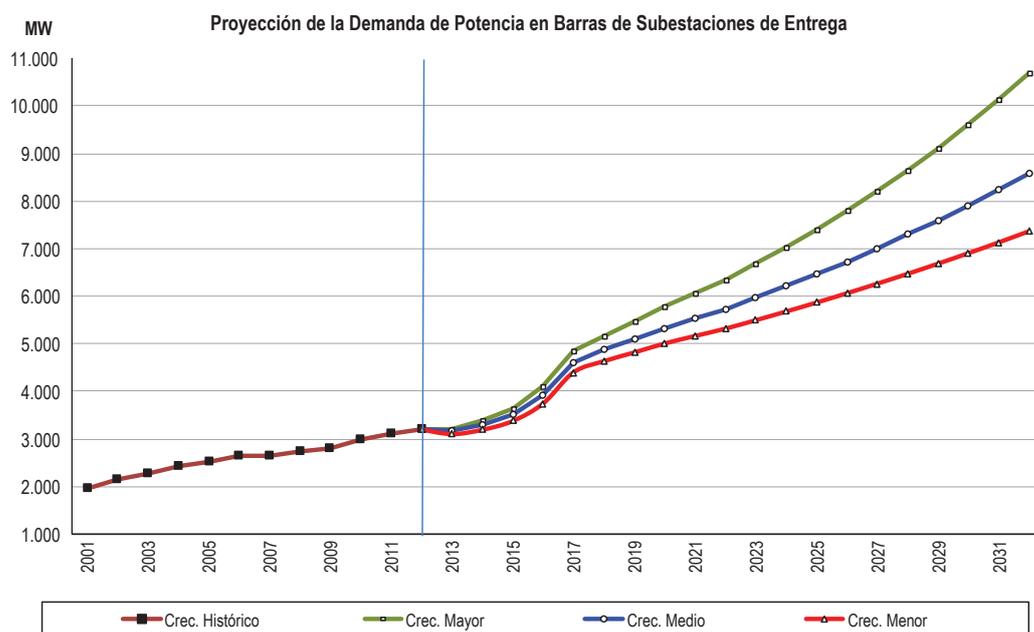
ANEXO E13								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 1								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013	3.113	3.197	3.231		-2,6	0,0	1,1	
2014	3.207	3.325	3.392		3,0	4,0	5,0	
2015	3.305	3.453	3.564		3,0	3,9	5,0	
2016	3.407	3.584	3.746		3,1	3,8	5,1	
2017	3.515	3.721	3.941		3,2	3,8	5,2	
2018	3.626	3.863	4.148		3,2	3,8	5,2	
2019	3.741	4.013	4.368		3,2	3,9	5,3	
2020	3.861	4.168	4.602		3,2	3,9	5,3	
2021	3.985	4.331	4.849		3,2	3,9	5,4	
2022	4.112	4.508	5.110		3,2	4,1	5,4	
2023	4.255	4.707	5.402		3,5	4,4	5,7	
2024	4.404	4.914	5.712		3,5	4,4	5,7	
2025	4.557	5.132	6.041		3,5	4,4	5,8	
2026	4.715	5.359	6.391		3,5	4,4	5,8	
2027	4.879	5.596	6.762		3,5	4,4	5,8	
2028	5.048	5.844	7.157		3,5	4,4	5,8	
2029	5.223	6.104	7.577		3,5	4,4	5,9	
2030	5.404	6.376	8.024		3,5	4,5	5,9	
2031	5.592	6.661	8.499		3,5	4,5	5,9	
2032	5.786	6.959	9.004		3,5	4,5	5,9	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 2,6%	→ 3,5%	↑ 4,8%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,5%	→ 4,4%	↑ 5,8%					



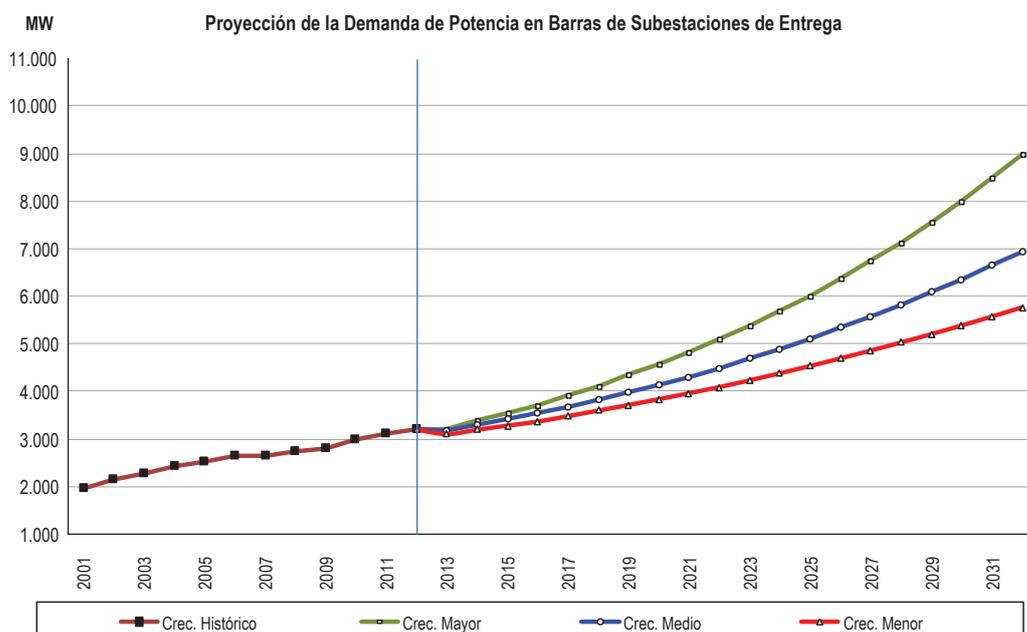
ANEXO E14								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 2								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013	3.101	3.185	3.219		-3,0	-0,4	0,7	
2014	3.193	3.310	3.378		3,0	3,9	4,9	
2015	3.279	3.427	3.538		2,7	3,5	4,7	
2016	3.358	3.534	3.697		2,4	3,1	4,5	
2017	3.472	3.678	3.898		3,4	4,1	5,5	
2018	3.588	3.826	4.111		3,4	4,0	5,5	
2019	3.707	3.978	4.333		3,3	4,0	5,4	
2020	3.829	4.136	4.569		3,3	4,0	5,4	
2021	3.955	4.301	4.820		3,3	4,0	5,5	
2022	4.083	4.479	5.081		3,2	4,1	5,4	
2023	4.226	4.677	5.373		3,5	4,4	5,7	
2024	4.374	4.885	5.682		3,5	4,4	5,8	
2025	4.527	5.101	6.011		3,5	4,4	5,8	
2026	4.686	5.330	6.362		3,5	4,5	5,8	
2027	4.851	5.568	6.735		3,5	4,5	5,9	
2028	5.020	5.817	7.130		3,5	4,5	5,9	
2029	5.196	6.077	7.550		3,5	4,5	5,9	
2030	5.377	6.349	7.997		3,5	4,5	5,9	
2031	5.564	6.634	8.472		3,5	4,5	5,9	
2032	5.758	6.932	8.978		3,5	4,5	6,0	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 2,5%	→ 3,4%	↑ 4,8%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,5%	→ 4,5%	↑ 5,9%					



ANEXO E15								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013	3.101	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	3.747	3.927	4.093		11,0	11,4	12,5	
2017	4.400	4.612	4.839		17,4	17,4	18,2	
2018	4.634	4.881	5.176		5,3	5,8	7,0	
2019	4.817	5.098	5.467		3,9	4,5	5,6	
2020	5.007	5.325	5.773		3,9	4,4	5,6	
2021	5.164	5.522	6.058		3,1	3,7	4,9	
2022	5.318	5.728	6.350		3,0	3,7	4,8	
2023	5.496	5.962	6.681		3,3	4,1	5,2	
2024	5.678	6.207	7.030		3,3	4,1	5,2	
2025	5.867	6.461	7.400		3,3	4,1	5,3	
2026	6.062	6.727	7.793		3,3	4,1	5,3	
2027	6.264	7.005	8.209		3,3	4,1	5,3	
2028	6.471	7.294	8.648		3,3	4,1	5,4	
2029	6.684	7.595	9.113		3,3	4,1	5,4	
2030	6.905	7.909	9.607		3,3	4,1	5,4	
2031	7.132	8.236	10.130		3,3	4,1	5,4	
2032	7.367	8.578	10.685		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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 5,3%	⇒ 6,1%	↑ 7,2%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,3%	⇒ 4,1%	↑ 5,3%					



ANEXO E16								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 4								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013	3.101	3.185	3.219		-3,0	-0,4	0,7	
2014	3.193	3.310	3.378		3,0	3,9	4,9	
2015	3.279	3.427	3.538		2,7	3,5	4,7	
2016	3.364	3.541	3.703		2,6	3,3	4,7	
2017	3.478	3.684	3.905		3,4	4,0	5,4	
2018	3.595	3.832	4.117		3,4	4,0	5,4	
2019	3.713	3.984	4.340		3,3	4,0	5,4	
2020	3.835	4.142	4.576		3,3	4,0	5,4	
2021	3.962	4.307	4.826		3,3	4,0	5,5	
2022	4.089	4.485	5.087		3,2	4,1	5,4	
2023	4.232	4.683	5.379		3,5	4,4	5,7	
2024	4.380	4.891	5.689		3,5	4,4	5,8	
2025	4.533	5.108	6.018		3,5	4,4	5,8	
2026	4.692	5.336	6.368		3,5	4,5	5,8	
2027	4.857	5.574	6.741		3,5	4,5	5,9	
2028	5.027	5.823	7.136		3,5	4,5	5,9	
2029	5.202	6.083	7.556		3,5	4,5	5,9	
2030	5.383	6.355	8.003		3,5	4,5	5,9	
2031	5.571	6.640	8.478		3,5	4,5	5,9	
2032	5.765	6.938	8.984		3,5	4,5	6,0	
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 la sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	↓ 2,5%	⇒ 3,5%	↑ 4,8%					
Crec. 2023-2032	↓ 3,5%	⇒ 4,5%	↑ 5,9%					



ANEXO E17										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MENOR H1										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.672	1.728	1.784	1.843	1.905	1.969	2.035	2.103	2.174	2.246
Feb	1.552	1.604	1.655	1.710	1.768	1.827	1.888	1.952	2.017	2.085
Mar	1.748	1.806	1.865	1.927	1.991	2.058	2.127	2.199	2.272	2.348
Abr	1.686	1.742	1.798	1.858	1.920	1.985	2.051	2.120	2.191	2.264
May	1.743	1.801	1.859	1.921	1.985	2.052	2.121	2.192	2.265	2.341
Jun	1.658	1.713	1.768	1.827	1.888	1.951	2.017	2.085	2.155	2.227
Jul	1.670	1.725	1.781	1.840	1.902	1.966	2.031	2.100	2.170	2.243
Ago	1.657	1.712	1.767	1.826	1.888	1.951	2.016	2.084	2.154	2.226
Sep	1.632	1.687	1.741	1.799	1.859	1.922	1.986	2.053	2.122	2.193
Oct	1.667	1.723	1.778	1.837	1.899	1.963	2.029	2.097	2.167	2.239
Nov	1.639	1.693	1.748	1.806	1.866	1.929	1.994	2.061	2.130	2.201
Dic	1.766	1.825	1.884	1.947	2.012	2.079	2.149	2.221	2.296	2.373
Energía (GWh)	20.089	20.758	21.428	22.141	22.884	23.650	24.444	25.265	26.114	26.985

ANEXO E18										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MENOR H2										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.670	1.733	1.915	2.091	2.185	2.256	2.337	2.408	2.484	2.556
Feb	1.549	1.608	1.777	1.940	2.027	2.093	2.168	2.235	2.305	2.372
Mar	1.745	1.812	2.002	2.186	2.284	2.358	2.442	2.517	2.596	2.672
Abr	1.683	1.747	1.931	2.108	2.202	2.274	2.355	2.428	2.504	2.577
May	1.740	1.806	1.996	2.179	2.277	2.351	2.435	2.510	2.588	2.664
Jun	1.655	1.718	1.898	2.072	2.165	2.236	2.316	2.387	2.462	2.534
Jul	1.667	1.730	1.912	2.087	2.181	2.252	2.333	2.404	2.480	2.552
Ago	1.654	1.717	1.898	2.072	2.165	2.235	2.315	2.386	2.461	2.533
Sep	1.630	1.692	1.869	2.041	2.132	2.202	2.281	2.351	2.424	2.495
Oct	1.664	1.728	1.909	2.084	2.178	2.249	2.329	2.401	2.476	2.548
Nov	1.636	1.698	1.876	2.049	2.141	2.210	2.289	2.360	2.433	2.504
Dic	1.763	1.831	2.023	2.208	2.307	2.383	2.468	2.544	2.623	2.700
Energía (GWh)	20.056	20.820	23.006	25.117	26.245	27.100	28.069	28.931	29.836	30.706

ANEXO E19										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MENOR H3										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.670	1.733	1.956	2.253	2.590	2.689	2.798	2.900	2.988	3.073
Feb	1.549	1.608	1.815	2.091	2.403	2.495	2.597	2.691	2.773	2.851
Mar	1.745	1.812	2.044	2.355	2.707	2.811	2.925	3.032	3.124	3.212
Abr	1.683	1.747	1.971	2.271	2.610	2.710	2.821	2.924	3.013	3.097
May	1.740	1.806	2.038	2.348	2.699	2.802	2.916	3.022	3.114	3.202
Jun	1.655	1.718	1.938	2.233	2.567	2.665	2.774	2.875	2.962	3.045
Jul	1.667	1.730	1.952	2.249	2.585	2.684	2.794	2.895	2.984	3.068
Ago	1.654	1.717	1.938	2.232	2.566	2.664	2.773	2.874	2.961	3.044
Sep	1.630	1.692	1.909	2.199	2.528	2.625	2.732	2.831	2.917	2.999
Oct	1.664	1.728	1.950	2.246	2.582	2.681	2.790	2.891	2.979	3.063
Nov	1.636	1.698	1.916	2.208	2.537	2.635	2.742	2.842	2.928	3.010
Dic	1.763	1.831	2.065	2.380	2.735	2.840	2.956	3.063	3.156	3.245
Energía (GWh)	20.056	20.820	23.492	27.066	31.108	32.300	33.618	34.840	35.901	36.910

ANEXO E20										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MENOR H4										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.670	1.734	1.920	2.176	2.437	2.508	2.589	2.660	2.736	2.808
Feb	1.549	1.609	1.782	2.019	2.261	2.327	2.402	2.469	2.539	2.606
Mar	1.745	1.812	2.007	2.275	2.547	2.622	2.706	2.781	2.860	2.935
Abr	1.683	1.748	1.936	2.194	2.456	2.528	2.609	2.682	2.758	2.831
May	1.740	1.807	2.001	2.268	2.540	2.614	2.698	2.772	2.851	2.926
Jun	1.655	1.719	1.903	2.157	2.415	2.486	2.566	2.637	2.711	2.783
Jul	1.667	1.731	1.917	2.172	2.433	2.504	2.584	2.656	2.731	2.803
Ago	1.654	1.718	1.903	2.156	2.415	2.485	2.565	2.636	2.711	2.782
Sep	1.630	1.692	1.874	2.124	2.379	2.448	2.527	2.597	2.670	2.741
Oct	1.664	1.729	1.914	2.169	2.429	2.500	2.581	2.652	2.727	2.799
Nov	1.636	1.699	1.881	2.132	2.388	2.457	2.536	2.606	2.680	2.751
Dic	1.763	1.831	2.028	2.298	2.574	2.649	2.734	2.810	2.889	2.966
Energía (GWh)	20.056	20.829	23.066	26.140	29.274	30.128	31.096	31.957	32.862	33.731



ANEXO E21										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MEDIO H1										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.720	1.795	1.869	1.945	2.024	2.106	2.191	2.281	2.374	2.476
Feb	1.597	1.666	1.734	1.805	1.878	1.954	2.034	2.116	2.203	2.297
Mar	1.798	1.877	1.953	2.033	2.115	2.201	2.291	2.384	2.481	2.588
Abr	1.734	1.810	1.884	1.961	2.040	2.123	2.209	2.299	2.393	2.496
May	1.793	1.871	1.948	2.027	2.109	2.194	2.284	2.377	2.474	2.580
Jun	1.705	1.780	1.852	1.928	2.006	2.087	2.172	2.261	2.353	2.454
Jul	1.718	1.792	1.866	1.942	2.020	2.102	2.188	2.277	2.370	2.472
Ago	1.705	1.779	1.852	1.927	2.005	2.086	2.171	2.260	2.352	2.453
Sep	1.679	1.752	1.824	1.898	1.975	2.055	2.139	2.226	2.317	2.416
Oct	1.715	1.790	1.863	1.939	2.018	2.099	2.185	2.274	2.366	2.468
Nov	1.686	1.759	1.831	1.906	1.983	2.063	2.147	2.235	2.326	2.426
Dic	1.817	1.896	1.974	2.054	2.137	2.224	2.314	2.409	2.507	2.615
Energía (GWh)	20.668	21.568	22.450	23.364	24.311	25.296	26.325	27.398	28.515	29.739

ANEXO E22										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MEDIO H2										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.718	1.801	2.000	2.193	2.303	2.393	2.493	2.586	2.683	2.785
Feb	1.594	1.671	1.856	2.035	2.138	2.221	2.314	2.400	2.490	2.585
Mar	1.796	1.882	2.091	2.292	2.408	2.501	2.606	2.703	2.805	2.912
Abr	1.732	1.815	2.016	2.210	2.322	2.412	2.513	2.607	2.705	2.808
May	1.790	1.876	2.084	2.285	2.401	2.494	2.598	2.695	2.797	2.903
Jun	1.703	1.785	1.982	2.173	2.283	2.372	2.471	2.563	2.660	2.761
Jul	1.715	1.798	1.997	2.189	2.300	2.389	2.489	2.581	2.679	2.781
Ago	1.702	1.784	1.982	2.173	2.282	2.371	2.470	2.562	2.659	2.760
Sep	1.677	1.758	1.952	2.140	2.248	2.336	2.433	2.524	2.619	2.719
Oct	1.712	1.795	1.994	2.186	2.296	2.386	2.485	2.578	2.675	2.777
Nov	1.683	1.764	1.960	2.148	2.257	2.345	2.443	2.534	2.629	2.729
Dic	1.814	1.902	2.112	2.316	2.433	2.527	2.633	2.731	2.834	2.942
Energía (GWh)	20.634	21.630	24.027	26.340	27.672	28.746	29.949	31.062	32.237	33.460

ANEXO E23										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MEDIO H3										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.718	1.801	2.041	2.355	2.709	2.826	2.956	3.078	3.189	3.303
Feb	1.594	1.671	1.894	2.185	2.514	2.623	2.743	2.857	2.960	3.065
Mar	1.796	1.882	2.133	2.462	2.832	2.955	3.090	3.218	3.334	3.453
Abr	1.732	1.815	2.057	2.374	2.731	2.849	2.980	3.103	3.215	3.329
May	1.790	1.876	2.127	2.454	2.823	2.946	3.080	3.208	3.324	3.442
Jun	1.703	1.785	2.023	2.334	2.685	2.801	2.930	3.051	3.161	3.274
Jul	1.715	1.798	2.037	2.351	2.705	2.822	2.951	3.073	3.184	3.297
Ago	1.702	1.784	2.022	2.333	2.684	2.801	2.929	3.050	3.160	3.273
Sep	1.677	1.758	1.992	2.299	2.644	2.759	2.885	3.005	3.113	3.224
Oct	1.712	1.795	2.034	2.348	2.701	2.818	2.947	3.069	3.180	3.293
Nov	1.683	1.764	1.999	2.307	2.654	2.769	2.896	3.016	3.125	3.236
Dic	1.814	1.902	2.155	2.487	2.861	2.985	3.122	3.252	3.369	3.488
Energía (GWh)	20.634	21.630	24.514	28.291	32.542	33.954	35.507	36.982	38.313	39.676

ANEXO E24										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MEDIO H4										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.718	1.801	2.005	2.278	2.556	2.645	2.745	2.838	2.935	3.037
Feb	1.594	1.672	1.861	2.114	2.372	2.454	2.547	2.633	2.724	2.818
Mar	1.796	1.883	2.096	2.381	2.671	2.765	2.869	2.966	3.068	3.175
Abr	1.732	1.816	2.021	2.296	2.576	2.666	2.767	2.861	2.959	3.062
May	1.790	1.877	2.090	2.374	2.663	2.756	2.861	2.957	3.059	3.165
Jun	1.703	1.785	1.987	2.258	2.533	2.622	2.721	2.813	2.909	3.010
Jul	1.715	1.798	2.002	2.274	2.551	2.641	2.741	2.833	2.931	3.032
Ago	1.702	1.785	1.987	2.257	2.532	2.621	2.720	2.812	2.909	3.009
Sep	1.677	1.758	1.957	2.223	2.494	2.582	2.679	2.770	2.865	2.964
Oct	1.712	1.796	1.999	2.271	2.548	2.637	2.737	2.829	2.926	3.028
Nov	1.683	1.765	1.965	2.232	2.504	2.592	2.690	2.780	2.876	2.976
Dic	1.814	1.903	2.118	2.406	2.699	2.794	2.899	2.997	3.100	3.208
Energía (GWh)	20.634	21.639	24.087	27.362	30.700	31.773	32.976	34.089	35.263	36.485



ANEXO E25										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MAYOR H1										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.740	1.834	1.932	2.038	2.151	2.270	2.397	2.531	2.674	2.825
Feb	1.615	1.702	1.793	1.892	1.996	2.107	2.224	2.349	2.482	2.621
Mar	1.819	1.917	2.020	2.131	2.248	2.373	2.506	2.646	2.795	2.953
Abr	1.754	1.849	1.948	2.055	2.168	2.289	2.416	2.552	2.696	2.848
May	1.813	1.912	2.014	2.124	2.242	2.366	2.498	2.638	2.787	2.944
Jun	1.724	1.818	1.915	2.020	2.132	2.250	2.376	2.509	2.651	2.800
Jul	1.737	1.831	1.929	2.035	2.147	2.267	2.393	2.527	2.670	2.820
Ago	1.724	1.818	1.915	2.020	2.131	2.250	2.375	2.508	2.650	2.799
Sep	1.698	1.790	1.886	1.990	2.100	2.216	2.340	2.471	2.610	2.757
Oct	1.735	1.829	1.927	2.032	2.144	2.263	2.390	2.524	2.666	2.816
Nov	1.705	1.797	1.893	1.997	2.107	2.224	2.349	2.480	2.620	2.768
Dic	1.838	1.937	2.041	2.153	2.272	2.398	2.532	2.674	2.824	2.984
Energía (GWh)	20.901	22.036	23.214	24.486	25.839	27.273	28.795	30.411	32.125	33.935

ANEXO E26										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MAYOR H2										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.737	1.839	2.064	2.286	2.431	2.557	2.699	2.836	2.984	3.134
Feb	1.612	1.707	1.915	2.121	2.256	2.373	2.504	2.632	2.769	2.909
Mar	1.816	1.923	2.157	2.390	2.541	2.673	2.821	2.965	3.119	3.277
Abr	1.751	1.854	2.080	2.304	2.450	2.578	2.720	2.859	3.008	3.160
May	1.810	1.917	2.151	2.382	2.533	2.665	2.812	2.956	3.110	3.267
Jun	1.722	1.823	2.045	2.266	2.409	2.535	2.675	2.811	2.958	3.107
Jul	1.734	1.836	2.060	2.282	2.427	2.553	2.694	2.832	2.979	3.129
Ago	1.721	1.823	2.045	2.265	2.408	2.534	2.674	2.811	2.957	3.106
Sep	1.696	1.796	2.014	2.231	2.373	2.496	2.634	2.769	2.913	3.059
Oct	1.732	1.834	2.057	2.279	2.423	2.550	2.690	2.828	2.975	3.125
Nov	1.702	1.802	2.022	2.240	2.382	2.506	2.644	2.779	2.924	3.071
Dic	1.835	1.943	2.180	2.414	2.567	2.701	2.850	2.996	3.152	3.311
Energía (GWh)	20.867	22.098	24.791	27.461	29.199	30.722	32.419	34.074	35.845	37.654

ANEXO E27										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MAYOR H3										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.737	1.839	2.104	2.449	2.837	2.992	3.162	3.330	3.491	3.653
Feb	1.612	1.707	1.953	2.272	2.632	2.776	2.935	3.091	3.240	3.390
Mar	1.816	1.923	2.200	2.560	2.965	3.127	3.306	3.481	3.649	3.819
Abr	1.751	1.854	2.121	2.468	2.860	3.016	3.188	3.357	3.519	3.683
May	1.810	1.917	2.193	2.552	2.956	3.118	3.296	3.471	3.638	3.807
Jun	1.722	1.823	2.086	2.427	2.812	2.965	3.134	3.301	3.460	3.621
Jul	1.734	1.836	2.101	2.445	2.832	2.987	3.157	3.325	3.485	3.647
Ago	1.721	1.823	2.085	2.426	2.811	2.964	3.133	3.300	3.459	3.620
Sep	1.696	1.796	2.054	2.390	2.769	2.920	3.087	3.251	3.408	3.566
Oct	1.732	1.834	2.098	2.441	2.828	2.983	3.153	3.320	3.480	3.642
Nov	1.702	1.802	2.062	2.399	2.779	2.931	3.098	3.263	3.421	3.580
Dic	1.835	1.943	2.223	2.586	2.996	3.160	3.340	3.518	3.687	3.859
Energía (GWh)	20.867	22.098	25.279	29.414	34.077	35.939	37.988	40.008	41.937	43.888

ANEXO E28										
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA										
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (GWh)										
ESCENARIO MAYOR H4										
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	1.737	1.840	2.069	2.371	2.683	2.809	2.951	3.088	3.236	3.386
Feb	1.612	1.708	1.920	2.200	2.490	2.607	2.738	2.866	3.003	3.142
Mar	1.816	1.924	2.163	2.479	2.804	2.937	3.084	3.228	3.382	3.540
Abr	1.751	1.855	2.085	2.390	2.704	2.832	2.974	3.113	3.262	3.414
May	1.810	1.918	2.156	2.471	2.796	2.928	3.075	3.219	3.372	3.529
Jun	1.722	1.824	2.050	2.350	2.659	2.785	2.925	3.061	3.207	3.356
Jul	1.734	1.837	2.065	2.367	2.678	2.805	2.946	3.083	3.230	3.381
Ago	1.721	1.823	2.050	2.349	2.658	2.784	2.924	3.060	3.206	3.355
Sep	1.696	1.796	2.019	2.314	2.619	2.742	2.880	3.015	3.158	3.305
Oct	1.732	1.835	2.062	2.364	2.675	2.801	2.942	3.079	3.226	3.376
Nov	1.702	1.803	2.027	2.323	2.629	2.753	2.891	3.026	3.170	3.318
Dic	1.835	1.944	2.185	2.504	2.834	2.967	3.116	3.262	3.418	3.577
Energía (GWh)	20.867	22.106	24.852	28.483	32.228	33.749	35.446	37.101	38.871	40.679



ANEXO E33

DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA

EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)

ESCENARIO MEDIO H1

MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	3.193	3.320	3.443	3.573	3.708	3.849	3.996	4.150	4.310	4.485
Feb	3.216	3.344	3.468	3.599	3.735	3.877	4.025	4.180	4.341	4.518
Mar	3.141	3.266	3.387	3.515	3.648	3.787	3.932	4.083	4.241	4.413
Abr	3.238	3.366	3.492	3.623	3.760	3.903	4.052	4.208	4.371	4.549
May	3.268	3.398	3.525	3.658	3.796	3.940	4.091	4.248	4.412	4.592
Jun	3.157	3.282	3.404	3.532	3.666	3.805	3.951	4.103	4.261	4.435
Jul	3.117	3.241	3.361	3.488	3.620	3.758	3.901	4.052	4.208	4.379
Ago	3.105	3.228	3.348	3.475	3.606	3.743	3.886	4.036	4.192	4.362
Sep	3.177	3.304	3.426	3.556	3.690	3.830	3.977	4.130	4.290	4.464
Oct	3.171	3.297	3.419	3.548	3.683	3.822	3.969	4.121	4.281	4.455
Nov	3.290	3.421	3.548	3.682	3.821	3.966	4.118	4.277	4.442	4.623
Dic	3.348	3.481	3.610	3.746	3.888	4.036	4.190	4.351	4.519	4.703
Potencia Máx.	3.348	3.481	3.610	3.746	3.888	4.036	4.190	4.351	4.519	4.703

ANEXO E34

DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA

EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)

ESCENARIO MEDIO H2

MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	3.180	3.312	3.733	3.909	4.098	4.268	4.422	4.581	4.748	4.924
Feb	3.203	3.336	3.760	3.937	4.128	4.299	4.454	4.614	4.783	4.959
Mar	3.129	3.259	3.673	3.846	4.032	4.199	4.351	4.507	4.672	4.844
Abr	3.225	3.359	3.786	3.964	4.156	4.328	4.485	4.645	4.815	4.993
May	3.256	3.391	3.822	4.002	4.195	4.369	4.527	4.689	4.861	5.040
Jun	3.144	3.275	3.691	3.865	4.052	4.220	4.372	4.529	4.695	4.868
Jul	3.105	3.234	3.645	3.816	4.001	4.167	4.318	4.472	4.636	4.807
Ago	3.093	3.221	3.631	3.802	3.986	4.151	4.301	4.455	4.618	4.788
Sep	3.165	3.296	3.715	3.890	4.079	4.247	4.401	4.558	4.726	4.900
Oct	3.158	3.289	3.708	3.882	4.070	4.239	4.392	4.549	4.716	4.890
Nov	3.277	3.413	3.848	4.029	4.224	4.398	4.568	4.721	4.894	5.074
Dic	3.334	3.473	3.915	4.099	4.297	4.475	4.637	4.803	4.979	5.163
Potencia Máx.	3.334	3.473	3.915	4.099	4.297	4.475	4.637	4.803	4.979	5.163

ANEXO E35

DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA

EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)

ESCENARIO MEDIO H3

MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	3.180	3.312	3.833	4.303	5.035	5.326	5.546	5.772	5.971	6.175
Feb	3.203	3.336	3.861	4.334	5.071	5.364	5.586	5.813	6.014	6.219
Mar	3.129	3.259	3.771	4.234	4.953	5.240	5.456	5.678	5.875	6.075
Abr	3.225	3.359	3.887	4.364	5.106	5.401	5.624	5.853	6.055	6.262
May	3.256	3.391	3.924	4.405	5.154	5.452	5.677	5.908	6.112	6.321
Jun	3.144	3.275	3.790	4.254	4.978	5.265	5.483	5.706	5.903	6.105
Jul	3.105	3.234	3.742	4.201	4.915	5.199	5.414	5.635	5.829	6.028
Ago	3.093	3.221	3.728	4.185	4.896	5.179	5.393	5.613	5.807	6.005
Sep	3.165	3.296	3.815	4.282	5.010	5.300	5.519	5.744	5.942	6.145
Oct	3.158	3.289	3.807	4.274	5.000	5.289	5.507	5.732	5.930	6.132
Nov	3.277	3.413	3.950	4.435	5.189	5.488	5.715	5.948	6.153	6.364
Dic	3.334	3.473	4.019	4.512	5.279	5.584	5.815	6.052	6.261	6.475
Potencia Máx.	3.334	3.473	4.019	4.512	5.279	5.584	5.815	6.052	6.261	6.475

ANEXO E36

DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA

EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)

ESCENARIO MEDIO H4

MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ene	3.180	3.319	3.746	4.255	4.471	4.640	4.794	4.953	5.120	5.296
Feb	3.203	3.343	3.773	4.286	4.503	4.674	4.829	4.988	5.157	5.334
Mar	3.129	3.265	3.686	4.186	4.398	4.565	4.717	4.873	5.038	5.210
Abr	3.225	3.365	3.799	4.315	4.534	4.706	4.862	5.022	5.192	5.370
May	3.256	3.397	3.835	4.356	4.577	4.750	4.908	5.070	5.242	5.421
Jun	3.144	3.281	3.704	4.207	4.420	4.588	4.740	4.896	5.062	5.236
Jul	3.105	3.240	3.657	4.154	4.365	4.530	4.681	4.835	4.999	5.170
Ago	3.093	3.228	3.643	4.138	4.348	4.513	4.663	4.816	4.980	5.150
Sep	3.165	3.303	3.728	4.234	4.449	4.618	4.771	4.929	5.096	5.270
Oct	3.158	3.296	3.720	4.226	4.440	4.608	4.762	4.919	5.085	5.259
Nov	3.277	3.420	3.861	4.385	4.607	4.782	4.941	5.104	5.277	5.457
Dic	3.334	3.480	3.928	4.461	4.688	4.865	5.027	5.193	5.369	5.553
Potencia Máx.	3.334	3.480	3.928	4.461	4.688	4.865	5.027	5.193	5.369	5.553



ANEXO E37											
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA											
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)											
ESCENARIO MAYOR H1											
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ene	3.226	3.387	3.553	3.734	3.927	4.132	4.350	4.581	4.825	5.083	
Feb	3.250	3.412	3.579	3.761	3.956	4.162	4.381	4.614	4.860	5.120	
Mar	3.174	3.333	3.496	3.674	3.864	4.065	4.279	4.507	4.748	5.001	
Abr	3.272	3.435	3.603	3.787	3.983	4.190	4.411	4.645	4.893	5.155	
May	3.303	3.468	3.637	3.823	4.021	4.230	4.453	4.689	4.940	5.204	
Jun	3.190	3.349	3.513	3.692	3.883	4.085	4.300	4.529	4.771	5.026	
Jul	3.150	3.307	3.469	3.646	3.834	4.034	4.247	4.472	4.711	4.963	
Ago	3.138	3.294	3.456	3.632	3.819	4.019	4.230	4.455	4.693	4.944	
Sep	3.211	3.371	3.536	3.716	3.909	4.112	4.329	4.559	4.802	5.059	
Oct	3.204	3.364	3.529	3.708	3.900	4.104	4.320	4.549	4.792	5.049	
Nov	3.325	3.491	3.662	3.848	4.047	4.259	4.483	4.721	4.973	5.239	
Dic	3.383	3.552	3.726	3.915	4.118	4.333	4.561	4.803	5.060	5.330	
Potencia Máx.	3.383	3.552	3.726	3.915	4.118	4.333	4.561	4.803	5.060	5.330	

ANEXO E38											
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA											
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)											
ESCENARIO MAYOR H2											
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ene	3.214	3.380	3.844	4.070	4.318	4.551	4.776	5.011	5.264	5.522	
Feb	3.237	3.404	3.871	4.100	4.349	4.584	4.810	5.047	5.302	5.562	
Mar	3.162	3.325	3.782	4.005	4.248	4.478	4.699	4.930	5.179	5.433	
Abr	3.259	3.427	3.898	4.128	4.379	4.615	4.843	5.082	5.338	5.600	
May	3.290	3.460	3.935	4.167	4.420	4.659	4.889	5.130	5.388	5.653	
Jun	3.177	3.341	3.800	4.024	4.269	4.500	4.722	4.955	5.204	5.459	
Jul	3.138	3.300	3.753	3.974	4.215	4.443	4.663	4.893	5.139	5.391	
Ago	3.126	3.287	3.738	3.958	4.199	4.426	4.645	4.874	5.119	5.370	
Sep	3.198	3.363	3.825	4.051	4.297	4.529	4.753	4.987	5.238	5.495	
Oct	3.192	3.356	3.817	4.042	4.288	4.520	4.743	4.977	5.228	5.484	
Nov	3.312	3.483	3.961	4.195	4.450	4.690	4.922	5.165	5.425	5.691	
Dic	3.370	3.544	4.030	4.268	4.527	4.772	5.008	5.255	5.519	5.790	
Potencia Máx.	3.370	3.544	4.030	4.268	4.527	4.772	5.008	5.255	5.519	5.790	

ANEXO E39											
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA											
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)											
ESCENARIO MAYOR H3											
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ene	3.214	3.380	3.945	4.468	5.260	5.619	5.912	6.218	6.504	6.793	
Feb	3.237	3.404	3.973	4.500	5.298	5.660	5.955	6.263	6.551	6.842	
Mar	3.162	3.325	3.881	4.396	5.175	5.529	5.817	6.117	6.399	6.684	
Abr	3.259	3.427	4.000	4.531	5.335	5.698	5.995	6.305	6.596	6.889	
May	3.290	3.460	4.038	4.574	5.385	5.753	6.052	6.365	6.658	6.954	
Jun	3.177	3.341	3.900	4.417	5.201	5.556	5.845	6.147	6.430	6.716	
Jul	3.138	3.300	3.851	4.362	5.136	5.486	5.772	6.070	6.350	6.632	
Ago	3.126	3.287	3.836	4.345	5.116	5.465	5.750	6.047	6.325	6.607	
Sep	3.198	3.363	3.926	4.446	5.235	5.592	5.884	6.188	6.473	6.761	
Oct	3.192	3.356	3.918	4.437	5.224	5.581	5.871	6.175	6.459	6.747	
Nov	3.312	3.483	4.065	4.604	5.421	5.791	6.093	6.408	6.703	7.001	
Dic	3.370	3.544	4.136	4.685	5.516	5.892	6.199	6.520	6.820	7.123	
Potencia Máx.	3.370	3.544	4.136	4.685	5.516	5.892	6.199	6.520	6.820	7.123	

ANEXO E40											
DEMANDA MENSUAL DE POTENCIA MÁXIMA											
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. (MW)											
ESCENARIO MAYOR H4											
MES	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ene	3.214	3.386	3.856	4.416	4.690	4.924	5.148	5.383	5.636	5.894	
Feb	3.237	3.411	3.884	4.448	4.724	4.959	5.185	5.422	5.676	5.936	
Mar	3.162	3.332	3.794	4.345	4.614	4.841	5.065	5.296	5.545	5.799	
Abr	3.259	3.434	3.911	4.478	4.756	4.993	5.221	5.459	5.715	5.977	
May	3.290	3.467	3.948	4.521	4.801	5.040	5.270	5.511	5.769	6.034	
Jun	3.177	3.348	3.813	4.366	4.637	4.868	5.090	5.322	5.572	5.827	
Jul	3.138	3.306	3.765	4.312	4.579	4.807	5.026	5.256	5.502	5.754	
Ago	3.126	3.293	3.750	4.295	4.561	4.788	5.007	5.235	5.481	5.732	
Sep	3.198	3.370	3.838	4.395	4.668	4.900	5.123	5.358	5.609	5.865	
Oct	3.192	3.363	3.830	4.386	4.658	4.890	5.113	5.346	5.597	5.853	
Nov	3.312	3.490	3.974	4.551	4.833	5.074	5.306	5.548	5.808	6.074	
Dic	3.370	3.551	4.043	4.631	4.918	5.163	5.398	5.645	5.909	6.180	
Potencia Máx.	3.370	3.551	4.043	4.631	4.918	5.163	5.398	5.645	5.909	6.180	



Colaboradores

Coordinación General:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Elaborado por:

Xavier Segura Guerrero, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

Revisores:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Ana Villacís Larco, CONELEC

Rodney Salgado Torres, CONELEC

Iván Velastegui Ramos, EEQ S.A.

Comisión de Revisión designada por Directorio del CONELEC:

Víctor Orejuela Luna, MEER

José Oscullo Lala, SENPLADES

Eduardo Cazco Castelli, CONELEC

Consolidación, Diseño y Diagramación

Investigación y Servicios en Mercados Energéticos

ENERESERCH Cía. Ltda.

Grafikos Creative Publicidad Cía. Ltda.

Impresión

Advantlogic Ecuador S.A.

Fotos Portada:



Panorámica Ciudad de Guayaquil
Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP



Cocina de Inducción



Proyecto Metro de Quito
Empresa Pública Metropolitana Metro de Quito



AGENCIA BABAHOYO

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

AGENCIA CUENCA

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

AGENCIA GUAYAQUIL

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

AGENCIA QUITO

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



Ministerio Coordinador
de **Sectores Estratégicos**



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable