

Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012



Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012

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



Presentación

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, LRSE, de 10 de octubre de 1996, señala que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, debe proveerse de las herramientas para ejercer sus funciones de planificación para el desarrollo del sector, proveer información y ejercer todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley. En el año 2009, se han producido algunos cambios en la normativa jurídica y operativa de la Institución, que inciden en la planificación y ejecución de las actividades que cumple el CONELEC dentro de la política del sector eléctrico del país, las que a continuación se mencionan:

1. *El Mandato Constituyente No. 15 expedido el 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, asigna al CONELEC, la responsabilidad de aprobar nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual debe establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.*

Además, en este mismo Mandato se establece que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado

Ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros, compra - venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación que existe entre esas empresas; para lo cual, éstas realizarán los ajustes contables necesarios que permitan el cumplimiento de las disposiciones del Mandato.

Debido a las disposiciones del citado Mandato, los valores indicados en este documento, a la fecha de su emisión, están sujetos al ajuste contable de las transacciones del Mercado Eléctrico, por lo que, en las Tablas estadísticas que los afecte, tienen el carácter de provisionales.

2. *A partir de marzo de 2009, se conformó La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, asociando como gerencias regionales a las Empresas Eléctricas: Esmeraldas S.A.; Regional Manabí S.A.; Santo Domingo S.A.; Regional Guayas - Los Ríos S.A.; Los Ríos C.A.; Milagro C.A.; Península de Santa Elena S.A.; El Oro S.A.; Bolívar S.A.; y, Regional Sucumbíos S.A.*



3. *En este mismo sentido, CELEC, a partir del 19 de enero de 2009, se conformó por las siguientes empresas: Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A.; Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A.; y, Empresa de Transmisión de Electricidad –TRANSELECTRIC S.A. - . Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A.*

A diciembre de 2010, CELEC EP estuvo conformada por siete unidades de negocio, tres de generación térmica, tres de generación hidráulica y una de transmisión.

4. *Con la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el 24 de julio de 2009, se dio paso a la creación de varias empresas que serán las que gestionen y desarrollen las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica, estas empresas son: HIDROPASTAZA EP, CELEC EP, COCASINCLAIR EP, HIDROLITORAL EP, HIDROTOAPI EP e HIDROEQUINOCCIO EP.*
5. *Mediante Decreto Ejecutivo No. 1786 publicado en el Registro Oficial No. 625, de 2 de julio de 2009, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil –CATEG - en sus secciones de generación*

y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil Eléctrica de Guayaquil, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas y desconcentradas, funcionando adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

A través del Decreto Ejecutivo No. 887 publicado en el Registro Oficial No. 548, de 4 de octubre de 2011, en ejercicio de las atribuciones que le confiere el numeral 5 del artículo 147 de la Constitución de la República del Ecuador, el numeral 1 del artículo 5 de la Ley de Empresas Públicas, créase la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP, como entidad de derecho público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal en la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas.

6. *Finalmente, el Mandato Constituyente No. 15 dispuso que, en virtud de los indicadores de gestión de algunas empresas de distribución, las siguientes sociedades anónimas: Empresa Eléctrica Quito S.A.; Empresa Eléctrica Regional del Sur; Empresa Eléctrica Regional Norte; Empresa Eléctrica Azogues; Empresa Eléctrica Regional Centro Sur; Empresa Eléctrica Ambato; Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi; y, Empresa Eléctrica Riobamba, mantengan su estado hasta que la normativa del sector eléctrico sea expedida conforme los principios constitucionales.*

MISIÓN, VISIÓN Y VALORES DEL CONELEC

Bajo el accionar estratégico del CONELEC, se trabajó en equipo para lograr la actualización del Plan Estratégico para el periodo de gestión 2013 - 2016; en el que se presentan los siguientes elementos orientadores: Misión, Visión y Valores.

 <h2>Misión</h2>	 <h2>Visión</h2>	 <h2>Valores</h2>
<p>“Regular, planificar y controlar los servicios públicos de suministro de energía eléctrica y de alumbrado público general, en beneficio de la ciudadanía ecuatoriana, promoviendo su prestación con alta calidad a precios justos y responsabilidad socio ambiental.”</p>	<p>“Ser reconocido por ser el mejor organismo de regulación y control de servicios públicos en el Ecuador”</p>	<p>Compromiso</p> <ul style="list-style-type: none">• Brindamos el mayor esfuerzo tanto individual como en equipo, para ir más allá de lo esperado y cumplir la misión y visión de nuestra Institución <p>Honestidad</p> <ul style="list-style-type: none">• Trabajamos con rectitud, cumplimos las normas, hacemos buen uso de los recursos y reconocemos nuestras debilidades <p>Transparencia</p> <ul style="list-style-type: none">• Toda la información de nuestra gestión está siempre a disposición de la ciudadanía y sin distorsionar la realidad <p>Responsabilidad</p> <ul style="list-style-type: none">• Analizamos nuestras decisiones, acciones y omisiones y, por supuesto, asumimos sus consecuencias

ÍNDICE

1. Introducción	1
1.1. Contenido	2
2. Principales Indicadores del Sector Eléctrico	5
2.1. Nacionales	7
2.1.1. <i>Territorio y cobertura</i>	7
2.1.2. <i>Indicadores macroeconómicos</i>	8
2.2. Indicadores Regionales	9
2.2.1. <i>Consumo final de energía Per Cápita</i>	10
2.2.2. <i>Intensidad energética</i>	11
2.2.3. <i>Capacidad instalada</i>	12
2.2.4. <i>Potencia hidráulica</i>	12
2.2.5. <i>Potencia turbo vapor</i>	14
2.2.6. <i>Potencia turbo gas</i>	16
2.2.7. <i>Potencia a diésel</i>	17
2.2.8. <i>Precios medios</i>	19
3. Resumen Multianual Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2003 - 2012	23
3.1. Evolución Histórica de los Principales Indicadores de Generación de Energía Eléctrica	25
3.2. Evolución Histórica de la Potencia Instalada, Periodo 2003-2012	27
3.3. Resumen del Balance de Energía Producida e Importada	30
3.4. Energía Producida por las Empresas Generadoras	33
3.5. Energía Producida por las Empresas Distribuidoras	39
3.6. Consumo de Combustible de las Empresas de Generación Eléctrica, Período 2003 - 2012	44
3.7. Evolución Histórica de la Energía Vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, Período 2003 - 2012	49
3.7.1. <i>Energía vendida por las empresas generadoras</i>	50
3.7.2. <i>Energía vendida por empresas distribuidoras con generación</i>	52
3.7.3. <i>Energía vendida por las empresas autogeneradoras</i>	54
3.7.4. <i>Energía importada</i>	56
3.7.5. <i>Energía exportada</i>	56

3.8. Evolución Histórica de los Valores Monetarios de la Energía Vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, Periodo 2003 - 2012	57
3.8.1 Valor de la energía vendida por tipo de empresa	57
3.8.2 Valor de la energía vendida por las empresas generadoras	58
3.8.3 Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación	59
3.8.4 Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	60
3.8.5 Valor de la energía importada	61
3.8.6 Valor de la energía exportada	61
3.9. Evolución Histórica de los Precios Medios de la Energía Vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, Periodo 2003 - 2012	61
3.9.1 Precio medio de la energía por tipo de mercado, cliente y empresa	61
3.9.2 Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	64
3.9.3 Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	65
3.9.4 Precio medio de la energía importada	66
3.9.5 Precio medio de la energía exportada	66
4. Evolución Histórica del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	67
4.1. Energía Recibida, Entregada y Pérdidas de Energía del SNT	69
4.2. Valores Facturados por la Empresa Transmisora	70
4.3. Líneas de Transmisión	70
4.4. Transformadores y Autotransformadores	71
5. Evolución Histórica de los Sistemas de Distribución, Periodo 2003 - 2012	73
5.1. Resumen de Transacciones de Compra de Energía por Tipo de Empresa	75
5.2. Transacciones de Compra de Energía de los Sistemas de Distribución	76
6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras	79
6.1. CNEL-Bolívar	90
6.2. CNEL-EI Oro	91
6.3. CNEL-Esmeraldas	93
6.4. CNEL-Guayas Los Ríos	94
6.5. CNEL-Los Ríos	96
6.6. CNEL-Manabí	97
6.7. CNEL-Milagro	99
6.8. CNEL-Santa Elena	100



6.9. CNEL-Santo Domingo	102
6.10. CNEL-Sucumbíos	103
6.11. Empresa Eléctrica Ambato	105
6.12. Empresa Eléctrica Azogues	106
6.13. Empresa Eléctrica Centrosur	108
6.14. Empresa Eléctrica Cotopaxi	109
6.15. Empresa Eléctrica Galápagos	110
6.16. Empresa Eléctrica Norte	112
6.17. Empresa Eléctrica Quito	114
6.18. Empresa Eléctrica Riobamba	115
6.19. Empresa Eléctrica Sur	117
6.20. Empresa Eléctrica Guayaquil	118
7. Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución	121
8. Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (MWh)	133
9. Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (USD)	139
10. Evolución Histórica de Precios Medios de Energía Facturada a Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución	145
11. Evolución Histórica del Número de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución	151
12. Evolución Histórica del Consumo Promedio de Energía Eléctrica de los Clientes Regulados	157
13. Situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Año 2012	165
13.1. Balance Nacional de Energía Eléctrica, Año 2012	167
13.2. Potencia Nominal y Efectiva de las Centrales de Generación a Nivel Nacional	169
13.3. Producción e Importación de Energía y Consumo de Combustibles	172
13.4. Transacciones Económicas por Venta de Energía	177
13.5. Sistema Nacional de Transmisión	179

14. Producción de Energía Eléctrica	181
14.1. Potencia y Producción de Energía	183
14.2. Generadoras	193
14.3. Distribuidoras con Generación	214
14.4. Empresas Autogeneradoras	223
15. Transporte de Energía Eléctrica	253
15.1. Características Técnicas del Sistema Nacional de Transmisión	255
15.2. Características Operativas del Sistema Nacional de Transmisión	260
15.3. Facturación de la Unidad de Negocios CELEC - TRANSELECTRIC	265
16. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, año 2012	269
16.1. Generalidades	271
16.2. Concesión de la Distribución de Energía Eléctrica	272
16.3. Características Físicas y Técnicas de las Empresas Eléctricas Distribuidoras	273
16.4. Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución	277
16.5. Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución	283
16.6. Balance de Energía en Sistemas de Distribución	286
16.7. Consumos Promedios	288
16.8. Clientes Finales de las Distribuidoras	289
16.9. Energía Facturada a Clientes Finales	291
16.10. Precio Medio a Clientes Finales	292
16.11. Facturación de Energía a Clientes Regulados de Empresas Eléctricas de Distribución	294
16.12. Facturación de Impuestos a Clientes Regulados de las Empresas de Distribución	313
16.13. Facturación de Impuestos a Clientes no Regulados de las Empresas de Distribución	315
16.14. Cliente no Regulado - Exportación	316
16.15. Cliente no Regulado - Gran Consumidor	316
16.16. Cliente no Regulado - Consumo Propio	317
Mapas	321
Mapas del Sector Eléctrico Ecuatoriano	323
Mapas de las Empresas de Distribución	345



ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. No. 1:	Consumo per cápita (kWh/hab), año 2011	10
FIG. No. 2:	Intensidad energética, año 2011	11
FIG. No. 3:	Potencia hidráulica instalada para servicio público per cápita, año 2011	14
FIG. No. 4:	Potencia turbo vapor instalada para servicio público per cápita, año 2011	16
FIG. No. 5:	Potencia turbo gas instalada para servicio público per cápita, año 2011	17
FIG. No. 6:	Potencia a diesel instalada para servicio público per cápita, año 2011	19
FIG. No. 7:	Precios medios de energía eléctrica para uso industrial, año 2011	20
FIG. No. 8:	Precios medios de energía eléctrica para uso residencial, año 2011	21
FIG. No. 9:	Precios medios de energía eléctrica para uso comercial servicio público, año 2011	22
FIG. No. 10:	Evolución de la demanda en el S.N.I. (GW), período 2003 - 2012	25
FIG. No. 11:	Balance de energía entregada para servicio público	29
FIG. No. 12:	Energía facturada a clientes finales	29
FIG. No. 13:	Evolución de las pérdidas de energía en distribución	30
FIG. No. 14:	Balance de energía producida e importada, período 2003 - 2012	31
FIG. No. 15:	Evolución de la producción de energía por las empresas generadoras	39
FIG. No. 16:	Evolución de la producción de energía por las empresas distribuidoras	44
FIG. No. 17:	Consumo de combustible en TEP	46
FIG. No. 18:	Consumo de combustible en TEP por tipo de empresa	49
FIG. No. 19:	Energía vendida por tipo de empresa	50
FIG. No. 20:	Valor de la energía vendida por tipo de empresa	57
FIG. No. 21:	Precio medio de la energía generada por tipo de cliente	63
FIG. No. 22:	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa	63
FIG. No. 23:	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	65
FIG. No. 24:	Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras con generación	66
FIG. No. 25:	Pérdidas de energía en el SNT	69
FIG. No. 26:	Transacciones de compra de energía por tipo de empresa	76
FIG. No. 27:	Compra de energía de las empresas distribuidoras	77
FIG. No. 28:	Transacciones de compra de energía y precios medios	82
FIG. No. 29:	Precio medio de compra de energía de CNEL	88
FIG. No. 30:	Precio medio de compra de energía de las Es.Es.	89
FIG. No. 31:	Precio medio y tipo de transacciones en compra de energía de la CNEL-Bolívar	91
FIG. No. 32:	Precio medio de compra de energía de CNEL-EI Oro	92
FIG. No. 33:	Precio medio de compra de energía de CNEL-Esmeraldas	94
FIG. No. 34:	Precio medio y tipo de transacciones en compra de energía de CNEL-Guayas-Los Ríos	95
FIG. No. 35:	Precio medio y tipo de transacciones en compra de energía de CNEL-Los Ríos	97
FIG. No. 36:	Precio medio y tipo de transacciones en compra de energía de CNEL-Manabí	98
FIG. No. 37:	Precio medio de compra de energía de CNEL-Milagro	100
FIG. No. 38:	Precio medio de en compra de energía de CNEL-Sta. Elena	101
FIG. No. 39:	Precio medio de compra de energía de CNEL-Sto. Domingo	103
FIG. No. 40:	Precio medio y tipo de transacciones en compra de energía de CNEL-Sucumbíos	104
FIG. No. 41:	Precio medio de compra de energía de E.E. Ambato	106
FIG. No. 42:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Azogues	107
FIG. No. 43:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Centro-Sur	109
FIG. No. 44:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Cotopaxi	110
FIG. No. 45:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Galápagos	112
FIG. No. 46:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Norte	113
FIG. No. 47:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Quito	115
FIG. No. 48:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Riobamba	116
FIG. No. 49:	Precio medio de compra de energía de la E.E. Sur	118
FIG. No. 50:	Precio medio de compra de energía de la E.E. de Guayaquil	119

FIG. No. 51:	<i>Energía disponible y pérdidas de energía en los sistemas de distribución, periodo 2003 - 2012</i>	125
FIG. No. 52:	<i>Pérdidas de energía en los sistemas de distribución, periodo 2003 - 2012</i>	127
FIG. No. 53:	<i>Variación porcentual de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución</i>	127
FIG. No. 54:	<i>Potencia nominal por sistema (MW)</i>	169
FIG. No. 55:	<i>Potencia efectiva por sistema (MW)</i>	169
FIG. No. 56:	<i>Potencia nominal por tipo de empresa (MW)</i>	170
FIG. No. 57:	<i>Potencia efectiva por tipo de empresa (MW)</i>	170
FIG. No. 58:	<i>Potencia efectiva por tipo de central (MW)</i>	170
FIG. No. 59:	<i>Producción de energía por tipo de central (GWh)</i>	172
FIG. No. 60:	<i>Producción bruta por tipo de energía (GWh)</i>	173
FIG. No. 61:	<i>Oferta total mensual de energía por tipo de empresa (GWh)</i>	174
FIG. No. 62:	<i>Oferta mensual de energía en el S.N.I. (%)</i>	175
FIG. No. 63:	<i>Energía bruta generada para servicio público y no público (GWh)</i>	176
FIG. No. 64:	<i>Consumo total de combustibles</i>	177
FIG. No. 65:	<i>Precio medio mensual de la energía por contratos y mercado ocasional</i>	179
FIG. No. 66:	<i>Precio medio mensual de la energía importada y exportada</i>	179
FIG. No. 67:	<i>Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras</i>	213
FIG. No. 68:	<i>Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras con generación</i>	223
FIG. No. 69:	<i>Precios medios de la energía vendida por las empresas autogeneradoras</i>	251
FIG. No. 70:	<i>Demanda máxima mensual y precio medio</i>	266
FIG. No. 71:	<i>Comparativo de pérdidas en los sistemas de distribución</i>	279
FIG. No. 72:	<i>Pérdidas de energía en los sistemas de distribución</i>	279
FIG. No. 73:	<i>Evolución de las pérdidas porcentuales totales</i>	280
FIG. No. 74:	<i>Energía disponible en los sistemas de distribución en GWh y %, año 2012</i>	280
FIG. No. 75:	<i>Ubicación geográfica de las pérdidas de energía, a diciembre de 2012</i>	281
FIG. No. 76:	<i>Pérdidas no técnicas de energía eléctrica en GWh y %, a diciembre de 2012</i>	283
FIG. No. 77:	<i>Compra de energía de las distribuidoras, por tipo de transacción en GWh y %</i>	283
FIG. No. 78:	<i>Compra de energía de las distribuidoras, por tipo de proveedor en GWh y %</i>	284
FIG. No. 79:	<i>Transacciones totales de compra y precio medio de energía por distribuidora</i>	285
FIG. No. 80:	<i>Participación de la energía disponible de los sistemas de distribución</i>	286
FIG. No. 81:	<i>Energía disponible en los sistemas de distribución en GWh y %</i>	288
FIG. No. 82:	<i>Composición de clientes finales por sector de consumo</i>	290
FIG. No. 83:	<i>Composición de facturación de energía eléctrica anual a clientes finales por sector de consumo (GWh)</i>	292
FIG. No. 84:	<i>Composición de facturación de energía eléctrica a clientes finales por sector de consumo (MUSD)</i>	292
FIG. No. 85:	<i>Facturación de energía y precio medio mensual a clientes finales en los sistemas de distribución</i>	293
FIG. No. 86:	<i>Precios medios en las distribuidoras (USD ¢/kWh)</i>	294
FIG. No. 87:	<i>Composición de clientes regulados por sector de consumo</i>	295
FIG. No. 88:	<i>Composición de la facturación de energía eléctrica (MWh)</i>	295
FIG. No. 89:	<i>Composición de la facturación de energía eléctrica (USD)</i>	296
FIG. No. 90:	<i>Número total de clientes regulados</i>	297
FIG. No. 91:	<i>Número de clientes regulados a diciembre de 2012, por empresa eléctrica distribuidora</i>	298
FIG. No. 92:	<i>Energía mensual facturada a clientes regulados (GWh)</i>	299
FIG. No. 93:	<i>Energía facturada a clientes regulados por distribuidora (GWh)</i>	300
FIG. No. 94:	<i>Valor total de energía facturada a clientes regulados por grupo de consumo (MUSD)</i>	301
FIG. No. 95:	<i>Valor total de energía facturada a clientes regulados por distribuidora (MUSD)</i>	302
FIG. No. 96:	<i>Precios medios mensuales de clientes regulados (USD ¢/kWh)</i>	303
FIG. No. 97:	<i>Precios medios por grupo de consumo de clientes regulados (USD ¢/kWh)</i>	304
FIG. No. 98:	<i>Precios medios a clientes regulados por distribuidora (USD ¢/kWh)</i>	305
FIG. No. 99:	<i>Recaudación mensual de valores facturados por las distribuidoras a clientes regulados</i>	313
FIG. No. 100:	<i>Impuestos facturados por las distribuidoras a clientes regulados (kUSD)</i>	314



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No. 1:	<i>Cobertura de servicio eléctrico a nivel provincial, año 2012</i>	8
TABLA No. 2:	<i>Principales indicadores macroeconómicos del Ecuador</i>	9
TABLA No. 3:	<i>Consumo final de energía per cápita (kWh/hab) 2002 - 2011</i>	10
TABLA No. 4:	<i>Intensidad energética, periodo 2002 - 2011</i>	11
TABLA No. 5:	<i>Potencia hidráulica instalada para servicio público, periodo 2002 - 2011</i>	12
TABLA No. 6:	<i>Potencia hidráulica instalada de autogeneradores, periodo 2002 - 2011</i>	13
TABLA No. 7:	<i>Potencia hidráulica instalada para servicio público per cápita, periodo 2002 - 2011</i>	13
TABLA No. 8:	<i>Potencia turbo vapor instalada para servicio público, periodo 2002 - 2011</i>	14
TABLA No. 9:	<i>Potencia turbo vapor instalada de autogeneradores, periodo 2002 - 2011</i>	15
TABLA No. 10:	<i>Potencia turbo vapor instalada para servicio público per cápita, periodo 2002 - 2011</i>	15
TABLA No. 11:	<i>Potencia turbo gas instalada para servicio público, periodo 2002 - 2011</i>	16
TABLA No. 12:	<i>Potencia turbo gas instalada para servicio público per cápita, periodo 2002-2011</i>	17
TABLA No. 13:	<i>Potencia a diesel instalada para servicio público, periodo 2002 - 2011</i>	18
TABLA No. 14:	<i>Potencia a diesel instalada de autogeneradores, periodo 2002 - 2011</i>	18
TABLA No. 15:	<i>Potencia a diesel instalada para servicio público per cápita, periodo 2002 - 2011</i>	18
TABLA No. 16:	<i>Precios medios de energía eléctrica para uso industrial (USD ¢/kWh), periodo 2002 - 2011</i>	19
TABLA No. 17:	<i>Precios medios de energía eléctrica para uso residencial 2002-2011 (USD ¢/kWh)</i>	20
TABLA No. 18:	<i>Precios medios de energía eléctrica para uso comercial servicio público (USD ¢/kWh), periodo 2002 - 2011</i>	21
TABLA No. 19:	<i>Producción e importación de energía eléctrica, periodo 2003-2012</i>	26
TABLA No. 20:	<i>Balance de energía para servicio público, periodo 2003-2012</i>	26
TABLA No. 21:	<i>Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa del sector eléctrico ecuatoriano</i>	27
TABLA No. 22:	<i>Potencia nominal por tipo de central del sector eléctrico ecuatoriano</i>	28
TABLA No. 23:	<i>Potencia efectiva por tipo de central del sector eléctrico ecuatoriano</i>	28
TABLA No. 24:	<i>Balance de energía producida e importada, periodo 2003 - 2012</i>	30
TABLA No. 25:	<i>Energía bruta producida por tipo de empresa (GWh), periodo 2003 - 2012</i>	32
TABLA No. 26:	<i>Balance total de energía producida por las empresas generadoras</i>	34
TABLA No. 27:	<i>Balance de energía producida por empresa generadora</i>	34
TABLA No. 28:	<i>Balance total de energía producida por las empresas distribuidoras con generación</i>	40
TABLA No. 29:	<i>Balance de energía producida por empresa distribuidora con generación</i>	41
TABLA No. 30:	<i>Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica</i>	44
TABLA No. 31:	<i>Unidades de conversión a toneladas equivalentes de petróleo (TEP)</i>	45
TABLA No. 32:	<i>Consumo de combustibles en TEP</i>	45
TABLA No. 33:	<i>Consumo de combustible por tipo de empresa</i>	47
TABLA No. 34:	<i>Consumo de combustible en TEP por tipo de empresa (TEP)</i>	48
TABLA No. 35:	<i>Energía vendida por tipo de empresa</i>	49
TABLA No. 36:	<i>Energía vendida por las empresas generadoras por tipo de cliente (GWh)</i>	50
TABLA No. 37:	<i>Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación por tipo de cliente (GWh)</i>	52
TABLA No. 38:	<i>Energía vendida por las empresas autogeneradoras por tipo de cliente (GWh)</i>	54
TABLA No. 39:	<i>Energía importada por tipo de cliente (GWh)</i>	56
TABLA No. 40:	<i>Energía exportada por tipo de cliente (GWh)</i>	57
TABLA No. 41:	<i>Valor de la energía vendida por empresa generadora</i>	58
TABLA No. 42:	<i>Valor de la energía vendida por distribuidora con generación</i>	59
TABLA No. 43:	<i>Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora</i>	60
TABLA No. 44:	<i>Valor de la energía importada</i>	61
TABLA No. 45:	<i>Valor de la energía exportada</i>	61
TABLA No. 46:	<i>Precio medio de la energía por tipo de cliente</i>	61
TABLA No. 47:	<i>Precio medio de la energía generada por tipo de empresa</i>	63



TABLA No. 48:	<i>Precio medio de la energía vendida por empresa generadora</i>	64
TABLA No. 49:	<i>Precio medio de la energía vendida por distribuidora con generación</i>	65
TABLA No. 50:	<i>Precio medio de la energía importada (USD)</i>	66
TABLA No. 51:	<i>Precio medio de la energía exportada (USD)</i>	66
TABLA No. 52:	<i>Energía recibida y entregada por CELEC EP - TRANSELECTRIC y pérdidas en el SNT</i>	69
TABLA No. 53:	<i>Valores facturados por CELEC EP - TRANSELECTRIC</i>	70
TABLA No. 54:	<i>Voltaje y longitud de las líneas de transmisión de CELEC EP - TRANSELECTRIC</i>	70
TABLA No. 55:	<i>Potencia de transformadores y autotransformadores</i>	71
TABLA No. 56:	<i>Transacciones de compra de energía por tipo de empresa</i>	75
TABLA No. 57:	<i>Variación anual y precio medio en transacciones de compra de energía</i>	77
TABLA No. 58:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía nacional</i>	81
TABLA No. 59:	<i>Variación anual compra de energía de CNEL (GWh)</i>	82
TABLA No. 60:	<i>Precios medios a clientes regulados a nivel nacional</i>	83
TABLA No. 61:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la CNEL</i>	87
TABLA No. 62:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de las Es.Es.</i>	89
TABLA No. 63:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la CNEL-Bolívar</i>	90
TABLA No. 64:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la CNEL-EI Oro</i>	92
TABLA No. 65:	<i>Variación anual de compra de energía de CNEL-Esmeraldas</i>	93
TABLA No. 66:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Guayas-Los Ríos</i>	95
TABLA No. 67:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Los Ríos</i>	96
TABLA No. 68:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Manabí</i>	98
TABLA No. 69:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Milagro</i>	99
TABLA No. 70:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Sta. Elena</i>	101
TABLA No. 71:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Sto. Domingo</i>	102
TABLA No. 72:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de CNEL-Sucumbíos</i>	104
TABLA No. 73:	<i>Precio medio y variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. Ambato</i>	105
TABLA No. 74:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía por la E.E. Azogues</i>	107
TABLA No. 75:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. Centro Sur</i>	108
TABLA No. 76:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. Cotopaxi</i>	110
TABLA No. 77:	<i>Variación anual en compra de energía de la E.E. Galápagos</i>	111
TABLA No. 78:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. Norte</i>	111
TABLA No. 79:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. Quito</i>	114
TABLA No. 80:	<i>Variación anual en transacciones de compra de E.E. Riobamba</i>	116
TABLA No. 81:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. Sur</i>	117
TABLA No. 82:	<i>Variación anual en transacciones de compra de energía de la E.E. de Guayaquil</i>	119
TABLA No. 83:	<i>Balance y pérdidas de energía del sistema de distribución, periodo 2003 - 2012</i>	124
TABLA No. 84:	<i>Variación de energía disponible, facturada a clientes regulados y no regulados, entregada a terceros y pérdidas de energía del sistema de distribución</i>	126
TABLA No. 85:	<i>Balance y pérdidas de energía del sistema de distribución</i>	126
TABLA No. 86:	<i>Balance y pérdidas de energía por sistema de distribución de CNEL</i>	128
TABLA No. 87:	<i>Balance y pérdidas de energía por sistema de distribución de las Es.Es.</i>	130
TABLA No. 88:	<i>Balance y pérdidas de energía nacional</i>	132
TABLA No. 89:	<i>Evolución de las pérdidas de energía en distribución por distribuidora</i>	132
TABLA No. 90:	<i>Energía facturada a clientes regulados por grupo de consumo CNEL (MWh)</i>	135
TABLA No. 91:	<i>Energía facturada a clientes regulados por grupo de consumo Es.Es. (MWh)</i>	137
TABLA No. 92:	<i>Energía facturada a clientes regulados por grupo de consumo CNEL (USD)</i>	141
TABLA No. 93:	<i>Energía facturada a clientes regulados por grupo de consumo Es.Es. (USD)</i>	143
TABLA No. 94:	<i>Precio medio de energía por grupo de consumo CNEL (USD ¢/kWh)</i>	147
TABLA No. 95:	<i>Precio medio de energía por grupo de consumo Es.Es. (USD ¢/kWh)</i>	149
TABLA No. 96:	<i>Número de clientes regulados por grupo de consumo CNEL</i>	153



Índice

TABLA No. 97:	<i>Número de clientes regulados por grupo de consumo Es.Es.</i>	155
TABLA No. 98:	<i>Consumo promedio de energía de clientes regulados por grupo de consumo CNEL (kWh/cliente/año)</i>	159
TABLA No. 99:	<i>Consumo promedio por grupo de consumo Es.Es. (kWh/cliente)</i>	161
TABLA No. 100:	<i>Número de luminarias por empresas distribuidoras</i>	164
TABLA No. 101:	<i>Balance nacional de energía del sistema eléctrico ecuatoriano</i>	167
TABLA No. 102:	<i>Potencia de las interconexiones eléctricas</i>	169
TABLA No. 103:	<i>Potencia por tipo de energía y tipo de central</i>	171
TABLA No. 104:	<i>Potencia por tipo de servicio y tipo de empresa</i>	171
TABLA No. 105:	<i>Producción de energía por sistema, tipo de empresa y tipo de central</i>	172
TABLA No. 106:	<i>Producción bruta por tipo de energía y de central</i>	173
TABLA No. 107:	<i>Oferta total mensual de energía por tipo de empresa y tipo de central (GWh)</i>	174
TABLA No. 108:	<i>Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa</i>	175
TABLA No. 109:	<i>Consumo de combustibles por tipo de empresa</i>	176
TABLA No. 110:	<i>Consumo total de combustibles en TEP</i>	176
TABLA No. 111:	<i>Precio medio de la energía por tipo de transacción</i>	178
TABLA No. 112:	<i>Precio medio de la energía por tipo de transacción y tipo de empresa</i>	178
TABLA No. 113:	<i>Potencia nominal y efectiva de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano</i>	183
TABLA No. 114:	<i>Potencia nominal y efectiva de los agentes del sector eléctrico ecuatoriano por tipo de servicio</i>	186
TABLA No. 115:	<i>Energía bruta y entregada para servicio público y no público por los agentes del sector eléctrico</i>	187
TABLA No. 116:	<i>Energía bruta para servicio público y no público por tipo de central</i>	189
TABLA No. 117:	<i>Energía entregada para servicio público y no público por tipo de central</i>	191
TABLA No. 118:	<i>Potencia nominal y efectiva de las generadoras por tipo de central</i>	193
TABLA No. 119:	<i>Características de las subestaciones de las generadoras</i>	196
TABLA No. 120:	<i>Características de los transformadores de las generadoras</i>	197
TABLA No. 121:	<i>Características de las líneas de transmisión de las generadoras</i>	199
TABLA No. 122:	<i>Energía bruta y factor de planta de las generadoras</i>	200
TABLA No. 123:	<i>Consumo de combustible de las generadoras</i>	205
TABLA No. 124:	<i>Precio medio de la energía vendida por las generadoras</i>	208
TABLA No. 125:	<i>Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras</i>	214
TABLA No. 126:	<i>Potencia nominal y efectiva de las distribuidoras con generación por tipo de central</i>	215
TABLA No. 127:	<i>Factor de planta de las distribuidoras con generación</i>	217
TABLA No. 128:	<i>Consumo de combustible de las distribuidoras con generación</i>	221
TABLA No. 129:	<i>Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras con generación</i>	222
TABLA No. 130:	<i>Potencia nominal y efectiva de las empresas autogeneradoras por tipo de central</i>	224
TABLA No. 131:	<i>Características de las subestaciones de las empresas autogeneradoras</i>	227
TABLA No. 132:	<i>Características de las líneas de transmisión de las empresas autogeneradoras</i>	229
TABLA No. 133:	<i>Factor de planta de las empresas autogeneradoras</i>	230
TABLA No. 134:	<i>Consumo de combustible de las empresas autogeneradoras</i>	245
TABLA No. 135:	<i>Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras</i>	250
TABLA No. 136:	<i>Subestaciones de la transmisora</i>	256
TABLA No. 137:	<i>Transformadores y autotransformadores de la transmisora</i>	257
TABLA No. 138:	<i>Líneas de transmisión del SNT</i>	258
TABLA No. 139:	<i>Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT</i>	261
TABLA No. 140:	<i>Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT</i>	264
TABLA No. 141:	<i>Pérdida de energía en el SNT</i>	265
TABLA No. 142:	<i>Demanda máxima (MW) de agentes y valores facturados (kUSD)</i>	266
TABLA No. 143:	<i>Áreas de concesión de las empresas eléctricas distribuidoras</i>	273
TABLA No. 144:	<i>Características principales de las empresas eléctricas distribuidoras</i>	274
TABLA No. 145:	<i>Redes de medio voltaje de las empresas eléctricas distribuidoras</i>	276

TABLA No. 146: Personal de las empresas distribuidoras	277
TABLA No. 147: Comparativo de pérdidas	278
TABLA No. 148: Desglose de energía disponible, pérdidas y desvíos respecto de la meta SIGOB en los sistemas de distribución, diciembre de 2012	281
TABLA No. 149: Compra de energía de las distribuidoras	284
TABLA No. 150: Venta de energía por excedentes	286
TABLA No. 151: Balance de energía en sistemas de distribución	287
TABLA No. 152: Consumos promedios por grupo de consumo (kWh/cliente)	288
TABLA No. 153: Clientes regulados y no regulados de las distribuidoras a diciembre de 2012	289
TABLA No. 154: Crecimiento de clientes finales y energía de las distribuidoras	291
TABLA No. 155: Energía facturada a clientes finales en el sistema de distribución	293
TABLA No. 156: Número total de clientes regulados	296
TABLA No. 157: Número de clientes regulados por empresa eléctrica distribuidora	297
TABLA No. 158: Energía mensual facturada a clientes regulados (GWh)	298
TABLA No. 159: Energía mensual facturada a clientes regulados por distribuidora (GWh)	299
TABLA No. 160: Valor total de energía facturada a clientes regulados por grupo de consumo (MUSD)	300
TABLA No. 161: Valor total de energía facturada a clientes regulados por distribuidora (MUSD)	301
TABLA No. 162: Precios medios nacionales de clientes regulados (USD ¢/kWh)	302
TABLA No. 163: Precios medios mensuales de clientes regulados (USD ¢/kWh)	303
TABLA No. 164: Precios medios mensuales a clientes regulados por distribuidora (USD ¢/kWh)	304
TABLA No. 165: Facturación y recaudación mensual a clientes regulados por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL)	306
TABLA No. 166: Facturación y recaudación mensual a clientes regulados por las empresas eléctricas distribuidoras	308
TABLA No. 167: Facturación y recaudación total mensual a clientes regulados a nivel nacional	311
TABLA No. 168: Recaudación mensual de valores facturados a clientes regulados (MUSD)	312
TABLA No. 169: Impuestos facturados por las distribuidoras a clientes regulados	313
TABLA No. 170: Energía facturada en GWh y USD, impuestos y precio medio de clientes regulados por grupo de consumo	314
TABLA No. 171: Valor total facturado por distribuidora a clientes no regulados	315
TABLA No. 172: Valor total facturado por distribuidora a clientes no regulados	316
TABLA No. 173: Facturación a los grandes consumidores	317
TABLA No. 174: Facturación de impuestos y peajes de consumos propios	318



GLOSARIO DE TÉRMINOS

En esta sección se definen los términos técnicos empleados de acuerdo al uso que se les ha dado en los diferentes capítulos de este documento:

Abonado	Persona natural o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica de la empresa eléctrica distribuidora en cuya área de concesión está ubicada, y cuyo abastecimiento de energía eléctrica está sujeto a las regulaciones y tarifas establecidas en la ley y reglamentos correspondientes. Se clasifica en: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.
Acometida	Ramal de la instalación eléctrica que conecta la red de distribución de la empresa y la caja general de protección. Una acometida eléctrica, está conformada por los siguientes componentes: punto de alimentación; conductores; ductos; tablero general de acometidas; interruptor general; armario de medidores.
Agente	Persona natural o jurídica dedicada a las actividades de: generación, distribución o transmisión; o grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.
Alimentadores Primarios	Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.
Alto Voltaje	Nivel de voltaje superior a 40 kV, y asociado con la transmisión y subtransmisión de energía eléctrica.
Autoconsumo	Se refiere a la energía producida y consumida por las empresas autogeneradoras o consumos propios, sin necesidad de utilizar los sistemas de transmisión y distribución.
Bajo Voltaje	Instalaciones y equipos del sistema de la distribuidora que operan a voltajes inferiores a los 600 voltios.
Barra de Mercado	Barra eléctrica de una subestación (punto específico) asignado por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio de la energía.
Carga Instalada	Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en el interior de una instalación. Esta carga instalada la describe el consumidor en su solicitud para el servicio de suministro de electricidad.
Cargos o Costos Fijos	Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente de la cantidad de producción.
Cargos o Costos Variables	Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la cantidad de producción.
Central Hidroeléctrica de Embalse	Aquellas centrales hidroeléctricas donde el objeto preferente de las presas de embalse es el almacenamiento de agua para regular el caudal del río, siendo de efecto secundario la elevación del nivel del agua para producir salto.
Central Hidroeléctrica de Pasada	Aquellas centrales hidroeléctricas cuyas presas están dispuestas preferentemente, para elevar el nivel del agua, contribuyendo a crear el salto y siendo efecto secundario el almacenamiento del agua cuando lo requieran las necesidades de consumo.
Central o Planta	Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.



Central Térmica	<p>Instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel - oil o gas en una caldera diseñada al efecto. El funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es semejante. El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la central, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta última genera el vapor a partir del agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. El vapor hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando un nuevo ciclo.</p>
Cliente Regulado	<p>Es aquel cuya facturación por el suministro de energía eléctrica se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por el CONELEC.</p>
Cliente No Regulado	<p>Es aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe.</p>
Clientes Finales	<p>Suma de los clientes regulados y los no regulados.</p>
Cogeneración	<p>Es la producción conjunta en una o varias etapas de energía mecánica (eléctrica si se coloca un generador) y térmica.</p>
Consumo Propio	<p>Es la demanda de potencia y energía de la instalación o instalaciones de una persona jurídica que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en una empresa autogeneradora. Las instalaciones o empresas que bajo la categoría de consumo propio sean servidas por la empresa autogeneradora podrán estar físicamente separadas de la central generadora.</p>
Combustible: Fuel Oil	<p>El fuel oil es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre 30% y 50% de esta sustancia.</p> <p>Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono, y su color es negro. El fuel oil se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos.</p>
Combustible: Diésel	<p>Hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m³, compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores.</p>
Combustible: Nafta	<p>Líquido incoloro, volátil, más ligero que el agua y muy combustible que se utiliza como disolvente industrial: la nafta es una fracción ligera del petróleo natural obtenida en la destilación de la gasolina como una parte de ésta.</p>
Combustible: Gas Natural	<p>El gas natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón.</p>
Combustible: GLP	<p>El petróleo licuado o gas LP, es uno de los combustibles alternativos comúnmente utilizados, por su eficiencia y versatilidad. Hay dos tipos de gases que se pueden almacenar en forma líquida con una moderada presurización: el butano y el propano.</p> <p>Propano - Es particularmente útil como un combustible portable porque su punto de ebullición es de - 42 grados centígrados. Esto significa que a temperaturas muy bajas, se vaporizará tan pronto como sea liberado del contenedor presurizado. El resultado es un combustible de quemado limpio que no requiere mucho equipamiento para vaporizarlo y mezclarlo con el aire.</p> <p>Butano - Su punto de ebullición es aproximadamente de - 0.6 °C, lo cual significa que no se vaporizará en temperaturas muy frías. Esta es la razón de que el butano tenga usuarios más limitados y se mezcle con el propano en lugar de usarse por sí mismo.</p>



Combustible: Crudo	El petróleo es una mezcla en la que coexisten en fases sólida, líquida y gas, compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono e hidrógeno y pequeñas proporciones de heterocompuestos con presencia de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales, ocurriendo en forma natural en depósitos de roca sedimentaria. Su color varía entre ámbar y negro. La palabra petróleo significa aceite de piedra.
Combustible: Bagazo de Caña	El bagazo de caña es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustible derivados de petróleo. Se utiliza como combustible en los ingenios azucareros. Su rendimiento es bajo debido a la utilización de tecnologías de combustión tradicionales.
Combustible: Residuo	Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo.
Coordinador	Persona designada por el agente para recopilar la información y remitirla al CONELEC, en los formularios diseñados para el efecto.
Contratos de Concesión	Es el acto jurídico por el cual el CONELEC a nombre del Estado, conviene con una persona natural o jurídica, la delegación de facultades que incluyen los derechos y obligaciones para ejercer actividades de generación y para la prestación del servicio público de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y en el cual se precisan los términos, condiciones y alcances de la facultad delegada.
Contratos Regulados	Contratos suscritos por las generadoras o autogeneradoras con todas las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.
Corriente Monofásica	Se denomina corriente monofásica a la que se obtiene de tomar una fase de la corriente trifásica y un cable neutro; en nuestro medio, este tipo de corriente facilita una tensión de 110/120 voltios, lo que la hace apropiada para que puedan funcionar adecuadamente la mayoría de electrodomésticos y luminarias que hay en las viviendas.
Corriente Trifásica	Se denomina corriente trifásica al conjunto de tres corrientes alternas de igual frecuencia, amplitud y valor eficaz que presentan una diferencia de fase entre ellas de 120° , y están dadas en un orden determinado. Cada una de las corrientes que forman el sistema se designa con el nombre de fase. La generación trifásica de energía eléctrica es más común que la monofásica y proporciona un uso más eficiente de los conductores. La utilización de electricidad en forma trifásica es mayoritaria para transportar y distribuir energía eléctrica y para su utilización industrial, incluyendo el accionamiento de motores. Las corrientes trifásicas se generan mediante alternadores dotados de tres bobinas o grupos de bobinas, arrolladas en un sistema de tres electroimanes equidistantes angularmente entre sí.
Demanda	Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido.
Empresa Autogeneradora	Generadora independiente de electricidad que produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados.
Empresa Distribuidora	Persona jurídica titular de una concesión o que por mandato expreso de la ley asume la obligación de prestar el servicio público de energía eléctrica a los clientes finales, dentro de su área de concesión o de servicio.
Empresa Generadora	Persona jurídica titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo y que entrega su producción total o parcialmente en uno o varios puntos, en el Sistema Nacional de Transmisión, en un sistema aislado de transporte o en una red de distribución.

Transmisor	Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación del voltaje vinculado a dicho servicio de transmisión, desde el punto de entrega por una generadora o una autogeneradora, hasta el punto de recepción por una distribuidora o un gran consumidor. Actualmente es una Unidad Estratégica de Negocios de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC.
Energía Bruta	Es la energía total producida por una unidad de generación.
Energía Facturada	Es la energía facturada por las empresas eléctricas a sus clientes regulados, la unidad de medida es el kWh.
Energía No Renovable	Es un término genérico referido a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y que, una vez consumidas, no pueden regenerarse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable, o la producción desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo.
Energía Neta	Es igual a la energía bruta menos el consumo de auxiliares de unidades de generación.
Energía Generada Para Servicio No Público	Es la energía eléctrica que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades.
Energía Entregada para Servicio No Público	Es la energía puesta a disposición de las propias necesidades de las autogeneradoras, sin considerar los consumos internos de generación.
Energía Renovable	Se denomina así a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.
Energía Hidráulica	Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.
Energía Eólica	Es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento.
Energía Generada para Servicio Público	Es la energía bruta necesaria para abastecer a los clientes finales.
Energía Entregada para Servicio Público	Es la energía puesta a disposición de los clientes finales a través de los distintos sistemas de distribución.
Energía Térmica	Se denomina energía térmica a la energía liberada en forma de calor. Puede ser obtenida de la naturaleza o del sol, mediante una reacción exotérmica, como la combustión de algún combustible; por una reacción nuclear de fisión o de fusión; mediante energía eléctrica por efecto Joule o por efecto termoeléctrico; o por rozamiento, como residuo de otros procesos mecánicos o químicos. Asimismo, es posible aprovechar energía de la naturaleza que se encuentra en forma de energía térmica, como la energía geotérmica o la energía solar fotovoltaica.
Energía Solar	Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, y de la cual se obtiene calor y electricidad. El calor se adquiere mediante colectores térmicos, y la electricidad a través de paneles fotovoltaicos.

Factor de Carga	<p>Es la relación entre la energía disponible en un periodo de tiempo (Ed) y la demanda máxima (Dm) multiplicada por las horas totales de ese periodo (horas). Este resultado se multiplica por cien para expresarlo en porcentaje:</p> $F_c = [E_d(\text{kWh}) / (D_m(\text{kW}) * \text{horas})] * 100$
Factor de Planta	<p>Es la relación entre la energía total producida por una unidad o central de generación en un periodo de tiempo (Ep) y la potencia efectiva promedio (Pe) multiplicada por las horas totales de ese periodo (horas). Este resultado se multiplica por cien para expresarlo en porcentaje:</p> $F_p = [E_p(\text{kWh}) / (P_e(\text{kW}) * \text{horas})] * 100$
Generación Hidroeléctrica	Es aquella que utiliza el agua como recurso primario, para producir electricidad.
Generación Termoeléctrica	Es aquella que utiliza combustible, para producir electricidad.
Gran Consumidor	Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo son definidas por el CONELEC, a través de la respectiva regulación y que previa calificación de este organismo, le facultan para acordar libremente con una generadora o distribuidora, el suministro y precio de la energía eléctrica, para consumo propio.
Interconexión Internacional	La barra donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y/o exportación entre dos países.
Institución Descentralizada	Una institución descentralizada es un ente al que la administración central le transfirió parte de su competencia. En consecuencia, tiene personería jurídica (diferente del ente centralizado) y tiene órganos propios que expresan su voluntad. En teoría los entes descentralizados facilitan la administración y la relación entre los particulares administrados y el Estado.
Institución Desconcentrada	Es aquel ente de la administración pública que tiene determinadas facultades de decisión limitada, que manejan su autonomía y presupuesto, pero sin que deje de existir su nexo de jerarquía.
Línea de Transmisión	Es la línea que forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, opera a un voltaje superior a 90 kV, se extiende entre dos subestaciones adyacentes y consiste en un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos).
Luminarias de Mercurio	Es una luminaria que cuenta con una lámpara de vapor de mercurio a baja presión y que es utilizada normalmente para la iluminación doméstica e industrial
Luminarias de Sodio	Las lámparas de vapor de sodio son una de las fuentes de iluminación más eficientes, ya que generan mayor cantidad de lúmenes por vatio. El color de la luz que producen es amarilla brillante. Se divide en dos tipos: 1. - Vapor de sodio a baja presión (SBP): la lámpara genera más lúmenes por vatio del mercado, y por esto es la más utilizada en las lámparas solares; la desventaja de ésta es que la reproducción de los colores es muy pobre. 2. - Vapor de sodio a alta presión (SAP): la lámpara de este tipo es una de las más utilizadas en el alumbrado público ya que tiene un alto rendimiento y la reproducción de los colores se mejora considerablemente aunque no al nivel que pueda iluminar anuncios espectaculares o algo que requiera excelente reproducción cromática
Medio Voltaje	Instalaciones y equipos del sistema de distribución, que operan a voltajes entre 600 voltios y 40 kV.
Peaje de Distribución	Según el Art. 21 del Reglamento de Tarifas, los peajes de distribución tendrán un cargo por potencia que corresponde al costo del Valor Agregado de Distribución (VAD) hasta el punto de entrega y la compensación por las pérdidas técnicas asociadas. Se establecerán peajes de distribución para alta, media tensión y, de ser el caso, baja tensión.

Peaje de Transmisión	Es un valor que se reconoce a la transmisora por el hecho de conducir la energía eléctrica desde el punto de generación hasta la subestación de recepción.
Pérdidas Técnicas	Son aquellas producidas debido al efecto Joule por la circulación de corriente en las redes eléctricas.
Pérdidas No Técnicas	Son aquellas constituidas por la energía efectivamente suministrada pero no medida, o bien no registrada comercialmente como tal (fraude, robo o hurto de energía, errores de facturación, errores de lectura de mediciones, entre otros.)
Pliego Tarifario	Comprende el conjunto de: tarifas al cliente final, tarifas de transmisión, peajes de distribución, tarifas de alumbrado público y las fórmulas de reajustes correspondientes, que se cobran por la prestación del servicio público de energía eléctrica.
Potencia	Es la cantidad de trabajo efectuado por unidad de tiempo.
Potencia Eléctrica	Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado ($p = dW / dt$). La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el Vatio. Cuando una corriente eléctrica fluye en un circuito, puede transferir energía al hacer un trabajo mecánico o termodinámico. Los dispositivos convierten la energía eléctrica de muchas maneras útiles, como calor, luz, movimiento (motor eléctrico), sonido (altavoz) o procesos químicos. La electricidad se puede producir mecánicamente por la generación de energía eléctrica, o químicamente, o por la transformación de la luz en las células fotoeléctricas, también se puede almacenar químicamente en baterías
Potencia Efectiva	Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.
Potencia Instalada o Nominal	Potencia especificada en la placa de la unidad generadora.
Potencia Disponible	Potencia efectiva del generador que está operable y puede estar o no considerada en el despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado.
Precio Medio	Cociente entre el valor facturado en USD y la energía facturada en kWh.
Régimen Tarifario	Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio público de energía eléctrica en aquellas actividades sujetas a regulación.
Servicios de Mercado	Corresponden a los rubros que son facturados en el mercado ocasional para cubrir los costos de operación y corresponden a Cargos por energía recibida para Auxiliares de Generación, Generación Forzada, Reconocimiento de Combustibles, Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reservas Primarias y Secundarias de Frecuencia, Energía Reactiva, Interconexión, Rentas de Congestión y Reconocimiento a la generación No Convencional.
Sistema de Distribución	Conjunto de instalaciones para la distribución de energía, conformado por líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía eléctrica en una determinada región.
Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)	Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica.
Sistema No Incorporado (No Inc.)	Aquel Sistema Eléctrico que no está conectado al Sistema Nacional Interconectado.



Subestación	Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conductores y barras, transformadores y otros equipos auxiliares, cuyas funciones son las de transmitir y/o distribuir energía eléctrica y la de transformar con la finalidad de reducir el voltaje para la utilización en la distribución primaria o para interconexión de subestaciones a un nivel más bajo de voltaje.
Subestación de Seccionamiento	Las subestaciones son elementos del sistema eléctrico de potencia que permiten la maniobra o interconexión con otras partes del sistema (seccionamiento).
Subestación de Distribución	Las subestaciones de distribución son aquellas que transforman la energía eléctrica para bajar el voltaje de 46 kV o 138 kV que es el voltaje de las líneas de transmisión, a 26 kV o 6 kV que es el voltaje de las líneas de distribución. Además de distribuir la energía a áreas de abastecimiento específicas.
Tensión:	Alta Tensión (Alto Voltaje). - Se emplea para transportar energía a grandes distancias, desde las centrales generadoras hasta las subestaciones de transformación. Su transportación se efectúa utilizando gruesos cables que cuelgan de grandes aisladores sujetos a torres metálicas. Las altas tensiones son aquellas que superan los 40 kV (kilovoltios).
Alta	Media Tensión (Medio Voltaje). - Son tensiones entre 0,6 kV y 40 kV. Se emplea para transportar tensiones medias desde las subestaciones hasta las subestaciones o bancos de transformadores de baja tensión, a partir de los cuales se suministra la corriente eléctrica a las ciudades. Los cables de media tensión pueden ir colgados en torres metálicas, soportados en postes de madera o cemento, o encontrarse enterrados, como ocurre en algunas ciudades.
Media	
Baja	Baja Tensión (Bajo Voltaje). - Tensiones inferiores a 0,60 kV que se reducen todavía más para que se puedan emplearse en la industria, el alumbrado público y el hogar. Las tensiones más utilizadas en la industria son 220, 380 y 440 V de corriente alterna y en los hogares entre 110 y 120 V.
Transacción	En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se conoce como transacción a cualquier intercambio comercial entre agentes del mercado, producto de la compra y venta de energía eléctrica.
Transformador	Es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo (transformador ideal, esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.
Transmisión	Es el transporte de energía eléctrica por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión, que no tienen cargas intermedias.
Unidad Generadora	Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario, acoplado a un generador eléctrico.
Voltaje (Tensión)	El voltaje, tensión o diferencia de potencial, es la presión que ejerce una fuente de suministro de energía eléctrica o fuerza electromotriz (FEM) sobre las cargas eléctricas o electrones en un circuito eléctrico cerrado para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica. A mayor diferencia de potencial o presión que ejerza una fuente de FEM sobre las cargas eléctricas o electrones contenidos en un conductor, mayor será el voltaje o tensión existente en el circuito al que corresponda ese conductor.
Voltaje en Barras	Es la determinación de voltajes en las barras de una red eléctrica.

GLOSARIO DE SIGLAS

En esta sección se define el significado de las siglas empleadas en este documento, así como también se presentan algunas equivalencias de magnitudes eléctricas:

CAN	Comunidad Andina de Naciones. - Es una comunidad de cuatro países que tienen un objetivo común: alcanzar un desarrollo integral, más equilibrado y autónomo, mediante la integración andina, sudamericana y latinoamericana. El proceso andino de integración se inició con la suscripción del Acuerdo de Cartagena el 26 de mayo de 1969. Está constituida por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, además de los órganos e instituciones del Sistema Andino de Integración (SAI). Antes de 1996, era conocida como el Pacto Andino o Grupo Andino.
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador, conformada por la fusión de las ex empresas generadoras Electroguayas, Hidroagoyán, Hidropaute, Termoesmeraldas y Termopichincha y la Transmisora Transelectric.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía. - Corporación civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad, creada a partir de la unión de las ex empresas distribuidoras: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayas - Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Sta. Elena, Sto. Domingo y Sucumbíos.
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad. - Organismo de desarrollo público encargado de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.
EMAAP - Q	Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito. - Es una entidad con personería jurídica administrativa, operativa y financiera, que se rige por la ley de régimen municipal, su ordenanza de constitución y demás disposiciones legales y reglamentarias.
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal. - Regulado a través del Art. 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en el que se identifican los recursos con los que cuenta este Fondo, la planificación y manejo de los proyectos, la coordinación interinstitucional y el sistema de administración de estos recursos.
Gal	Galón, unidad en la que se expresa el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica como Fuel Oil, Nafta, Diésel 2, Crudo, Residuo y LPG.
GWh	Gigavatio hora (GWh) es una medida de energía eléctrica equivalente a la potencia suministrada por un gigavatio en una hora. Giga es el prefijo métrico utilizado para mil millones, en esta caso se trataría de mil millones de vatios o de 1.000.000 kilovatios suministrados en una hora. El GWh se utiliza para medir consumos de grandes países, o conglomerados industriales de carácter multinacional y que sean grandes consumidores de energía eléctrica. También se utiliza para conocer el índice de producción de energía eléctrica de un país, aunque para estos casos también se utiliza el concepto de gigavatio año que equivale a la energía suministrada durante un año.
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. Holding estatal Colombiano que cotiza en la bolsa. Se dedica al transporte de electricidad. Posee una red de transmisión de alta tensión de más de 38.000 km. de circuitos desplazados en Colombia, Perú, Bolivia, Brasil e interconexiones entre Colombia y Venezuela, Colombia y Ecuador y Ecuador y Perú. Su participación en el mercado asciende al 80% en Colombia, 77% en Perú, 35% en Bolivia y 17% en Brasil.
kUSD	Miles de dólares de los Estados Unidos de América



kV	kV significa mil voltios. El sector eléctrico ecuatoriano dispone de los siguientes voltajes: en alta tensión, 230; 138; 69 y 46 kV.; en media tensión los voltajes disponibles son 34,50; 22,86; 22,00; 13,80; 13,20; 6,30 y 4,16 kV.
kWh/u	Medida de rendimiento, expresa la cantidad de kilovatios - hora (kWh) que se pueden generar a partir de las diferentes unidades de medida de consumo de combustible: galones (gal), miles de pies cúbicos (mpc), Toneladas métricas (Ton), etc.
GLP	Gas Licuado de Petróleo. (Ver concepto en “Glosario de Términos”).
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico. - Contiene las normas referidas a la estructura del sector eléctrico y de su funcionamiento, relacionadas con Generación, Distribución, Mercado Eléctrico Mayorista, Transmisión, Ambiental, Grandes Consumidores, Transacciones Internacionales, Tarifas. Está vigente desde el 10 de octubre de 1996. Registro Oficial Suplemento N° 43.
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía. - Es la organización política de cooperación y de apoyo técnico, mediante el cual sus Estados Miembros realizan esfuerzos comunes para la integración energética regional y subregional.
MCI	Motor de Combustión Interna. - Es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión, la parte principal de un motor
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. - Este Ministerio se crea mediante Decreto Ejecutivo 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial N° 132 de 23 de julio de 2007, con la misión fundamental de formular la política nacional del sector eléctrico y la gestión de proyectos.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista. - Es el mercado integrado por generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencias eléctricas.
mpc	Miles de pies cúbicos, unidad en la que se expresa el consumo de gas natural.
MVA	Unidad de potencia aparente expresada en Mega voltamperios , VA x 10 ⁶ , se utiliza para expresar la capacidad de las máquinas eléctricas en especial de los transformadores y subestaciones.
MVARh	Megavares hora. Unidad de energía reactiva expresada en Megavares hora, VARh x 10 ⁶ .
MWh	Megavatios hora. Unidad de medida de la energía eléctrica, es decir la potencia que se ha consumido o se ha generado en un determinado tiempo, Wh x 10 ⁶ .
MUSD	Millones de dólares de los Estados Unidos de América.
REP	Red de Energía del Perú S.A. Empresa dedicada a la generación y distribución de energía eléctrica, servicio que brinda a las empresas de generación, distribución y a clientes libres. Además de servicio de operación de instalaciones de transmisión de energía eléctrica y servicios de mantenimiento electromecánico.



SIEE	Sistema de Información Económica Energética. - Publicación anual que presenta información histórica nacional, regional y mundial añadida de oferta y demanda de los 26 países de América Latina y el Caribe. Realizado en base a información oficial obtenida de los Ministerios de Energía de los Países Miembros de OLADE.
SISDAT	Sistematización de Datos del Sector Eléctrico. - Sistema que permite centralizar toda la información del sector eléctrico requerida por el CONELEC por parte de los agentes, para que pueda ser utilizada y analizada por entidades, agentes y público en general.
S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado. - Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo.
S.N.T.	Sistema Nacional de Transmisión. - Es el sistema de transmisión de energía eléctrica o medio de conexión entre los consumidores y los centros de generación, el cual permite el intercambio de energía entre ellos a todo el territorio nacional y que es administrado por la Unidad de Negocio CELEC - Transelectric.
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo, es el equivalente que se consumiría en toneladas de petróleo para generar energía en lugar del combustible normalmente utilizado, o de la misma energía.
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad. - Las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE - son un esquema comercial que opera desde marzo de 2003 entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, gracias a los enlaces internacionales y los acuerdos regulatorios que han permitido optimizar los recursos energéticos para beneficio mutuo.
Ton	Tonelada, unidad en la que se expresa el consumo de Bagazo de Caña para la generación de energía eléctrica.
V	V, Voltio, es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor. Su nombre recuerda al Físico Italiano Alessandro Volta.
VA	Voltamperios. - El voltamperio es la unidad de la potencia aparente de una corriente eléctrica. Este valor se utiliza principalmente para determinar la capacidad de los equipos y cables alimentadores a una carga eléctrica, aunque en el caso de los cables puede bastar el valor de la intensidad de la corriente.
WATT (W)	El vatio o watt (símbolo W, unidad que recibe su nombre de James Watt por sus contribuciones al desarrollo de la máquina de vapor), es la unidad de potencia eléctrica del Sistema Internacional de Unidades. Es el equivalente a 1 julio sobre segundo (1 J/s) y es una de las unidades derivadas. Expresado en unidades utilizadas en electricidad, el vatio es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (1 VA). La potencia eléctrica de los aparatos eléctricos se expresa en vatios, si son de poca potencia, pero si son de mediana o gran potencia se expresa en kilovatios (kW) que equivale a 1000 vatios. Un kW equivale a 1,35984 CV (caballos de vapor).

NORMAS JURÍDICAS

A continuación se presenta un resumen de las normas jurídicas que se mencionan en este documento, con una síntesis del contenido relacionado con el sector eléctrico y la fecha de su vigencia:

NORMATIVA	CONTENIDO	VIGENCIA
Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Contiene las normas relacionadas con la estructura del sector eléctrico, su funcionamiento y el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Norma la actividad de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución; el Mercado Eléctrico Mayorista, convenios, mercados, tarifas y la preservación ambiental.	Registro Oficial, Suplemento No. 43 de 10 de octubre 1996
Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	Establece normas y procedimientos generales para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, en la actividad de generación y en la prestación de los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, necesarios para satisfacer la demanda nacional, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.	Registro Oficial No. 401 de 21 de noviembre de 2006
Mandato Constituyente No. 15	Reforma la estructura operativa del sector eléctrico del país, para que el Estado tenga capacidad regulatoria y atribuciones respecto al servicio de energía eléctrica.	Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008
Ley Orgánica de Defensa del Consumidor	Contiene disposiciones de defensa al consumidor para los servicios públicos domiciliarios.	Registro Oficial, Suplemento No. 116 de 10 de julio de 2000
Codificación del Reglamento de Tarifas	Establece las normas y los procedimientos que se emplearán para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.	Registro Oficial No. 598 de 17 de junio de 2002
Decisión 757 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN)	Funcionamiento de la interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina.	Periodo Ciento Siete de Sesiones Ordinarias de la Comisión 22 de agosto de 2011 Lima - Perú
Decreto Ejecutivo No. 1786	Convierte la "Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil" en Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil, en organismo de la Función Ejecutiva del Estado que conforma la Administración Pública Central, actúa de modo desconcentrado.	Registro Oficial No. 625 de 2 de julio de 2009

Regulación No. CONELEC 001/09	Establece los parámetros regulatorios específicos para la participación del autoproducer, en adelante autogenerador con cogeneración, dentro del sector eléctrico.	Vigente desde: 12 de febrero de 2009
Regulación No. CONELEC 013/08	El objetivo de esta Regulación es aplicar las disposiciones establecidas en el Mandato Constituyente No. 15 y complementar la Regulación No. CONELEC 006/08, especialmente en los temas relacionados con generación, distribución, mercado eléctrico mayorista, transmisión.	Vigente desde: 27 de noviembre de 2008
Regulación No. CONELEC 012/08	Establece los procedimientos que deben emplear las empresas eléctricas distribuidoras para atender los reclamos de los consumidores del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica.	Vigente desde: 23 de octubre de 2008
Regulación No. CONELEC 006/08	Establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.	Vigente desde: 12 de agosto de 2008
Regulación No. CONELEC 001/02	Regula la participación de las autogeneradoras, con sus excedentes de generación en el mercado eléctrico mayorista.	Vigente desde: 6 de marzo de 2002
Regulación No. CONELEC 001/06	Establece los requisitos para ser considerado como Gran Consumidor, y el procedimiento para su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC - .	Vigente desde: 18 de enero de 2006
Regulación No. CONELEC 007/00	Proporciona una base metodológica, normativa, a lo definido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	Vigente desde: 9 de agosto de 2000



1

Introducción



1. Introducción

La información es un recurso esencial en la era del conocimiento, el manejo y uso de la misma, se ha convertido en la actualidad en una actividad estratégica para el éxito de las organizaciones y constituye un factor clave para la planificación y toma de decisiones.

El celo con que se guardaba la información hace algunos años está prácticamente terminando gracias a la nueva mentalidad y cultura de las organizaciones; sin embargo, compartir la información, todavía es un gran reto.

Por tal razón, es necesario definir nuevas estructuras que incrementen la eficiencia en el flujo de la disponibilidad y uso de información a todo nivel, a fin de garantizar adecuadas articulaciones de procesos internos y externos, en un entorno directamente afectado por el avance de las nuevas tecnologías de la información.

En este sentido el Consejo Nacional de Electricidad en cumplimiento de las funciones y facultades encomendadas en la LRSE, ha venido procesando gran cantidad de información proporcionada por los agentes del Sector Eléctrico Ecuatoriano, relativa a datos operativos y técnicos de la infraestructura así como transacciones desde 1999. Esta estadística ha sido presentada a inversionistas, organismos de gobierno, universidades, organismos internacionales y varios sectores interesados, a través de documentos impresos (folletos, boletines, mapas, reportes e informes), y medios digitales (CD, portal web y Geoportal).

Para el correcto desarrollo del procesamiento de datos, este Consejo ha implementado dos herramientas informáticas:

1. SISDAT, Sistematización de Datos del Sector Eléctrico.

2. SIG - CONELEC, Sistema de Información Geográfica.

Estos sistemas han permitido automatizar el manejo, procesamiento y publicación de la información que generan los agentes y entidades relacionadas en forma textual y gráfica; la cual se encuentra a disposición de los interesados a través de la Intranet e Internet en nuestra página web: www.conelec.gob.ec, en las secciones de Estadística y Geoportal.

En el presente documento se analiza la realidad del sector eléctrico, y la situación en la que se encuentra a través del establecimiento de varios indicadores.¹

¹ La presente información está en permanente estudio, por lo cual puede estar sujeta a cambios.



1.1. Contenido

Luego de consolidar y procesar los datos e información estadística entregada al CONELEC por los coordinadores de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano, por medio del sistema informático SISDAT, se muestra de manera global el comportamiento de los principales indicadores nacionales y regionales, con lo cual será posible realizar análisis comparativo de las variables relevantes del sector eléctrico.

El presente capítulo está conformado por dieciséis secciones:

En la **Sección Uno**, se presenta la introducción y el contenido del documento.

En la **Sección Dos**, se presenta información referente a los indicadores estadísticos del sector eléctrico ecuatoriano a nivel nacional, así como la situación en la que se encuentra Ecuador a nivel regional.

En la **Sección Tres**, se presenta un extracto general con toda la información proporcionada por los agentes del sector en el periodo 2003 al 2012.

La evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión, presentada en la **Sección Cuatro**, se desarrolla en función de varios parámetros, entre los cuales se consideran: la energía recibida, entregada y pérdidas del S.N.T., los valores facturados por la empresa transmisora, las líneas de transmisión, los transformadores y autotransformadores de CELEC EP - TRANSELECTRIC.

En la **Sección Cinco**, se detalla la evolución histórica de los sistemas de distribución en el periodo 2003 - 2012, se considera las transacciones de compra de energía por tipo de empresa y las transacciones de compra de energía de empresas distribuidoras.

La **Sección Seis**, precio medio y variación anual de las transacciones de compra de energía, analiza el precio medio de compra del kWh y sus variaciones durante el periodo 2003 - 2012 para cada una de las empresas distribuidoras, tanto las que pertenecen a la CNEL como a las Es.Es.

La **Sección Siete**, Evolución histórica de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, analiza la disponibilidad y venta de la energía en los sistemas de distribución en el periodo 2003 - 2012, es decir, aquella energía que se recibió de una u otra manera en estos sistemas para ser entregada a los consumidores finales.

La evolución histórica del consumo de energía de clientes regulados en los sistemas de distribución en MWh, presentada en la **Sección Ocho**, se desarrolla en función del consumo de energía por grupo de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

En la **Sección Nueve**, se detalla la evolución histórica del consumo de energía de clientes regulados en los sistemas de distribución en USD, considera el consumo de energía por grupo de consumo.

La **Sección Diez**, evolución histórica de precios medios de energía facturada a clientes regulados en los sistemas de distribución, analiza los precios medios en USD ϕ /kWh y sus variaciones durante el periodo 2003 - 2012 para cada una de las empresas distribuidoras, tanto las que pertenecen a la CNEL como a las Es.Es.

La evolución histórica del número de clientes regulados en los sistemas de distribución, presentada en la **Sección**



Once, se desarrolla en función de los clientes por grupo de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

En la **Sección Doce**, se detalla la evolución histórica del consumo promedio de energía eléctrica de los clientes regulados en los sistemas de distribución en kWh/cliente, y sus variaciones durante el periodo 2003 - 2012 para cada una de las empresas distribuidoras.

La **Sección Trece**, estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012, muestra índices relacionados con el balance nacional de energía, la potencia nominal y efectiva de las centrales de generación a nivel nacional, así como la producción e importación de energía y consumo de combustibles, transacciones económicas por venta de energía, presenta además información enviada por la Unidad Estratégica de Negocio CELEC EP - TRANSELECTRIC referente a las características técnicas y el comportamiento operativo de sus subestaciones, transformadores y líneas de transmisión.

La **Sección Catorce**, producción de energía, se refiere a las empresas que producen y/o entregan energía eléctrica, clasificadas como: generadoras, distribuidoras con generación, autogeneradoras e interconexión. Se muestran índices relacionados con la potencia instalada y efectiva de cada una, así como de su producción de energía eléctrica, consumo de combustibles, factor de planta, precios medios de la energía vendida, además se incluyen datos técnicos de la infraestructura eléctrica de éstas (subestaciones, transformadores, líneas de transmisión).

En la **Sección Quince**, se presenta un análisis en función de varios parámetros, entre los cuales se consideran: las características técnicas y operativas del Sistema Nacional de Transmisión, así como la facturación de la Unidad de Negocio CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica 2012, presentados en la **Sección Dieciséis**, muestran cómo se repartió el consumo de energía, empezando por la ubicación, la disponibilidad de personal de cada una de las distribuidoras del país, la energía comprada y su tipo de transacción, la facturación al cliente final ya sea regulado y/o no regulado, las pérdidas de energía, cobertura eléctrica y datos técnicos de subestaciones, líneas de sub-transmisión, transformadores de potencia, alimentadores primarios, transformadores de distribución, luminarias, medidores y acometidas.

2

Principales Indicadores del Sector Eléctrico



Principales Indicadores del Sector Eléctrico **2**

2.1. Nacionales

2.1.1 Territorio y cobertura

El Ecuador tiene un territorio de 256.370¹ km², en el que habita una población de más de catorce millones de habitantes, se encuentra atravesado por la cordillera de los Andes, propiciando la formación de tres regiones claramente identificables: Costa o Litoral que representa la cuarta parte del territorio nacional y contiene casi el 50% de la población; la Sierra que representa el 45% de la población y; finalmente la Amazonia que ocupa casi la mitad del territorio y posee un 5% de la población. Estas regiones del Ecuador continental poseen características geográficas particulares que las hacen diferentes unas de otras por su clima, población y su cultura. A estas regiones se suma al Archipiélago de Galápagos compuesto por cerca de un centenar de islas, siendo cuatro de ellas habitadas. En el anexo de mapas, se muestra la División Política y Administrativa de la República del Ecuador.

En noviembre de 2010, según el censo de población y vivienda, existían 3.748.919 viviendas habitadas con personas presentes, registrando 15.012.228 habitantes, y un promedio de ocupación de 4 habitantes por vivienda, de las cuales 3.553.002 viviendas contaban con servicio eléctrico, proporcionado por la distribuidora de electricidad, según declararon el día del censo, esto es el 94,77%.

En la tabla No. 1 se presenta el porcentaje de cobertura eléctrica por provincia y el nacional; es así que: para diciembre de 2012, se tiene 4.080.788 viviendas habitadas, registrando 15.520.973 habitantes, adicionalmente se cuenta con 3.893.448 clientes, lo que determina una cobertura eléctrica nacional del 95,41%.

Las provincias que tienen mayor cobertura de servicio eléctrico son: Galápagos con el 99,61%; Pichincha 99,47%; Azuay el 97,97%; Imbabura 97,69%; en cambio las provincia con menor cobertura son: Morona Santiago 78,32%; Pastaza 84,60%; Santa Elena 89,68 %.

A continuación se puede observar el detalle por provincia de la cobertura del servicio eléctrico.

1 INEC Censo 2010.

TABLA No. 1: COBERTURA DE SERVICIO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL, AÑO 2012

PROVINCIA	VIVIENDAS CON SERVICIO	VIVIENDAS TOTALES	COBERTURA (%)
AZUAY	196.794	200.861	97,97
BOLÍVAR	45.774	51.039	89,68
CAÑAR	61.471	63.395	96,96
CARCHI	44.792	45.825	97,74
CHIMBORAZO	122.161	130.828	93,37
COTOPAXI	101.674	110.007	92,42
EL ORO	167.672	171.277	97,89
ESMERALDAS	127.503	141.082	90,37
GALÁPAGOS	7.810	7.840	99,61
GUAYAS	984.997	1.026.520	95,95
IMBABURA	105.954	108.454	97,69
LOJA	116.437	121.257	96,02
LOS RÍOS	201.097	215.527	93,30
MANABÍ	333.949	362.968	92,00
MORONA SANTIAGO	28.505	36.393	78,32
NAPO	22.412	24.703	90,72
ORELLANA	32.662	37.731	86,56
PASTAZA	18.472	21.833	84,60
PICHINCHA	783.223	787.357	99,47
SANTA ELENA	73.300	81.730	89,68
SANTO DOMINGO	100.639	103.950	96,81
SUCUMBÍOS	41.554	47.369	87,72
TUNGURAHUA	145.783	150.098	97,12
ZAMORA CHINCHIPE	21.417	23.907	89,58
ZONAS NO DELIMITADAS	7.396	8.837	83,69
NACIONAL	3.893.448	4.080.788	95,41

Fuente: CONELEC, INEC

En los anexos se presenta el mapa de cobertura por distribuidora del suministro eléctrico del país a partir de los datos determinados para el 2012.

2.1.2 Indicadores macroeconómicos

La inflación en el 2012 fue de 4,2%, medida con base al índice de precios al consumidor urbano, además el producto interno bruto del 2012 creció 9,0% en relación al 2011. La tabla No. 2 tiene los principales indicadores macroeconómicos nacionales de los últimos 23 años, donde se puede apreciar las variaciones que se han venido dando con respecto a variables como: la población, producto interno bruto, crecimiento de la demanda y otros.



2. Principales Indicadores del Sector Eléctrico

TABLA No. 2: PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS DEL ECUADOR

Año (Dic)	Población (miles)	Paridad Cambiaria Venta ⁽¹⁾ (sucres/USD)	Inflación anual ⁽¹⁾ (%)	Deuda Externa Total (pública+privada+atrasos+ intereses) ⁽¹⁾ (mill. USD)	Tasa de Interés Activa ⁽¹⁾⁽²⁾ (%)	Producto Interno Bruto ⁽³⁾ (mill. USD)	Crecimiento PIB (%)	Reserva Internacional de Libre Disponibilidad (RILD) (mill. USD)	Exportaciones FOB (mill. USD)	Importaciones FOB (mill. USD)	Demanda Energía Eléctrica (GWh)	Crecimiento Demanda (%)
1989	10.031,1	668	75,6	11.533	43,7			203	2.354	1.634		
1990	10.264,0	900	48,5	12.222	50,5	13.324		603	2.724	1.647	6.349	
1991	10.447,0	1.302	48,7	12.802	56,8	14.016	5,19	760	2.851	2.117	6.974	9,85
1992	10.627,0	1.847	54,6	12.795	53,6	14.228	1,51	782	3.102	1.977	7.196	3,18
1993	10.806,0	2.044	45,0	13.631	39,2	14.270	0,30	1.254	3.066	2.223	7.411	2,99
1994	11.187,0	2.280	27,3	14.589	49,0	14.941	4,70	1.712	3.843	3.209	8.144	9,89
1995	11.397,0	2.926	22,9	13.934	54,2	15.296	2,37	1.557	4.411	3.737	8.429	3,49
1996	11.591,0	3.634	24,4	14.586	42,0	15.720	2,77	1.831	4.940	3.978	9.679	14,84
1997	11.773,0	4.437	30,7	15.099	44,8	16.233	3,27	2.093	5.371	4.849	10.362	7,05
1998	11.948,0	6.770	43,4	16.400	62,8	16.514	1,73	1.698	4.319	5.353	10.890	5,10
1999	12.121,0	19.917	60,7	16.282	55,7	15.633	-5,33	873	4.517	2.971	10.332	-5,13
2000	12.299,0	1	91,0	13.565	14,5	16.283	4,15	1.180	5.057	3.657	10.612	2,72
2001	12.479,9	1	22,4	14.411	15,1	17.057	4,76	1.074	4.821	5.178	11.072	4,33
2002	12.660,7	1	9,4	16.288	12,8	17.642	3,43	1.008	5.258	6.160	11.944	7,87
2003	12.842,6	1	6,1	16.850	11,2	18.219	3,27	1.160	6.446	6.366	12.666	6,04
2004	13.026,9	1	2,0	17.213	8,0	19.827	8,82	1.437	7.968	7.684	14.226	12,32
2005	13.215,1	1	3,1	17.238	8,4	20.966	5,74	2.147	10.468	9.709	15.127	6,33
2006	13.408,3	1	2,9	17.518	8,6	21.962	4,75	2.023	12.728	12.114	16.686	10,30
2007	13.605,5	1	3,3	17.489	11,9	22.410	2,04	3.521	14.321	13.893	18.198	9,06
2008	13.805,1	1	8,8	16.868	9,7	24.032	7,24	4.473	18.818	18.852	19.109	5,01
2009	13.999,0	1	4,3	14.237	9,2	24.119	0,36	3.792	13.863	15.090	19.385	1,45
2010	14.484,0	1	3,3	14.759	8,7	24.983	3,58	2.622	17.490	20.591	20.383	5,15
2011	15.266,4	1	5,4	15.247	8,2	26.928	7,78	2.958	22.322	24.286	21.839	7,14
2012	15.520,9	1	4,2	16.019	8,2	29.351	5,00	3.221	23.899	24.018	23.086	5,71

(1) Al final del periodo. Desde fines de enero de 2000 se decretó la dolarización de la economía ecuatoriana, con una relación: 25 000 sucres / USD
(2) Tasa promedio ponderada semanal, otorgadas por todos los bancos, al sector corporativo.
Por la reforma en el año 2007 las tasas son efectivas y ya no nominales. El rango actual es de 181 a 360 días, el rango anterior ya no está vigente.
(3) Obtenido sobre la base de USD del año 2000

Fuente: BCE, CONELEC, INEC

2.2. Indicadores Regionales

En esta sección se presenta un análisis comparativo de indicadores eléctricos de los países de Sudamérica (Ecuador, Argentina, Chile, Perú, Bolivia, Paraguay, Uruguay, Brasil, Venezuela, Colombia). Estos indicadores reflejan la situación en la que se encuentra Ecuador a nivel regional, los valores presentados son al 2011, debido a que no se dispone de la actualización del 2012 a la fecha de elaboración del presente documento.

2.2.1 Consumo final de energía per cápita

Es el consumo promedio de energía anual por habitante, y se determina mediante la relación entre el consumo total de energía y el número total de habitantes, su valor depende de múltiples factores económicos, sociales y geográficos. Su unidad se expresa kWh/ por habitante.

En la tabla No. 3 se indican los consumos de energía per cápita para el periodo 2002 - 2011 de los países en análisis, siendo Bolivia el país con menor consumo per cápita y Chile el de mayor. Comportamiento que se repite durante todo el horizonte de análisis.

TABLA No. 3: CONSUMO FINAL DE ENERGÍA PER CÁPITA (kWh/hab), PERIODO 2002 - 2011

País	Consumo de Energía Final Per Cápita (kWh/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	426,22	426,35	439,11	464,39	489,21	519,53	565,13	581,05	611,53	716,71
ECUADOR	678,94	709,10	743,84	779,80	823,31	871,96	911,26	943,11	971,97	1.038,19
COLOMBIA	866,46	872,12	906,80	901,64	926,61	949,19	954,94	1.012,17	1.028,03	1.116,56
PERÚ	723,07	746,24	776,22	805,92	869,80	949,16	1.020,93	1.025,62	1.079,42	1.148,82
PARAGUAY	791,15	786,55	765,57	803,21	854,26	910,92	958,01	1.016,25	1.063,76	1.152,81
BRASIL	1.740,99	1.813,17	1.883,96	1.943,49	1.995,26	2.078,26	2.137,29	2.108,22	2.243,69	2.322,69
URUGUAY	1.858,71	1.799,75	1.885,33	1.946,85	2.175,17	2.361,64	2.499,41	2.548,90	2.665,08	2.749,94
ARGENTINA	1.963,04	2.121,03	2.314,31	2.096,83	2.473,28	2.588,81	2.697,42	2.657,72	2.792,96	2.859,68
VENEZUELA	2.461,33	2.421,97	2.593,02	2.729,80	2.944,41	3.059,18	3.113,29	3.202,29	2.988,68	3.097,58
CHILE	2.579,41	2.770,85	2.901,75	2.940,45	3.068,09	3.175,71	3.174,85	3.170,40	3.194,04	3.392,16

Fuente: CONELEC, OLADE (SIEE Sistema de Información Económica Energética), CEPAL.

El consumo final de energía per cápita en el Ecuador ha tenido una tasa de crecimiento anual promedio de 5,24%, durante la última década, pasando de 683,75 (kWh/hab) en el 2002, a 1.038,18 (kWh/hab) en el 2011 y se ubica en noveno lugar en consumo per cápita en relación a los países de la región.

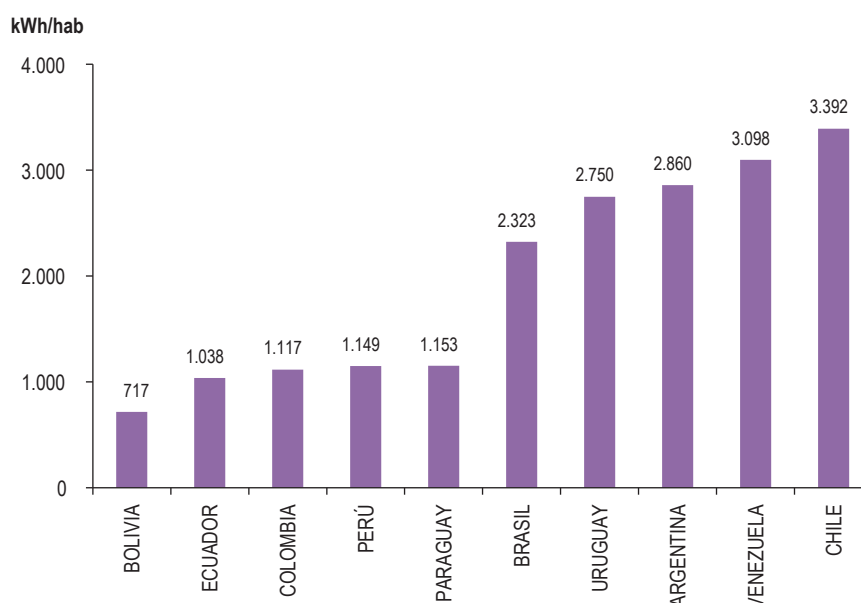


FIG. No. 1: CONSUMO PER CÁPITA (kWh/hab), AÑO 2011

2.2.2 Intensidad energética

Este indicador determina el comportamiento de un país en el aspecto energético y productivo, por tanto es un indicador de eficiencia energética. La intensidad energética es la cantidad de energía usada por cada mil dólares producidos, es decir, muestra la relación entre la energía consumida y la producción de bienes, reflejado por el producto interno bruto (PIB) del país. Este indicador está expresado en términos energéticos y económicos (bep/10³ USD).

TABLA No. 4: INTENSIDAD ENERGÉTICA, PERIODO 2002 - 2011

País	Intensidad Energética (bep/10 ³ USD)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
COLOMBIA	1,31	1,27	1,12	1,13	1,07	1,01	1,04	0,94	0,89	0,91
PERÚ	1,18	1,11	1,11	1,05	1,00	0,99	0,98	1,06	1,00	1,03
URUGUAY	1,13	1,10	1,03	0,99	1,01	1,03	1,11	1,14	1,09	1,08
CHILE	1,36	1,34	1,31	1,28	1,27	1,29	1,26	1,25	1,21	1,24
BRASIL	1,48	1,47	1,47	1,45	1,44	1,44	1,42	1,39	1,42	1,43
ARGENTINA	1,97	1,90	2,00	1,83	1,86	1,73	1,58	1,56	1,48	1,57
ECUADOR	1,57	1,54	1,62	1,63	1,71	1,72	1,72	1,82	1,79	1,65
VENEZUELA	2,03	2,30	2,04	2,21	1,77	1,69	1,95	2,01	2,40	1,86
PARAGUAY	4,00	3,93	3,71	3,56	3,40	3,19	3,25	3,47	3,21	3,14
BOLIVIA	3,36	3,41	3,46	3,43	3,53	3,61	3,65	3,70	3,60	3,64

Fuente: OLADE

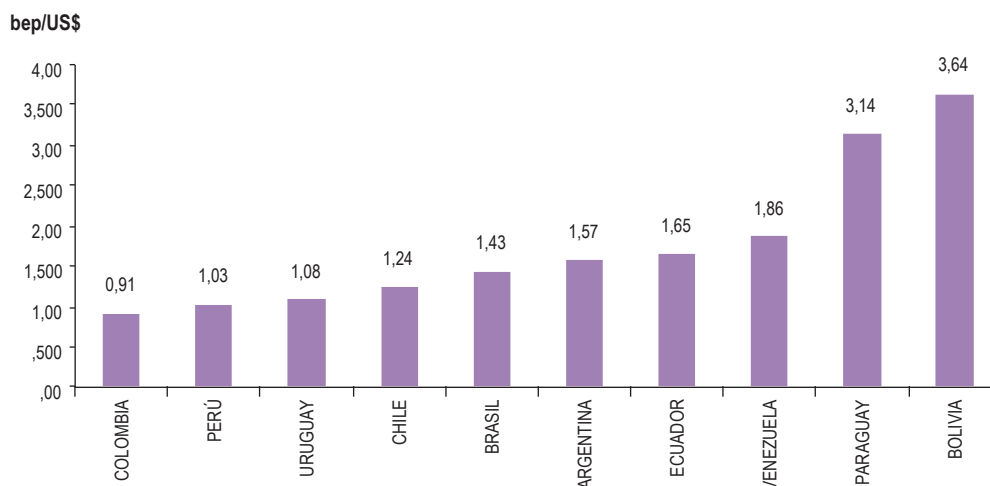


FIG. No. 2: INTENSIDAD ENERGÉTICA, AÑO 2011

En la tabla No. 4 se indica en forma ascendente las intensidades energéticas en los países de la región para el periodo 2002 - 2011, Colombia presenta el valor más bajo con 0,91 bep/10³ USD y Bolivia la mayor intensidad con 3,64 bep/10³ USD, en el 2011 Ecuador se encuentra en el cuarto lugar con un valor de 1,65 bep/10³ USD, teniendo un decremento con respecto al anterior de 7,82%. La variación del 2002 al 2011 es de 5,1%, es decir tuvo un incremento significativo de 1,57 bep/10³ USD a 1,65 bep/10³ USD en el 2011, la variación más significativa es la de Bolivia de 8,33% del 2002 al 2011, siendo Ecuador uno de los países con mayor aumento en su índice.

2.2.3 Capacidad instalada

A continuación se presenta un análisis de carácter comparativo entre los países de la región, con el objeto de mostrar de manera gráfica la situación actual y el comportamiento histórico multianual de potencias instaladas para fines de generación de energía eléctrica: hidráulica, turbo vapor, turbo gas y turbo diésel, también valores per cápita de las potencias instaladas para servicio público antes mencionadas.

Existen dos rubros de categorización donde se destina la potencia instalada, para servicio público (Potencia destinada para el consumo de toda la red) y la de los autogeneradores (Potencia destinada para el consumo propio de los autogeneradores) un detalle de esto a continuación:

2.2.4 Potencia hidráulica

Es la potencia generada con recurso hídrico, siendo la más económica y con más proyección por su larga vida útil, se presenta el análisis multianual de éstas potencias en los países de la región.

En la tabla No. 5 se aprecia que el país con más desarrollo en aprovechamiento del recurso hídrico en el 2011 es Brasil con 78.022 MW, a la vez que Bolivia con 458,36 MW presenta el valor más bajo, Ecuador se ubica en el octavo lugar con 2.157,69 MW y presenta un decremento con respecto al 2010 de 2,07%. El crecimiento promedio del Ecuador desde el 2002 al 2011 es del 3%, alcanzando el mayor crecimiento en el 2007 con 13,19%, la variación en el periodo de análisis es de 29,31% pasando de 1.668,66 MW en el 2002 a 2.157,69 MW en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Chile con un valor de 44,57%.

TABLA No. 5: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Hidráulica Instalada para Servicio Público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	459,20	415,69	436,99	436,99	460,99	461,38	416,38	461,48	461,58	458,36
URUGUAY	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.538,00	1.539,00
ECUADOR	1.731,50	1.731,63	1.731,23	1.735,50	1.761,09	2.017,45	2.016,70	2.019,61	2.203,22	2.203,18
PERÚ	2.917,60	2.946,82	2.969,06	3.119,20	3.126,00	3.145,14	3.152,04	3.183,13	3.344,80	3.359,33
CHILE	4.077,00	4.196,92	4.196,92	4.725,70	4.813,17	4.907,00	4.517,10	5.318,58	5.384,00	5.894,09
PARAGUAY	7.410,00	7.410,00	7.410,00	7.410,00	8.110,00	8.130,00	8.130,00	8.810,00	8.810,00	8.810,00
COLOMBIA	9.036,00	8.792,37	8.875,98	8.899,08	8.907,04	8.943,86	8.952,82	8.983,07	8.983,07	9.671,35
ARGENTINA	9.761,73	9.761,73	9.831,00	9.831,00	9.831,00	9.920,00	9.991,36	10.102,31	10.024,00	10.025,00
VENEZUELA	12.491,00	12.491,00	13.864,00	14.597,00	14.597,00	14.597,00	14.567,00	14.622,00	14.623,00	14.622,00
BRASIL	64.146,00	66.586,10	67.571,65	69.274,00	72.013,46	75.166,86	74.168,00	75.209,95	76.573,00	78.022,00

Fuente: OLADE

En la tabla No. 6 se aprecia nuevamente que el país con mayor potencia es Brasil con 1.165 MW, a la vez que Argentina con 20 MW presenta el valor más bajo.

Ecuador en el 2011 tiene una potencia de 31,23 MW y presenta un decremento con respecto al 2010 de 20,31%. Su crecimiento promedio desde el 2002 al 2011 es del 12,67%, siendo el mayor en el 2005 con un 91,96 %, la variación en el periodo de análisis es de 118,36% pasando de 14,30 MW en el 2002 a 31,23 MW en el 2011.

La mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 281%.



TABLA No. 6: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA DE AUTOGENERADORES, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Hidráulica Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARGENTINA	20,62	21,00	21,00	21,00	21,00	20,35	20,35	20,00	20,00	20,00
BOLIVIA	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,02	24,02	26,62	26,63	26,44
ECUADOR	14,30	14,30	14,60	28,03	39,63	39,63	39,63	39,63	39,19	31,23
COLOMBIA	41,34	40,63	41,02	42,92	42,96	43,14	43,18	43,32	43,32	46,64
PERÚ	78,87	85,49	86,81	87,86	88,00	88,46	89,99	89,99	92,81	93,54
BRASIL	1.165,00	1.205,70	1.427,00	1.583,00	1.724,24	1.775,00	3.339,00	3.401,05	4.064,00	4.436,00
CHILE	78,00	82,22	82,22	86,40	86,40	462,77	426,10	82,33	97,00	ND

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

2.2.4.1 Potencia hidráulica per cápita

En la tabla No. 7 se indica la potencia hidráulica instalada para servicio público per cápita de los países de la región en el periodo 2002 - 2011, siendo Paraguay con 1,33 kW/hab el país con mayor disponibilidad hidráulica instalada por habitante en el 2011, mientras que Bolivia es el de menor valor con 0,05 kW/hab.

TABLA No. 7: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Hidráulica Instalada para Servicio Público Per Cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BOLIVIA	0,053	0,047	0,048	0,047	0,049	0,048	0,043	0,047	0,046	0,045
PERÚ	0,109	0,109	0,108	0,112	0,111	0,111	0,110	0,110	0,114	0,113
ECUADOR	0,135	0,133	0,131	0,129	0,129	0,145	0,143	0,141	0,152	0,150
COLOMBIA	0,219	0,210	0,209	0,206	0,203	0,201	0,198	0,196	0,193	0,205
ARGENTINA	0,260	0,257	0,257	0,254	0,252	0,252	0,252	0,252	0,248	0,246
CHILE	0,258	0,262	0,260	0,289	0,292	0,294	0,268	0,313	0,314	0,341
BRASIL	0,357	0,366	0,367	0,372	0,383	0,396	0,387	0,389	0,392	0,396
URUGUAY	0,464	0,464	0,463	0,463	0,462	0,460	0,459	0,457	0,456	0,455
VENEZUELA	0,493	0,484	0,528	0,546	0,537	0,528	0,518	0,512	0,504	0,496
PARAGUAY	1,330	1,304	1,279	1,255	1,348	1,327	1,303	1,388	1,364	1,342

Fuente: OLADE

Ecuador se ubica en el octavo lugar con 0,15 kW/hab y presenta un decrecimiento respecto al año 2010 de 1,35 %, además el crecimiento promedio entre el 2002 y el 2011 es de 1,28 %, alcanzando el mayor valor en el 2007 con 12,82 %, el crecimiento en el periodo de análisis es de 10,95 % pasando de 0,135 kW/hab en el 2002 a 0,15 kW/hab en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Chile con un valor de 32,16 %.



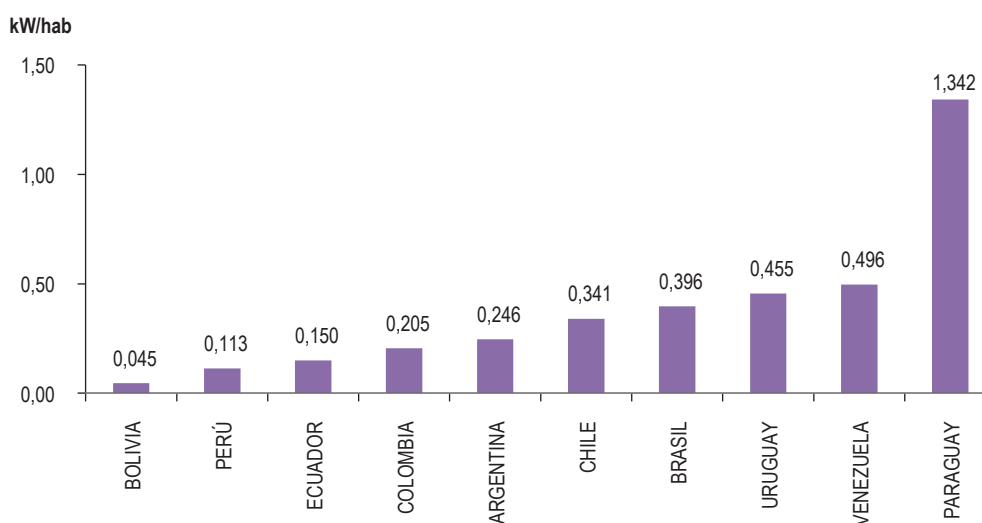


FIG. No. 3: POTENCIA HIDRÁULICA INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, AÑO 2011

2.2.5 Potencia turbo vapor

Es la potencia generada con turbinas que aprovechan el vapor y todo su ciclo, se presenta el análisis multianual de éstas potencias en los países de la región.

En la tabla No. 8 se aprecia que el país con mayor generación con turbinas de vapor en el 2011 es Argentina con 8.035 MW, a la vez que Perú con 424,88 MW presenta el valor más bajo.

Ecuador en el 2011 tiene una potencia de 446 MW y presenta un decremento con respecto al 2010 de 13,63 %. El mayor crecimiento se da en el 2008 de 14,02 %, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con 88,10 %.

TABLA No. 8: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia de Turbo Vapor Instalada para Servicio Público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PERÚ	ND	ND	451,83	284,83	338,69	438,48	416,02	446,96	426,16	424,88
ECUADOR	474,25	443,00	442,00	446,00	446,00	446,00	508,55	523,03	516,40	446,00
URUGUAY	269,00	269,00	270,00	273,00	273,00	434,00	434,00	430,00	494,00	506,00
COLOMBIA	719,00	463,02	463,02	694,00	700,00	700,00	715,00	700,00	700,00	756,30
BRASIL	5.404,97	5.404,97	6.715,80	7.071,02	1.415,00	1.415,00	1.481,00	1.627,00	1.719,00	2.041,82
CHILE	2.795,00	2.809,60	2.809,60	2.143,30	2.222,24	2.234,24	1.742,05	2.136,68	2.486,00	3.241,91
VENEZUELA	4.526,00	4.526,00	4.421,00	4.027,00	4.027,00	3.954,54	3.954,72	4.366,00	4.266,00	4.246,00
ARGENTINA	7.181,00	7.181,00	4.603,40	4.603,40	4.603,40	4.551,00	4.551,00	5.053,00	7.692,00	8.035,00

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

En la tabla No. 9 el país con mayor generación con autogeneradores en el 2011 con turbinas de vapor es Brasil con 8.777 MW, a la vez que Perú con 89,66 MW presenta el valor más bajo.



TABLA No. 9: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA DE AUTOGENERADORES, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Turbo Vapor Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PERÚ	ND	ND	75,17	90,17	91,55	88,30	88,30	100,30	94,30	89,66
ECUADOR	ND	ND	ND	29,80	73,80	73,80	28,95	29,77	42,90	113,30
ARGENTINA	877,89	836,00	845,00	845,00	845,00	881,60	902,95	893,00	1.117,00	1.120,00
BRASIL	4.486,00	5.012,70	5.198,00	5.472,94	4.325,57	3.940,44	3.892,14	6.006,00	7.701,00	8.777,00
CHILE	412,00	466,80	466,80	445,90	445,86	2.775,02	2.163,45	ND	ND	ND
COLOMBIA	342,15	228,98	228,98	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
URUGUAY	63,00	63,00	63,00	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
VENEZUELA	460,00	460,00	460,00	419,00	419,00	411,46	411,28	441,90	ND	ND

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

2.2.5.1 Potencia turbo vapor per cápita

La tabla No. 10 presenta la potencia turbo vapor instalada para servicio público per cápita de los países de la región en el periodo 2002 - 2011, siendo Argentina, Chile, Uruguay y Venezuela los países con mayor potencia turbo vapor instalada disponible, comportamiento que se ha mantenido durante el periodo de análisis.

TABLA No. 10: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Turbo Vapor Instalada para Servicio Público Per Cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BRASIL	0,030	0,030	0,036	0,038	0,008	0,007	0,008	0,008	0,009	0,010
PERÚ	ND	ND	0,016	0,010	0,012	0,015	0,015	0,015	0,015	0,014
COLOMBIA	0,017	0,011	0,011	0,016	0,016	0,016	0,016	0,015	0,015	0,016
ECUADOR	0,037	0,034	0,033	0,033	0,033	0,032	0,036	0,037	0,036	0,030
VENEZUELA	0,179	0,175	0,168	0,151	0,148	0,143	0,141	0,153	0,147	0,144
URUGUAY	0,081	0,081	0,081	0,082	0,082	0,130	0,130	0,128	0,146	0,150
CHILE	0,177	0,176	0,174	0,131	0,135	0,134	0,103	0,126	0,145	0,187
ARGENTINA	0,191	0,189	0,120	0,119	0,118	0,116	0,115	0,126	0,191	0,197

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

Ecuador se ubica en el quinto lugar con 0,030 kW/hab y presenta un decrecimiento respecto al 2010 de 14,80 %, alcanzó el mayor valor en el 2009 con 0,037 kW/hab. La mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Uruguay con un valor de 84,27 %.

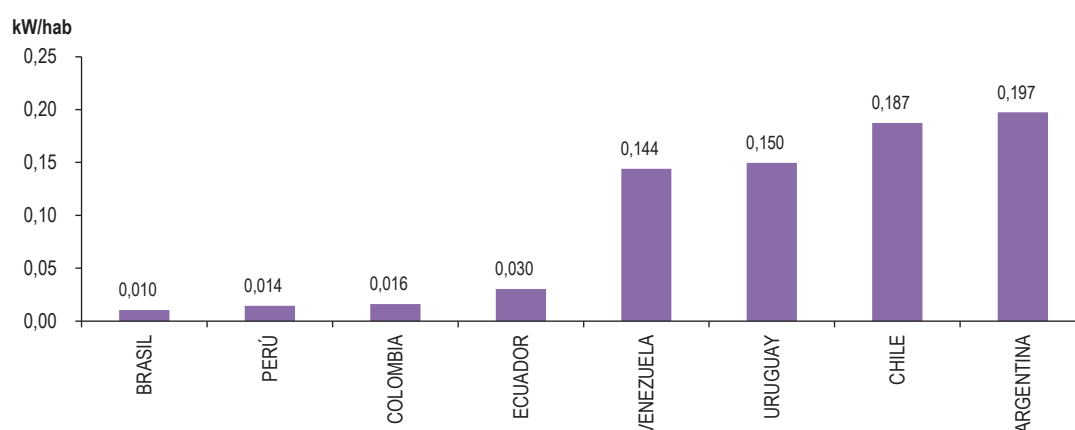


FIG. No. 4: POTENCIA TURBO VAPOR INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, AÑO 2011

2.2.6 Potencia turbo gas

El análisis multianual de la potencia generada con turbinas a gas de los países de la región se muestra en la tabla No. 11, donde el país con mayor generación disponible en el 2011 es Brasil con 9.940,6 MW, a la vez que Uruguay con 532 MW presenta el valor más bajo.

Ecuador en el 2011 tiene una potencia de 976,74 MW y no presenta ninguna variación respecto al 2010, además el crecimiento promedio entre el 2002 y el 2011 es de 3,75 %, alcanzando el mayor crecimiento en el 2009 con un valor de 24,83 %, el crecimiento en el periodo de análisis es de 35,60 % pasando de 720,30 MW en el 2002 a 976,74 MW en el 2011.

La mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 132,40 %.

TABLA No. 11: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Turbo Gas Instalada para Servicio Público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
URUGUAY	250,00	250,00	232,00	232,00	432,00	432,00	532,00	532,00	532,00	532,00
BOLIVIA	733,93	704,09	691,90	830,30	830,38	917,25	917,25	941,59	1.046,52	881,52
ECUADOR	720,30	714,50	715,00	755,84	807,14	807,14	756,20	943,94	976,74	976,74
PERÚ	ND	ND	1.244,33	1.133,85	1.348,27	1.981,23	1.981,23	2.599,31	3.023,60	3.014,51
COLOMBIA	3.650,00	3.656,00	3.766,00	3.682,00	3.685,00	3.675,00	3.739,00	3.759,00	3.759,00	3.931,80
CHILE	2.781,00	2.795,71	2.795,71	3.273,20	4.492,46	4.076,22	3.178,07	5.119,45	5.164,00	4.332,84
VENEZUELA	2.623,00	2.623,00	2.811,00	2.665,32	2.706,32	2.904,45	3.165,34	4.216,14	4.894,00	5.715,00
ARGENTINA	7.102,64	9.850,00	9.820,75	9.820,75	9.820,75	9.806,00	11.110,06	11.464,75	9.288,00	9.541,00
BRASIL	4.277,38	5.316,48	6.605,90	6.955,31	9.043,37	9.451,37	9.960,00	9.938,00	10.366,00	9.940,60

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

2.2.6.1 Potencia turbo gas per cápita

La tabla No. 12 muestra la potencia turbo gas instalada para servicio público per cápita de los países de la región en el periodo 2002 - 2011, siendo Chile el país con mayor valor, comportamiento que se ha mantenido durante el periodo de análisis.



TABLA No. 12: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia Turbo Gas Instalada para Servicio Público Per Cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BRASIL	0,024	0,029	0,036	0,037	0,048	0,050	0,052	0,051	0,053	0,051
ECUADOR	0,056	0,055	0,054	0,056	0,059	0,058	0,054	0,066	0,067	0,066
COLOMBIA	0,089	0,087	0,089	0,085	0,084	0,083	0,083	0,082	0,081	0,083
BOLIVIA	0,084	0,079	0,076	0,090	0,089	0,096	0,095	0,096	0,105	0,087
PERÚ	ND	ND	0,045	0,041	0,048	0,070	0,069	0,090	0,103	0,102
URUGUAY	0,075	0,075	0,070	0,070	0,130	0,129	0,159	0,158	0,158	0,157
VENEZUELA	0,104	0,102	0,107	0,100	0,100	0,105	0,113	0,148	0,169	0,194
ARGENTINA	0,189	0,259	0,256	0,254	0,252	0,249	0,280	0,286	0,230	0,234
CHILE	0,176	0,175	0,173	0,200	0,272	0,244	0,189	0,301	0,301	0,250

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE

La potencia turbo gas para servicio público per cápita en el Ecuador ha tenido una tasa de crecimiento anual promedio de 2,19 %. Alcanzó el mayor valor de 23,04 % en el 2009, el crecimiento en el periodo de análisis es de 18,25 % durante la última década, pasando de 0,056 kW/hab en el 2002 a 0,066 (kW/hab) en el 2011.

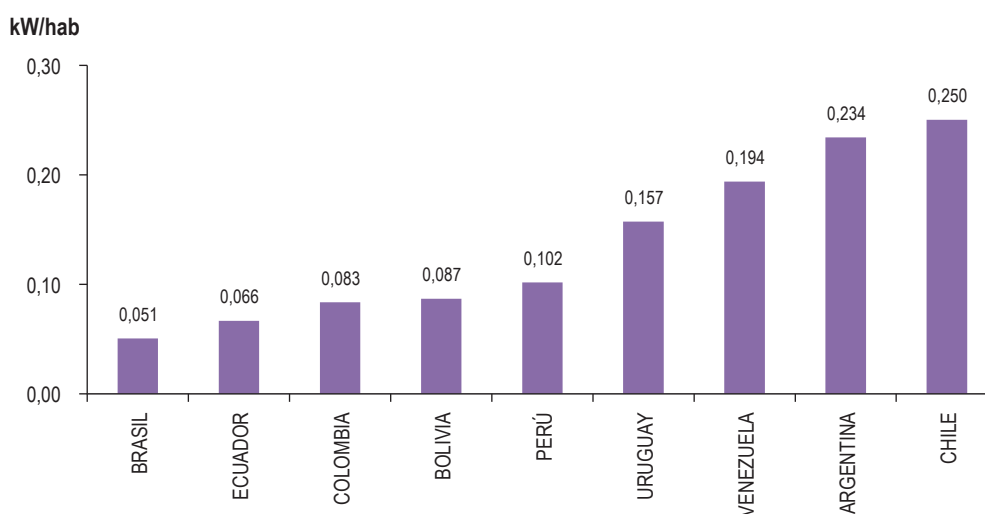


FIG. No. 5: POTENCIA TURBO GAS INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, AÑO 2011

2.2.7 Potencia a diésel

El análisis multianual de la potencia generada con turbinas a diésel de los países de la región se aprecia en la tabla No. 13, donde el país con el mayor valor en el 2011 es Brasil con 6051 MW, a la vez que Uruguay con 5 MW presenta el valor más bajo.

Ecuador en el 2011 tiene una potencia de 730,75 MW y presenta un incremento con respecto al 2010 de 11,10 %. El crecimiento promedio entre el 2002 y el 2011 es de 11,23 %, alcanzando el mayor valor en el 2009 con 49,15 %, la variación en el periodo de análisis es de 119,29 %, pasando de 333,23 MW en el 2002 a 730,75 MW en el 2011.

TABLA No. 13: POTENCIA A DIÉSEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia a Diésel Instalada para Servicio Público (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
URUGUAY	8,00	7,00	5,00	4,00	3,00	2,00	2,00	6,00	4,00	5,00
PARAGUAY	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10
PERÚ	2.149,75	2.147,58	430,10	682,05	811,03	424,17	446,99	493,42	513,91	512,36
ECUADOR	333,23	308,11	301,79	414,86	541,49	537,95	420,13	626,64	657,72	730,75
ARGENTINA	407,21	401,00	386,14	386,14	386,14	401,00	655,91	697,19	934,00	1.183,00
CHILE	164,00	164,88	164,88	1.024,40	839,68	967,10	753,61	2.046,22	2.157,00	2.586,71
BRASIL	971,65	971,65	1.207,30	1.271,15	4.007,79	4.062,79	4.165,00	4.915,00	6.123,00	6.051,00

Fuente: OLADE

TABLA No. 14: POTENCIA A DIÉSEL INSTALADA DE AUTOGENERADORES, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia a Diésel Instalada de Autogeneradores (MW)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ECUADOR	23,35	84,39	117,77	130,63	327,86	564,34	438,44	653,94	601,84	723,24
PERÚ	788,61	789,47	730,90	750,41	761,90	801,59	887,85	973,53	944,07	897,64
BRASIL	ND	ND	ND	ND	ND	558,13	621,00	750,00	750,00	1.160,00
ARGENTINA	734,63	709,00	808,00	808,00	808,00	ND	1.254,68	1.242,00	1.269,00	1.337,00

Fuente: OLADE

2.2.7.1 Potencia a diésel per cápita

En la tabla No. 15 se indica la potencia a diésel instalada para servicio público per cápita de los países de la región en el periodo 2002 - 2011, siendo Chile el país con mayor valor en este indicador, comportamiento que se ha mantenido durante el periodo de análisis.

TABLA No. 15: POTENCIA A DIÉSEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, PERIODO 2002 - 2011

País	Potencia a Diésel Instalada para Servicio Público Per Cápita (kW/hab)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PARAGUAY	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
URUGUAY	0,002	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001
PERÚ	0,080	0,079	0,016	0,025	0,029	0,015	0,016	0,017	0,018	0,017
ARGENTINA	0,011	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010	0,017	0,017	0,023	0,029
BRASIL	0,005	0,005	0,007	0,007	0,021	0,021	0,022	0,025	0,031	0,031
ECUADOR	0,026	0,024	0,023	0,031	0,040	0,039	0,030	0,044	0,045	0,050
CHILE	0,010	0,010	0,010	0,063	0,051	0,058	0,045	0,120	0,126	0,149

Fuente: OLADE

La potencia a diésel para servicio público per cápita en el Ecuador ha tenido una tasa de crecimiento anual promedio de 9,55 %, durante la última década, pasando de 0,026 kW/hab en el 2002 a 0,0498 kW/hab en el año 2011.



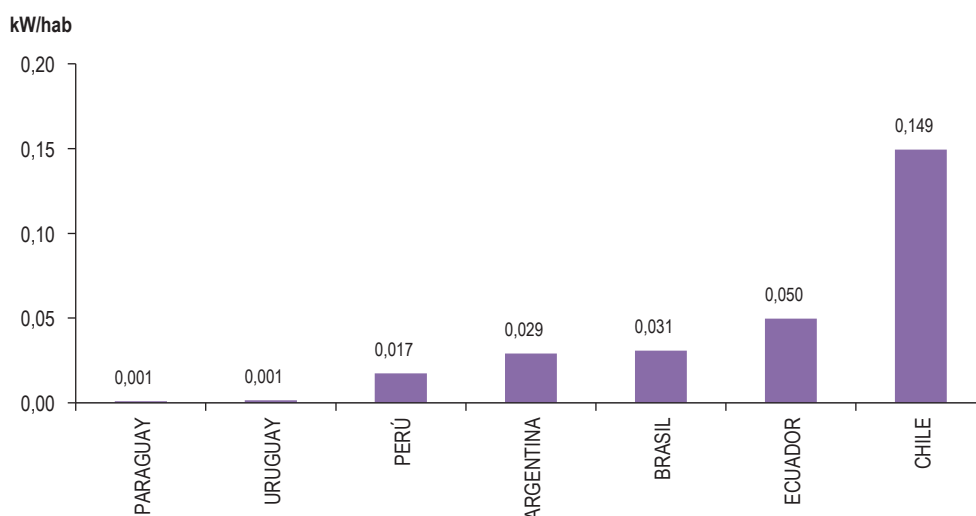


FIG. No. 6: POTENCIA A DIÉSEL INSTALADA PARA SERVICIO PÚBLICO PER CÁPITA, AÑO 2011

2.2.8 Precios medios

El precio medio de energía eléctrica es el valor que pagan los consumidores finales a su proveedor, se calcula como el cociente entre el valor monetario por consumo y la magnitud física de energía eléctrica, su unidad es USD ¢/kWh.

A continuación se presenta un detalle de los precios medios para usos industrial, residencial y comercial.

2.2.8.1 Precios medios uso industrial

En la tabla No. 16, se muestran los precios medios del sector industrial en los países de la región para el periodo 2002 – 2011. En el 2011 Venezuela presenta el valor más bajo con 1,07 USD ¢/kWh y Colombia registra el mayor con 20,02 USD ¢/kWh, Ecuador se ubica en el cuarto lugar con un precio medio de 5,96 USD ¢/kWh y presenta un decremento con respecto al 2010 de 8,73 %. La variación de Ecuador en el periodo de análisis es de 28.11 % pasando de 8,29 USD ¢/kWh en el 2002 a 5,96 USD ¢/kWh en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 416,2 %.

TABLA No. 16: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO INDUSTRIAL (USD ¢/kWh), PERIODO 2002 - 2011

País	Precios medios de Electricidad Industrial USD ¢/kWh									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
VENEZUELA	2,35	2,20	2,31	2,37	2,71	2,80	ND	ND	1,07	1,07
ARGENTINA	2,21	2,49	3,28	4,38	4,06	4,86	ND	4,80	3,20	3,06
PARAGUAY	3,49	3,42	3,60	3,48	3,86	4,22	5,12	5,10	4,85	5,48
ECUADOR	8,06	7,97	7,55	7,44	7,50	7,46	7,19	6,38	6,53	6,39
BOLIVIA	4,57	4,09	5,11	4,81	ND	ND	ND	5,33	6,45	6,35
URUGUAY	5,77	5,71	6,28	8,10	8,99	9,97	12,20	11,80	11,72	12,70
CHILE	5,48	5,58	ND	7,83	8,99	11,45	14,65	13,31	14,14	15,46
BRASIL	3,63	4,64	5,84	9,88	12,39	14,36	14,73	15,58	18,27	18,74
COLOMBIA	6,26	5,78	8,02	8,32	8,23	9,13	ND	13,16	17,00	20,02
PERÚ	5,10	5,05	5,38	5,77	5,65	5,60	6,66	6,09	5,91	ND

ND: Información no disponible



Fuente: OLADE

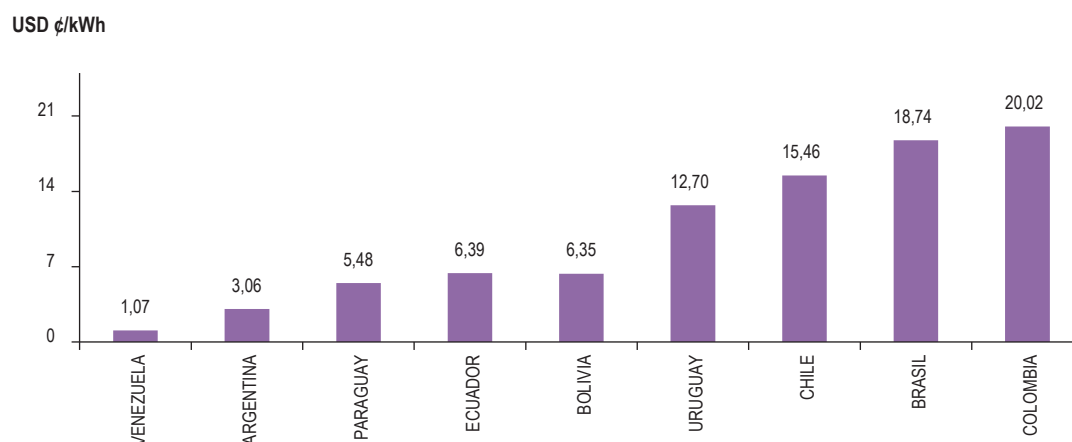


FIG. No. 7: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO INDUSTRIAL, AÑO 2011

2.2.8.2 Precios medios uso residencial

En la tabla No. 17, se muestran los precios medios del sector residencial en los países de la región para el periodo 2002 - 2011. En el 2011 Argentina presenta el valor más bajo con 1,86 USD ¢/kWh y Uruguay registra el mayor con 28,26 USD ¢/kWh, Ecuador se ubica en el quinto lugar con un precio medio de 9,42 USD ¢/kWh y presenta un incremento con respecto al 2010 de 2,2 %. La variación del Ecuador en el periodo de análisis es de 6,32 % pasando de 8,86 USD ¢/kWh en el 2002 a 9,42 USD ¢/kWh en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 211,93 %.

TABLA No. 17: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO RESIDENCIAL (USD ¢/kWh), PERIODO 2002 - 2011

País	Precios medios de Electricidad Residencial (USD ¢/kWh)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ARGENTINA	3,28	3,74	3,76	3,72	2,48	2,43	ND	2,92	1,94	1,86
VENEZUELA	4,92	3,86	3,83	3,59	3,72	3,58	ND	ND	2,24	2,24
PARAGUAY	5,24	5,41	5,85	5,70	6,27	6,93	8,08	7,00	7,23	8,18
BOLIVIA	5,81	5,53	7,15	6,55	ND	ND	ND	7,65	8,63	8,57
ECUADOR	8,66	9,46	9,83	9,73	9,77	9,64	9,36	9,04	9,22	9,42
COLOMBIA	7,06	9,36	11,43	12,70	12,76	15,16	ND	13,61	16,40	18,99
CHILE	8,21	8,60	ND	12,37	13,61	16,61	23,15	21,29	22,94	21,12
BRASIL	8,38	10,05	11,82	16,87	18,81	21,03	21,28	20,10	23,64	26,14
URUGUAY	11,83	11,41	12,45	15,71	17,42	19,44	23,50	22,10	25,88	28,26
PERÚ	8,98	9,67	9,96	11,04	10,76	10,69	11,27	11,93	12,21	ND

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE



2. Principales Indicadores del Sector Eléctrico

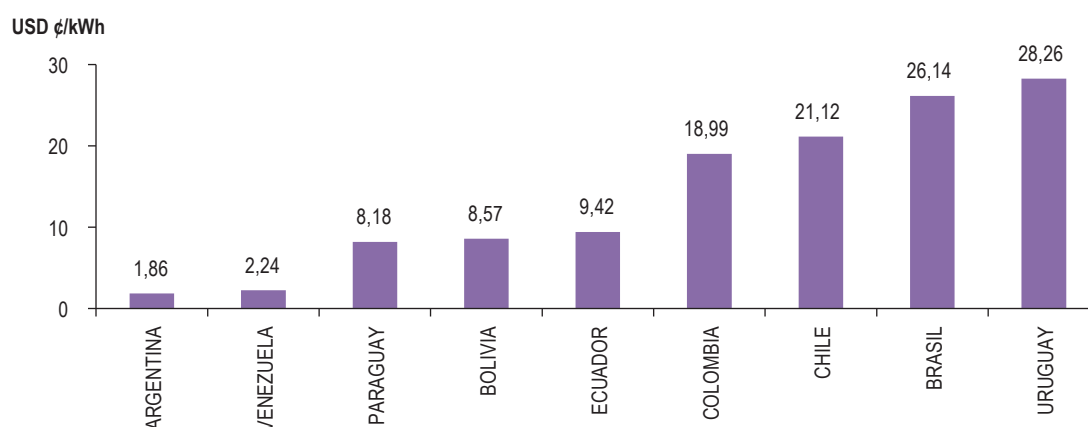


FIG. No. 8: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO RESIDENCIAL, AÑO 2011

2.2.8.3 Precios medios uso comercial

En la tabla No. 18 se muestran los precios medios en el sector comercial en los países de la región, para el periodo 2002 - 2011. En el 2011 Venezuela presenta el valor más bajo con 2,56 USD ¢/kWh y Colombia registra el mayor con 22,47 USD ¢/kWh, Ecuador se ubica en el tercer lugar con un precio medio de 7,83 USD ¢/kWh y presenta un leve decremento con respecto al 2010 de 0,1 %. La variación de Ecuador en el periodo de análisis es de 10,10 % pasando de 8,71 USD ¢/kWh en el 2002 a 7,83 USD ¢/kWh en el 2011, la mayor variación entre el 2002 y el 2011 la presenta Brasil con un valor de 213,31%.

TABLA No. 18: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO COMERCIAL SERVICIO PÚBLICO (USD ¢/kWh), PERIODO 2002 - 2011

País	Precios medios de Electricidad Comercial Servicio Público (USD ¢/kWh)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
VENEZUELA	5,61	4,84	4,69	4,30	4,42	4,11	ND	ND	2,56	2,56
ARGENTINA	4,41	4,82	5,61	6,75	6,94	8,53	ND	8,16	5,44	5,20
ECUADOR	8,24	8,60	8,27	8,11	8,20	8,17	8,02	7,75	7,85	7,83
PARAGUAY	5,25	5,49	5,81	5,70	6,21	6,71	7,86	7,00	7,71	8,72
BOLIVIA	9,21	8,54	10,50	9,92	ND	ND	ND	10,59	10,72	10,70
URUGUAY	12,26	11,79	12,73	15,80	16,66	17,40	20,34	17,20	17,03	18,33
CHILE	7,82	8,24	ND	12,97	14,63	17,69	ND	22,50	23,43	21,87
BRASIL	7,06	ND	ND	13,99	16,51	18,46	19,10	18,09	20,73	22,12
COLOMBIA	7,55	6,86	8,87	8,49	8,69	9,38	ND	12,87	19,70	22,47
PERÚ	7,43	7,14	7,77	8,47	8,20	8,26	8,89	9,70	10,11	ND

ND: Información no disponible

Fuente: OLADE



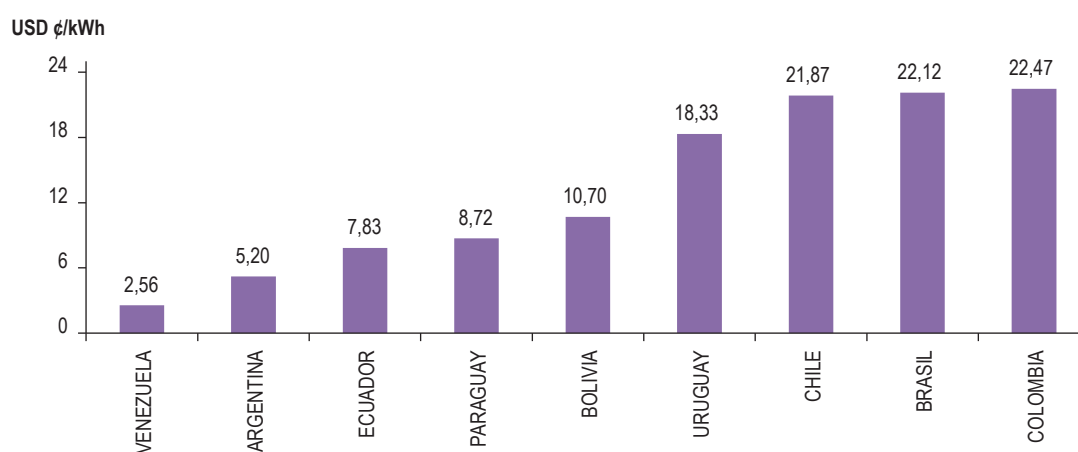


FIG. No. 9: PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO COMERCIAL SERVICIO PÚBLICO, AÑO 2011



3

Resumen Multianual Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012



Resumen Multianual Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

3

3.1. Evolución Histórica de los Principales Indicadores de Generación de Energía Eléctrica

La demanda coincidente en bornes de generación se refiere a la sumatoria de las demandas máximas coincidentes de cada mes, medida a la salida de las centrales de generación, y tuvo un crecimiento del 2011 al 2012 del 5,25 %, mientras que en el periodo 2003 - 2012 creció 44,39 % es decir, un promedio anual del 4,44 %. Por otro lado, la demanda máxima en subestaciones de entrega, es el resultado de la sumatoria de las demandas máximas coincidentes de cada uno de los sistemas de distribución conectados al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), el incremento del 2012 respecto del 2011 fue 5,58 %, mientras que en el periodo de análisis, creció 43,75 %.

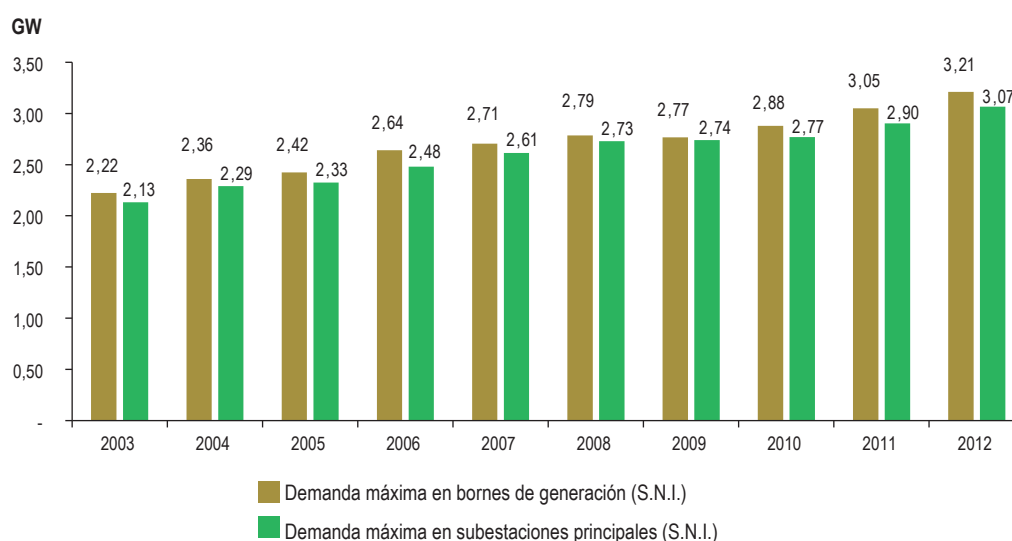


FIG. No. 10: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I. (GW), PERIODO 2003 - 2012

En las tablas No. 19 y No. 20 se presentan el análisis comparativo multianual de la producción e importación de energía eléctrica y el balance de energía para servicio público respectivamente, para el periodo 2003 - 2012.



TABLA No. 19: PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PERIODO 2003 - 2012

CONCEPTO	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Energía generada bruta (1)	GWh	11.546,13	12.584,85	13.404,02	15.115,85	17.336,65	18.608,53	18.264,95	19.509,85	20.544,14	22.847,72
Energía importada desde Colombia	GWh	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03
Energía importada desde Perú	GWh	n.a.	n.a.	7,44	n.d.	n.d.	n.d.	62,22	78,39	n.d.	2,17
Energía bruta total	GWh	12.665,74	14.226,46	15.127,47	16.686,32	18.197,52	19.108,69	19.385,37	20.382,76	21.838,73	23.085,92
Energía generada no disponible para servicio público (2)	GWh	337,76	1.086,79	1.219,30	1.850,67	2.540,75	2.610,30	2.219,64	2.746,03	2.925,93	3.207,42
	%	2,67	7,64	8,06	11,09	13,96	13,66	11,45	13,47	13,40	13,89
Energía generada e importada para servicio público	GWh	12.327,98	13.139,67	13.908,16	14.835,65	15.656,78	16.498,39	17.165,72	17.636,72	18.912,80	19.878,50

- (1) Es la energía eléctrica generada por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público)
- (2) Corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación (es el total de la energía producida por las empresas autogeneradoras Andes Petro, Agip, OCP, Petrobras, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Ecodos, Ecoluz, EMAAP - Q, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabi, San Carlos). El % de la energía no disponible para Servicio Público es respecto a la Energía Bruta Total. La mayor producción de energía eléctrica a nivel nacional en el 2012, también resultó en una mayor oferta de energía para Servicio Público, que comparado con el 2011, tuvo un incremento del 5,11 % equivalente a 965,70 GWh.

n.d. -> no disponible n.a. -> no aplica

TABLA No. 20: BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERIODO 2003 - 2012

CONCEPTO	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Energía generada e importada para servicio público	GWh	12.327,98	13.139,67	13.908,16	14.835,65	15.656,78	16.498,39	17.165,72	17.636,72	18.912,80	19.878,50
Autoconsumos en generación para servicio público (1)	GWh	238,09	215,22	270,93	300,91	307,25	321,84	524,17	260,18	300,43	379,05
	%	1,93	1,64	1,95	2,03	1,96	1,95	3,05	1,48	1,59	1,91
Energía entregada para servicio público	GWh	12.089,89	12.924,45	13.637,23	14.534,74	15.349,52	16.176,54	16.641,56	17.376,55	18.612,37	19.499,45
Pérdidas en transmisión (2)	GWh	389,28	458,31	430,95	426,61	485,46	614,73	643,92	542,44	715,10	766,62
	%	3,16	3,49	3,10	2,88	3,10	3,73	3,75	3,08	3,78	3,86
Energía disponible para servicio público	GWh	11.700,61	12.466,14	13.206,29	14.108,13	14.864,06	15.561,81	15.997,64	16.834,11	17.897,27	18.732,83
Energía exportada a Colombia y Perú	GWh	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	10,06	14,39	11,88
	%	0,55	0,27	0,12	0,01	0,25	0,23	0,12	0,06	0,08	0,06
Energía entregada a Grandes Consumidores en Subtransmisión (3)	GWh	127,62	125,59	133,22	315,57	397,81	264,70	0,00	0,00	0,00	0,00
	%	1,04	0,96	0,96	2,13	2,54	1,60	0,00	0,00	0,00	0,00
Energía disponible en sistemas de distribución	GWh	11.505,78	12.305,57	13.057,04	13.791,49	14.427,86	15.259,58	15.976,88	16.824,04	17.882,87	18.720,95
Pérdidas totales de energía en sistemas de distribución	GWh	2.633,41	2.831,31	2.971,72	3.069,01	3.089,83	2.993,08	2.766,31	2.747,43	2.634,08	2.551,37
	%	22,89	23,01	22,76	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73	13,63
Energía facturada a clientes finales (4)	GWh	8.872,37	9.474,26	10.085,32	10.722,48	11.338,02	12.266,51	13.210,57	14.076,61	15.248,80	16.169,58
Demanda máxima en bornes de generación (solo Sistema Nacional Interconectado S.N.I.) (5)	GW	2,22	2,36	2,42	2,64	2,71	2,79	2,77	2,88	3,05	3,21
Demanda máxima en subestaciones principales (Sistema Nacional Interconectado S.N.I.) (5)	GW	2,13	2,29	2,33	2,48	2,61	2,73	2,74	2,77	2,90	3,07

- (1) Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica que estará disponible para el Servicio Público.
- (2) Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.).
- (3) A Holcim Guayaquil se le entregó energía en el periodo sep/05 - ago/08 y a Interagua en el periodo dic/01 - ago/08.
- (4) Incluye clientes Regulados y No Regulados, excepto la energía exportada a Colombia y la entregada a los grandes consumidores en subtransmisión (Holcim Guayaquil -> sep/05 - ago/08 e Interagua -> dic/01 - ago/08).
- (5) Para el 2012, la demanda máxima en bornes de generación del S.N.I., se produjo el 19 de diciembre, a las 19:30. La energía facturada a clientes finales creció en 6,04% lo que representa un valor de 920,78 GWh.



3.2. Evolución Histórica de la Potencia Instalada, Periodo 2003 - 2012

A continuación, se presenta un análisis comparativo multianual de las potencias nominal y efectiva de todas las empresas del sector eléctrico por tipo de empresa generadora, distribuidora y autogeneradora, con su participación o no dentro del S.N.I.

TABLA No. 21: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Año	Tipo Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2003	Generadora	2.743,35	2.691,30
	Distribuidora	665,61	572,47
	Autogeneradora	110,12	101,32
Total 2003		3.519,08	3.365,09
2004	Gran Consumidor	35,00	28,00
	Generadora	2.743,21	2.685,70
	Distribuidora	637,20	538,72
	Autogeneradora	139,71	127,17
Total 2004		3.555,12	3.379,60
2005	Gran Consumidor	64,80	55,60
	Generadora	2.752,04	2.671,40
	Distribuidora	608,26	494,84
	Autogeneradora	301,30	258,78
Total 2005		3.726,40	3.480,63
2006	Gran Consumidor	64,80	55,60
	Generadora	2.954,38	2.826,72
	Distribuidora	591,60	489,43
	Autogeneradora	459,24	395,49
Total 2006		4.070,01	3.767,24
2007	Generadora	3.180,58	3.083,67
	Distribuidora	585,26	488,96
	Autogeneradora	712,55	568,87
Total 2007		4.478,40	4.141,50
2008	Generadora	3.179,76	3.068,65
	Distribuidora	587,71	494,76
	Autogeneradora	776,33	616,79
Total 2008		4.543,81	4.180,21
2009	Generadora	3.302,84	3.255,20
	Distribuidora	595,95	494,89
	Autogeneradora	814,37	645,63
Total 2009		4.713,17	4.395,73
2010	Generadora	3.724,78	3.593,35
	Distribuidora	501,03	452,48
	Autogeneradora	911,87	711,56
Total 2010		5.137,68	4.757,39

TABLA No. 21: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (cont.)

Año	Tipo Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2011	Generadora	3.759,41	3.628,15
	Distribuidora	503,54	455,18
	Autogeneradora	918,28	712,35
Total 2011		5.181,24	4.795,68
2012	Generadora	4.033,57	3.892,85
	Distribuidora	473,31	430,73
	Autogeneradora	947,79	739,58
Total 2012		5.454,67	5.063,17

TABLA No. 22: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)									
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renovable	Hidráulica	1.745,93	1.745,84	1.763,54	1.800,73	2.057,08	2.056,33	2.059,25	2.242,42	2.234,41	2.263,89
	Biomasa	-	35,00	64,80	73,80	73,80	106,80	106,80	101,30	101,30	101,30
	Eólica	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08
Total Renovable		1.745,93	1.780,84	1.828,35	1.874,54	2.133,30	2.165,55	2.168,47	2.346,13	2.338,15	2.367,67
No Renovable	Térmica	1.773,15	1.774,28	1.898,05	2.195,47	2.345,10	2.378,25	2.544,70	2.791,55	2.843,08	3.086,73
Total No Renovable		1.773,15	1.774,28	1.898,05	2.195,47	2.345,10	2.378,25	2.544,70	2.791,55	2.843,08	3.086,73
Total		3.519,08	3.555,12	3.726,40	4.070,01	4.478,40	4.543,81	4.713,17	5.137,68	5.181,23	5.454,40

TABLA No. 23: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Efectiva (MW)									
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Renovable	Hidráulica	1.733,49	1.732,50	1.749,94	1.785,80	2.030,45	2.032,52	2.032,16	2.215,19	2.207,17	2.236,62
	Biomasa	-	28,00	55,60	63,30	63,30	94,50	94,50	93,40	93,40	93,40
	Eólica	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08
Total Renovable		1.733,49	1.760,50	1.805,56	1.849,11	2.096,17	2.129,44	2.129,08	2.311,01	2.303,01	2.332,50
No Renovable	Térmica	1.631,59	1.619,10	1.675,07	1.918,12	2.045,33	2.050,77	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44
Total No Renovable		1.631,59	1.619,10	1.675,07	1.918,12	2.045,33	2.050,77	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44
Total		3.365,09	3.379,60	3.480,63	3.767,24	4.141,50	4.180,21	4.395,73	4.757,39	4.795,68	5.062,95

Al 2012 la potencia efectiva presenta una variación significativa con relación al año anterior, equivalente al 5,57 % y con respecto al 2003 el 50,46 %, pasando de 3.365,09 MW en el 2003 a 5.062,95 MW en el 2012. La mayor variación es de 9,93 % se presenta en el 2007 (de 3.767,24 MW en el 2006 a 4.141,50 MW en el 2007).

La energía entregada para servicio público, es aquella entregada a los clientes finales a través de los sistemas de transmisión y distribución. La siguiente figura muestra los valores totales anuales, donde se aprecia que en el periodo de análisis, esta energía se incrementó en 61,29% mientras que en el 2012 creció 4,79 % respecto al 2011.



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

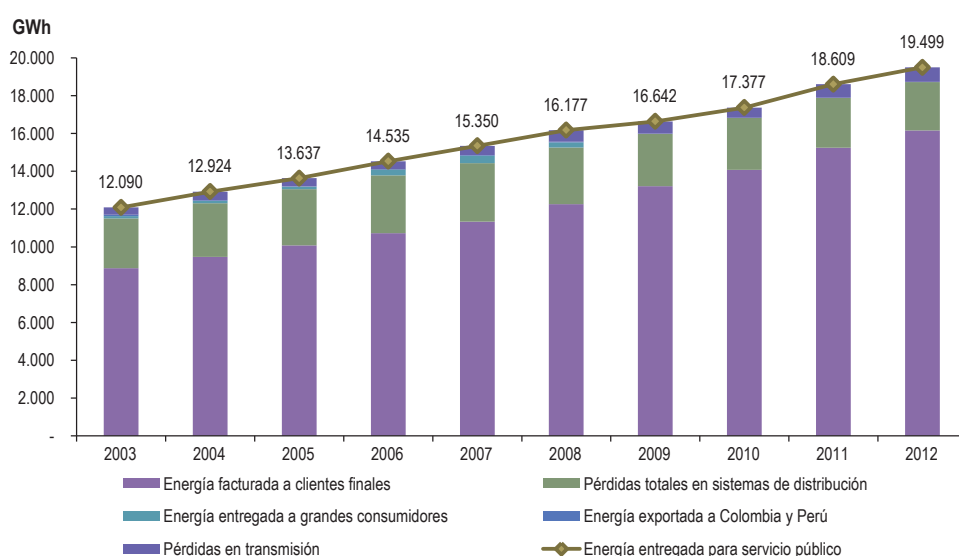


FIG. No. 11: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO

La energía facturada a clientes finales incluye a los clientes regulados y no regulados de los sistemas de distribución. De acuerdo a la figura No. 12, este valor en el periodo 2003 - 2012 se incrementó en 82,25 %, es decir, un promedio anual de 8,23 %. La variación entre los años 2011 y 2012 fue del 6,04 %. En estos valores no se incluye la energía que se exportó a Colombia, ni la consumida por los grandes consumidores Holcim (sep/2005 – ago/2008) e Interagua (ene/02 – ago/2008), ya que ésta fue liquidada en el sistema de transmisión.

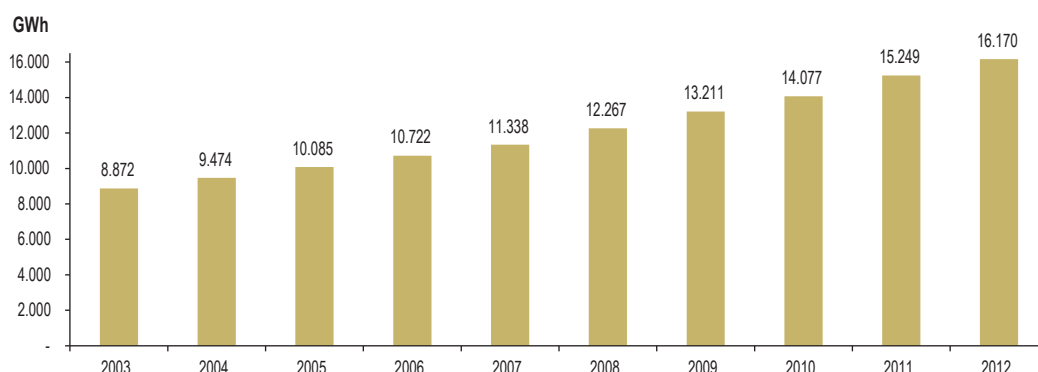


FIG. No. 12: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES

Las pérdidas de energía (GWh) en los sistemas de distribución han tenido una disminución desde el 2007 hasta el 2012 en un 14,76 %; de forma similar en el 2012 disminuyeron en un 3,14 % respecto al 2011.

Si las pérdidas son analizadas en función de la energía disponible en los sistemas de distribución, se observa en la figura que éstas han sufrido una disminución significativa desde 2003, en el que alcanzaron el 22,89 % llegando a 13,63 % en el 2012. Su máximo valor se dio en el 2004 con 23,01 %.



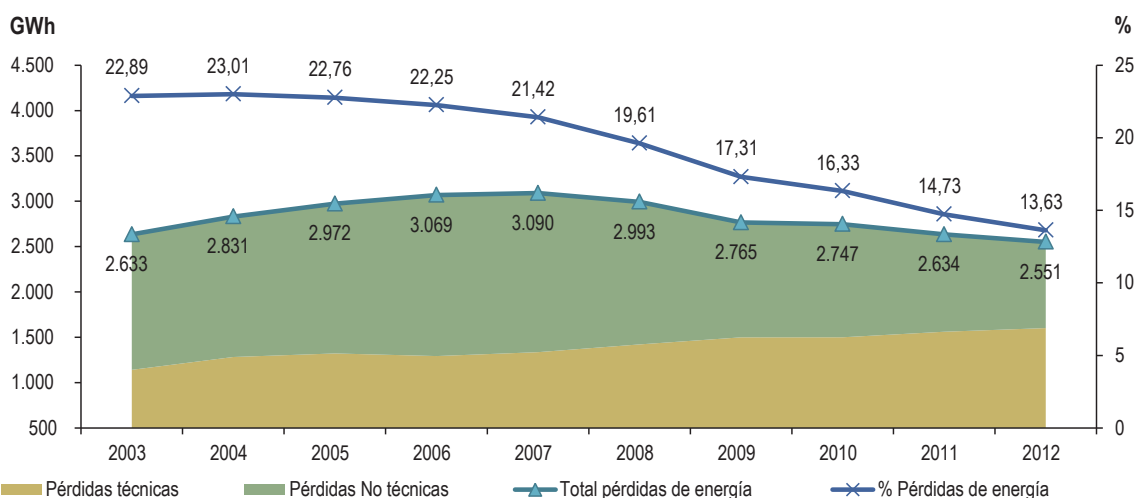


FIG. No. 13: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN

3.3. Resumen del Balance de Energía Producida e Importada

La energía bruta (producida e importada), en el periodo 2003 - 2012, experimentó un crecimiento del 82,27 %, al pasar de 12.665,74 GWh en 2003, a 23.085,92 GWh en el 2012, siendo en el 2004 y 2006, los de mayor incremento con relación al inmediato anterior.

TABLA No. 24: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA E IMPORTADA, PERIODO 2003 - 2012

AÑO	ENERGÍA BRUTA		ENERGÍA CONSUMOS AUXILIARES GENERACIÓN		ENERGÍA DISPONIBLE		ENERGÍA ENTREGADA AL MEM		ENERGÍA NO INCORPORADA AL MEM		ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO		ENERGÍA NO ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)
2003	12.665,74	-	279,80	-	12.385,94	-	11.983,08	-	402,86	-	12.089,89	-	296,05	-
2004	14.226,46	12,32	268,21	- 4,14	13.958,24	12,69	12.825,82	7,03	1.132,42	181,09	12.924,45	6,90	1.033,80	249,19
2005	15.127,47	6,33	393,51	46,71	14.733,96	5,56	13.552,06	5,66	1.181,90	4,37	13.637,23	5,52	1.096,73	6,09
2006	16.686,32	10,30	424,53	7,88	16.261,79	10,37	14.440,70	6,56	1.821,09	54,08	14.534,74	6,58	1.727,05	57,47
2007	18.197,52	9,06	400,12	- 5,75	17.797,40	9,44	15.244,76	5,57	2.552,64	40,17	15.349,52	5,61	2.447,88	41,74
2008	19.108,69	5,01	597,42	49,31	18.511,27	4,01	16.112,27	5,69	2.399,00	- 6,02	16.188,79	5,47	2.322,48	- 5,12
2009	19.385,37	1,45	372,78	- 37,60	19.012,59	2,71	16.351,31	1,48	2.661,28	10,93	16.524,35	2,07	2.488,24	7,14
2010	20.382,76	5,15	300,69	- 19,34	20.082,07	5,63	16.482,89	0,80	3.599,18	35,24	17.376,37	5,16	2.705,70	8,74
2011	21.838,73	7,14	299,92	- 0,25	21.538,81	7,25	18.449,03	11,93	3.089,78	- 14,15	18.612,88	7,12	2.925,93	8,14
2012	23.085,92	5,71	379,06	26,38	22.706,87	5,42	19.177,33	3,95	3.529,54	14,23	19.499,45	4,76	3.207,42	9,62

En el 2012, la energía disponible fue 22.706,87 GWh, de los cuales el 85,87 % (19.499,45 GWh) se entregó para el servicio público y el 14,13 % (3.207,42 GWh) al servicio no público. La energía para servicio público es aquella que se pone a disposición de los consumidores finales, a través de los distintos sistemas de distribución. La energía entregada para servicio no público es la que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus empresas asociadas y que no se puede poner a disposición de los consumidores finales.



A continuación se mencionan cronológicamente, algunas novedades importantes en el proceso de generación y producción de energía de las empresas; así:

- En el 2003 entra en funcionamiento la L/T a 230 kV entre las subestaciones de Jamondino en Pasto (Colombia) y Pomasqui en Quito (Ecuador), incrementando sustancialmente la importación de energía desde Colombia.
- En el 2004 aumentaron su producción las empresas autogeneradoras: Agip, Famiproduct, Hidroimbabura, La Internacional, Petroproducción y Repsol YPF. Además, en este se incorporaron a la estadística del 2004 las autogeneradoras: Agua y Gas de Sillunchi, OCP y San Carlos.

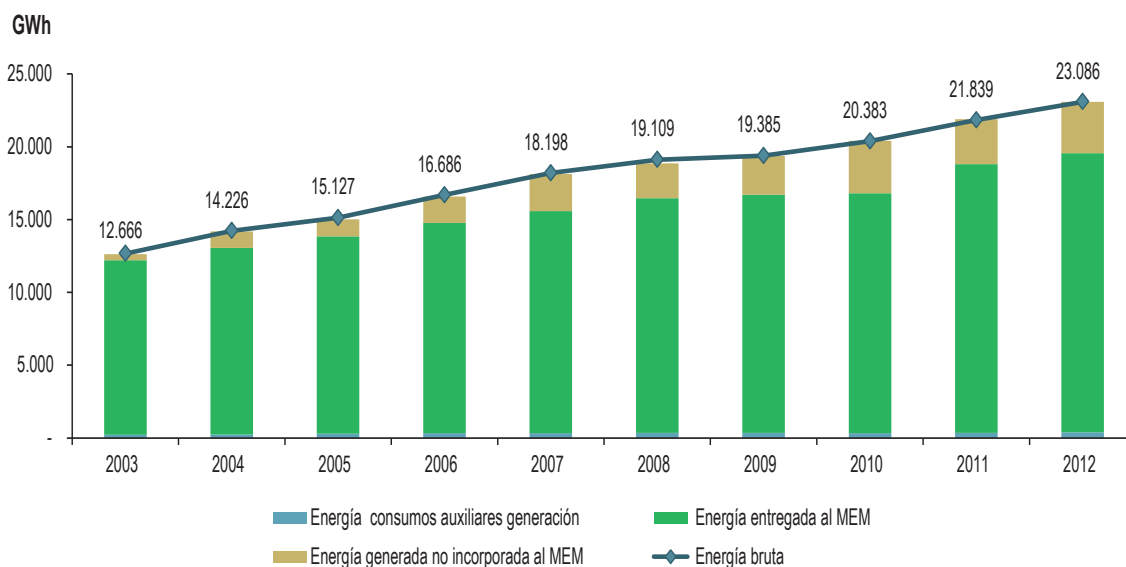


FIG. No. 14: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA E IMPORTADA, PERIODO 2003 - 2012

La producción de energía en el Ecuador está a cargo de diversos tipos de empresas, las que se clasifican en: generadoras, distribuidoras y autogeneradoras.

- (1) La empresa generadora es la titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica, la misma que entrega su producción total o parcial de la siguiente manera:
 - En uno o varios puntos en el Sistema Nacional de Transmisión,
 - En un sistema aislado de transporte; o,
 - En una red de distribución.
- (2) La empresa distribuidora es la titular de una concesión o que por mandato expreso de la Ley asume la obligación de prestar el servicio público de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales, dentro de su área de concesión o de servicio.
- (3) La empresa autogeneradora es la que independientemente produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM - a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados.

Adicionalmente, la energía eléctrica en Ecuador se obtiene mediante la actividad de importación, es decir, mediante la compra a otros países, lo que comúnmente se ha dado a través de Colombia y Perú, especialmente en épocas deficitarias, o cuando las condiciones de mercado sean convenientes o ventajosas para el país.

TABLA No. 25: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA (GWh), PERIODO 2003 - 2012

Tipo Empresa	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Generadora	CELEC - Electroguayas	1.530	1.212	1.801	2.016	1.659	1.544	2.015	2.884	2.288	2.056
	CELEC - Hidroagoyán	1.001	1.217	921	888	1.141	1.415	1.197	1.056	1.084	2.326
	CELEC - Hidropaute	4.596	4.783	4.607	4.579	5.075	6.285	4.796	4.311	6.757	7.128
	CELEC - Termoesmeraldas	788	885	922	955	908	670	1.013	486	780	1.446
	CELEC - Termopichincha	149	204	243	265	184	152	285	1.081	885	891
	Elecaastro	237	254	263	273	287	332	291	232	314	395
Generadora	Electroquil	263	413	622	669	442	270	546	514	228	225
	EMAAP - Q	139	144	138	127	137	140	150	137	145	146
	Eolicsa	-	-	-	-	0	2	3	3	3	2
	Generoca	-	-	-	4	192	156	172	170	141	126
	Hidronación	645	478	435	496	528	844	599	773	657	1.051
	Hidropastaza	-	-	-	-	822	972	1.064	1.043	913	-
	Hidosibimbe	-	-	-	32	89	85	86	87	105	100
	Intervisa Trade	24	59	278	426	192	135	136	328	229	60
	Termoguayas	-	-	-	71	526	450	577	595	540	546
	Ulysseas	4	38	47	40	-	-	-	-	-	-
CELEC - Termogas Machala	770	735	816	885	932	766	921	1.030	717	1.244	
Total Generadora		10.151	10.430	11.100	11.733	13.121	14.224	13.857	14.739	15.794	17.748
Distribuidora	CNEL - Bolívar	6	4	4	1	1	4	3	4	2	1
	CNEL - El Oro	5	3	5	6	4	3	1	0	0	-
	CNEL - Esmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CNEL - Los Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CNEL - Manabí	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-
	CNEL - Milagro	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-
	CNEL - Sta. Elena	3	4	4	13	4	-	-	-	-	-
	CNEL - Sucumbíos	68	54	42	50	58	17	55	61	47	15
	E.E. Ambato	9	10	8	8	12	18	11	10	9	13
	E.E. Centro Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	E.E. Cotopaxi	58	62	57	57	61	59	53	51	60	55
	E.E. Galápagos	19	20	22	25	25	26	28	29	31	36
	E.E. Norte	42	41	46	47	50	59	51	52	69	53
	E.E. Quito	401	382	389	508	527	634	601	557	619	543
	E.E. Riobamba	94	103	97	104	101	92	99	105	100	110
E.E. Sur	31	26	33	32	31	24	49	38	30	28	
Eléctrica de Guayaquil	329	346	330	468	355	238	399	603	336	375	
Total Distribuidora		1.071	1.062	1.042	1.324	1.234	1.179	1.361	1.516	1.308	1.232
Autogeneradora	Agip	88	128	133	147	162	186	192	208	221	229
	Agua y Gas de Sillunchi	-	2	2	2	2	2	2	2	1	2
	Andes Petro	-	-	-	301	367	378	388	362	467	470
	Consejo Provincial de Tungurahua	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0
	Ecoelectric	-	-	18	25	77	74	76	70	110	110
	Ecoluz	48	37	34	35	38	41	39	30	39	39



TABLA No. 25: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA (GWh), PERIODO 2003 - 2012 (cont.)

Tipo Empresa	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Autogeneradora	Ecudos	-	-	39	77	86	75	69	96	94	97
	Electroandina	0	0	-	-	-	-	0	-	-	-
	Electrocordova	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0
	Enermax	-	-	-	5	79	95	81	88	87	92
	Famiproduct	0	17	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidroabanico	-	-	0	123	209	319	318	299	324	315
	Hidroimbabura	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-	0	0	-	-
	I.M. Mejía	5	4	7	5	9	4	5	7	9	8
	La Internacional	1	22	23	22	18	16	19	17	16	29
	Lafarge	-	-	-	80	75	84	116	127	96	156
	Manageración	-	-	-	4	41	35	-	-	-	-
	Moderna Alimentos	3	3	3	6	6	10	4	1	7	6
	Municipio A. Ante	-	2	2	2	2	2	1	1	1	0
	Ocp	-	31	30	27	23	23	25	24	24	24
	Perlabí	-	-	6	9	9	16	13	7	14	13
	Petroamazonas	-	-	-	108	534	602	443	696	712	1.071
	Petrobras	-	-	-	-	-	-	68	69	82	-
	Petroproducción	168	222	253	274	299	322	287	227	213	258
	Repsol	3	614	657	751	844	817	786	815	805	812
San Carlos	-	3	44	41	55	58	70	68	73	87	
Sippec	-	-	-	-	34	34	31	28	33	36	
Municipio Cotacachi	3	2	1	2	2	2	-	-	-	-	
Total Autogeneradora		323	1.092	1.260	2.057	2.980	3.204	3.045	3.254	3.440	3.866
Importación	Interconexión Colombia	1.119	1.641	1.716	1.570	860	500	1.058	794	1.294	236
	Interconexión Perú	-	-	7	-	-	-	62	78	-	2
Total Importación		1.119	1.641	1.723	1.570	860	500	1.120	872	1.294	238
Total		12.665	14.226	15.127	16.686	18.197	19.108	19.385	20.382	21.838	23.085

3.4. Energía Producida por las Empresas Generadoras

Las empresas generadoras, que son las titulares de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo, entregan su producción total o parcialmente en uno o varios puntos en el Sistema Nacional de Transmisión o en una red de distribución. Esta producción, en términos de generación bruta, durante el periodo de análisis, tuvo una variación de 10.151,44 GWh en 2003 a 17.748,90 GWh en el 2012, lo que representa un crecimiento del 74,84 %, siendo los años 2007 y 2012 los de mayor incremento con relación al inmediato anterior.

En las siguientes tablas, se debe considerar que toda la producción de las generadoras está destinada para servicio público, puesto que su misión es generar energía para consumo de los clientes finales.

TABLA No. 26: BALANCE TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Año	Energía bruta		Consumo auxiliares generación		Energía disponible		Energía entregada al MEM		Energía no incorporada al MEM		Energía entregada para servicio público	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)
2003	10.151,44	-	248,01	0,00	9.903,43	0,00	9.901,06	0,00	2,37	0,00	9.904,70	0,00
2004	10.430,37	2,75	231,80	- 6,53	10.198,56	2,98	10.192,44	2,94	6,13	158,01	10.198,56	2,97
2005	11.100,39	6,42	283,79	22,43	10.816,59	6,06	10.811,91	6,08	4,68	- 23,62	10.816,59	6,06
2006	11.733,32	5,70	301,57	6,26	11.431,75	5,69	11.426,17	5,68	5,58	19,33	11.428,52	5,66
2007	13.121,40	11,83	288,64	- 4,29	12.832,76	12,26	12.812,55	12,13	20,21	262,03	12.815,01	12,13
2008	14.224,46	8,41	311,75	8,01	13.912,72	8,42	13.898,44	8,48	14,28	- 29,36	13.911,99	8,56
2009	13.857,90	- 2,58	331,84	6,45	13.526,06	- 2,78	13.512,55	- 2,78	13,51	- 5,40	13.525,79	- 2,78
2010	14.739,45	6,36	247,18	- 25,51	14.492,27	7,14	13.710,81	1,47	781,47	5.685,44	14.442,15	6,77
2011	15.794,54	7,16	273,10	10,49	15.521,44	7,10	15.375,95	12,14	145,49	- 81,38	15.388,06	6,55
2012	17.748,90	12,37	306,34	12,17	17.442,56	12,38	17.331,77	12,72	110,79	- 23,85	17.405,53	13,11

En la tabla No. 27 se muestra a detalle el balance de producción de energía de las empresas generadoras, cuyo número ha aumentado a partir del 2003, dando, consecuentemente, una mayor oferta de energía.

En el periodo de análisis existe energía no incorporada que corresponde a la generación de las centrales termoelectricas ubicadas en la Isla Puná y que anteriormente eran administradas por la distribuidora CNEL - Guayas - Los Ríos (hasta mayo de 2009) y que actualmente se encuentran a cargo de CELEC - Termopichincha.

TABLA No. 27: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2003	CELEC-Electroguayas	1.530,82	96,33	1.434,49	1.434,49	-	1.434,49
	CELEC-Hidroagoyán	1.001,33	2,09	999,24	999,40	-0,16	999,72
	CELEC-Hidropaute	4.596,36	26,28	4.570,09	4.570,09	-	4.570,09
	CELEC-Termoesmeraldas	788,64	52,73	735,90	735,87	0,03	735,90
	CELEC-Termopichincha	149,85	3,77	146,07	145,46	0,61	146,30
	Elecaastro	237,59	3,01	234,58	234,58	-	234,58
	Electroquil	263,47	8,82	254,65	252,37	2,28	254,65
	EMAAP-Q	139,37	30,95	108,43	108,82	-0,39	108,99
	Hidronación	645,49	8,70	636,80	636,80	-	636,80
	Intervis Trade	24,13	-	24,13	24,13	-	24,13
	Ulysseas	4,25	0,36	3,90	3,90	-	3,90
	CELEC-Termogas Machala	770,14	14,97	755,17	755,17	0,00	755,17
Total 2003		10.151,44	248,01	9.903,43	9.901,06	2,37	9.904,70
2004	CELEC-Electroguayas	1.212,91	68,38	1.144,53	1.144,53	-	1.144,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.217,55	1,85	1.215,70	1.215,69	0,01	1.215,70
	CELEC-Hidropaute	4.783,67	16,39	4.767,28	4.767,28	-	4.767,28
	CELEC-Termoesmeraldas	885,56	58,28	827,27	827,26	0,01	827,27
	CELEC-Termopichincha	204,53	5,02	199,51	198,72	0,79	199,51
	Elecaastro	254,92	4,13	250,80	250,80	-0,00	250,80
	Electroquil	413,96	16,75	397,21	396,77	0,44	397,21
	EMAAP-Q	144,87	40,60	104,27	103,47	0,79	104,27



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector
Eléctrico Ecuatoriano, Período 2003 - 2012

TABLA No. 27: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (cont.)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2004	Hidronación	478,57	6,88	471,69	471,69	-	471,69
	Intervisa Trade	59,88	1,33	58,55	58,55	0,00	58,55
	Ulysseas	38,54	1,18	37,36	37,36	-	37,36
	CELEC-Termogas Machala	735,42	11,03	724,39	720,31	4,08	724,39
Total 2004		10.430,37	231,80	10.198,56	10.192,44	6,13	10.198,56
2005	CELEC-Electroguayas	1.801,40	103,87	1.697,53	1.697,53	-	1.697,53
	CELEC-Hidroagoyán	921,89	1,50	920,39	920,15	0,24	920,39
	CELEC-Hidropaute	4.607,74	22,60	4.585,14	4.585,14	-	4.585,14
	CELEC-Termoesmeraldas	922,43	57,23	865,21	865,21	-	865,21
	CELEC-Termopichincha	243,98	5,71	238,28	237,33	0,94	238,28
	Elecaustro	263,80	4,59	259,20	259,20	-	259,20
	Electroquil	622,83	24,93	597,90	595,42	2,48	597,90
	EMAAP-Q	138,29	35,87	102,42	101,42	1,00	102,42
	Hidronación	435,59	4,60	430,99	430,99	-	430,99
	Intervisa Trade	278,59	1,39	277,20	277,20	-	277,20
	Ulysseas	47,55	4,36	43,18	43,17	0,01	43,18
	CELEC-Termogas Machala	816,29	17,14	799,15	799,15	-	799,15
Total 2005		11.100,39	283,79	10.816,59	10.811,91	4,68	10.816,59
2006	CELEC-Electroguayas	2.016,47	97,27	1.919,20	1.919,20	-	1.919,20
	CELEC-Hidroagoyán	888,41	1,43	886,99	885,65	1,34	886,99
	CELEC-Hidropaute	4.579,88	46,92	4.532,95	4.532,95	-	4.532,95
	CELEC-Termoesmeraldas	955,11	57,76	897,35	897,27	0,08	897,35
	CELEC-Termopichincha	265,15	5,93	259,23	258,30	0,92	259,23
	Elecaustro	273,92	4,60	269,31	269,31	-0,00	269,31
	Electroquil	669,98	27,70	642,28	642,28	0,00	642,28
	EMAAP-Q	127,60	27,01	100,59	97,36	3,23	97,36
	Generoca	4,59	-	4,59	4,59	-	4,59
	Hidronación	496,49	7,43	489,06	489,06	-	489,06
	Hidrosibimbe	32,27	-	32,27	32,27	-	32,27
	Intervisa Trade	426,10	2,12	423,98	423,98	-	423,98
	Termoguayas	71,57	0,00	71,57	71,57	-	71,57
	Ulysseas	40,33	3,93	36,40	36,40	0,00	36,40
CELEC-Termogas Machala	885,45	19,47	865,98	865,98	-	865,98	
Total 2006		11.733,32	301,57	11.431,75	11.426,17	5,58	11.428,52
2007	CELEC-Electroguayas	1.659,22	93,34	1.565,88	1.565,88	0,00	1.565,88
	CELEC-Hidroagoyán	1.141,75	1,21	1.140,54	1.140,31	0,22	1.140,54
	CELEC-Hidropaute	5.075,11	63,21	5.011,91	5.011,91	-	5.011,91
	CELEC-Termoesmeraldas	908,90	57,28	851,62	851,62	0,00	851,62
	CELEC-Termopichincha	184,31	5,06	179,25	177,98	1,27	179,25
	Elecaustro	287,13	4,82	282,32	282,32	-	282,32
	Electroquil	442,84	19,74	423,09	423,09	0,00	423,09
	EMAAP-Q	137,32	3,77	133,55	115,79	17,76	115,79
	Eolicsa	0,96	-	0,96	-	0,96	0,96
	Generoca	192,59	8,15	184,44	184,44	0,00	184,44



TABLA No. 27: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (cont.)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2007	Hidronación	528,30	8,49	519,80	519,80	0,00	519,80
	Hidropastaza	822,55	1,50	821,05	821,05	0,00	821,05
	Hidrosibimbe	89,40	-	89,40	89,40	-	89,40
	Intervisa Trade	192,03	0,96	191,07	191,07	-	191,07
	Termoguayas	526,06	0,00	526,06	526,06	-	526,06
	Ulysseas	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termogas Machala	932,94	21,11	911,83	911,83	-	911,83
Total 2007		13.121,40	288,64	12.832,76	12.812,55	20,21	12.815,01
2008	CELEC-Electroguayas	1.544,18	101,50	1.442,69	1.442,69	0,00	1.442,69
	CELEC-Hidroagoyán	1.415,10	2,22	1.412,88	1.412,78	0,09	1.412,88
	CELEC-Hidropaute	6.285,85	87,54	6.198,31	6.198,31	0,00	6.198,31
	CELEC-Termoesmeraldas	670,02	44,02	626,00	626,00	-	626,00
	CELEC-Termopichincha	152,44	4,99	147,45	146,14	1,31	147,45
	Elecaastro	332,33	5,18	327,15	327,15	0,00	327,15
	Electroquil	270,44	11,01	259,43	259,43	0,00	259,43
	EMAAP-Q	140,56	16,63	123,93	123,18	0,75	123,21
	Eolicca	2,68	-	2,68	2,68	-	2,68
	Generoca	156,22	6,68	149,54	149,54	-	149,54
	Hidronación	844,34	13,30	831,03	831,03	-	831,03
	Hidropastaza	972,39	-	972,39	960,27	12,12	972,39
	Hidrosibimbe	85,17	-	85,17	85,17	-	85,17
	Intervisa Trade	135,94	0,70	135,23	135,23	-	135,23
	Termoguayas	450,20	-0,00	450,20	450,20	0,00	450,20
	CELEC-Termogas Machala	766,62	17,99	748,63	748,63	-	748,63
Total 2008		14.224,46	311,75	13.912,72	13.898,44	14,28	13.911,99
2009	CELEC-Electroguayas	2.015,02	102,32	1.912,70	1.912,53	0,17	1.912,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.197,82	2,15	1.195,67	1.195,67	-	1.195,67
	CELEC-Hidropaute	4.796,31	58,42	4.737,89	4.737,89	0,00	4.737,89
	CELEC-Termoesmeraldas	1.013,24	69,71	943,53	943,53	0,00	943,53
	CELEC-Termopichincha	285,55	10,40	275,16	275,20	-0,05	275,16
	Elecaastro	291,22	5,17	286,06	286,06	0,00	286,06
	Electroquil	546,23	18,65	527,58	527,58	0,00	527,58
	EMAAP-Q	150,32	26,04	124,28	124,16	0,12	124,19
	Eolicca	3,20	-	3,20	-	3,20	3,20
	Generoca	172,82	7,47	165,35	165,38	-0,03	165,35
	Hidronación	599,27	9,88	589,39	589,39	0,00	589,39
	Hidropastaza	1.064,82	2,06	1.062,76	1.052,68	10,08	1.062,76
	Hidrosibimbe	86,19	-	86,19	86,19	0,00	86,19
	Intervisa Trade	136,92	0,39	136,53	136,53	0,00	136,53
	Termoguayas	577,93	-	577,93	577,93	-	577,93
CELEC-Termogas Machala	921,02	19,18	901,84	901,84	0,00	901,84	
Total 2009	Hidronación	13.857,90	331,84	13.526,06	13.512,55	13,51	13.525,79



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector
Eléctrico Ecuatoriano, Período 2003 - 2012

TABLA No. 27: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (cont.)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2010	CELEC-Electroguayas	2.884,65	127,84	2.756,81	2.756,67	0,15	2.756,67
	CELEC-Hidroagoyán	1.056,84	1,65	1.055,19	1.055,19	0,00	1.055,19
	CELEC-Hidropaute	4.311,05	14,08	4.296,97	4.296,97	0,00	4.296,97
	CELEC-Termoesmeraldas	486,15	36,61	449,54	449,54	0,00	449,54
	CELEC-Termopichincha	1.081,52	5,59	1.075,93	360,95	714,98	1.075,93
	Elecaustro	232,64	3,99	228,65	228,65	0,00	228,65
	Electroquil	514,78	16,62	498,16	498,16	0,00	498,16
	EMAAP-Q	137,41	-1,33	138,74	87,28	51,46	88,79
	Eolicca	3,43	-	3,43	-	3,43	3,43
	Generoca	170,41	7,50	162,91	162,91	0,00	162,91
	Hidronación	773,79	10,93	762,86	762,86	0,00	762,86
	Hidropastaza	1.043,88	1,45	1.042,43	1.031,03	11,40	1.042,43
	Hidrosibimbe	87,95	-	87,95	87,95	-	87,95
	Intervisa Trade	328,90	0,96	327,94	327,94	0,00	327,94
	Termoguayas	595,79	-	595,79	595,79	-	595,79
CELEC-Termogas Machala	1.030,25	21,29	1.008,96	1.008,91	0,04	1.008,93	
Total 2010	Generoca	14.739,45	247,18	14.492,27	13.710,81	781,47	14.442,15
2009	CELEC-Electroguayas	2.015,02	102,32	1.912,70	1.912,53	0,17	1.912,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.197,82	2,15	1.195,67	1.195,67	-	1.195,67
	CELEC-Hidropaute	4.796,31	58,42	4.737,89	4.737,89	0,00	4.737,89
	CELEC-Termoesmeraldas	1.013,24	69,71	943,53	943,53	0,00	943,53
	CELEC-Termopichincha	285,55	10,40	275,16	275,20	-0,05	275,16
	Elecaustro	291,22	5,17	286,06	286,06	0,00	286,06
	Electroquil	546,23	18,65	527,58	527,58	0,00	527,58
	EMAAP-Q	150,32	26,04	124,28	124,16	0,12	124,19
	Eolicca	3,20	-	3,20	-	3,20	3,20
	Generoca	172,82	7,47	165,35	165,38	-0,03	165,35
	Hidronación	599,27	9,88	589,39	589,39	0,00	589,39
	Hidropastaza	1.064,82	2,06	1.062,76	1.052,68	10,08	1.062,76
	Hidrosibimbe	86,19	-	86,19	86,19	0,00	86,19
	Intervisa Trade	136,92	0,39	136,53	136,53	0,00	136,53
	Termoguayas	577,93	-	577,93	577,93	-	577,93
CELEC-Termogas Machala	921,02	19,18	901,84	901,84	0,00	901,84	
Total 2009	Hidronación	13.857,90	331,84	13.526,06	13.512,55	13,51	13.525,79
2010	CELEC-Electroguayas	2.884,65	127,84	2.756,81	2.756,67	0,15	2.756,67
	CELEC-Hidroagoyán	1.056,84	1,65	1.055,19	1.055,19	0,00	1.055,19
	CELEC-Hidropaute	4.311,05	14,08	4.296,97	4.296,97	0,00	4.296,97
	CELEC-Termoesmeraldas	486,15	36,61	449,54	449,54	0,00	449,54
	CELEC-Termopichincha	1.081,52	5,59	1.075,93	360,95	714,98	1.075,93
	Elecaustro	232,64	3,99	228,65	228,65	0,00	228,65
	Electroquil	514,78	16,62	498,16	498,16	0,00	498,16
	EMAAP-Q	137,41	-1,33	138,74	87,28	51,46	88,79
	Eolicca	3,43	-	3,43	-	3,43	3,43

TABLA No. 27: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA (cont.)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2010	Generoca	170,41	7,50	162,91	162,91	0,00	162,91
	Hidronación	773,79	10,93	762,86	762,86	0,00	762,86
	Hidropastaza	1.043,88	1,45	1.042,43	1.031,03	11,40	1.042,43
	Hidrosibimbe	87,95	-	87,95	87,95	-	87,95
	Intervisa Trade	328,90	0,96	327,94	327,94	0,00	327,94
	Termoguayas	595,79	-	595,79	595,79	-	595,79
	CELEC-Termogas Machala	1.030,25	21,29	1.008,96	1.008,91	0,04	1.008,93
Total 2010		14.739,45	247,18	14.492,27	13.710,81	781,47	14.442,15
2011	CELEC-Electroguayas	2.288,59	118,97	2.169,62	2.169,36	0,25	2.169,36
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	1,33	1.083,23	1.083,23	-	1.083,23
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	20,46	6.737,44	6.737,44	0,00	6.737,44
	CELEC-Termoesmeraldas	780,06	60,35	719,71	719,71	0,00	719,71
	CELEC-Termopichincha	885,71	24,11	861,59	757,59	104,00	757,59
	Elecaastro	314,54	5,27	309,26	309,26	0,00	309,26
	Electroquil	228,88	7,14	221,74	221,74	0,00	221,74
	EMAAP-Q	145,60	3,42	142,18	113,68	28,49	113,05
	Eolicca	3,34	-	3,34	-	3,34	3,34
	Generoca	141,64	6,25	135,38	135,38	0,00	135,38
	Hidronación	657,39	9,56	647,83	647,83	0,00	647,83
	Hidropastaza	913,52	0,90	912,61	903,23	9,38	912,61
	Hidrosibimbe	105,23	-	105,23	105,23	-	105,23
	Intervisa Trade	229,03	0,69	228,34	228,34	0,00	228,34
	Termoguayas	540,97	-	540,97	540,97	-	540,97
	CELEC-Termogas Machala	717,58	14,63	702,95	702,93	0,02	702,95
Total 2011		15.794,54	273,10	15.521,44	15.375,95	145,49	15.388,06
2012	CELEC-Electroguayas	2.056,05	110,87	1.945,18	1.944,97	0,21	1.944,97
	CELEC-Hidroagoyán	2.326,64	3,58	2.323,05	2.323,05	0,00	2.323,05
	CELEC-Hidropaute	7.128,86	30,30	7.098,56	7.098,56	0,00	7.098,56
	CELEC-Termoesmeraldas	1.446,95	63,67	1.383,28	1.383,28	0,00	1.383,28
	CELEC-Termopichincha	891,00	33,75	857,25	857,25	0,00	857,25
	Elecaastro	395,05	7,90	387,15	387,15	0,00	387,15
	Electroquil	225,22	8,16	217,06	217,06	0,00	217,06
	EMAAP-Q	146,80	2,63	144,18	108,15	36,03	107,36
	Eolicca	2,40	-	2,40	-	2,40	2,40
	Generoca	126,93	5,75	121,18	121,18	0,00	121,18
	Hidronación	1.051,04	15,19	1.035,85	969,61	66,24	1.035,85
	Hidrosibimbe	100,50	-	100,50	100,50	-	100,50
	Intervisa Trade	60,78	0,24	60,54	54,63	5,92	60,54
	Termoguayas	546,45	-	546,45	546,45	-	546,45
CELEC-Termogas Machala	1.244,23	24,31	1.219,92	1.219,92	0,00	1.219,92	
Total 2012		17.748,90	306,34	17.442,56	17.331,77	110,79	17.405,53



La evolución de la producción total de energía por parte de las empresas generadoras se observa en la figura No. 15. Un crecimiento significativo se ve a partir del 2005, relacionado con la incorporación de nuevas empresas generadoras, entre ellas: Generoca, Hidrosibimbe, Termoguayas. Notándose además una disminución de la producción en el 2009, debido a la reducción de demanda por racionamiento que se presentó a finales de ese año, teniéndose una recuperación en el 2010.

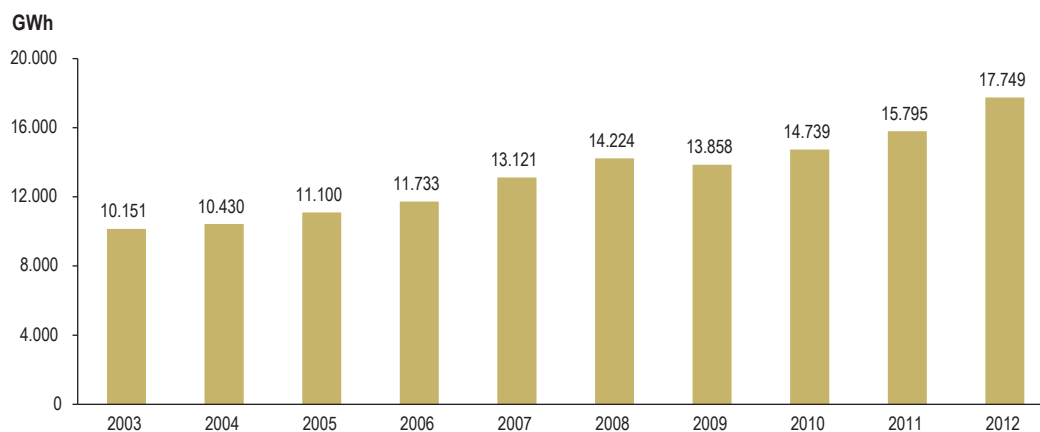


FIG. No. 15: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

3.5. Energía Producida por las Empresas Distribuidoras

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió, a partir de marzo de 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera facultada la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución. Por tal decisión, dejan de existir las denominaciones de: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABÍ); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos S.A.(EMELGUR); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., las cuales en el futuro funcionarán como gerencias regionales de CNEL.

A partir de enero de 2004, se incorporó a la estadística la información de la central hidráulica aislada Oyacachi de la E.E. Quito.

La central La Propicia pasó a ser administrada por la Unidad de Negocio CELEC - Termopichincha en diciembre de 2007.

La central Posorja en diciembre de 2006 y la central La Libertad en julio de 2007 dejaron de producir energía.

Las centrales Jambelí y Pongalillo de CNEL - El Oro pararon su producción en mayo y junio de 2006, respectivamente, por cuanto sus sistemas de distribución se incorporaron al S.N.I. Por otro lado, a partir de diciembre de 2008, la central Collin Locket también paró su producción por daño en sus unidades de generación.

En diciembre de 2008 la central Guaranda de la CNEL - Bolívar sufrió desperfectos que obligaron a salir de servicio.

Aun cuando parte del sistema de distribución de la distribuidora CNEL - Sucumbíos está ya integrada al S.N.I., por efectos estadísticos se considera a todo su sistema como no incorporado, razón por la cual no existen valores de energía entregada al MEM. En el periodo enero - 2003 / enero - 2008, la CNEL - Sucumbíos adquirió gran parte de su energía mediante un contrato a plazos con la E.E. Ambato, esta energía fue transmitida por la línea de sub-transmisión Totoras - Bs - Puyo - Tena - Coca y posteriormente por las líneas de la Unidad de Negocio CELEC - Transelectric con lo cual desde febrero de 2008, la CNEL - Sucumbíos comenzó a adquirir energía en el MEM.

La generación de CNEL - Sucumbíos en el 2008 se redujo debido a que la adquirió, en gran parte, del MEM y de la distribuidora Ambato. Sin embargo y debido a la crisis energética de los meses de noviembre y diciembre de 2009, la CNEL - Sucumbíos se vio obligada a utilizar nuevamente sus centrales de generación para cubrir toda su demanda, manteniéndose la generación en el 2010.

Las centrales Angamarca, Catazación y El Estado, de la E.E. Cotopaxi, están aisladas o no incorporadas al S.N.I., no así las centrales Illuchi 1 e Illuchi 2.

Por otro lado, en los años 2007 y 2008 existió una energía de prueba de las centrales hidroeléctricas Nayón y Guangopolo, y las centrales térmicas, Luluncoto y G. Hernández que no fue reconocida en las respectivas facturas. Los valores de producción de energía en el periodo 2003 - 2005 en las centrales hidráulicas, se ven reducidos significativamente por las escasas lluvias en el sector. Durante la época de crisis energética del periodo octubre - diciembre de 2009, no fue posible obtener energía de la central Luluncoto, debido a indisponibilidades en sus unidades de generación.

Por efectos de la crisis energética del 2009, las unidades U2, U3, U4, U5, U7, U8 y U9 de la central térmica Cata-mayo, aumentaron sus horas de operación considerablemente.

A continuación se muestran tablas y gráficos resúmenes de los principales indicadores de producción de energía de las distribuidoras durante el periodo 2003 - 2012.

TABLA No. 28: BALANCE TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Año	Energía bruta		Consumo auxiliares		Energía disponible		Energía entregada al MEM		Energía no incorporada al MEM		Energía entregada para servicio público	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)
2003	1.071,30	-	21,20	-	1.050,10	-	947,32	-	102,78	-	1.050,49	-
2004	1.062,42	-0,83	23,17	9,30	1.039,25	-1,03	946,75	-0,06	92,50	-10,00	1.039,25	-1,07
2005	1.042,80	-1,85	22,18	-4,27	1.020,62	-1,79	940,12	-0,70	80,50	-12,98	1.020,62	-1,79
2006	1.324,94	27,06	25,64	15,57	1.299,30	27,31	1.207,62	28,45	91,68	13,90	1.299,30	27,31
2007	1.234,53	-6,82	21,60	-15,74	1.212,93	-6,65	1.110,63	-8,03	102,30	11,58	1.212,93	-6,65
2008	1.179,43	-4,46	13,69	-36,61	1.165,74	-3,89	1.102,78	-0,71	62,96	-38,45	1.165,74	-3,89
2009	1.361,30	15,42	17,07	24,64	1.344,23	15,31	1.199,67	8,79	144,56	129,59	1.344,23	15,31
2010	1.516,22	11,38	18,33	7,42	1.497,88	11,43	1.354,16	12,88	143,72	-0,58	1.497,88	11,43
2011	1.308,89	-13,67	14,22	-22,42	1.294,66	-13,57	1.171,18	-13,51	123,48	-14,08	1.294,66	-13,57
2012	1.232,58	-5,83	12,90	-9,27	1.219,67	-5,79	992,90	-15,22	226,77	83,65	1.219,67	-5,79



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector
Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

TABLA No. 29: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2003	CNEL - Bolívar	6,17	0,06	6,11	6,11	-	6,11
	CNEL - El Oro	5,01	0,74	4,26	4,38	- 0,12	4,65
	CNEL - Esmeraldas	-	-	-	-	-	-
	CNEL - Los Ríos	-	-	-	-	-	-
	CNEL - Sta. Elena	3,69	0,15	3,54	3,54	-	3,54
	CNEL - Sucumbíos	68,88	3,47	65,41	-	65,41	65,41
	E.E. Ambato	9,41	0,04	9,37	9,37	-	9,37
	E.E. Centro Sur	0,07	0,00	0,07	-	0,07	0,07
	E.E. Cotopaxi	58,92	0,07	58,85	42,96	15,89	58,85
	E.E. Galápagos	19,26	0,07	19,20	-	19,20	19,20
	E.E. Norte	42,51	0,06	42,45	42,45	-	42,45
	E.E. Quito	401,92	3,67	398,24	398,24	-	398,24
	E.E. Riobamba	94,17	0,14	94,03	91,70	2,33	94,03
	E.E. Sur	31,57	0,32	31,25	31,25	-	31,25
Eléctrica de Guayaquil	329,72	12,39	317,32	317,32	-	317,32	
Total 2003		1.071,30	21,20	1.050,10	947,32	102,78	1.050,49
2004	CNEL - Bolívar	4,40	0,08	4,32	4,32	-	4,32
	CNEL - El Oro	3,68	0,14	3,54	3,25	0,29	3,54
	CNEL - Sta. Elena	4,62	0,12	4,49	4,49	-	4,49
	CNEL - Sucumbíos	54,82	2,74	52,08	-	52,08	52,08
	E.E. Ambato	10,54	0,02	10,52	10,52	0,00	10,52
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	62,29	0,04	62,26	45,38	16,87	62,26
	E.E. Galápagos	20,94	0,08	20,86	-	20,86	20,86
	E.E. Norte	41,67	0,06	41,61	41,61	-	41,61
	E.E. Quito	382,85	4,98	377,87	377,78	0,09	377,87
	E.E. Riobamba	103,71	0,15	103,56	101,27	2,29	103,56
	E.E. Sur	26,38	0,31	26,07	26,07	-	26,07
Eléctrica de Guayaquil	346,51	14,46	332,05	332,05	-	332,05	
Total 2004		1.062,42	23,17	1.039,25	946,75	92,50	1.039,25
2005	CNEL - Bolívar	4,49	0,05	4,44	4,44	-	4,44
	CNEL - El Oro	5,45	0,10	5,35	5,02	0,33	5,35
	CNEL - Sta. Elena	4,20	0,10	4,10	4,10	-	4,10
	CNEL - Sucumbíos	42,44	2,12	40,32	-	40,32	40,32
	E.E. Ambato	8,04	0,03	8,01	8,01	0,00	8,01
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	57,92	0,05	57,86	43,00	14,87	57,86
	E.E. Galápagos	22,87	0,09	22,78	-	22,78	22,78
	E.E. Norte	46,04	0,06	45,99	45,99	-	45,99
	E.E. Quito	389,07	4,99	384,08	383,98	0,09	384,08
	E.E. Riobamba	97,88	0,15	97,73	95,64	2,09	97,73
	E.E. Sur	33,68	0,58	33,10	33,10	-	33,10
Eléctrica de Guayaquil	330,71	13,86	316,85	316,85	-	316,85	
Total 2005		1.042,80	22,18	1.020,62	940,12	80,50	1.020,62



TABLA No. 29: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (cont.)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2006	CNEL - Bolívar	1,45	0,03	1,42	1,42	-	1,42
	CNEL - El Oro	6,62	0,16	6,47	6,29	0,18	6,47
	CNEL - Sta. Elena	13,55	0,39	13,16	13,16	-	13,16
	CNEL - Sucumbíos	50,26	2,52	47,74	-	47,74	47,74
	E.E. Ambato	8,76	0,04	8,72	8,72	0,00	8,72
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	57,10	(0,04)	57,14	41,44	15,70	57,14
	E.E. Galápagos	25,60	0,08	25,52	-	25,52	25,52
	E.E. Norte	47,72	0,05	47,67	47,67	-	47,67
	E.E. Quito	508,89	6,53	502,36	502,24	0,11	502,36
	E.E. Riobamba	104,30	0,14	104,16	101,74	2,42	104,16
	E.E. Sur	32,59	0,65	31,94	31,94	-	31,94
Eléctrica de Guayaquil	468,09	15,10	452,99	452,99	- 0,00	452,99	
Total 2006		1.324,94	25,64	1.299,30	1.207,62	91,68	1.299,30
2007	CNEL - Bolívar	1,52	0,01	1,51	1,51	-	1,51
	CNEL - El Oro	4,23	0,09	4,14	4,06	0,08	4,14
	CNEL - Sta. Elena	4,96	0,14	4,82	4,82	-	4,82
	CNEL - Sucumbíos	58,18	2,92	55,26	-	55,26	55,26
	E.E. Ambato	12,05	0,05	12,00	12,00	- 0,00	12,00
	E.E. Centro Sur	0,34	-	0,34	-	0,34	0,34
	E.E. Cotopaxi	61,39	0,06	61,33	45,02	16,31	61,33
	E.E. Galápagos	25,23	0,08	25,15	-	25,15	25,15
	E.E. Norte	50,87	0,06	50,81	50,81	-	50,81
	E.E. Quito	527,04	5,29	521,74	518,81	2,93	521,74
	E.E. Riobamba	101,13	0,13	101,00	98,76	2,23	101,00
	E.E. Sur	31,74	0,45	31,29	31,29	-	31,29
Eléctrica de Guayaquil	355,84	12,31	343,53	343,53	0,00	343,53	
Total 2007		1.234,53	21,60	1.212,93	1.110,63	102,30	1.212,93
2008	CNEL - Bolívar	4,24	0,01	4,23	4,23	-	4,23
	CNEL - El Oro	3,73	0,02	3,71	3,62	0,09	3,71
	CNEL - Sucumbíos	17,09	0,86	16,23	-	16,23	16,23
	E.E. Ambato	18,45	0,02	18,43	18,43	-	18,43
	E.E. Centro Sur	0,37	-	0,37	-	0,37	0,37
	E.E. Cotopaxi	59,48	0,88	58,60	43,68	14,92	58,60
	E.E. Galápagos	26,84	0,08	26,76	-	26,76	26,76
	E.E. Norte	59,50	0,00	59,50	59,50	-	59,50
	E.E. Quito	634,63	3,74	630,89	626,62	4,27	630,89
	E.E. Riobamba	92,05	0,11	91,94	91,61	0,32	91,94
	E.E. Sur	24,45	0,24	24,21	24,21	-	24,21
	Eléctrica de Guayaquil	238,60	7,73	230,87	230,87	0,00	230,87
Total 2008		1.179,43	13,69	1.165,74	1.102,78	62,96	1.165,74
2009	CNEL - Bolívar	3,28	0,01	3,27	3,27	-	3,27
	CNEL - El Oro	1,95	0,00	1,95	1,85	0,09	1,95
	CNEL - Manabí	5,00	0,04	4,96	4,96	0,00	4,96
	CNEL - Milagro	0,02	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	CNEL - Sucumbíos	55,52	1,86	53,67	-	53,67	53,67
	E.E. Ambato	11,68	0,02	11,66	11,66	-	11,66



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector
Eléctrico Ecuatoriano, Período 2003 - 2012

TABLA No. 29: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (cont.)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2009	E.E. Centro Sur	0,55	-	0,55	-	0,55	0,55
	E.E. Cotopaxi	53,94	0,05	53,88	41,74	12,14	53,88
	E.E. Galápagos	28,39	0,11	28,28	-	28,28	28,28
	E.E. Norte	51,11	-	51,11	51,11	-	51,11
	E.E. Quito	601,69	10,59	591,10	591,10	-	591,10
	E.E. Riobamba	99,08	0,17	98,90	98,00	0,90	98,90
	E.E. Sur	49,61	0,72	48,90	-	48,90	48,90
	Eléctrica de Guayaquil	399,47	3,50	395,98	395,98	0,00	395,98
Total 2009	1.361,30	17,07	1.344,23	1.199,67	144,56	1.344,23	
2010	CNEL - Bolívar	4,51	0,01	4,49	4,49	-	4,49
	CNEL - El Oro	0,09	0,00	0,09	-	0,09	0,09
	CNEL - Sucumbíos	61,94	2,03	59,91	-	59,91	59,91
	E.E. Ambato	10,22	0,02	10,20	10,20	0,00	10,20
	E.E. Centro Sur	0,39	-	0,39	-	0,39	0,39
	E.E. Cotopaxi	51,55	0,05	51,50	38,74	12,76	51,50
	E.E. Galápagos	29,27	0,08	29,19	-	29,19	29,19
	E.E. Norte	52,66	-	52,66	52,66	-	52,66
	E.E. Quito	557,64	7,84	549,80	549,72	0,09	549,80
	E.E. Riobamba	105,70	0,13	105,57	102,66	2,91	105,57
	E.E. Sur	38,89	0,51	38,38	-	38,38	38,38
	Eléctrica de Guayaquil	603,35	7,65	595,70	595,70	0,00	595,70
Total 2010	1.516,22	18,33	1.497,88	1.354,16	143,72	1.497,88	
2011	CNEL - Bolívar	2,26	0,01	2,26	2,26	-	2,26
	CNEL - El Oro	0,03	0,00	0,03	-	0,03	0,03
	CNEL - Sucumbíos	47,49	1,71	45,78	-	45,78	45,78
	E.E. Ambato	9,37	0,01	9,37	9,37	-	9,37
	E.E. Centro Sur	0,05	-	0,05	-	0,05	0,05
	E.E. Cotopaxi	60,79	0,11	60,69	50,03	10,65	60,69
	E.E. Galápagos	31,90	0,15	31,76	-	31,76	31,76
	E.E. Norte	69,18	-	69,18	69,18	-	69,18
	E.E. Quito	619,41	6,59	612,82	612,82	-	612,82
	E.E. Riobamba	100,83	0,11	100,72	96,07	4,65	100,72
	E.E. Sur	30,98	0,42	30,56	-	30,56	30,56
	Eléctrica de Guayaquil	336,57	5,13	331,45	331,45	0,00	331,45
Total 2011	1.308,89	14,22	1.294,66	1.171,18	123,48	1.294,66	
2012	CNEL - Bolívar	1,49	0,00	1,49	1,49	-	1,49
	CNEL - El Oro	-	-	-	-	-	-
	CNEL - Sucumbíos	15,15	0,62	14,53	-	14,53	14,53
	E.E. Ambato	13,02	0,00	13,02	13,02	-	13,02
	E.E. Centro Sur	0,65	0,00	0,65	-	0,65	0,65
	E.E. Cotopaxi	55,64	0,06	55,59	44,73	10,86	55,59
	E.E. Galápagos	36,74	0,28	36,46	-	36,46	36,46
	E.E. Norte	53,28	-	53,28	53,28	-	53,28
	E.E. Quito	543,27	5,88	537,38	405,00	132,39	537,38
	E.E. Riobamba	110,09	0,11	109,97	105,77	4,20	109,97
	E.E. Sur	28,04	0,35	27,69	-	27,69	27,69
	Eléctrica de Guayaquil	375,21	5,59	369,62	369,62	0,00	369,62
Total 2012	1.232,58	12,90	1.219,67	992,90	226,77	1.219,67	



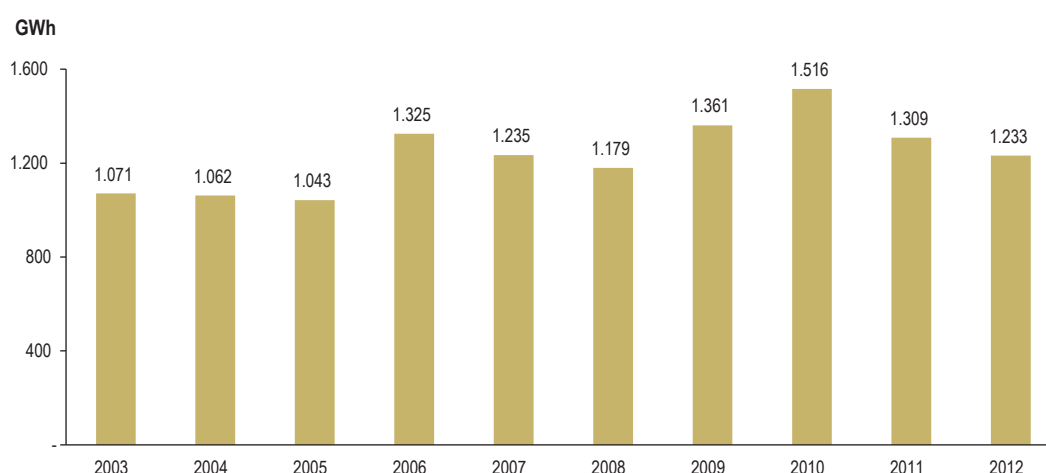


FIG. No. 16: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

3.6. Consumo de Combustible de las Empresas de Generación Eléctrica, Periodo 2003 - 2012

Las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras de energía, en sus centrales térmicas, disponen de motores de combustión interna (MCI), unidades turbovapor o unidades turbogas, las mismas que para su funcionamiento utilizan diversos combustibles, como son: fuel oil, diésel 2, nafta, gas natural, crudo, residuo y bagazo de caña, siendo considerado este último como un tipo de biocombustible.

A continuación, en la tabla No. 30 se presenta el consumo de los combustibles en el periodo 2003 - 2012 con sus respectivas unidades de medición.

TABLA No. 30: CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Combustible	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fuel Oil	Millones gl	180,11	169,40	201,29	210,61	220,85	191,90	225,01	235,42	232,22	277,25
	Variación (%)	-	-5,94	18,82	4,63	4,87	-13,11	17,25	4,63	-1,36	19,39
Diésel 2	Millones gl	55,10	91,78	120,14	171,49	166,47	124,31	207,80	315,20	172,52	138,34
	Variación (%)	-	66,57	30,90	42,74	-2,93	-25,33	67,16	51,68	-45,26	-19,81
Nafta	Millones gl	2,28	5,78	26,50	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	14,71	0,09
	Variación (%)	-	153,73	358,33	29,94	-88,37	98,21	25,42	47,09	0,49	-99,38
Gas Natural	Millones mpc	8,92	11,32	12,30	15,72	16,46	14,38	19,30	20,04	17,71	23,23
	Variación (%)	-	26,94	8,66	27,78	4,70	-12,60	34,18	3,83	-11,63	31,20
Residuo	Millones gl	-	-	-	-	0,68	-	38,95	38,43	67,88	70,63
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-100,00	-	-1,32	76,62	4,05
Crudo	Millones gl	-	3,68	5,06	5,51	35,33	37,53	57,04	60,53	62,81	67,16
	Variación (%)	-	-	37,52	8,87	540,85	6,23	51,97	6,13	3,76	6,92
LPG	Millones gl	-	-	-	7,59	7,55	0,93	7,58	7,75	7,07	6,30
	Variación (%)	-	-	-	-	-0,53	-87,65	713,90	2,24	-8,84	-10,94
Bagazo de Caña	Millones Tn	-	-	2,05	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	1,06	1,12
	Variación (%)	-	-	-	-35,34	46,12	-32,34	-34,26	5,74	16,66	5,46

Para una acertada cuantificación del consumo de estos combustibles por parte de las centrales térmicas del sector eléctrico ecuatoriano, se ha unificado la unidad de medida, con la introducción del concepto de Toneladas Equivalentes de Petróleo, TEP, con la cual medimos el volumen y valor correspondientes que se consumiría en toneladas

de petróleo para generar energía, en lugar del combustible normalmente utilizado, o de la misma energía. Esto ayuda a tener una mejor visión sobre el rendimiento de cada una de las unidades de generación, como en el caso de aquellas que utilizan dos o más tipos de combustibles, ya sea para su arranque o para su operación normal.

En la tabla No. 31 se indican las equivalencias entre las diferentes unidades de medida de los combustibles utilizados por las centrales térmicas y las toneladas equivalentes de petróleo. La tabla No. 32 muestra los consumos de combustibles para el periodo 2003 - 2012 convertidos a TEP.

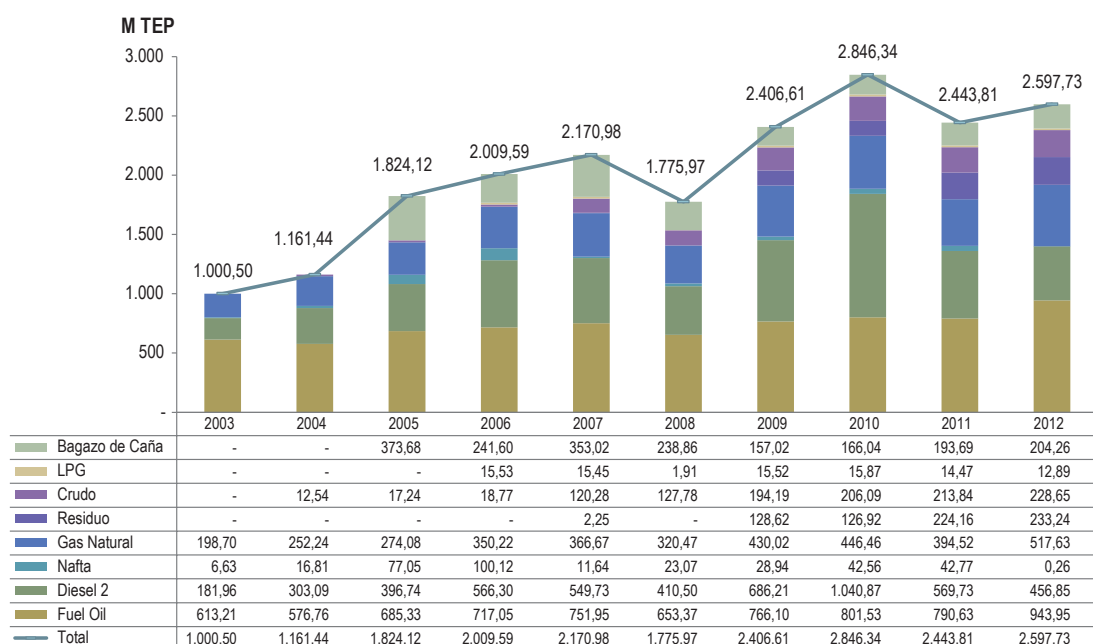
TABLA No. 31: UNIDADES DE CONVERSIÓN A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP)

Combustible	Unidad	Equivalente (TEP)
Fuel Oil	1 gl	0,003
Diésel 2	1 gl	0,003
Nafta	1 gl	0,003
Gas Natural	1 mpc	0,022
Residuo	1 gl	0,003
Crudo	1 gl	0,003
LPG	1 gl	0,002
Bagazo de Caña	1 Tn	0,182

Fuente: OLADE

TABLA No. 32: CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN TEP

Combustible	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fuel Oil	Miles TEP	613,21	576,76	685,33	717,05	751,95	653,37	766,10	801,53	790,63	943,95
	Variación (%)	-	-5,94	18,82	4,63	4,87	-13,11	17,25	4,63	-1,36	19,39
Diésel 2	Miles TEP	181,96	303,09	396,74	566,30	549,73	410,50	686,21	1.040,87	569,73	456,85
	Variación (%)	0,00	66,57	30,90	42,74	-2,93	-25,33	67,16	51,68	-45,26	-19,81
Nafta	Miles TEP	6,63	16,81	77,05	100,12	11,64	23,07	28,94	42,56	42,77	0,26
	Variación (%)	-	153,73	358,33	29,94	-88,37	98,21	25,42	47,09	0,49	-99,38
Gas Natural	Miles TEP	198,70	252,24	274,08	350,22	366,67	320,47	430,02	446,46	394,52	517,63
	Variación (%)	-	26,94	8,66	27,78	4,70	-12,60	34,18	3,83	-11,63	31,20
Residuo	Miles TEP	-	-	-	-	2,25	0,00	128,62	126,92	224,16	233,24
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-100,00	-	-1,32	76,62	4,05
Crudo	Miles TEP	-	12,54	17,24	18,77	120,28	127,78	194,19	206,09	213,84	228,65
	Variación (%)	-	0,00	37,52	8,87	540,85	6,23	51,97	6,13	3,76	6,92
LPG	Miles TEP	-	0,00	0,00	15,53	15,45	1,91	15,52	15,87	14,47	12,89
	Variación (%)	-	0,00	0,00	0,00	-0,53	-87,65	713,90	2,24	-8,84	-10,94
Bagazo de Caña	Miles TEP	-	0,00	373,68	241,60	353,02	238,86	157,02	166,04	193,69	204,26
	Variación (%)	-	0,00	0,00	-35,34	46,12	-32,34	-34,26	5,74	16,66	5,46
Total	Miles TEP	1.000,50	1.161,44	1.824,12	2.009,59	2.170,98	1.775,97	2.406,61	2.846,34	2.443,81	2.597,73


FIG. No. 17: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP

De la figura No. 17, se desprende que el combustible más utilizado es el fuel oil, el mismo que ha sido consumido en mayor escala por las centrales Gonzalo Zevallos (Vapor), Termoesmeraldas, Trinitaria, Anibal Santos (Vapor), Termoguayas y G. Hernández; mientras que las centrales Guangopolo, Álvaro Tinajero, Guayaquil, El Descanso y Power Barge I, han tenido un consumo medio; finalmente con un pequeño consumo están las centrales Generoca, Lasso, Monay, Luluncoto, Santa Cruz y Selva Alegre.

El diésel 2 fue consumido especialmente por las centrales Electroquil, Álvaro Tinajero, REPSOL YPF - NPF - 1, Enrique García, Anibal Santos (Gas) y Santa Rosa; un consumo mediano fue el que tuvieron las centrales Lago Agrio, Victoria II, Jivino, TPP, Shushufindi Sur, Repsol, YPF - SPF - 1, Shushufindi Norte, Celso Castellanos, G. Hernández, Repsol YPF - SSFD, Catamayo, Santa Cruz y Justice Sacha.

La nafta fue utilizada únicamente por la unidad de generación conocida como Victoria II (barcaza apostada en el sector de Fertisa, en el puerto marítimo de Guayaquil), la cual inicialmente fue administrada por la empresa generadora Energycorp (agosto a diciembre de 2002), luego pasó a custodia de la Unidad de negocio CELEC - Electroguayas; (enero 2001 a diciembre de 2003) y; desde enero de 2004 hasta la actualidad, la empresa Intervisa Trade S.A. es quien la administra.

El gas natural en nuestro medio es obtenido para la generación de energía eléctrica de dos maneras: una por medio de la explotación de los yacimientos del Gas del Golfo de Guayaquil (generadora Termogas Machala) y otra mediante la extracción del gas residual que se obtiene en la extracción del petróleo (autogeneradoras Andes Petroleum Company, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol YPF, OCP y SIPEC).

Algunas autogeneradoras (Agip, Andes Petroleum Company, OCP, Petroamazonas, Petroproducción y Repsol YPF) utilizan el petróleo crudo para producir energía eléctrica que luego es utilizada para mover las bombas de extracción del petróleo. A partir del mes de febrero de 2009, la distribuidora Regional CNEL - Sucumbios procede a instalar 2 unidades de generación térmica que utilizan el crudo en la central Jivino.

El residuo es una especie de combustible obtenido a partir de la refinación del petróleo, pero que no alcanza un grado mayor de purificación, sin embargo existen centrales como El Descanso, Generoca, Guangopolo, Quevedo

II , Sacha, La Propicia, Selva Alegre, Manta II, Miraflores, y TPP que lo han utilizado en el periodo 2004 - 2012.

Las empresas azucareras Ecoelectric (a partir de junio de 2005), Ecudos (desde julio de 2005) y San Carlos (desde diciembre de 2004), emplean el bagazo de caña para obtener vapor de agua, el cual mueve las turbinas de sus generadores eléctricos. Esta generación es utilizada principalmente para abastecer sus necesidades productivas (elaboración de azúcar para el consumo humano) y luego sus excedentes son vendidos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Por consiguiente, el bagazo de caña es utilizado únicamente en los periodos de zafra que en nuestro país generalmente están entre los meses de junio a febrero.

La única empresa que utiliza el gas licuado de petróleo LPG es la autogeneradora Andes Petroleum Company; se tiene información disponible a partir de enero de 2006.

La tabla No. 33 y la tabla No. 34 muestran los consumos y su variación anual y del periodo, de cada uno de los tipos de combustibles utilizados por las centrales térmicas para la producción de energía, tanto en unidades de consumo como en TEP.

En la última década y con el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica, durante los periodos de estiaje, se ha vuelto necesario contar con mayor generación térmica para suplir la disminución en la disponibilidad de las centrales de generación hidroeléctricas, lo que ha provocado una mayor dependencia de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, de altos costos de producción.

La disminución en el 2008 se presentó por una mayor producción de energía hidroeléctrica de la central Paute - Molino, mientras que el considerable incremento del consumo de combustibles durante los años 2009 y 2010 se debió, principalmente, a fuertes periodos de estiaje que obligaron a incorporar centrales termoeléctricas que utilizan diésel.

En el Sistema Nacional Interconectado ingresaron las centrales térmicas: Pascuales II (114 MW), Quevedo (130 MW), Santa Elena (75 MW) y la central hidroeléctrica Mazar (160 MW) en el 2010, y en el 2011 las centrales térmicas: Manta II (20,4 MW), Santa Elena II (90,1 MW) y Quevedo II (100 MW).

La figura No. 18 muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa para el periodo 2003 - 2012.

TABLA No. 33: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA

Valores	Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fuel Oil (Millones gl)	Generadora	163,51	146,49	177,93	188,44	197,43	177,91	220,68	206,10	207,97	251,83
	Distribuidora	16,59	21,57	23,36	21,94	23,42	13,99	4,33	29,32	24,25	25,42
	Autogeneradora	-	1,34	-	0,23	-	-	-	-	-	-
Diésel 2 (Millones gl)	Generadora	21,93	35,51	65,95	92,06	68,53	28,13	80,04	201,09	84,80	50,66
	Distribuidora	22,54	21,28	20,38	33,97	27,55	20,04	50,99	39,48	18,51	18,99
	Autogeneradora	10,63	34,99	33,81	45,46	70,38	76,14	76,76	74,63	69,21	68,69
Nafta (Millones gl)	Generadora	2,28	5,78	26,50	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	14,71	0,09
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural (Millones mpc)	Generadora	8,78	8,49	9,24	9,89	10,43	8,79	10,45	11,69	8,47	14,00
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	0,14	2,83	3,06	5,83	6,03	5,59	8,85	8,35	9,23	9,24

TABLA No. 33: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA (cont.)

Valores	Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residuo (Millones gl)	Generadora	-	-	-	-	-	-	23,22	20,74	51,14	56,78
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	1,42	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	0,68	-	15,73	17,69	15,32	13,85
Crudo (Millones gl)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	2,25	2,47	-	-
	Autogeneradora	-	3,68	5,06	5,51	35,33	37,53	54,79	58,06	62,81	67,16
LPG (Millones gl)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	7,59	7,55	0,93	7,58	7,75	7,07	6,30
Bagazo de Caña (Millones Tn)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	2,05	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	1,06	1,12

TABLA No. 34: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA (TEP)

Valores	Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Fuel Oil	Generadora	556,72	498,75	605,80	641,58	672,19	605,75	751,37	701,70	708,07	857,40
	Distribuidora	56,50	73,45	79,54	74,69	79,75	47,62	14,73	99,83	82,56	86,55
	Autogeneradora	-	4,57	-	0,78	-	-	-	-	-	-
Diésel 2	Generadora	72,41	117,25	217,78	304,00	226,32	92,89	264,33	664,07	280,05	167,28
	Distribuidora	74,45	70,28	67,30	112,19	90,99	66,18	168,38	130,37	61,12	62,72
	Autogeneradora	35,10	115,56	111,65	150,11	232,42	251,43	253,49	246,44	228,56	226,85
Nafta	Generadora	6,63	16,81	77,05	100,12	11,64	23,07	28,94	42,56	42,77	0,26
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	Generadora	195,66	189,13	205,96	220,38	232,29	195,92	232,78	260,40	188,80	311,84
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	3,04	63,10	68,12	129,84	134,38	124,55	197,23	186,06	205,72	205,79
Residuo	Generadora	-	-	-	-	-	-	76,68	68,49	168,88	187,50
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	4,70	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	2,25	-	51,93	58,43	50,58	45,74
Crudo	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	7,65	8,42	-	-
	Autogeneradora	-	12,54	17,24	18,77	120,28	127,78	186,54	197,67	213,84	228,65
LPG	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	15,53	15,45	1,91	15,52	15,87	14,47	12,89
Bagazo de Caña	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	373,68	241,60	353,02	238,86	157,02	166,04	193,69	204,26



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

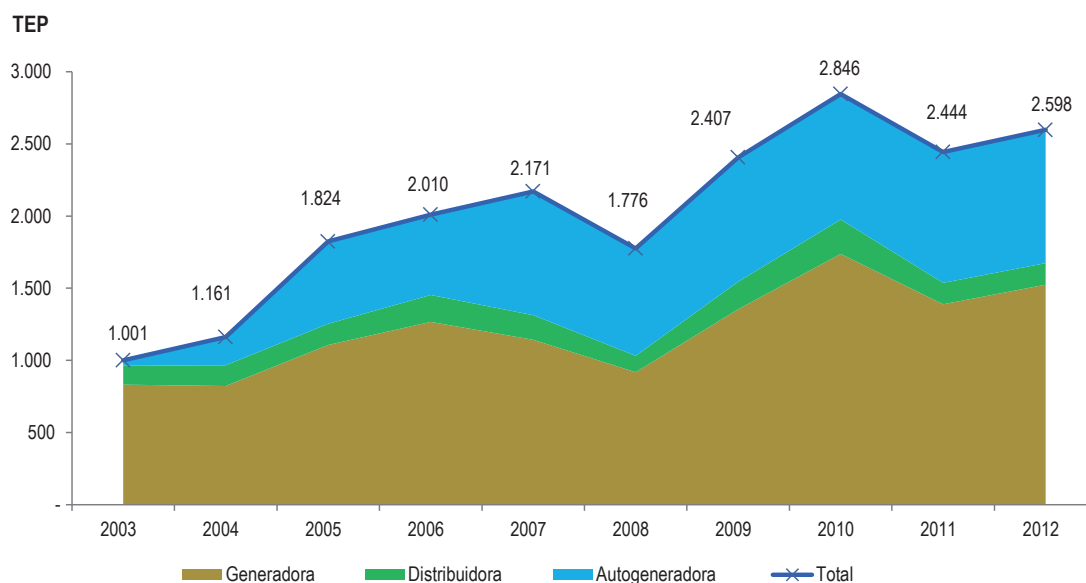


FIG. No. 18: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA

3.7. Evolución Histórica de la Energía Vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, Periodo 2003 - 2012

El Mercado Eléctrico Mayorista - MEM - es el mercado integrado por generadores, distribuidores, autogeneradores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica, también aquí se incluye la exportación e importación de energía.

En la tabla No. 35 se muestra en detalle, la venta de energía eléctrica medida en GWh con la variación anual porcentual, de acuerdo al tipo de empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano durante el periodo 2003 - 2012.

TABLA No. 35: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

Año	Generadora		Distribuidora		Autogeneradora		Importación		Exportación		Total	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)
2003	10.445,55	-	1.048,24	-	46,79	-	1.119,61	-	67,20	-	12.727,40	-
2004	10.350,57	-0,91	1.177,77	12,36	42,80	-8,54	1.641,61	46,62	34,97	-47,96	13.247,73	4,09
2005	11.014,81	6,42	1.225,64	4,06	60,45	41,26	1.723,45	4,98	16,03	-54,17	14.040,38	5,98
2006	11.745,36	6,63	1.576,57	28,63	221,81	266,90	1.570,47	-8,88	1,07	-93,32	15.115,28	7,66
2007	12.955,80	10,31	1.613,30	2,33	381,37	71,94	860,87	-45,18	38,39	3.486,69	15.849,73	4,86
2008	13.913,46	7,39	1.440,52	-10,71	604,78	58,58	500,16	-41,90	37,53	-2,24	16.496,46	4,08
2009	13.537,78	-2,70	1.251,65	-13,11	339,72	-43,83	1.120,75	124,08	20,76	-44,68	16.270,67	-1,37
2010	13.703,45	1,22	1.392,54	11,26	325,00	-4,33	872,90	-22,11	9,96	-52,05	16.303,85	0,20
2011	15.362,56	12,11	1.201,75	-13,70	335,94	3,36	1.294,59	48,31	14,39	44,55	18.209,22	11,69
2012	17.416,93	13,37	1.174,17	-2,29	328,13	-2,32	238,20	-81,60	11,88	-17,48	19.169,31	5,27

Los valores de exportación de energía contemplan la venta de la E.E. Sur al Perú y de Mercado Ocasional (Perú y Colombia).



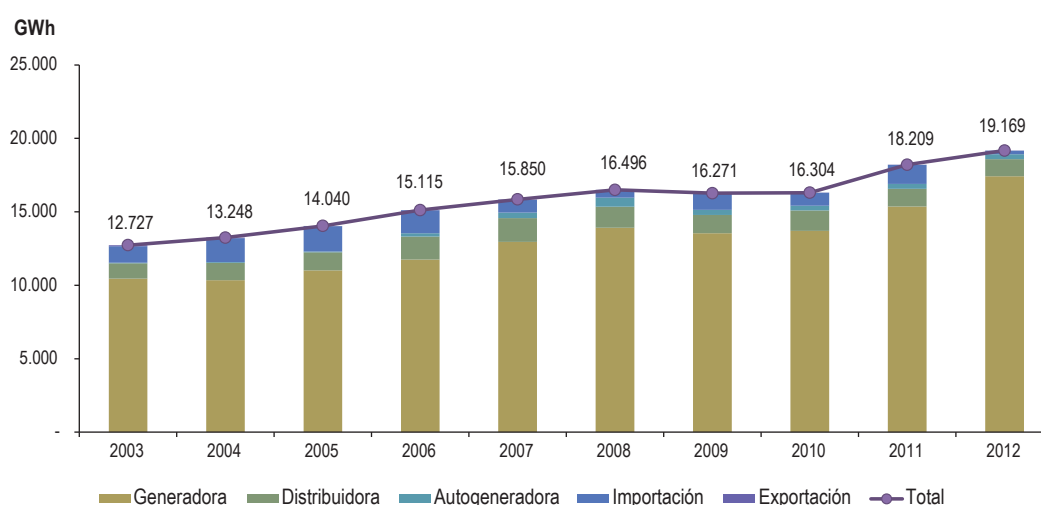


FIG. No. 19: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

3.7.1 Energía vendida por las empresas generadoras

TABLA No. 36: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CELEC - Electroguayas	M. Ocasional	632,92	846,84	1.129,44	1.009,80	698,82	45,35	-	-	-	-
	Distribuidora	1.079,60	300,05	568,09	937,87	887,54	1.397,21	1.912,53	2.756,67	2.169,37	1.960,86
	Total Electroguayas	1.712,52	1.146,89	1.697,53	1.947,67	1.586,36	1.442,57	1.912,53	2.756,67	2.169,37	1.960,86
	Variación (%)	-	-33,03	48,01	14,74	-18,55	-9,06	32,58	44,14	-21,30	-9,61
CELEC - Hidroagoyán	G. Consumidor	50,51	183,03	256,69	158,61	46,12	45,31	10,78	-	-	-
	M. Ocasional	137,76	60,84	15,47	29,89	47,32	47,19	-	-	-	-
	Distribuidora	814,01	981,42	660,05	707,76	1.046,85	1.319,58	1.184,89	1.055,19	1.083,23	2.323,05
	Total Hidroagoyán	1.002,28	1.225,29	932,20	896,26	1.140,29	1.412,08	1.195,67	1.055,19	1.083,23	2.323,05
	Variación (%)	-	22,25	-23,92	-3,86	27,23	23,83	-15,33	-11,75	2,66	114,46
CELEC - Hidropaute	G. Consumidor	70,84	206,81	278,45	525,33	646,87	440,82	-	-	-	-
	M. Ocasional	584,36	234,44	895,71	133,78	283,31	223,60	-	102,16	-	-
	Distribuidora	3.915,75	4.326,65	3.458,32	3.968,95	4.140,51	5.533,88	4.737,89	4.194,81	6.737,44	7.100,45
	Total Hidropaute	4.570,95	4.767,91	4.632,48	4.628,06	5.070,70	6.198,30	4.737,89	4.296,97	6.737,44	7.100,45
	Variación (%)	-	4,31	-2,84	-0,10	9,56	22,24	-23,56	-9,31	56,80	5,39
CELEC - Termoesmeraldas	M. Ocasional	259,94	534,30	276,25	68,97	109,41	19,33	-	-	-	-
	Distribuidora	534,98	298,14	599,68	935,54	789,36	606,67	943,53	449,54	719,71	1.383,28
	Total Termoesmeraldas	794,92	832,43	875,93	1.004,51	898,78	626,00	943,53	449,54	719,71	1.383,28
	Variación (%)	-	4,72	5,23	14,68	-10,53	-30,35	50,72	-52,36	60,10	92,20
CELEC - Termopichincha	G. Consumidor	-	-	-	-	-	-	-	-	101,55	100,03
	M. Ocasional	76,67	137,18	127,02	67,64	38,57	50,61	-	-	-	-
	Distribuidora	121,02	87,99	101,85	184,71	131,02	94,75	274,80	360,95	641,10	748,12
	Total Termopichincha	197,69	225,17	228,87	252,35	169,59	145,36	274,80	360,95	742,65	848,15
	Variación (%)	-	13,90	1,64	10,26	-32,79	-14,29	89,05	31,35	105,75	14,21
Elecaastro	G. Consumidor	24,65	25,34	2,16	-	-	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	98,08	109,22	120,87	91,18	108,67	117,98	66,61	-	-	87,23
	Distribuidora	125,05	119,22	141,96	191,49	175,85	209,55	219,44	228,65	309,26	299,92
	Total Elecaastro	247,77	253,78	264,99	282,67	284,52	327,54	286,06	228,65	309,26	387,15
	Variación (%)	-	2,42	4,42	6,67	0,65	15,12	-12,66	-20,07	35,26	25,18



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector
Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

TABLA No. 36: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh) (cont.)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Electroquil	M. Ocasional	252,37	394,13	595,42	642,28	423,09	259,43	187,14	-	-	5,38
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	340,45	498,16	221,74	216,76
	Total Electroquil	252,37	394,13	595,42	642,28	423,09	259,43	527,58	498,16	221,74	222,14
	Variación (%)	-	56,17	51,07	7,87	- 34,13	- 38,68	103,36	- 5,58	- 55,49	0,18
EMAAP - Q	M. Ocasional	24,47	19,76	7,11	-	17,26	-	-	-	-	-
	Distribuidora	89,47	96,54	94,64	96,59	109,57	123,10	123,29	77,82	113,68	106,89
	Total EMAAP - Q	113,94	116,29	101,75	96,59	126,83	123,10	123,29	77,82	113,68	106,89
	Variación (%)	-	2,07	- 12,51	- 5,07	31,30	- 2,94	0,16	- 36,88	46,09	- 5,97
Eolicca	Distribuidora	-	-	-	-	0,96	2,68	3,20	3,43	3,34	2,40
	Total Eolicca	-	-	-	-	0,96	2,68	3,20	3,43	3,34	2,40
	Variación (%)	-	-	-	-	-	178,80	19,46	7,19	- 2,63	- 28,29
Generoca	M. Ocasional	-	-	-	4,59	184,44	149,54	85,53	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	79,85	162,86	135,38	121,18
	Total Generoca	-	-	-	4,59	184,44	149,54	165,38	162,86	135,38	121,18
	Variación (%)	-	-	-	-	3.919,18	- 18,92	10,59	- 1,52	- 16,87	- 10,49
Hidronación	G. Consumidor	387,05	314,01	308,61	283,24	269,54	245,44	128,77	12,41	-	-
	M. Ocasional	211,50	152,34	96,45	52,78	2,63	155,40	98,60	-	-	-
	Distribuidora	175,27	128,14	160,91	226,01	275,19	446,66	381,86	750,45	647,83	1.035,85
	Total Hidronación	773,82	594,49	565,98	562,03	547,35	847,51	609,23	762,86	647,83	1.035,85
	Variación (%)	-	- 23,17	- 4,80	- 0,70	- 2,61	54,84	- 28,12	25,22	- 15,08	59,90
Hidropastaza	M. Ocasional	-	-	-	-	74,99	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	729,69	960,11	1.052,68	1.031,03	903,23	-
	Total Hidropastaza	-	-	-	-	804,68	960,11	1.052,68	1.031,03	903,23	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	19,32	9,64	- 2,06	- 12,39	- 100,00
Hidrosibimbe	G. Consumidor	-	-	-	-	-	7,49	15,33	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	30,43	33,46	20,50	2,38	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	55,94	57,18	71,52	86,68	103,12	98,87
	Total Hidrosibimbe	-	-	-	30,43	89,40	85,17	89,23	86,68	103,12	98,87
	Variación (%)	-	-	-	-	193,82	- 4,73	4,77	- 2,86	18,97	- 4,13
Intervisa Trade	M. Ocasional	24,13	58,55	277,20	423,98	191,07	135,23	41,08	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	95,45	327,94	228,65	60,54
	Total Intervisa Trade	24,13	58,55	277,20	423,98	191,07	135,23	136,53	327,94	228,65	60,54
	Variación (%)	-	142,68	373,45	52,95	- 54,93	- 29,22	0,96	140,20	- 30,28	- 73,52
CELEC - Termogas Machala	M. Ocasional	755,17	720,31	799,15	865,98	911,83	748,63	544,60	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	357,24	1.008,91	702,93	1.219,65
	Total CELEC - Termogas Machala	755,17	720,31	799,15	865,98	911,83	748,63	901,84	1.008,91	702,93	1.219,65
	Variación (%)	-	- 4,62	10,94	8,36	5,29	- 17,90	20,47	11,87	- 30,33	73,51
Termoguayas	M. Ocasional	-	-	-	71,57	525,90	450,20	23,64	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	554,29	595,79	540,97	546,45
	Total Termoguayas	-	-	-	71,57	525,90	450,20	577,93	595,79	540,97	546,45
	Variación (%)	-	-	-	-	634,80	- 14,39	28,37	3,09	- 9,20	1,01
Ulysseas	M. Ocasional	-	15,33	43,32	36,40	-	-	-	-	-	-
	Total Ulysseas	-	15,33	43,32	36,40	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	182,62	- 15,98	- 100,00	-	-	-	-	-
Total (GWh)		10.445,55	10.350,57	11.014,81	11.745,36	12.955,80	13.913,46	13.537,38	13.703,45	15.362,56	17.416,93
Variación (%)		-	- 0,91	6,42	6,63	10,31	7,39	- 2,70	1,23	12,11	13,37



En el 2005 la empresa generadora Intervisa Trade aumentó sus transacciones de venta de energía en el mercado ocasional por una mayor operación de su central Victoria II.

En el 2008, las principales centrales hidroeléctricas incrementaron su producción y venta de energía debido a condiciones hidrológicas favorables en sus cuencas. Esto influyó para que las empresas de generación térmica disminuyan su venta de energía.

En el 2009 y 2010, la venta de energía de las empresas con centrales hidroeléctricas disminuyó a causa del estiaje que se presentó en sus cuencas a finales de 2009 y comienzo de 2010. Esto, en cambio, favoreció la venta de energía de algunas empresas cuyas plantas generadoras son térmicas.

En el 2010, toda la producción de la generación arrendada de las centrales Quevedo y Santa Elena fue reportada por CELEC - Termopichincha. CELEC - Electroguayas aumentó su producción y venta de energía por la incorporación de Pascuales II en diciembre de 2009. CELEC - Termoesmeraldas bajó su venta de energía por problemas en la unidad generadora. EMAAP - Q reportó toda su producción como generadora, aunque mantiene también su calidad de autogeneradora. Intervisa Trade mejoró notablemente su producción en su central Victoria II respecto al 2009.

Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A.

3.7.2 Energía vendida por empresas distribuidoras con generación

TABLA No. 37: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolívar	Distribuidora	-	-	-	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05
	M. Ocasional	6,11	4,32	4,44	1,43	1,51	4,23	3,27	4,49	2,26	1,49
	Total CNEL-Bolívar	6,11	4,32	4,44	1,47	1,55	4,27	3,31	4,54	2,31	1,54
	Variación (%)	-	-29,24	2,71	-66,96	5,73	175,54	-22,41	36,89	-49,10	-33,36
CNEL-EI Oro	M. Ocasional	4,38	3,25	5,02	6,29	4,06	3,62	1,85	-	-	-
	Total CNEL-EI Oro	4,38	3,25	5,02	6,29	4,06	3,62	1,85	-	-	-
	Variación (%)	-	-25,96	54,63	25,37	-35,46	-10,80	-48,81	-100,00	-	-
CNEL-Los Ríos	Distribuidora	-	-	-	-	-	0,66	-	-	-	-
	Total CNEL-Los Ríos	-	-	-	-	-	0,66	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-100,00	-	-	-
CNEL-Manabí	M. Ocasional	2,97	0,32	8,50	5,94	5,70	0,76	5,00	-	-	-
	Total CNEL-Manabí	2,97	0,32	8,50	5,94	5,70	0,76	5,00	-	-	-
	Variación (%)	-	-89,23	2.558,67	-30,14	-4,12	-86,60	555,03	-100,00	-	-
CNEL-Sta. Elena	M. Ocasional	3,54	4,64	4,12	13,10	4,83	-	-	-	-	-
	Total CNEL-Sta Elena	3,54	4,64	4,12	13,10	4,83	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	31,33	-11,30	218,08	-63,14	-100,00	-	-	-	-
E.E. Ambato	Distribuidora	-	55,58	81,69	84,46	89,22	5,36	-	-	-	-
	Gran Consumidor	-	-	-	1,55	5,08	5,52	3,75	-	-	-
	M. Ocasional	9,37	10,52	8,01	8,72	12,00	18,43	11,67	10,20	9,37	13,02
	Total E.E. Ambato	9,37	66,10	89,71	94,73	106,31	29,31	15,42	10,20	9,37	13,02
	Variación (%)	-	605,71	35,72	5,60	12,23	-72,43	-47,41	-33,83	-8,17	38,95



TABLA No. 37: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CLIENTE (GWh) (cont.)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Azogues	G. Consumidor	42,31	43,71	43,40	45,74	46,52	43,02	-	-	-	-
	Total E.E. Azogues	42,31	43,71	43,40	45,74	46,52	43,02	-	-	-	-
	Variación (%)	-	3,31	-0,70	5,38	1,71	-7,53	-100,00	-	-	-
E.E. Centro Sur	Gran Consumidor	35,90	57,80	84,11	70,87	72,19	41,60	-	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total E.E. Centro Sur	35,90	57,80	84,11	70,87	72,19	41,60	-	-	-	-
	Variación (%)	-	60,97	45,53	-15,74	1,86	-42,38	-100,00	-	-	-
E.E. Cotopaxi	Distribuidora	-	-	-	-	1,92	5,65	1,11	-	-	-
	G. Consumidor	26,33	47,20	78,73	115,10	119,87	41,49	-	-	-	-
	M. Ocasional	42,96	45,38	43,00	41,44	41,46	43,68	41,88	38,74	49,99	44,73
	Total E.E. Cotopaxi	69,29	92,58	121,72	156,54	163,25	90,82	42,99	38,74	49,99	44,73
	Variación (%)	-	33,60	31,48	28,60	4,29	-44,37	-52,66	-9,89	29,05	-10,53
E.E. Norte	G. Consumidor	-	-	-	3,03	8,21	8,50	-	-	-	-
	M. Ocasional	42,45	41,75	45,99	47,67	50,81	59,50	51,11	52,66	69,18	53,28
	Total E.E. Norte	42,45	41,75	45,99	50,71	59,02	68,00	51,11	52,66	69,18	53,28
	Variación (%)	-	-1,66	10,15	10,27	16,39	15,21	-24,83	3,02	31,39	-22,98
E.E. Quito	G. Consumidor	-	28,50	123,78	163,62	85,54	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	396,04	377,25	254,28	351,99	433,27	626,62	590,95	549,67	612,82	537,38
	Total E.E. Quito	396,04	405,74	378,06	515,60	518,81	626,62	590,95	549,67	612,82	537,38
	Variación (%)	-	2,45	-6,82	36,38	0,62	20,78	-5,69	-6,99	11,49	-12,31
E. E. Riobamba	M. Ocasional	91,70	101,27	95,64	101,74	98,76	91,61	98,00	102,66	96,07	105,77
	Total E.E. Riobamba	91,70	101,27	95,64	101,74	98,76	91,61	98,00	102,66	96,07	105,77
	Variación (%)	-	10,43	-5,56	6,38	-2,92	-7,24	6,97	4,75	-6,42	10,10
E.E. Sur	G. Consumidor	-	-	-	0,32	0,47	0,30	-	-	-	-
	M. Ocasional	31,24	26,06	33,10	31,94	31,29	24,21	48,90	38,38	30,56	27,69
	Total E.E. Sur	31,24	26,06	33,10	32,26	31,77	24,50	48,90	38,38	30,56	27,69
	Variación (%)	-	-16,58	26,99	-2,52	-1,55	-22,86	99,54	-21,51	-20,36	-9,40
Eléctrica de Guayaquil	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	331,45	25,45
	Gran Consumidor	-	-	-	34,87	161,13	188,33	395,98	595,70	-	365,31
	M. Ocasional	317,32	333,49	316,85	452,99	343,46	231,02	-	-	-	-
	Total E. de Guayaquil	317,32	333,49	316,85	487,86	504,59	419,35	395,98	595,70	331,45	390,76
	Variación (%)	-	5,09	-4,99	53,97	3,43	-16,89	-5,57	50,44	-44,36	17,89
Total (GWh)		1.052,62	1.181,02	1.230,66	1.582,86	1.617,37	1.444,15	1.253,51	1.392,54	1.201,75	1.174,17
Variación (%)		-	12,20	4,20	28,62	2,18	-10,71	-13,20	11,09	-13,70	-2,29

Los valores de energía vendida por las empresas distribuidoras con generación contemplan solo las ventas nacionales, en el caso de la E.E. Sur la venta de energía al Perú en los años 2010 fue de 0,32 GWh, en el 2011 de 0,33 GWh y en el 2012 de 0,35 GWh.

En el 2008 la distribuidora E.E. Ambato bajó la venta de energía debido a que ya no realizó transacciones con la CNEL - Sucumbíos desde el mes de febrero. Por otro lado, CNEL - Los Ríos y CNEL - Bolívar tuvieron transacciones de venta de energía, mutuamente, para moradores que se encuentran ubicados en sus áreas de concesión.

A partir de marzo de 2009, se conformó la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, asociando como gerencias regionales a las Empresas Eléctricas Esmeraldas S.A.; Regional Manabí S.A.; Santo Domingo S.A.; Regional Guayas - Los Ríos S.A.; Los Ríos C.A.; Milagro C.A.; Península de Santa Elena S.A.; El Oro S.A.; Bolívar S.A.; y, Regional Sucumbíos S.A.

En el 2009 bajó la venta de energía debido a que las empresas que actuaban como grandes consumidores pasaron a ser clientes regulados, según lo dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15. En junio del mismo año CELEC - Termopichincha pasó a administrar las centrales Miraflores y Pedernales de la distribuidora CNEL - Manabí, y en julio las centrales Campo Alegre y Puná Nueva de la distribuidora CNEL - Guayas - Los Ríos.

3.7.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras

TABLA No. 38: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Agua y Gas de Sillunchi	Distribuidora	-	0,58	0,47	0,52	0,51	0,20	0,04	0,03	0,03	0,07
	Total Agua y Gas de Sillunchi	-	0,58	0,47	0,52	0,51	0,20	0,04	0,03	0,03	0,07
	Variación (%)	-	-	-19,46	11,15	(2,29)	-60,42	-82,21	-12,45	-12,34	161,59
Consejo Provincial de Tungurahua	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	0,34	0,33	-	-
	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,59	0,64
	Total C.P. de Tungurahua	-	-	-	-	-	-	0,34	0,33	0,59	0,64
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-2,85	81,28	8,09
Ecoelectric	M. Ocasional	-	-	1,43	0,69	5,46	38,99	40,19	34,75	64,92	61,80
	Total Ecoelectric	-	-	1,43	0,69	5,46	38,99	40,19	34,75	64,92	61,80
	Variación (%)	-	-	-	-51,42	688,08	613,71	3,06	-13,54	86,85	-4,81
Ecoluz	Distribuidora	28,99	30,34	27,35	28,10	31,26	34,82	34,50	27,22	35,99	36,29
	Gran Consumidor	-	-	-	-	-	-	2,40	2,49	2,44	2,41
	Total Ecoluz	28,99	30,34	27,35	28,10	31,26	34,82	36,90	29,72	38,43	38,70
	Variación (%)	-	4,67	-9,87	2,75	11,23	11,38	5,99	-19,47	29,32	0,70
Ecudos	M. Ocasional	-	-	15,39	34,93	42,13	36,05	30,67	51,02	49,02	50,83
	Total Ecudos	-	-	15,39	34,93	42,13	36,05	30,67	51,02	49,02	50,83
	Variación (%)	-	-	-	126,89	20,64	-14,44	-14,93	66,36	-3,93	3,70
Electroandina	Distribuidora	0,69	0,04	-	-	-	-	0,06	-	-	-
	Total Electroandina	0,69	0,04	-	-	-	-	0,06	-	-	-
	Variación (%)	-	-93,60	-100,00	-	-	-	-	-100,00	-	-
Electrocórdova	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	0,10	0,05	0,26	0,13
	Total Electroacórdova	-	-	-	-	-	-	0,10	0,05	0,26	0,13
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-48,70	388,46	-47,54
Enermax	Consumo Propio	-	-	-	4,57	-	64,72	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	29,95	36,65	37,36	38,88
	M. Ocasional	-	-	-	1,37	35,72	39,77	0,18	0,00	-	-
	Total Enermax	-	-	-	5,94	35,72	104,50	30,13	36,65	37,36	38,88
	Variación (%)	-	-	-	-	501,73	192,53	-71,17	21,66	1,94	4,06



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector
Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

**TABLA No. 38: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE
(GWh) (cont.)**

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Famiproduct	Distribuidora	0,21	0,28	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total Famiproduct	0,21	0,28	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	35,36	-100,00	-	-	-	-	-	-	-
Hidroabanico	Distribuidora	-	-	-	31,62	86,23	104,95	114,57	96,27	85,53	79,28
	Gran Consumidor	-	-	-	47,41	92,48	178,10	26,27	29,82	9,70	-
	M. Ocasional	-	-	0,44	45,80	33,75	49,71	8,39	-	-	-
	Total Hidroabanico	-	-	0,44	124,82	212,47	332,75	149,23	126,09	95,23	79,28
	Variación (%)	-	-	-	28.118,83	70,22	56,61	-55,15	-15,51	-24,48	-16,75
Hidroimbabura	Distribuidora	3,57	0,31	0,02	0,05	0,01	0,04	-	-	0,50	1,99
	Total Intervis Trade	3,57	0,31	0,02	0,05	0,01	0,04	-	-	0,50	1,99
	Variación (%)	-	-91,30	-94,42	188,45	-81,62	369,37	-100,00	-	-	294,01
Hidroservice	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	0,29	0,05	-	-
	Total Hidroservice	-	-	-	-	-	-	0,29	0,05	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-82,79	-100,00	-
I.M.Mejia	Distribuidora	5,53	4,40	7,40	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88	8,46
	Total I.M.Mejia	5,53	4,40	7,40	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88	8,46
	Variación (%)	-	-20,51	68,29	-20,51	53,79	-47,90	19,50	34,98	29,98	-14,38
La Internacional	Distribuidora	1,78	0,63	0,67	1,77	3,41	0,24	-	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	1,56	0,31	0,13	0,30
	Total La Internacional	1,78	0,63	0,67	1,77	3,41	0,24	1,56	0,31	0,13	0,30
	Variación (%)	-	-64,29	4,91	166,01	92,83	-93,00	553,19	-79,94	-58,09	128,58
Lafarge	Distribuidora	-	-	-	0,05	1,71	0,65	3,35	6,37	0,38	-
	M. Ocasional	-	-	-	7,14	-	0,64	-	-	-	-
	Total Lafarge	-	-	-	7,19	1,71	1,29	3,35	6,37	0,38	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-76,22	-24,36	159,31	90,19	-94,00	-100,00
Manageneración	Consumo Propio	-	-	-	-	-	29,85	-	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	4,02	30,61	8,75	-	-	-	-
	Total Manageneración	-	-	-	4,02	30,61	38,60	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	661,54	26,11	-100,00	-	-	-
Moderna Alimentos	Distribuidora	3,32	3,14	3,69	3,62	4,90	9,99	4,63	0,71	3,63	3,07
	Total Moderna Alimentos	3,32	3,14	3,69	3,62	4,90	9,99	4,63	0,71	3,63	3,07
	Variación (%)	-	-5,29	17,63	-2,04	35,42	103,76	-53,63	-84,57	408,63	-15,62
Municipio A. Ante	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	1,57	1,34	1,36	0,31
	Total M. A. Ante	-	-	-	-	-	-	1,57	1,34	1,36	0,31
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-15,00	1,63	-77,13
Perlabí	Distribuidora	-	-	0,20	0,55	0,30	1,04	1,74	0,42	0,88	0,66
	Total Perlabí	-	-	0,20	0,55	0,30	1,04	1,74	0,42	0,88	0,66
	Variación (%)	-	-	-	168,80	-46,20	253,37	66,97	-75,77	109,42	-24,91
Repsol	Distribuidora	2,71	3,06	3,39	3,73	3,83	1,55	-	-	-	-
	Total Repsol YPF	2,71	3,06	3,39	3,73	3,83	1,55	-	-	-	-
	Variación (%)	-	12,99	10,69	9,93	2,72	-59,61	-100,00	-	-	-
San Carlos	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	33,30	29,56	33,33	43,02
	Total San Carlos	-	-	-	-	-	-	33,30	29,56	33,33	43,02
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-11,24	12,76	29,07
Total (GWh)		46,79	42,80	60,45	221,81	381,37	604,78	339,72	325,00	335,94	328,13
Variación (%)		-	-8,54	41,26	266,90	71,94	58,58	-43,83	-4,33	3,36	-2,32

El agente de Agua y Gas de Sillunchi y de EMAAP - Q se incorporó a las estadísticas desde el 2004.

A partir del 2005 se añadió a la estadística, la información de las empresas Ecoelectric, Ecudos y Perlabí. En este mismo año, Hidroabanico comenzó a producir y vender energía al MEM, mientras que Famiproduct dejó de generar desde enero.

Desde el 2008, Agua y Gas de Sillunchi, y el I. M. Mejía bajaron su producción por problemas en sus unidades generadoras y Repsol dejó de vender energía a CNEL - Sucumbíos desde junio. Ecoelectric aumentó su venta de energía por la incorporación de una nueva unidad a finales de 2007.

A partir de 2009 se sumó, a la estadística, la información de las empresas autogeneradoras Consejo Provincial de Tungurahua, ElectroCórdova e Hidroservice. Para este año, Lafarge aumentó su producción por la instalación de nuevas unidades de generación. Por otra parte, la empresa Manageneración dejó de producir energía por problemas ambientales, motivo por el cual el CONELEC suspendió sus permisos de operación.

En el 2010, Molinos La Unión pasó a llamarse Moderna Alimentos; toda la producción de la EMAAP se la reportó como empresa generadora, aunque mantiene también la calificación de autogeneradora; así mismo, Ecoluz reportó toda su producción y venta como autogeneradoras y también mantiene su calificación como generadora; Hidroimbabura no tuvo producción de energía; y, se incorporó la central del Municipio de Antonio Ante a la estadística con su venta de energía a la E.E. Norte.

3.7.4 Energía importada

A partir del 2003 y hasta el 2006 aumentó considerablemente la importación de energía debido a la falta de generación hidráulica por disminución de la hidrología en las principales centrales de generación.

En el 2007 comenzó la producción de la empresa generadora Hidropastaza, lo que ayudó a disminuir la importación desde Colombia, sin embargo, en el periodo 2009 - 2011, se tuvo que importar energía debido al estiaje en las cuencas de las principales centrales hidroeléctricas del país.

TABLA No. 39: ENERGÍA IMPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Inteconexión Colombia	Distribuidora	150,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Interconexión	968,73	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	0,00	0,00	0,00	0,00
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03
	Total Inter. Colombia	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03
	Variación (%)	0,00	46,62	4,53	-8,48	-45,18	-41,90	111,57	-24,92	62,94	-81,77
Inteconexión Perú	Interconexión	-	-	7,44	-	-	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	62,55	78,39	-	2,17
	Total Inter. Perú	1.119,61	1.641,61	7,44	1.570,47	860,87	500,16	1.120,75	872,90	1.294,59	238,20
	Variación (%)	-	-	-	21.016,43	-	-	-	-22,11	48,31	-
Total (GWh)		2.239,22	3.283,23	1.723,45	3.140,94	1.721,74	1.000,33	2.178,96	1.667,41	2.589,18	474,24

3.7.5 Energía exportada

La exportación de energía a través de las interconexiones con Colombia, se inició a partir de abril de 2003, con la puesta en operación del primer circuito de la línea de transmisión a 230 kV Pomasqui (Ecuador) - Jamondino

(Colombia). Esta exportación sucede únicamente en periodos de baja demanda y por la diferencia de curvas de carga programadas para la importación de energía.

Debido al estiaje de noviembre y diciembre de 2009 y enero de 2010 hubo racionamientos de energía en todo el país, con lo cual bajó el nivel de exportación de energía hacia Colombia.

La energía exportada a Perú en el 2011, es aquella energía que vende la E.E. Sur, por medio de sus redes de distribución.

TABLA No. 40: ENERGÍA EXPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Inteconexión Colombia	Interconexión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51
	Total Inter. Colombia	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51
	Variación (%)	-	-47,96	-54,17	-93,32	-	-2,24	-44,68	-53,07	-15,66	-20,79
Inteconexión Perú	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	0,21	5,84	5,01
	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33	0,35
	Total Inter. Perú	-	-	-	-	-	-	-	0,21	6,17	5,37
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-13,07
Total (GWh)		67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	9,96	14,39	11,88

3.8. Evolución Histórica de los Valores Monetarios de la Energía Vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, Periodo 2003 - 2012

3.8.1 Valor de la energía vendida por tipo de empresa

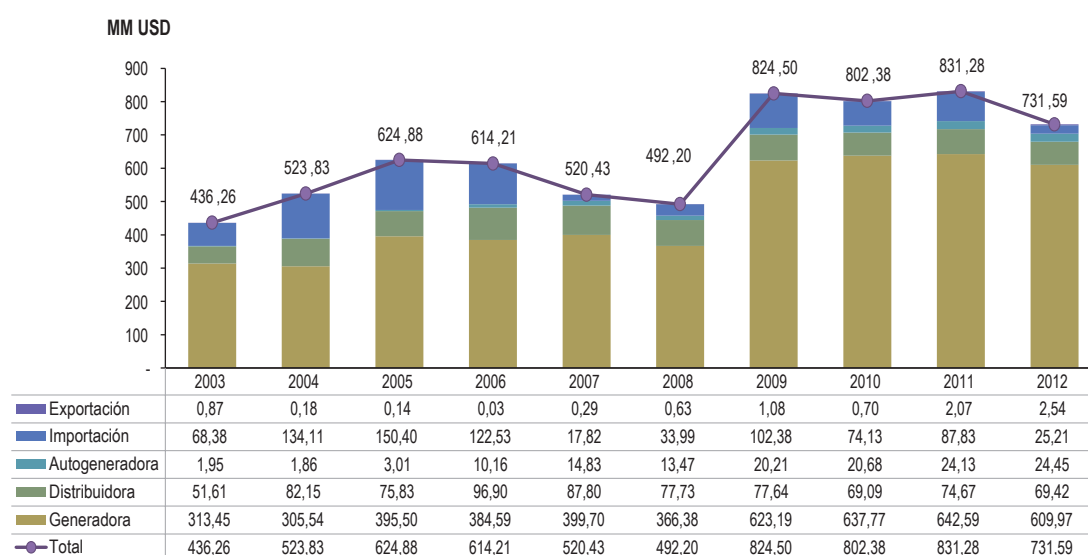


FIG. No. 20: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

3.8.2 Valor de la energía vendida por las empresas generadoras

TABLA No. 41: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CELEC-Electroguayas	MUSD	105,04	80,35	132,75	127,77	96,07	86,05	131,93	173,00	192,88	167,36
	Variación (%)	-	-23,50	65,21	-3,76	-24,81	-10,43	53,33	31,13	11,49	-13,24
CELEC-Hidroagoyán	MUSD	22,41	27,84	23,44	23,19	30,83	38,81	29,60	38,64	30,77	31,22
	Variación (%)	-	24,26	-15,82	-1,04	32,93	25,88	-23,72	30,54	-20,37	1,47
CELEC-Hidropaute	MUSD	119,21	137,90	148,51	132,49	151,08	162,88	77,97	61,09	90,08	71,54
	Variación (%)	-	15,68	7,70	-10,79	14,03	7,82	-52,13	-21,65	47,46	-20,59
CELEC-Termoesmeraldas	MUSD	47,34	47,68	46,10	32,83	35,58	30,03	43,90	27,14	34,65	92,42
	Variación (%)	-	0,70	-3,32	-28,78	8,38	-15,60	46,17	-38,16	27,67	166,69
CELEC-Termopichincha	MUSD	15,73	18,08	18,37	16,10	11,02	8,73	27,21	38,04	68,46	82,07
	Variación (%)	-	14,96	1,57	-12,38	-31,56	-20,75	211,65	39,81	79,99	19,88
Elecaustro	MUSD	10,67	12,49	13,68	12,88	13,18	13,82	15,39	13,34	14,32	15,20
	Variación (%)	-	17,08	9,48	-5,82	2,29	4,89	11,34	-13,29	7,34	6,12
Electroquil	MUSD	21,00	39,00	51,82	48,58	32,51	19,43	52,86	62,19	38,70	40,19
	Variación (%)	-	85,73	32,85	-6,24	-33,09	-40,21	171,97	17,66	-37,78	3,85
EMAAP-Q	MUSD	4,97	5,15	4,25	3,97	5,23	5,05	4,60	5,30	4,24	2,11
	Variación (%)	-	3,61	-17,48	-6,58	31,63	-3,36	-8,92	15,22	-19,97	-50,41
Eolicisa	MUSD	-	-	-	-	0,12	0,34	0,41	0,44	0,43	0,31
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	19,46	7,19	-2,63	-28,29
Generoca	MUSD	-	-	-	0,26	12,12	9,17	12,29	12,29	10,89	9,77
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-24,40	34,13	-0,07	-11,35	-10,26
Hidronación	MUSD	36,71	20,27	15,60	18,94	19,58	34,06	24,56	20,51	23,22	17,94
	Variación (%)	-	-44,79	-23,05	21,44	3,37	73,94	-27,88	-16,51	13,24	-22,76
Hidropastaza	MUSD	-	-	-	-	32,67	39,62	64,53	22,25	11,55	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	62,89	-65,52	-48,10	-100,00
Hidrosibimbe	MUSD	-	-	-	2,26	5,37	4,11	3,29	4,05	4,90	4,71
	Variación (%)	-	-	-	-	-	(23,39)	(20,04)	23,12	21,01	-3,92
Intervisa Trade	MUSD	1,39	5,87	24,70	31,94	13,76	8,28	12,51	38,30	30,61	17,38
	Variación (%)	-	-	320,95	29,30	-56,93	-39,83	51,11	206,20	-20,09	-43,20
CELEC-Termogás Machala	MUSD	48,19	47,17	61,36	58,76	56,80	42,42	59,94	67,89	51,24	62,88
	Variación (%)	-	-2,12	30,10	-4,25	-3,33	-25,31	41,29	13,26	-24,53	22,71
Termoguayas	MUSD	-	-	-	4,38	34,86	26,46	37,78	40,25	37,88	42,43
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-24,09	42,77	6,53	-5,88	12,00
Ulysseas	MUSD	-	1,63	3,44	2,73	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-20,43	-100,00	-	-	-	-	-
Total (MUSD)		432,66	443,44	544,01	517,08	550,77	529,27	598,77	624,73	644,84	657,52
Variación (%)		-	2,49	22,68	-4,95	6,52	-3,90	13,13	4,34	3,22	1,97

La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A.) asumió, a partir de marzo de 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa generadora de electricidad, luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del sector y determina que el ente regulador facilite los mecanismos para su consecución. Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A.



Uno de los objetivos fundamentales de CELEC EP es concretar los proyectos de expansión y enfrentar el desafío de ejecutar la construcción de los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica, tales como: Sopladora (en ejecución), Mazar (en operación), Coca Codo Sinclair (en ejecución), Toachi Pilatón (en ejecución) y Cardenillo.

3.8.3 Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación

TABLA No. 42: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolívar	MUSD	0,35	0,50	0,30	0,10	0,08	0,22	0,26	0,25	0,19	0,01
	Variación (%)	-	40,30	-40,37	-65,48	-18,86	165,36	15,87	-0,14	-23,92	-95,69
CNEL-EI Oro	MUSD	0,40	0,37	0,50	0,53	0,33	0,30	0,08	0,16	-	-
	Variación (%)	-	-6,99	35,55	4,58	-36,37	-9,52	-73,29	100,41	-100,00	-
CNEL-Los Ríos	MUSD	-	-	-	-	-	0,06	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-100,00	-	-	-
CNEL-Manabí	MUSD	0,28	0,03	0,81	0,54	0,52	0,07	0,45	-	-	-
	Variación (%)	-	-90,65	3.028,50	-32,77	-4,81	-86,72	556,41	-100,00	-	-
CNEL-Sta. Elena	MUSD	0,32	0,56	0,43	1,08	0,43	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	75,53	-23,54	154,42	-59,83	-100,00	-	-	-	-
E.E. Ambato	MUSD	0,49	5,03	6,94	5,65	6,24	1,53	0,71	1,24	1,17	0,43
	Variación (%)	-	933,24	38,13	-18,62	10,39	-75,42	-53,55	73,74	-5,73	-62,87
E.E. Azogues	MUSD	1,87	1,76	1,57	1,89	1,73	1,60	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-6,09	-10,73	20,45	-8,56	-7,53	-100,00	-	-	-
E.E. Centro Sur	MUSD	2,30	2,63	3,18	3,06	3,20	2,32	-	-	-	-
	Variación (%)	-	14,49	20,59	-3,74	4,60	-27,35	-100,00	-	-	-
E.E. Cotopaxi	MUSD	4,13	5,37	7,45	9,37	7,92	4,46	2,02	1,01	1,30	1,47
	Variación (%)	-	29,79	38,82	25,78	-15,44	-43,77	-54,56	-50,02	28,66	13,22
E.E. Norte	MUSD	2,55	2,75	3,48	3,53	3,67	3,83	2,11	2,97	2,95	1,98
	Variación (%)	-	7,82	26,56	1,60	3,76	4,39	-44,94	41,07	-0,79	-32,95
E.E. Quito	MUSD	7,36	28,28	13,75	25,76	23,85	32,83	27,88	8,95	28,43	26,06
	Variación (%)	-	284,32	-51,38	87,40	-7,43	37,67	-15,08	-67,89	217,53	-8,32
E. E. Riobamba	MUSD	5,15	5,92	6,50	6,73	5,65	4,54	3,13	3,34	2,88	2,74
	Variación (%)	-	14,98	9,80	3,58	-16,13	-19,67	-31,09	6,71	-13,62	-5,02
E.E. Sur	MUSD	2,31	1,92	3,06	2,71	2,30	1,65	3,78	4,58	3,98	3,66
	Variación (%)	-	-16,84	59,33	-11,48	-14,84	-28,28	128,85	20,97	-12,93	-8,19
Eléctrica de Guayaquil	MUSD	24,11	27,05	27,88	35,94	31,88	24,32	37,22	46,56	33,72	33,03
	Variación (%)	-	12,18	3,08	28,92	-11,31	-23,72	53,08	25,08	-27,56	-2,06
Total (MUSD)		51,61	82,15	75,83	96,90	87,80	77,73	77,64	69,06	74,63	69,38
Variación (%)		-	59,15	-7,69	27,79	-9,39	-11,47	-0,11	-11,05	8,07	-7,03

El precio medio de la E.E. Sur es únicamente ventas nacionales no se considera la energía vendida a Perú, los valores correspondientes a la venta de energía al Perú por la E.E. Sur asciende a 0,033 MUSD para el 2010; 0,035 MUSD para el 2011 y 0,037 MUSD para el 2012.

3.8.4 Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

TABLA No. 43: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Agua y Gas de Sillunchi	MUSD	-	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	Variación (%)	-	-	-	11,15	-2,29	-60,42	-82,21	-12,15	-13,03	162,67
Consejo Provincial de Tungurahua	MUSD	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01	0,02	0,02
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	72,50	
Ecoelectric	MUSD	-	-	0,15	0,07	0,52	3,79	3,82	3,37	6,11	5,83
	Variación (%)	-	-	-	-	637,71	624,55	0,88	-11,79	81,13	-4,57
Ecoluz	MUSD	1,17	1,27	1,07	1,10	1,22	1,36	1,44	1,39	1,84	1,85
	Variación (%)	-	8,57	-16,30	2,75	11,23	11,38	5,78	-3,35	32,20	0,83
Ecudos	MUSD	-	-	1,12	3,44	4,07	-	2,97	4,91	4,70	4,89
	Variación (%)	-	-	-	-	18,38	-100,00	-	-	-4,33	4,12
Electroandina	MUSD	0,02	0,00	-	-	-	-	0,00	-	-	-
	Variación (%)	-	(93,02)	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrocordova	MUSD	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,01	0,00
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enermax	MUSD	-	-	-	0,06	2,02	2,02	0,22	1,60	1,63	1,69
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-88,89	611,28	2,11	3,24
Famiproduct	MUSD	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	35,26	-100,00	-	-	-	-	-	-	-
Hidroabanico	MUSD	-	-	0,00	4,10	5,33	5,96	7,21	6,25	5,12	4,04
	Variación (%)	-	-	-	-	-	11,73	21,03	-13,27	-18,08	-21,06
Hidroimbabura	MUSD	0,14	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,04	0,14
	Variación (%)	0	-92,43	-94,39	188,41	-81,61	369,20	-100,00	-	-	-
Hidroservice	MUSD	-	-	-	-	-	-	0,01	0,00	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	MUSD	0,19	0,15	0,26	0,21	0,33	0,17	0,20	0,27	0,36	0,45
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Internacional	MUSD	0,06	0,02	0,02	0,05	0,10	0,01	0,04	0,01	0,00	0,01
	Variación (%)	-	-66,08	-26,29	210,06	92,77	-93,00	553,64	-79,96	-58,09	128,58
Lafarge	MUSD	-	-	-	0,57	0,07	0,07	0,11	0,34	0,02	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-6,07	63,64	206,57	-93,88	-100,00
Manageneración	MUSD	-	-	-	0,26	1,02	0,23	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-76,94	-100,00	-	-	-
Moderna Alimentos	MUSD	0,13	0,13	0,15	0,14	0,20	0,40	0,19	0,03	0,15	0,12
	Variación (%)	-	-5,29	17,63	-2,04	35,42	103,63	-53,60	-84,57	408,63	-15,62
Municipio A. Ante	MUSD	-	-	-	-	-	-	0,05	0,05	0,05	0,01
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	1,62	-77,12
Perlábí	MUSD	-	-	0,00	0,01	0,01	0,03	0,04	0,01	0,02	0,02
	Variación (%)	-	-	-	-	-	253,37	-	-80,96	166,45	-24,92
Repsol	MUSD	0,21	0,24	0,23	0,21	0,22	0,09	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Carlos	MUSD	-	-	-	-	-	-	3,41	2,99	3,41	4,40
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	13,90	29,10
Total (MUSD)		1,95	1,86	3,01	10,25	15,11	14,13	19,74	21,24	23,47	23,48
Variación (%)		-	-4,70	62,29	240,21	47,43	-6,53	39,75	7,58	10,49	0,07

3.8.5 Valor de la energía importada

TABLA No. 44: VALOR DE LA ENERGÍA IMPORTADA

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Interconexión Colombia	MUSD	68,38	134,11	148,55	122,53	17,82	33,99	102,38	74,13	87,83	23,99
	Variación (%)	-	96,14	10,76	-17,51	-85,46	90,81	201,17	-27,59	18,48	-72,68
Interconexión Perú	MUSD	-	-	1,85	-	-	-	-	-	-	1,22
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (MUSD)		68,38	134,11	150,40	122,53	17,82	33,99	102,38	74,13	87,83	25,21
Variación (%)		-	96,14	12,14	-18,53	-85,46	90,81	201,17	-27,59	18,48	-71,30

3.8.6 Valor de la energía exportada

TABLA No. 45: VALOR DE LA ENERGÍA EXPORTADA

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Interconexión Colombia	MUSD	0,87	0,18	0,14	0,03	0,29	0,63	1,08	0,68	0,19	0,17
	Variación (%)	-	-79,55	-23,05	-80,83	1.000,09	117,95	71,50	-36,79	-72,57	-6,94
Interconexión Perú	MUSD	-	-	-	-	-	-	-	0,02	1,88	2,36
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,67
Total (MUSD)		0,87	0,18	0,14	0,03	0,29	0,63	1,08	0,70	2,07	2,54
Variación (%)		-	-79,55	-23,05	-80,83	-	117,95	71,50	-34,78	92,19	261,65

3.9. Evolución Histórica de los Precios Medios de la Energía Vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, Periodo 2003 - 2012

3.9.1 Precio medio de la energía por tipo de mercado, cliente y empresa

TABLA No. 46: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE

Año	Mercado	Tipo Cliente	Energía vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD €/KWh)
2003	Contratos	Distribuidora	6.901,93	246,37	3,57
		Gran Consumidor	637,60	30,85	4,84
	Interconexión	Interconexión	1.119,61	68,38	6,11
	M. Ocasional	M. Ocasional	4.005,44	237,16	5,92
Promedio 2003			12.664,58	582,76	4,60
2004	Contratos	Distribuidora	6.427,10	206,07	3,21
		Gran Consumidor	915,82	34,00	3,71
	Interconexión	M. Ocasional	1.641,61	134,11	8,17
	M. Ocasional	M. Ocasional	4.232,12	298,14	7,04
Promedio 2004			13.216,65	672,32	5,09
2005	Contratos	Distribuidora	5.910,39	218,02	3,69
		Gran Consumidor	1.175,93	40,00	3,40
	Interconexión	M. Ocasional	1.723,45	150,40	8,73
	M. Ocasional	M. Ocasional	5.238,98	383,31	7,32
Promedio 2005			14.048,75	791,73	5,64

TABLA No. 46: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE (cont.)

Año	Mercado	Tipo Cliente	Energía vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/KWh)
2006	Contratos	Distribuidora	7.409,31	272,07	3,67
		Gran Consumidor	1.454,27	49,16	3,38
	Interconexión	M. Ocasional	1.570,47	122,53	7,80
		M. Ocasional	4.703,18	327,89	6,97
Promedio 2006			15.137,23	771,65	5,10
2007	Contratos	Distribuidora	8.574,88	308,71	3,60
		Gran Consumidor	1.554,03	53,41	3,44
	Interconexión	M. Ocasional	860,87	17,82	2,07
		M. Ocasional	4.851,32	305,58	6,30
Promedio 2007			15.841,10	685,52	4,33
2008	Contratos	Distribuidora	10.921,29	376,97	3,45
		Gran Consumidor	1.340,49	41,56	3,10
	Interconexión	M. Ocasional	500,16	33,99	6,80
		M. Ocasional	3.725,33	205,90	5,53
Promedio 2008			16.487,27	658,42	3,99
2009	Contratos	Distribuidora	12.927,22	565,69	4,38
		Gran Consumidor	187,30	7,64	4,08
	Interconexión	M. Ocasional	1.120,75	102,38	9,14
		M. Ocasional	2.016,49	123,16	6,11
Promedio 2009			16.251,76	798,87	4,92
2010	Contratos	Distribuidora	14.361,68	679,70	4,73
		Gran Consumidor	44,72	1,84	4,11
	Interconexión	M. Ocasional	872,90	74,13	8,49
		Perú	0,32	0,03	10,41
	M. Ocasional	M. Ocasional	1.014,60	33,48	3,30
Promedio 2010			16.294,21	789,19	4,84
2011	Contratos	Distribuidora	15.768,90	677,76	4,30
		Gran Consumidor	113,69	10,41	9,16
	Interconexión	M. Ocasional	1.294,59	87,83	6,78
		Perú	0,33	0,04	10,67
	M. Ocasional	M. Ocasional	1.017,65	54,78	5,38
Promedio 2011			18.195,16	830,81	4,57
2012	Contratos	Distribuidora	17.784,87	687,67	3,87
		Gran Consumidor	111,41	10,00	8,97
	Interconexión	M. Ocasional	238,20	25,21	10,58
		Perú	0,35	0,04	10,59
	M. Ocasional	M. Ocasional	1.031,92	53,20	5,15
Promedio 2012			19.166,76	776,11	4,05



3. Resumen Multianual Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Periodo 2003 - 2012

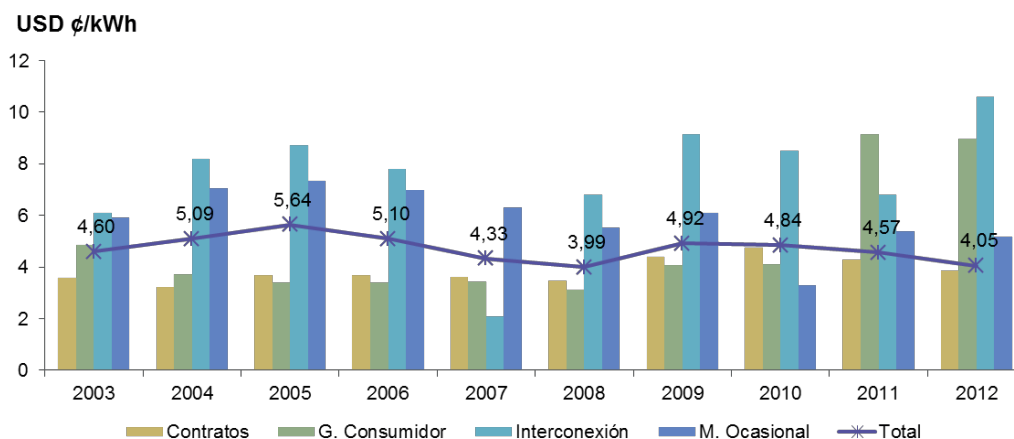


FIG. No. 21: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE CLIENTE

TABLA No. 47: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE EMPRESA

Tipo	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Generadora	USD ¢/kWh	4,41	4,39	5,09	4,60	4,34	3,81	4,43	4,56	4,20	3,78
	Variación (%)	-	-0,54	15,97	-9,61	-5,67	-12,20	16,17	3,02	-7,93	-10,06
Distribuidora	USD ¢/kWh	4,90	6,96	6,16	6,12	5,43	5,38	6,19	4,96	6,21	5,91
	Variación (%)	-	41,85	-11,41	-0,65	-11,32	-0,85	15,08	-19,91	25,22	-4,85
Autogeneradora	USD ¢/kWh	4,16	4,34	4,98	4,62	3,96	2,34	5,81	6,54	6,99	7,16
	Variación (%)	-	4,19	14,89	-7,28	-14,25	-41,06	148,78	12,45	6,90	2,45
Importación	USD ¢/kWh	6,11	8,17	8,73	7,80	2,07	6,80	9,14	8,49	6,78	10,58
	Variación (%)	-	33,77	6,82	-10,59	-73,48	228,42	34,41	-7,03	-20,11	55,98
Exportación	USD ¢/kWh	1,29	0,51	0,85	2,44	0,75	1,67	5,18	7,04	14,36	21,35
	Variación (%)	-	-60,70	67,91	187,06	-69,33	122,94	210,00	36,01	103,87	48,71

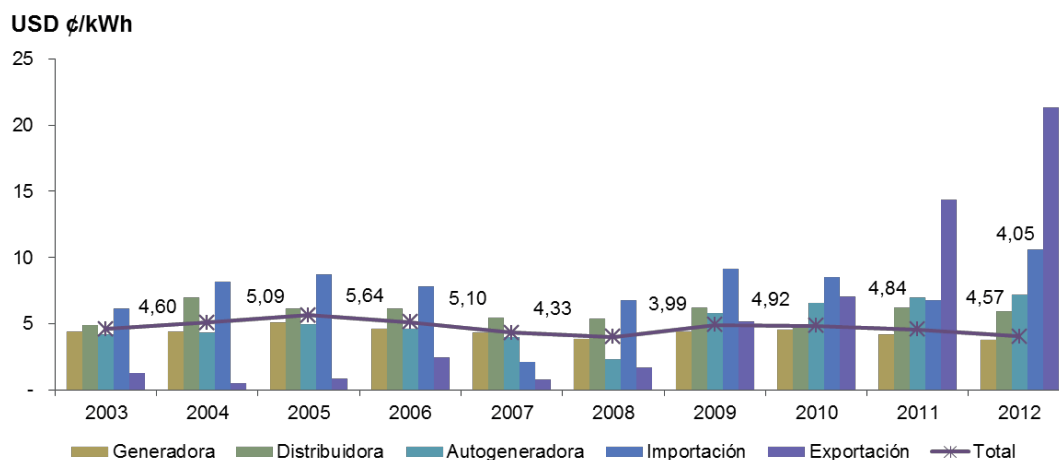


FIG. No. 22: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE EMPRESA

3.9.2 Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

TABLA No. 48: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA

Empresa	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CELEC-Electroguayas	USD ¢/kWh	6,92	7,02	7,82	6,69	6,17	5,96	6,90	6,28	8,89	8,53
	Variación (%)	-	1,45	11,37	-14,50	-7,69	-3,36	15,65	-9,02	41,68	-4,01
CELEC-Hidroagoyán	USD ¢/kWh	2,25	2,32	2,59	2,66	2,70	2,75	2,48	3,66	2,84	1,34
	Variación (%)	-	3,03	11,70	2,72	1,61	1,65	-9,91	47,91	-22,43	-52,69
CELEC-Hidropaute	USD ¢/kWh	2,61	2,89	3,29	3,02	3,06	2,63	1,65	1,42	1,34	1,01
	Variación (%)	-	10,88	13,56	-8,13	1,38	-14,14	-37,38	-13,61	-5,95	-24,65
CELEC-Termoesmeraldas	USD ¢/kWh	6,42	5,76	5,38	4,01	4,34	4,80	4,65	6,04	4,82	6,68
	Variación (%)	-	-10,39	-6,61	-25,46	8,20	10,65	-3,02	29,78	-20,26	38,75
CELEC-Termogás Machala	USD ¢/kWh	6,38	6,55	7,68	6,79	6,23	5,67	6,65	6,73	7,29	5,16
	Variación (%)	-	2,61	17,27	-11,64	-8,19	-9,03	17,29	1,24	8,33	-29,28
CELEC-Termopichincha	USD ¢/kWh	9,12	8,12	8,35	6,38	6,50	6,01	9,90	10,54	9,22	9,68
	Variación (%)	-	-10,96	2,90	-23,65	1,83	-7,54	64,85	6,44	-12,52	4,97
Elecaastro	USD ¢/kWh	4,68	5,02	5,35	4,85	4,67	4,23	5,38	5,84	4,63	3,93
	Variación (%)	-	7,12	6,64	-9,36	-3,66	-9,53	27,24	8,48	-20,64	-15,23
Electroquil	USD ¢/kWh	8,32	9,90	8,70	7,56	7,68	7,49	10,02	12,48	17,45	18,09
	Variación (%)	-	18,92	-12,06	-13,08	1,57	-2,49	33,74	24,61	39,79	3,66
EMAAP-Q	USD ¢/kWh	4,66	4,92	4,26	4,11	4,12	4,11	3,72	6,82	3,73	1,97
	Variación (%)	-	5,54	-13,34	-3,51	0,25	-0,42	-9,36	83,15	-45,22	-47,26
Eolicsa	USD ¢/kWh	-	-	-	-	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generoca	USD ¢/kWh	-	-	-	5,71	6,57	6,13	7,43	7,54	8,04	8,07
	Variación (%)	-	-	-	-	15,08	-6,76	21,29	1,48	6,64	0,26
Hidronación	USD ¢/kWh	5,67	4,87	4,48	4,18	3,93	4,11	4,04	2,69	3,58	1,73
	Variación (%)	-	-14,14	-8,04	-6,53	-6,09	4,53	-1,56	-33,49	33,34	-51,69
Hidropastaza	USD ¢/kWh	-	-	-	-	4,06	4,13	6,13	2,16	1,28	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	1,61	48,56	-64,79	-40,76	-100,00
Hidrosibimbe	USD ¢/kWh	-	-	-	7,43	6,01	4,83	3,99	4,67	4,75	4,76
	Variación (%)	-	-	-	-	-19,23	-19,58	-17,36	17,06	1,71	0,22
Intervisa Trade	USD ¢/kWh	5,77	10,02	8,91	7,53	7,20	6,12	9,16	11,68	13,39	28,71
	Variación (%)	-	73,73	-11,09	-15,46	-4,42	-14,98	49,67	27,48	14,61	114,50
Termoguayas	USD ¢/kWh	-	-	-	6,11	6,63	5,88	6,54	6,76	7,00	7,76
	Variación (%)	-	-	-	-	8,43	-11,32	11,22	3,33	3,66	10,88
Ulysseas	USD ¢/kWh	-	10,61	7,93	7,51	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-25,26	-5,30	-100,00	-	-	-	-	-
Total	(USD ¢/kWh)	4,41	4,39	5,09	4,60	4,34	3,81	4,43	4,56	4,20	3,78
	Variación (%)	-	-0,54	15,97	-9,61	-5,67	-12,20	16,17	3,02	-7,93	-10,06



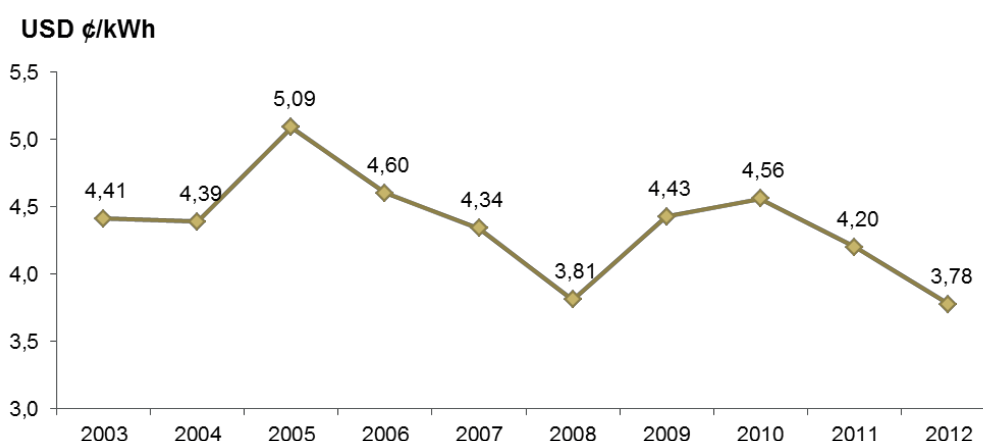


FIG. No. 23: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

3.9.3 Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación

TABLA No. 49: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Empresa	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolívar	USD ¢/kWh	5,80	11,50	6,68	6,98	5,35	5,16	7,70	5,77	8,40	0,54
	Variación (%)	-	98,26	-41,94	4,46	-23,26	-3,69	49,34	-25,05	45,45	-93,54
CNEL-EI Oro	USD ¢/kWh	9,11	11,44	10,03	8,37	8,25	8,37	4,37	-	-	-
	Variación (%)	-	25,62	-12,34	-16,59	-1,41	1,44	-47,82	-100,00	-	-
CNEL-Los Ríos	USD ¢/kWh	-	-	-	-	-	9,30	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-100,00	-	-	-
CNEL-Manabí	USD ¢/kWh	9,29	8,06	9,48	9,13	9,06	8,98	9,00	-	-	-
	Variación (%)	-	-13,22	17,67	-3,77	-0,72	-0,87	0,21	-100,00	-	-
CNEL-Milagro	USD ¢/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	USD ¢/kWh	8,97	11,98	10,33	8,26	9,00	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	33,66	-13,79	-20,01	8,97	-100,00	-	-	-	-
E.E. Ambato	USD ¢/kWh	5,19	7,60	7,74	5,96	5,87	5,23	4,62	12,13	12,45	3,33
	Variación (%)	-	46,41	1,77	-22,93	-1,64	-10,83	-11,69	162,58	2,65	-73,28
E.E. Azogues	USD ¢/kWh	4,43	4,03	3,62	4,14	3,72	3,72	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-9,10	-10,10	14,30	-10,10	-	-100,00	-	-	-
E.E. Centro Sur	USD ¢/kWh	6,41	4,56	3,78	4,31	4,43	5,58	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-28,88	-17,13	14,25	2,69	26,08	-100,00	-	-	-
E.E. Cotopaxi	USD ¢/kWh	5,97	5,80	6,12	5,99	4,85	4,91	4,71	2,61	2,60	3,30
	Variación (%)	-	-2,85	5,58	-2,20	-18,92	1,07	-4,00	-44,53	-0,30	26,54
E.E. Galápagos	USD ¢/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	USD ¢/kWh	6,00	6,58	7,56	6,97	6,21	5,63	4,12	5,64	4,26	3,71
	Variación (%)	-	9,64	14,90	-7,86	-10,85	-9,39	-26,76	36,93	-24,49	-12,94
E.E. Quito	USD ¢/kWh	1,86	6,97	3,64	5,00	4,60	5,24	4,72	1,63	4,64	4,85
	Variación (%)	-	275,12	-47,82	37,41	-8,00	13,98	-9,95	-65,48	184,82	4,54
E.E. Riobamba	USD ¢/kWh	5,61	5,85	6,80	6,62	5,72	4,95	3,19	3,25	3,00	2,59
	Variación (%)	-	4,12	16,27	-2,63	-13,60	-13,40	-35,58	1,87	-7,69	-13,73

TABLA No. 49: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN (cont.)

Empresa	Unidad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Sur	USD ¢/kWh	7,38	7,36	9,24	8,39	7,25	6,74	7,74	11,91	13,01	13,18
	Variación (%)	-	-0,31	25,47	-9,20	-13,50	-7,03	14,69	53,97	9,24	1,28
Eléctrica de Guayaquil	USD ¢/kWh	7,60	8,11	8,80	7,37	6,32	5,80	9,40	7,82	10,17	8,45
	Variación (%)	-	6,74	8,49	-16,27	-14,25	-8,21	62,12	-16,86	30,19	-16,92
Total	(USD ¢/kWh)	4,90	6,96	6,16	6,12	5,43	5,38	6,19	4,96	6,21	5,91

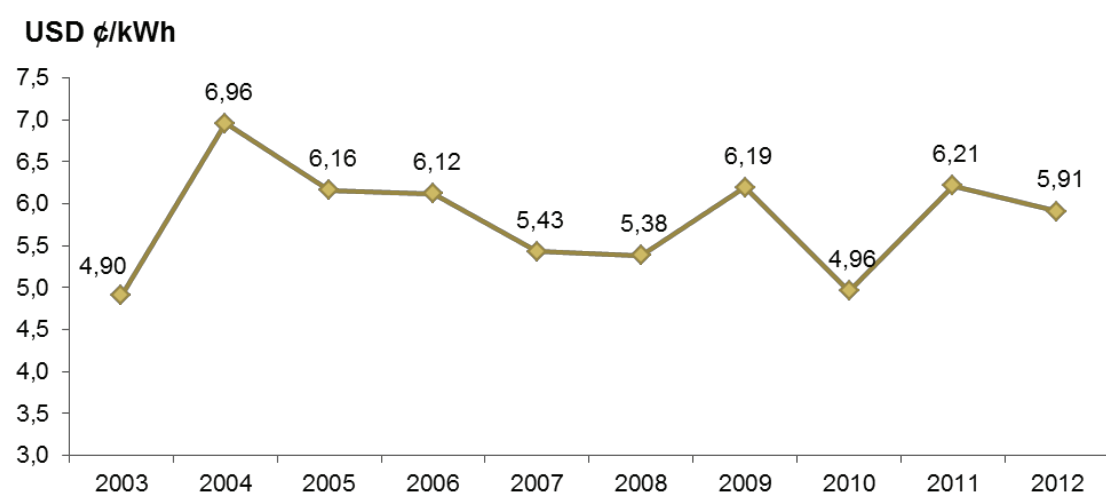


FIG. No. 24: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

3.9.4 Precio medio de la energía importada

TABLA No. 50: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA IMPORTADA

Empresa	Precio Medio	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Interconexión Colombia	USD ¢/kWh	6,11	8,17	8,66	7,80	2,07	6,80	9,68	9,33	6,78	10,16
	Variación (%)	-	33,77	5,96	-9,87	-73,48	228,42	42,35	-3,56	-27,29	49,82
Interconexión Perú	USD ¢/kWh	-	-	24,90	-	-	-	-	-	-	56,12
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (USD ¢/kWh)		6,11	8,17	8,73	7,80	2,07	6,80	9,14	8,49	6,78	10,58
Variación (%)		-	33,77	6,82	-10,59	-73,48	228,42	34,41	-7,03	-20,11	55,98

3.9.5 Precio medio de la energía exportada

TABLA No. 51: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA EXPORTADA

Empresa	Precio Medio	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Interconexión Colombia	USD ¢/kWh	1,29	0,51	0,85	2,44	0,75	1,67	5,18	6,97	2,27	2,66
	Variación (%)	-	-60,70	67,91	187,06	-69,33	122,94	210,00	34,68	-67,48	17,48
Interconexión Perú	USD ¢/kWh	-	-	-	-	-	-	-	10,21	30,46	44,03
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	198,17	44,56
Total (USD ¢/kWh)		1,29	0,51	0,85	2,44	0,75	1,67	5,18	7,04	14,36	21,35
Variación (%)		-	-60,70	67,91	187,06	-69,33	122,94	210,00	36,01	103,87	48,71



4

Evolución Histórica del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)



Evolución Histórica del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

4

4.1. Energía Recibida, Entregada y Pérdidas de Energía del SNT

En la siguiente tabla se cuantifica, anualmente, la energía recibida y entregada por CELEC EP - TRANSELECTRIC, así como sus pérdidas de energía. En el periodo de análisis, la energía recibida ha crecido de 10.782,53 GWh, a 17.486,28 GWh, lo que significa un incremento del 62,17 % en los últimos diez años. De igual manera, las pérdidas del SNT, en el mismo periodo, tuvieron un incremento del 70,41 %, al pasar de 389,79 GWh en el 2003, a 664,24 GWh en el 2012, mientras que el porcentaje de pérdidas pasó del 3,62 % en 2003 a 3,80 % en el 2012.

TABLA No. 52: ENERGÍA RECIBIDA Y ENTREGADA POR CELEC EP - TRANSELECTRIC Y PÉRDIDAS EN EL SNT

Año	Energía recibida por el S.N.T.		Energía entregada por el S.N.T.		Pérdidas del S.N.T.		Porcentaje de pérdidas del S.N.T.	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(%)	Variación (%)
2003	10.782,53	-	10.392,74	-	389,79	-	3,62	-
2004	11.579,73	7,39	11.147,46	7,26	432,27	10,90	3,73	3,26
2005	12.265,35	5,92	11.849,19	6,29	416,16	-3,73	3,39	-9,11
2006	12.813,36	4,47	12.366,27	4,36	447,09	7,43	3,49	2,84
2007	13.498,62	5,35	12.966,25	4,85	532,36	19,07	3,94	13,03
2008	14.290,43	5,87	13.669,03	5,42	621,40	16,72	4,35	10,26
2009	14.919,05	4,40	14.293,87	4,57	625,18	0,61	4,19	-3,63
2010	15.745,87	5,54	15.208,38	6,40	537,49	-14,03	3,41	-18,54
2011	16.462,55	4,55	15.809,23	3,95	653,33	21,55	3,97	16,26
2012	17.486,28	6,22	16.822,04	6,41	664,24	1,67	3,80	-4,28

La información de la energía recibida y entregada de la tabla No. 52 corresponde a los registros del CENACE.

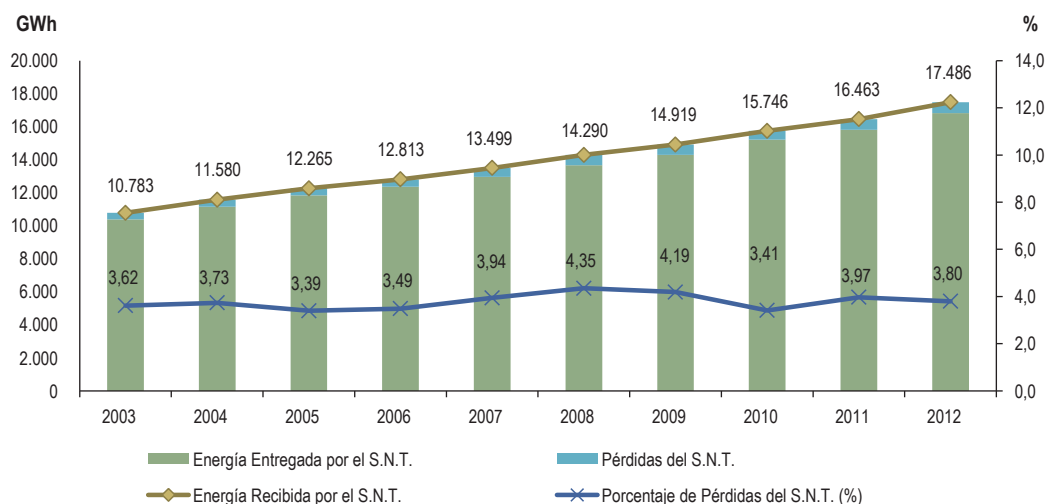


FIG. No. 25: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT



4.2. Valores Facturados por la Empresa Transmisora

Por concepto de energía recibida y entregada en el SNT, CELEC EP - TRANSELECTRIC facturó 944,06 MUSD, entre costos fijos, variables y otros cargos, en el periodo 2003 - 2012. Del total facturado: el 71,74 % corresponde al cargo fijo; el 28,25 % al cargo variable; y, el 0,01 % a otros cargos.

TABLA No. 53: VALORES FACTURADOS POR CELEC EP - TRANSELECTRIC

Año	Valores facturados por la Transmisora (MUSD)			
	Cargo fijo	Cargo variable	Otros	Total
2003	65,11	10,59	0,10	75,80
2004	83,78	16,11	-0,02	99,88
2005	85,23	17,20	-	102,43
2006	87,33	16,20	-	103,53
2007	180,92	28,07	-	208,99
2008	-	75,07	-	75,07
2009	-	50,07	-	50,07
2010	53,40	53,40	-	106,80
2011	61,16	0,00	0,00	61,16
2012	60,33	-	-	60,33

4.3. Líneas de Transmisión

El voltaje de las líneas de transmisión, es el potencial o la presión que ejerce una fuente de suministro de energía sobre las cargas eléctricas, para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica. En el país se utilizan, principalmente, líneas de alta tensión de 138 kV y de 230 kV con el fin de disminuir las pérdidas en transmisión. En el periodo 2003 - 2012 se tienen voltajes de 138 kV y 230 kV, teniendo, únicamente, en los años 2006 y 2007 un voltaje de 69 kV en la línea Cuenca - Limón - Méndez - Macas. A diciembre de 2012, la longitud total de las líneas de transmisión fue 3.950,70 km, significando un incremento de 46,37% (1.251,64 km) con respecto al 2003. El detalle por años se indica en la siguiente tabla:

TABLA No. 54: VOLTAJE Y LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC EP - TRANSELECTRIC

Año	Voltaje de Líneas (kV)			Longitud (km)	Variación (%)
	69	138	230		
2003	-	1.278,24	1.420,82	2.699,06	-
2004	-	1.278,24	1.420,82	2.699,06	-
2005	-	1.278,34	1.420,82	2.699,16	0,00
2006	214,53	1.420,44	1.474,02	3.108,99	15,18
2007	148,40	1.648,47	1.474,02	3.270,89	5,21
2008	-	1.885,99	1.669,92	3.555,91	8,71
2009	-	1.754,25	1.670,98	3.425,23	-3,67
2010	-	1.794,46	1.783,94	3.578,40	4,47
2011	-	1.942,34	1.858,20	3.800,54	6,21
2012	-	1.940,38	2.010,32	3.950,70	3,95



4.4. Transformadores y Autotransformadores

El aumento o la disminución de la tensión de los circuitos eléctricos se los realiza a través de los transformadores y autotransformadores, los mismos que, a diciembre de 2012, suman una potencia total de 8.292,79 MVA, incluida la potencia de reserva. Esta potencia con relación al 2003 se incrementó en 1.801,08 MVA, que representa el 27,74 % de incremento. En la tabla No. 55 se detalla la potencia de los transformadores y autotransformadores de la empresa transmisora:

TABLA No. 55: POTENCIA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Año	Potencia Autotransformadores (MVA)	Potencia Transformadores (MVA)	Potencia Total (MVA)
2003	5737,38	754,33	6.491,71
2004	5737,38	820,93	6.558,31
2005	5902,38	820,93	6.723,31
2006	6231,85	577,59	6.809,45
2007	6695,14	577,59	7.272,73
2008	6734,96	569,59	7.304,56
2009	7002,62	647,96	7.650,58
2010	6363,99	745,10	7.109,09
2011	6655,69	1077,10	7.732,79
2012	7205,69	1087,10	8.292,79

5

Evolución Histórica de los Sistemas de Distribución, Periodo 2003 - 2012



Evolución Histórica de los Sistemas de Distribución, Periodo 2003 - 2012

5

5.1. Resumen de Transacciones de Compra de Energía por Tipo de Empresa

En la tabla No. 56 se indican las transacciones históricas de compra de energía por tipo de empresa, donde se puede apreciar que en el 2012 se compró 18.323,11 GWh, lo que representa un incremento de 65,55 % respecto del 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 911,46 GWh que representa el 4,97 %, la compra a las generadoras fue de 17.197,13 GWh que representa el 93,85 % del total, la compra a las distribuidoras 2,62 GWh que corresponde al 0,01 % y a los autogeneradores 211,90 GWh que representa el 1,16 % del total. Si se compara con el 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 942,58 GWh lo que representa un incremento del 5,42 %.

La compra de energía realizada por las empresas distribuidoras en el periodo 2003 - 2012 se efectuó para repartirla a sus clientes finales, entre los cuales se encuentran los clientes regulados de las empresas eléctricas distribuidoras y los clientes no regulados.

TABLA No. 56: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

Año	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total
2003	4.167,57	6.834,10	19,28	46,78	11.067,73
2004	5.232,41	6.330,82	46,16	35,13	11.644,52
2005	6.316,29	5.785,61	81,74	43,43	12.227,07
2006	5.639,26	7.248,33	84,00	74,90	13.046,49
2007	5.014,24	8.261,20	91,33	140,25	13.507,02
2008	3.144,34	11.046,56	11,83	206,44	14.409,17
2009	2.996,84	12.215,42	11,85	195,73	15.419,84
2010	1.946,02	13.994,45	180,81	211,74	16.333,02
2011	1.849,51	15.309,51	32,09	189,41	17.380,52
2012	911,46	17.197,13	2,62	211,90	18.323,11

En la figura No. 26 se puede observar la evolución de la compra de energía por tipo de empresa (mercado ocasional, generadora, distribuidora, autogeneradora), crecimiento de la compra total de energía en el país y la variación que existe entre la energía comprada en el mercado ocasional.



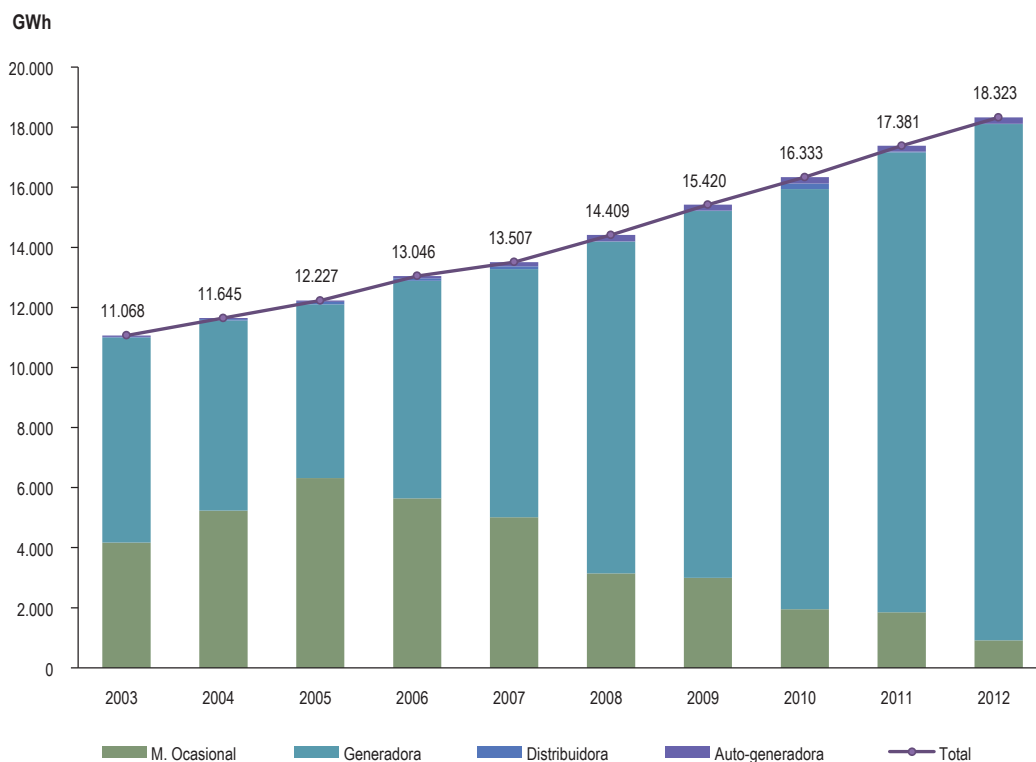


FIG. No. 26: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

5.2. Transacciones de Compra de Energía de los Sistemas de Distribución

El incremento anual de la cantidad de energía comprada (GWh) presenta un crecimiento constante, debido a que las empresas distribuidoras reparten la energía a sus clientes finales, los mismos que se incrementan año tras año de manera proporcional.

La variación del precio medio de la energía comprada en el periodo 2003 - 2006 tiende a crecer de 4,81 USD ϕ /kWh a 4,93 USD ϕ /kWh.

En el periodo 2007 - 2009 los precios medios van de 4,74 USD ϕ /kWh a 4,75 USD ϕ /kWh, como consecuencia de la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 que establece los nuevos parámetros regulatorios que permiten obtener la nueva tarifa única.

En el 2010, el precio medio se registra un tanto menor al año anterior, 4,72 USD ϕ /kWh, debido al estiaje presentado en el 2009, ya que gran parte de la energía comprada fue proporcionada por las generadoras térmicas y la compra de energía a Colombia.

En el 2011, el precio medio de la energía respecto al año anterior, registró una disminución de 0,66 USD ϕ /kWh. El ingreso de nueva generación térmica en diciembre de 2009 y durante el 2010, propició, la disminución en la compra de energía a Colombia y reafirmó que la mayor parte de la energía comprada fue proporcionada por las generadoras térmicas.

Al 2012, se registró un precio medio de 3,76 USD ϕ /kWh, el cual presenta una disminución de 0,3 USD ϕ /kWh con respecto al 2011.

Las variaciones del precio medio en cada una de las distribuidoras siguen un comportamiento de crecimiento proporcional al número de clientes y los periodos donde se reduce son consecuencia de los eventos mencionados anteriormente.

TABLA No. 57: VARIACIÓN ANUAL Y PRECIO MEDIO EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA

Año	Energía Comprada (GWh)	Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
2003	11.067,73		532,37		4,81
2004	11.644,52	5,21	582,17	9,36	5,00
2005	12.227,07	5,00	699,28	20,12	5,72
2006	13.046,50	6,70	643,21	-8,02	4,93
2007	13.507,02	3,53	639,74	-0,54	4,74
2008	14.409,17	6,68	657,49	2,77	4,56
2009	15.419,84	7,01	733,11	11,50	4,75
2010	16.333,02	5,92	770,77	5,14	4,72
2011	17.380,53	6,41	705,61	-8,45	4,06
2012	18.323,11	5,42	689,81	-2,24	3,76

En la figura No. 27 se aprecia claramente el crecimiento en la compra de energía año a año mientras que existe una variación en el valor del precio medio del kWh, siendo el mínimo valor en el 2012 de 3,76 USD ¢/kWh y el máximo valor en el 2005 de 5,72 USD ¢/kWh.



FIG. No. 27: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS



6

Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras



Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

6

En la tabla No. 58 se indican las transacciones históricas de compra de energía de las distribuidoras, donde se puede apreciar que en el 2012 se compró 18.323,11 GWh, lo que representa un incremento de 65,55% respecto del 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 911,46 GWh que representa el 4,97%, la compra a las generadoras fue de 17.197,13 GWh que representa el 93,85% del total y a los autogeneradores 214,52 GWh que representa el 1,17% del total. Si se compara con el 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 942,58 GWh equivalente a 5,42% de incremento.

En términos económicos en el 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 689,8 MUSD lo que representa un incremento con respecto al 2003 de 29,57%, mientras que con relación al 2011 se tiene una disminución de 15,81 MUSD lo que representa un decrecimiento del 2,24%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el 2012 el precio medio es de 3,76 USD ¢/kWh, menor en 1,05 USD ¢/kWh que el 2003, en cambio comparando con el 2011, se tiene una disminución de 0,30 USD ¢/kWh.

TABLA No. 58: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA NACIONAL

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	4.167,57	6.834,10	19,28	46,78	11.067,73		532,37		4,81
2004	5.232,41	6.330,82	46,16	35,13	11.644,52	5,21	582,17	9,36	5,00
2005	6.316,29	5.785,61	81,74	43,43	12.227,07	5,00	699,28	20,12	5,72
2006	5.639,26	7.248,33	84,00	74,90	13.046,50	6,70	643,21	-8,02	4,93
2007	5.014,24	8.261,20	91,33	140,25	13.507,02	3,53	639,74	-0,54	4,74
2008	3.144,34	11.046,56	11,83	206,44	14.409,17	6,68	657,49	2,77	4,56
2009	2.996,84	12.215,42	11,85	195,73	15.419,84	7,01	733,11	11,50	4,75
2010	1.946,02	13.994,45	180,81	211,74	16.333,02	5,92	770,77	5,14	4,72
2011	1.849,51	15.309,51	32,09	189,41	17.380,53	6,41	705,61	-8,45	4,06
2012	911,46	17.197,13	2,62	211,90	18.323,11	5,42	689,81	-2,24	3,76
Total	37.217,94	104.223,13	561,71	1.355,73	143.358,51	65,55	6.653,57	29,57	4,64

En la figura No. 28 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 a nivel nacional, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 11.067,73 GWh en el 2003 a 18.323,11 GWh en el 2012. Durante el periodo 2003 - 2012, se observa que los valores del precio medio del kWh presentan variaciones que van desde 3,76 USD ¢/kWh en el 2012 a 5,72 USD ¢/kWh en el 2005.



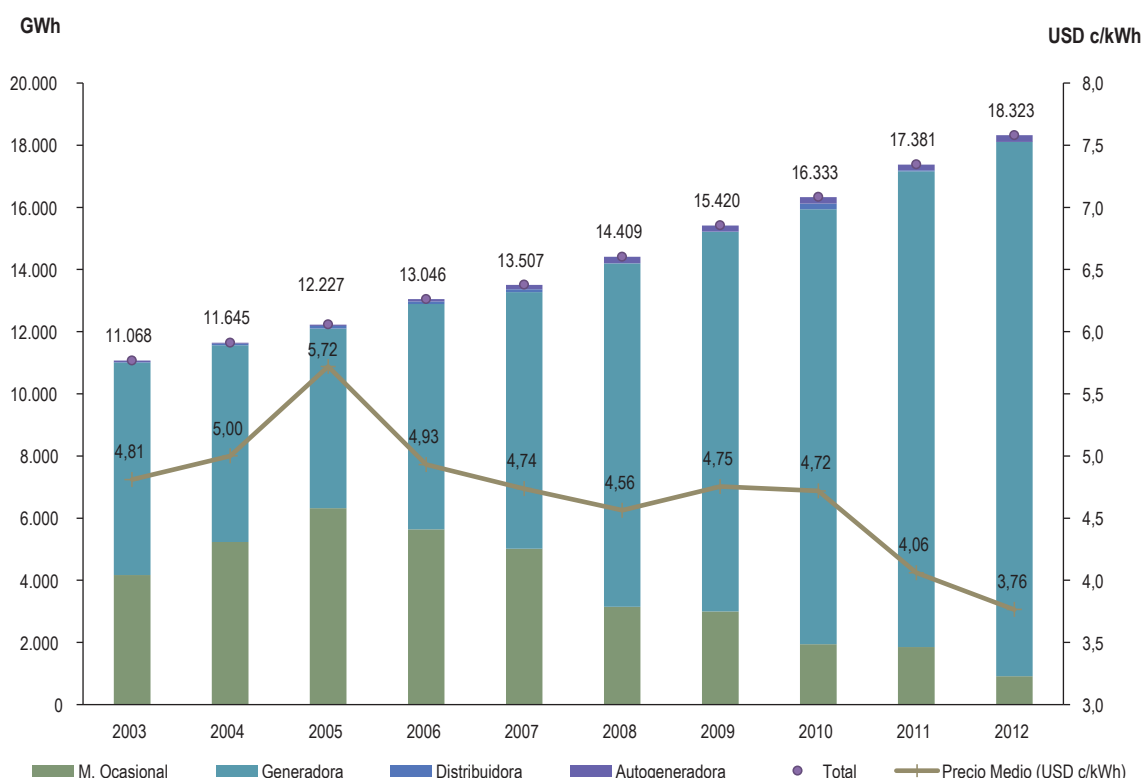


FIG. No. 28: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS

En la tabla No. 59 se muestran las transacciones históricas de compra de energía de CNEL, donde se puede apreciar que en el 2012 compró 6.548,05 GWh, es decir, un incremento de 94,25% respecto del 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 326,09 GWh que representa el 4,98%; la compra a las generadoras fue de 6.162,69 GWh equivalente a 94,11% del total y a los autogeneradores 59,28 GWh (0,91% del total). Si se compara con el 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 431,31 GWh lo que representa un incremento del 7,05%.

En términos económicos, en el 2012, se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 248,00 MUSD, lo que representa un incremento con respecto al 2003 de 48,43%, mientras que con relación al 2011 se tiene una disminución de 1,97 MUSD que representa un decrecimiento del 0,79%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se pueden destacar: el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el 2012 el precio medio es de 3,79 USD ¢/kWh menor en 1,17 USD ¢/kWh si se compara con el 2003, en cambio con relación al 2011, se tiene una disminución de 0,30 USD ¢/kWh.

TABLA No. 59: VARIACIÓN ANUAL COMPRA DE ENERGIA DE CNEL (GWh)

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	1.376,45	1.972,57	19,28	2,71	3.371,01		167,08		4,96
2004	1.787,34	1.800,99	46,15	3,06	3.637,55	7,91	188,25	12,67	5,18
2005	2.184,65	1.630,23	81,73	3,39	3.900,00	7,22	239,71	27,34	6,15
2006	2.628,50	1.439,29	83,94	3,73	4.155,46	6,55	245,74	2,52	5,91
2007	2.317,41	1.962,20	89,27	3,86	4.372,74	5,23	226,22	-7,94	5,17



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 59: VARIACIÓN ANUAL COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL (GWh) (cont.)

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2008	1.417,59	3.354,33	6,05	1,55	4.779,52	9,30	198,20	-12,38	4,15
2009	1.398,76	3.816,64	10,55	21,06	5.247,00	9,78	252,45	27,37	4,81
2010	736,29	4.825,51	0,00	74,88	5.636,68	7,43	261,92	3,75	4,65
2011	661,86	5.393,06	0,00	61,83	6.116,74	8,52	249,97	-4,56	4,09
2012	326,09	6.162,69	0,04	59,24	6.548,05	7,05	248,00	-0,79	3,79
Total	14.834,94	32.357,50	337,01	235,30	47.764,76	94,25	2.277,54	48,43	4,77

TABLA No. 60: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL

Empresa	Año	Precio Medio (USD ¢/kWh)						Total
		Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros		
CNEL-Bolívar	2003	13,63	10,13	13,11	13,84	10,10	12,93	
	2004	13,88	10,19	12,83	14,04	9,92	13,06	
	2005	13,76	10,19	11,44	13,78	9,85	12,95	
	2006	13,55	10,23	11,01	13,78	9,90	12,83	
	2007	11,79	10,37	11,09	13,74	10,14	11,85	
	2008	11,33	9,65	11,57	13,04	9,25	11,26	
	2009	11,30	8,70	9,00	11,48	7,62	10,65	
	2010	11,03	8,33	9,01	11,30	7,56	10,40	
	2011	10,97	8,41	9,54	11,30	7,62	10,39	
	2012	10,82	8,41	11,72	6,30	6,92	9,08	
CNEL-EI Oro	2003	10,54	9,58	9,07	11,93	9,99	10,25	
	2004	10,79	9,19	7,94	11,82	8,87	9,99	
	2005	10,80	9,03	7,72	11,71	8,61	9,85	
	2006	10,43	8,99	7,69	11,71	8,66	9,63	
	2007	10,44	8,87	7,88	11,47	9,03	9,65	
	2008	10,27	8,61	7,68	11,30	8,08	9,38	
	2009	9,62	8,03	7,22	10,99	7,22	8,74	
	2010	9,56	7,95	7,09	11,17	7,33	8,66	
	2011	9,72	7,92	7,11	11,32	7,35	8,68	
	2012	9,76	7,94	7,16	11,77	7,23	8,68	
CNEL-Esmeraldas	2003	9,81	9,13	8,47	10,77	8,57	9,33	
	2004	10,09	9,01	8,37	10,46	9,29	9,38	
	2005	10,20	8,94	8,27	4,74	7,90	8,47	
	2006	10,41	8,87	8,60	10,33	8,37	9,35	
	2007	10,14	8,95	8,62	11,41	8,46	9,44	
	2008	9,52	8,72	8,18	10,92	8,11	9,02	
	2009	9,17	8,37	7,48	6,74	8,03	8,25	
	2010	9,77	8,21	7,66	10,37	7,43	8,76	
	2011	10,72	8,26	6,92	9,20	4,22	8,42	
	2012	10,21	7,99	7,08	13,70	4,13	8,41	
CNEL-Guayas Los Ríos	2003	10,91	10,12	10,29	11,99	9,38	10,56	
	2004	10,79	9,21	8,80	11,70	8,95	10,08	
	2005	11,05	8,90	8,42	11,46	8,42	10,02	
	2006	10,62	9,05	8,56	11,55	8,74	9,91	



TABLA No. 60: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL (cont.)

Precio Medio (USD ¢/kWh)							
Empresa	Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total
CNEL-Guayas Los Ríos	2007	10,82	9,05	8,43	11,56	8,52	9,92
	2008	10,23	9,00	7,83	11,47	7,34	9,29
	2009	10,31	8,19	6,77	11,35	5,25	8,43
	2010	9,36	8,22	6,66	11,32	7,47	8,33
	2011	9,79	8,33	6,86	11,25	8,23	8,48
	2012	10,54	8,42	7,04	20,30	7,00	9,11
CNEL-Los Ríos	2003	9,50	8,58	7,77	9,45	7,78	8,98
	2004	10,62	9,27	9,18	10,61	8,71	10,05
	2005	10,51	8,98	8,68	9,24	8,08	9,67
	2006	10,62	9,27	9,06	10,87	6,57	9,63
	2007	10,08	8,76	8,71	9,71	8,52	9,52
	2008	8,49	7,40	7,35	9,69	7,27	8,16
	2009	7,99	8,23	8,40	9,08	7,54	8,09
	2010	9,57	8,18	8,42	11,21	7,36	9,09
	2011	9,68	8,40	8,41	11,21	7,05	9,15
2012	9,66	8,19	8,27	8,56	7,54	8,89	
CNEL-Manabí	2003	9,56	10,35	11,07	13,34	9,91	10,65
	2004	11,03	9,68	9,03	12,89	7,96	10,42
	2005	11,08	9,42	8,52	11,94	8,48	10,25
	2006	10,99	9,23	8,62	12,70	8,51	10,32
	2007	10,90	9,26	8,26	13,50	7,66	10,16
	2008	10,58	8,60	7,72	13,67	8,22	9,91
	2009	9,93	7,85	6,56	9,66	6,67	8,39
	2010	9,81	7,94	6,56	5,33	7,05	7,90
	2011	9,82	7,92	6,51	6,37	6,78	8,03
	2012	9,90	8,00	6,52	6,89	6,83	8,16
CNEL-Milagro	2003	11,17	9,91	10,65	12,53	10,08	10,74
	2004	11,60	9,14	8,87	13,07	8,87	10,30
	2005	11,31	8,88	9,38	12,87	8,42	10,12
	2006	11,32	8,91	9,69	12,88	7,11	9,89
	2007	11,25	8,92	10,19	12,91	6,73	9,80
	2008	10,79	8,69	8,86	12,37	7,39	9,66
	2009	9,91	7,86	7,21	11,37	7,38	8,62
	2010	9,85	8,07	6,35	11,23	7,47	8,18
	2011	9,78	8,07	6,40	11,25	7,39	8,17
	2012	9,87	8,19	6,33	8,31	7,58	8,07
CNEL-Sta. Elena	2003	11,17	9,91	10,65	12,53	10,08	10,74
	2004	11,60	9,14	8,87	13,07	8,87	10,30
	2005	11,31	8,88	9,38	12,87	8,42	10,12
	2006	11,32	8,91	9,69	12,88	7,11	9,89
	2007	11,25	8,92	10,19	12,91	6,73	9,80
	2008	10,79	8,69	8,86	12,37	7,39	9,66
	2009	9,91	7,86	7,21	11,37	7,38	8,62
	2010	9,85	8,07	6,35	11,23	7,47	8,18
	2011	9,78	8,07	6,40	11,25	7,39	8,17
	2012	9,87	8,19	6,33	8,31	7,58	8,07



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 60: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL (cont.)

Empresa	Precio Medio (USD ¢/kWh)						
	Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total
CNEL-Sto. Domingo	2003	10,97	9,88	9,85	11,50	9,93	10,49
	2004	11,33	9,13	8,60	11,12	9,17	10,12
	2005	11,32	9,01	8,32	10,91	8,29	9,77
	2006	11,30	8,96	8,20	11,04	8,79	9,85
	2007	11,03	9,46	8,24	18,04	8,54	10,51
	2008	10,66	10,12	8,07	11,01	9,72	9,93
	2009	10,13	8,33	7,08	11,47	7,29	8,69
	2010	10,02	8,28	6,84	11,32	7,62	8,60
	2011	10,06	8,31	6,78	11,22	8,79	8,67
	2012	11,00	8,29	6,77	12,78	5,46	8,76
CNEL-Sucumbios	2003	10,35	9,51	9,61	11,26	9,50	10,04
	2004	10,59	9,04	8,11	15,50	8,57	10,12
	2005	10,49	8,59	7,72	14,11	7,77	9,80
	2006	10,50	8,54	7,61	14,30	7,37	9,72
	2007	10,46	8,50	7,61	14,66	7,18	9,69
	2008	10,15	8,42	7,22	14,80	7,21	9,48
	2009	7,99	8,20	6,92	12,87	6,99	8,18
	2010	9,67	8,61	6,97	11,28	7,07	8,82
	2011	9,74	8,28	6,88	0,96	6,69	8,06
	2012	9,79	8,29	6,78	1,88	6,77	8,14
E.E. Ambato	2003	11,41	10,16	11,11	15,44	8,43	11,20
	2004	11,79	9,86	10,25	14,47	8,17	11,05
	2005	11,52	9,68	9,99	15,23	8,14	10,89
	2006	11,52	9,76	9,99	14,99	7,92	10,87
	2007	11,48	9,86	10,08	14,15	8,11	10,81
	2008	10,85	9,36	9,36	13,62	7,85	10,23
	2009	10,04	8,45	8,04	13,13	6,77	9,29
	2010	9,94	8,41	7,65	14,49	6,74	9,18
	2011	10,05	8,35	7,73	13,80	6,77	9,17
	2012	10,03	8,45	7,71	12,07	6,79	9,07
E.E. Azogues	2003	11,74	9,72	10,47	18,43	8,92	12,14
	2004	11,70	10,04	10,00	18,01	9,22	12,08
	2005	11,56	9,56	9,70	17,54	9,13	11,81
	2006	11,41	9,65	9,78	15,66	8,90	11,51
	2007	11,37	9,63	9,69	15,68	8,81	11,49
	2008	10,80	9,19	8,71	11,95	8,01	10,46
	2009	10,33	8,27	6,05	13,68	6,92	8,22
	2010	10,33	8,01	5,88	13,62	6,80	7,81
	2011	10,31	8,16	5,88	14,16	6,81	7,86
	2012	10,36	8,22	6,00	11,94	6,87	7,85
E.E. Centro Sur	2003	10,33	9,02	9,07	11,48	7,60	9,84
	2004	10,42	8,86	8,64	11,77	7,70	9,82
	2005	10,37	8,82	8,45	11,70	7,60	9,73
	2006	10,31	8,84	8,34	11,70	7,42	9,66
	2007	10,32	8,86	8,31	11,70	7,55	9,64
	2008	10,06	8,52	7,77	11,55	6,86	9,21



TABLA No. 60: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL (cont.)

Precio Medio (USD ¢/kWh)							
Empresa	Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total
E.E. Centro Sur	2009	9,85	8,03	6,82	11,24	6,58	8,56
	2010	9,93	8,06	6,76	11,28	6,80	8,58
	2011	9,98	8,02	6,72	11,25	6,83	8,54
	2012	9,97	8,03	6,73	11,57	6,88	8,54
E.E. Cotopaxi	2003	11,94	10,08	10,13	12,25	9,71	10,83
	2004	12,21	9,93	9,61	12,82	8,99	10,89
	2005	11,96	9,74	9,16	13,33	8,66	10,65
	2006	11,87	9,71	9,08	12,74	8,80	10,58
	2007	11,97	9,70	9,26	13,39	9,02	10,86
	2008	11,36	9,12	7,76	13,35	8,96	9,77
	2009	10,49	8,32	6,86	12,82	6,93	8,66
	2010	10,48	8,31	6,35	14,12	7,04	8,10
	2011	10,57	8,31	7,06	13,84	5,92	7,81
E.E. Galápagos	2003	9,71	9,21	9,79	11,20	8,80	9,50
	2004	9,94	9,12	9,42	11,57	8,83	9,57
	2005	9,82	9,12	9,48	11,43	8,62	9,47
	2006	9,81	9,06	10,71	11,40	8,94	9,52
	2007	9,82	9,12	12,51	11,33	8,94	9,59
	2008	9,66	8,96	12,67	11,40	7,84	9,21
	2009	9,34	8,83	13,38	11,45	8,30	9,12
	2010	9,36	8,88	10,83	11,50	8,40	9,14
	2011	9,47	8,65	10,52	9,75	8,34	9,00
E.E. Norte	2003	10,55	9,37	9,94	10,69	8,83	10,13
	2004	10,53	9,49	9,22	12,83	8,39	10,11
	2005	10,27	9,06	9,29	12,87	8,65	9,99
	2006	10,29	9,03	9,51	12,59	8,86	10,04
	2007	10,49	9,02	9,38	12,55	9,11	10,13
	2008	10,44	8,68	8,60	12,47	8,30	9,77
	2009	9,94	8,27	7,59	12,36	7,49	9,09
	2010	9,93	8,34	7,41	12,06	6,96	8,96
	2011	10,01	8,37	6,91	11,39	6,96	8,65
E.E. Quito	2003	8,07	7,77	7,09	9,20	7,69	7,80
	2004	8,55	7,78	7,02	9,73	7,51	8,02
	2005	8,45	7,69	6,99	9,69	7,43	7,96
	2006	8,44	7,68	6,96	9,88	7,38	7,96
	2007	8,44	7,74	6,95	9,90	7,25	7,95
	2008	8,40	7,70	6,82	9,45	7,12	7,83
	2009	8,43	7,64	6,54	9,85	7,10	7,74
	2010	8,44	7,65	6,57	8,31	6,29	7,63
	2011	8,52	7,64	6,57	10,61	6,53	7,78
2012	8,62	7,66	6,57	9,26	6,71	7,73	



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 60: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL (cont.)

Precio Medio (USD ¢/kWh)							
Empresa	Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total
E.E. Riobamba	2003	10,99	9,45	9,22	11,73	9,64	10,45
	2004	11,26	9,44	10,47	12,26	9,37	10,88
	2005	11,01	9,10	9,95	12,11	9,48	10,60
	2006	10,95	9,13	9,68	12,61	9,50	10,61
	2007	11,08	9,16	9,79	12,17	9,47	10,65
	2008	10,48	8,79	8,74	11,57	7,49	9,79
	2009	10,21	8,41	6,59	11,36	7,37	8,95
	2010	10,09	8,33	6,52	11,31	6,98	8,81
	2011	10,37	8,30	6,53	11,32	7,03	8,95
	2012	10,44	8,19	6,54	11,28	6,72	8,90
E.E. Sur	2003	12,19	10,31	10,95	13,65	9,74	11,77
	2004	12,28	10,21	11,00	13,98	9,33	11,78
	2005	12,06	10,26	10,71	12,89	9,06	11,45
	2006	15,24	14,09	15,47	13,82	11,39	14,47
	2007	12,12	10,52	10,72	18,18	9,70	12,24
	2008	11,36	9,64	10,21	13,98	9,16	11,06
	2009	10,28	8,44	9,35	11,29	7,82	9,72
	2010	10,24	8,49	8,80	11,31	7,90	9,68
	2011	10,30	8,47	8,83	11,30	7,72	9,68
	2012	10,19	8,28	7,91	12,59	8,00	9,70
Eléctrica de Guayaquil	2003	8,57	8,04	6,81	9,17	6,77	7,79
	2004	8,80	7,56	6,34	9,51	6,56	7,66
	2005	8,65	7,36	6,18	9,40	6,35	7,51
	2006	8,64	7,40	6,22	9,39	5,87	7,44
	2007	8,43	7,39	6,23	9,37	6,22	7,42
	2008	8,21	7,34	6,19	9,40	5,94	7,22
	2009	8,05	7,35	5,58	9,38	7,34	6,94
	2010	8,67	7,57	6,12	9,34	2,58	7,03
	2011	9,05	7,49	5,64	9,39	4,68	7,07
	2012	9,38	7,52	5,60	16,29	5,17	7,39

TABLA No. 61: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	1.376,45	1.972,57	19,28	2,71	3.371,01		167,08		4,96
2004	1.787,34	1.800,99	46,15	3,06	3.637,55	7,91	188,25	12,67	5,18
2005	2.184,65	1.630,23	81,73	3,39	3.900,00	7,22	239,71	27,34	6,15
2006	2.628,50	1.439,29	83,94	3,73	4.155,46	6,55	245,74	2,52	5,91
2007	2.317,41	1.962,20	89,27	3,86	4.372,74	5,23	226,22	-7,94	5,17
2008	1.417,59	3.354,33	6,05	1,55	4.779,52	9,30	198,20	-12,38	4,15
2009	1.398,76	3.816,64	10,55	21,06	5.247,00	9,78	252,45	27,37	4,81
2010	736,29	4.825,51	0,00	74,88	5.636,68	7,43	261,92	3,75	4,65
2011	661,86	5.393,06	0,00	61,83	6.116,74	8,52	249,97	-4,56	4,09
2012	326,09	6.162,69	0,04	59,24	6.548,05	7,05	248,00	-0,79	3,79
Total	14.834,94	32.357,50	337,01	235,30	47.764,76	94,25	2.277,54	48,43	4,77



En la figura No. 29 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL, en el que se muestra que existe un incremento en la compra de energía de 3.371,01 GWh en el 2003 a 6.548,05 GWh en el 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,79 USD ¢/kWh en el 2012 a 6,15 USD ¢/kWh en el 2005.

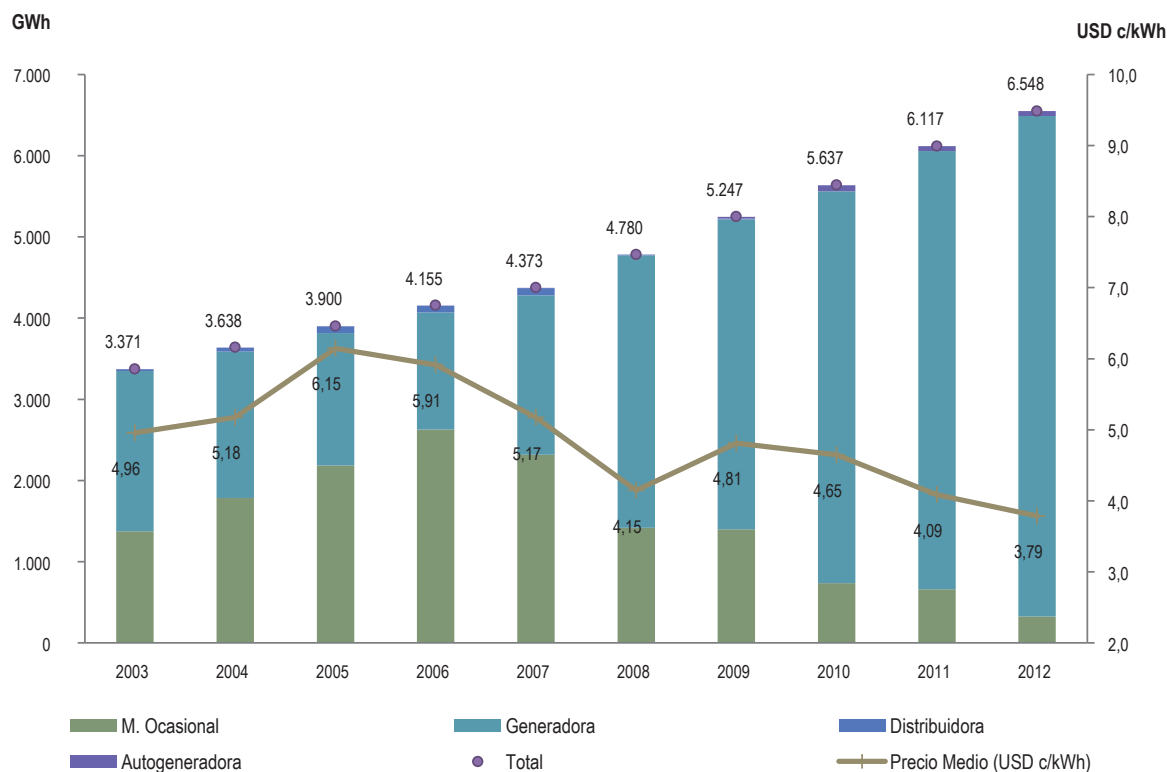


FIG. No. 29: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL

En la tabla No. 62 se indican las transacciones históricas de compra de energía de las Es.Es., donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 11.775,06 GWh, lo que representa un incremento de 52,99% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 585,38 GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 11.034,44 GWh que representa el 88,01% del total y a los autogeneradores y distribuidores 155,25 GWh que representan el 1,32% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 511,27 GWh lo que representa un incremento del 4,54%.

En términos económicos en el año 2012 se realizaron transacciones de compra de energía por un monto de 441,81 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 en un 20,95%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 13,84 MUSD lo que representa un decrecimiento del 3,04%.

El precio medio del kWh ha tenido variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se pueden destacar: el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,75 USD ¢/kWh menor en 0,99 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,29 USD ¢/kWh.



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 62: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS Es.Es.

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	2.791,11	4.861,53	0,00	44,07	7.696,71		365,28		4,75
2004	3.445,07	4.529,83	0,01	32,07	8.006,97	4,03	393,93	7,84	4,92
2005	4.131,64	4.155,39	0,01	40,04	8.327,07	4,00	459,57	16,66	5,52
2006	3.010,76	5.809,04	0,06	71,18	8.891,03	6,77	397,47	-13,51	4,47
2007	2.696,83	6.299,00	2,07	136,39	9.134,29	2,74	413,52	4,04	4,53
2008	1.726,74	7.692,23	5,78	204,90	9.629,66	5,42	459,29	11,07	4,77
2009	1.598,08	8.398,78	1,30	174,67	10.172,84	5,64	480,66	4,65	4,72
2010	1.209,74	9.168,94	180,81	136,86	10.696,34	5,15	508,85	5,87	4,76
2011	1.187,65	9.916,46	32,09	127,59	11.263,79	5,31	455,65	-10,46	4,05
2012	585,38	11.034,44	2,58	152,66	11.775,06	4,54	441,81	-3,04	3,75
Total	22.382,99	71.865,63	224,70	1.120,43	95.593,75	52,99	4.376,03	20,95	4,58

En la figura No. 30 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de las Es.Es., en el que se muestra: existe un incremento en la compra de energía de 7.696,71 GWh en el año 2003 a 11.775,06 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,75 USD ¢/kWh a 5,52 USD ¢/kWh.

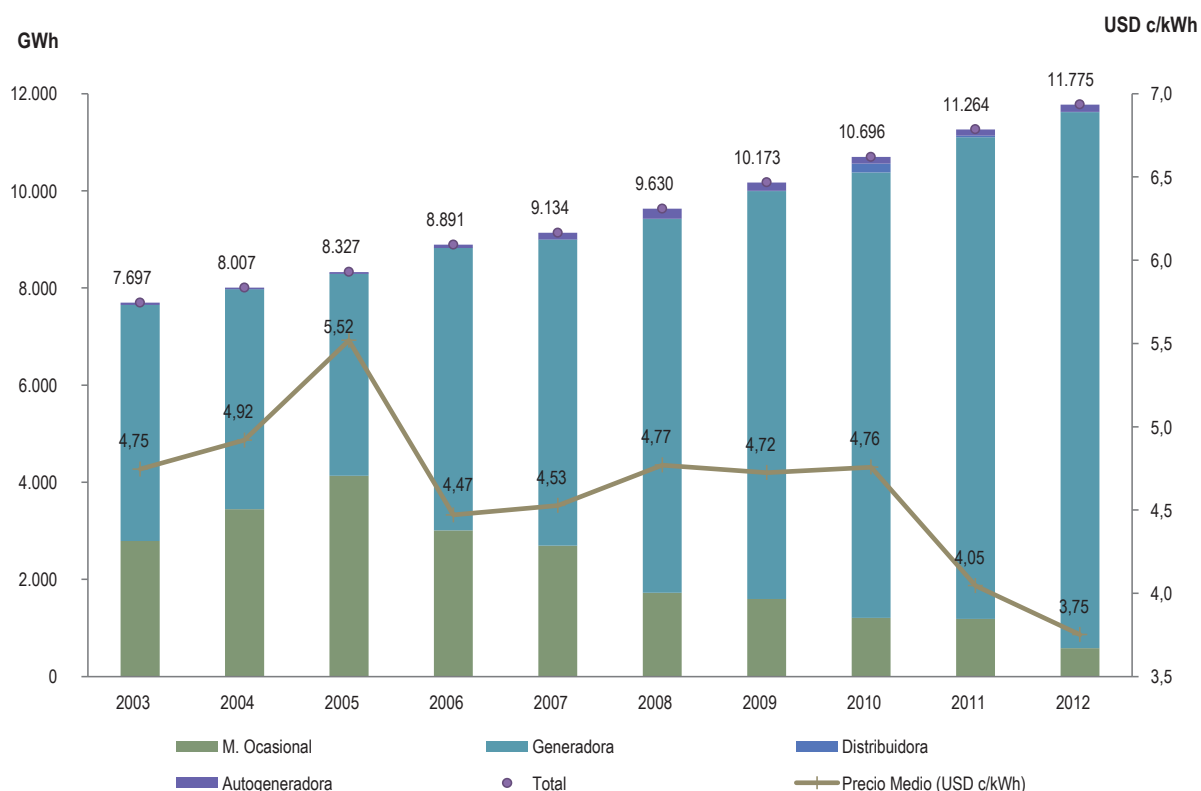


FIG. No. 30: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS Es.Es.

6.1. CNEL - Bolívar

En la tabla No. 63 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Bolívar, donde se puede apreciar que en el año 2012 se compraron 70,91 GWh, lo que representa un incremento de 49,83% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 3,62 GWh que representa el 5,10%, la compra a las generadoras fue de 66,65 GWh que representa el 93,99% del total y a los autogeneradores 0,64 GWh que representa el 0,91% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 3,05 GWh lo que representa un incremento del 4,50%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 2,65 MUSD, lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 10,89%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un incremento de 0,14 MUSD lo que representa un crecimiento del 5,59%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se destacan: tipo de generación y tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,73 USD ¢/kWh menor en 1,31 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realizan en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, se tiene un incremento de 0,04 USD ¢/kWh.

TABLA No. 63: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL - BOLÍVAR

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	21,10	26,23	0,00	0,00	47,33		2,39		5,04
2004	25,59	23,75	0,00	0,00	49,34	4,26	2,17	-9,12	4,40
2005	30,32	21,30	0,00	0,00	51,62	4,61	2,54	17,18	4,92
2006	34,81	18,52	0,00	0,00	53,33	3,31	2,42	-4,70	4,54
2007	13,36	42,90	0,00	0,00	56,26	5,50	2,47	1,79	4,38
2008	5,12	53,40	0,66	0,00	59,18	5,17	2,45	-0,63	4,14
2009	11,78	48,96	0,64	0,27	61,64	4,17	2,72	11,12	4,42
2010	7,21	56,81	0,00	0,67	64,70	4,96	2,96	8,71	4,57
2011	7,48	59,73	0,00	0,66	67,86	4,89	2,51	-15,31	3,69
2012	3,62	66,65	0,00	0,64	70,91	4,50	2,65	5,59	3,73
Total	160,38	418,26	1,30	2,24	582,19	49,83	25,27	10,89	4,34

En la figura No. 31 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Bolívar, en el que se muestra que existe un incremento en la compra de energía de 47,33 GWh en el año 2003 a 70,91 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,69 USD ¢/kWh a 5,04 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,73 USD ¢/kWh.

6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

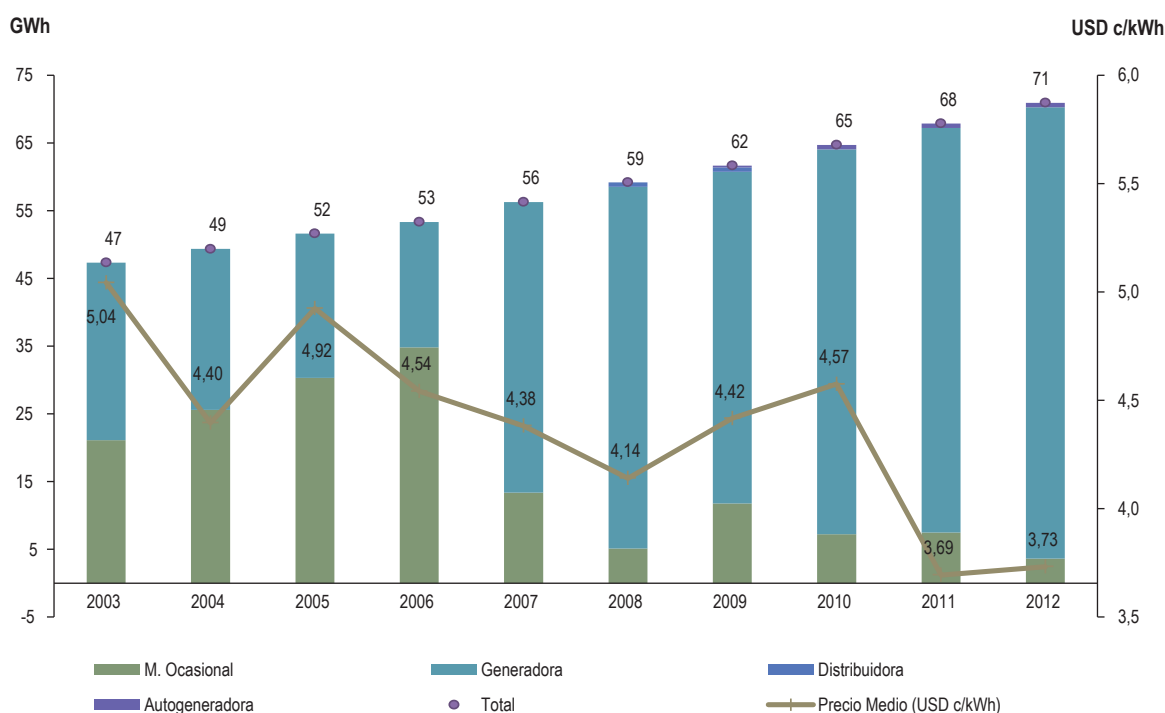


FIG. No. 31: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL - BOLÍVAR

6.2. CNEL - El Oro

CNEL - El Oro, entrega su energía únicamente a clientes regulados y la variación anual registrada depende directamente del crecimiento total de los clientes.

En la tabla No. 64 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Oro, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 821,03 GWh, lo que representa un incremento de 86,99% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 40,60 GWh que representa el 4,94%, la compra a las generadoras fue de 773,04 GWh que representa el 94,15% del total y a los autogeneradores 7,40 GWh que representa el 0,90% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 72,78 GWh lo que representa un incremento del 9,73%, con respecto al año 2003.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 29,63 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 39,11%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un incremento de 1,77 MUSD lo que representa un crecimiento del 6,34%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se pueden destacar: tipo de generación y tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,61 USD ¢/kWh menor en 1,24 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realizan en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,12 USD ¢/kWh.

TABLA No. 64: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL - EL ORO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	187,13	251,95	0,00	0,00	439,09		21,30		4,85
2004	239,67	226,56	0,00	0,00	466,23	6,18	24,50	15,03	5,26
2005	289,43	205,25	0,00	0,00	494,68	6,10	29,66	21,04	6,00
2006	334,90	197,44	0,00	0,00	532,34	7,61	29,86	0,67	5,61
2007	313,66	249,70	0,00	0,00	563,36	5,83	27,93	-6,46	4,96
2008	192,16	401,95	0,00	0,00	594,11	5,46	24,29	-13,01	4,09
2009	395,18	215,12	0,00	0,00	610,30	2,73	29,58	21,77	4,85
2010	182,12	463,85	0,00	5,36	651,32	6,72	25,11	-15,12	3,86
2011	82,42	658,67	0,00	7,17	748,26	14,88	27,87	10,97	3,72
2012	40,60	773,04	0,00	7,40	821,03	9,73	29,63	6,34	3,61
Total	2.257,28	3.643,52	0,00	19,92	5.920,72	86,99	269,73	39,11	4,56

En la figura No. 32 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Oro, en el que se muestra que existe un incremento en la compra de energía de 439,09 GWh en el año 2003 a 821,03 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,61 USD ¢/kWh a 6,00 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,61 USD ¢/kWh.

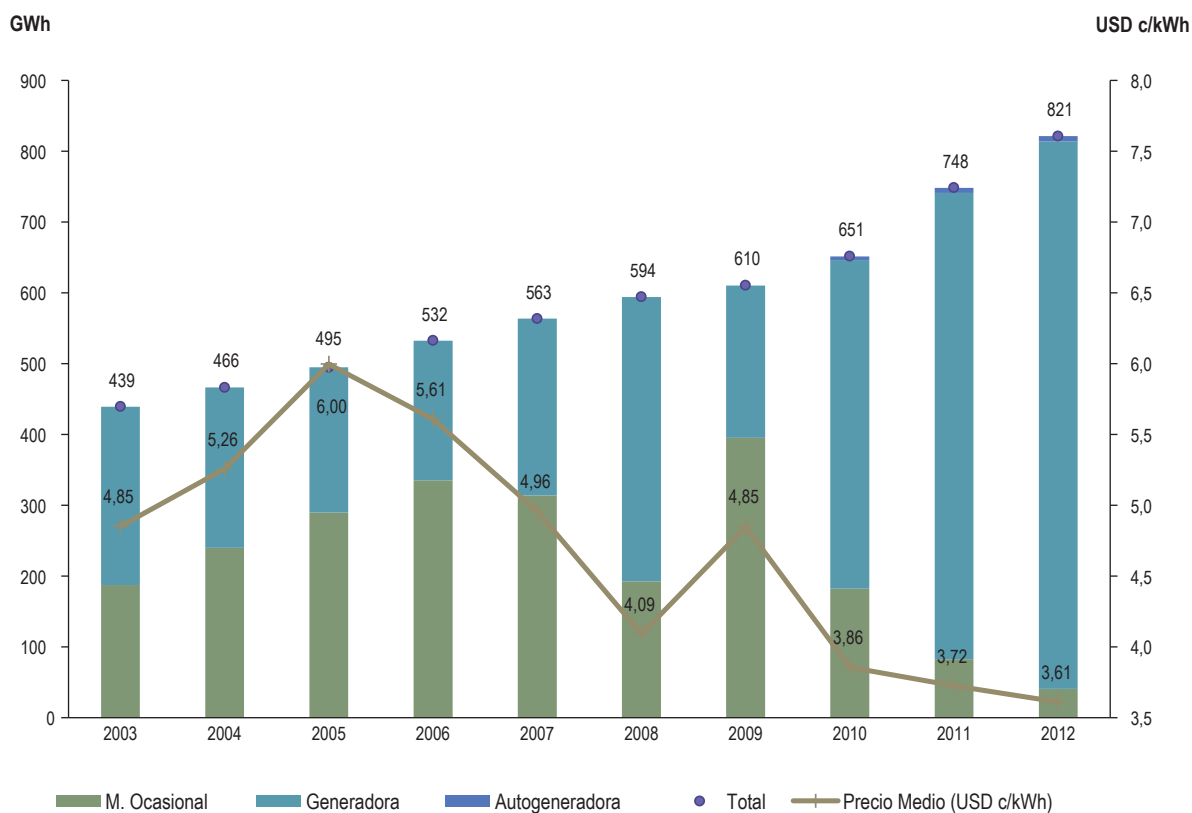


FIG. No. 32: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - EL ORO



6.3. CNEL - Esmeraldas

En la tabla No. 65 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Esmeraldas, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 501,14 GWh, lo que representa un incremento de 66,25% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 24,94 GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 471,66 GWh que representa el 94,12% del total y a los autogeneradores 4,54 GWh que representa el 0,91% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 58,25 GWh lo que representa un incremento del 13,15%.

En términos económicos en el año 2012 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 21,59 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 49,13%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un incremento de 0,47 MUSD lo que representa un 2,25% de crecimiento en el 2012.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 4,31 USD ¢/kWh menor en 0,49 USD ¢/kWh que el año 2003, comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,46 USD ¢/kWh.

Esta Corporación entregó su energía a clientes regulados; y al cliente no regulado *Codesa* a partir del año 2008, bajo el tipo de consumo propio. Por lo tanto el comportamiento de la variación anual depende directamente del número de clientes regulados.

TABLA No. 65: VARIACIÓN ANUAL DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - ESMERALDAS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	129,41	172,04	0,00	0,00	301,45		14,48		4,80
2004	164,17	155,01	0,00	0,00	319,18	5,88	17,83	23,17	5,59
2005	201,95	142,04	0,00	0,00	344,00	7,78	23,28	30,56	6,77
2006	236,26	123,55	0,00	0,00	359,81	4,60	20,39	-12,43	5,67
2007	220,50	152,16	0,00	0,00	372,65	3,57	17,96	-11,88	4,82
2008	116,15	277,01	0,00	0,00	393,17	5,50	15,99	-11,01	4,07
2009	82,06	328,40	0,00	1,84	412,30	4,87	19,58	22,51	4,75
2010	48,84	373,82	0,00	4,50	427,16	3,60	20,34	3,86	4,76
2011	43,31	395,26	0,00	4,32	442,89	3,68	21,11	3,80	4,77
2012	24,94	471,66	0,00	4,54	501,14	13,15	21,59	2,25	4,31
Total	1.267,59	2.590,96	0,00	15,20	3.873,75	66,25	192,54	49,13	4,97

En la figura No. 33 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Esmeraldas, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 301,45 GWh en el año 2003 a 501,14 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 4,07 USD ¢/kWh a 6,77 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 4,31 USD ¢/kWh.

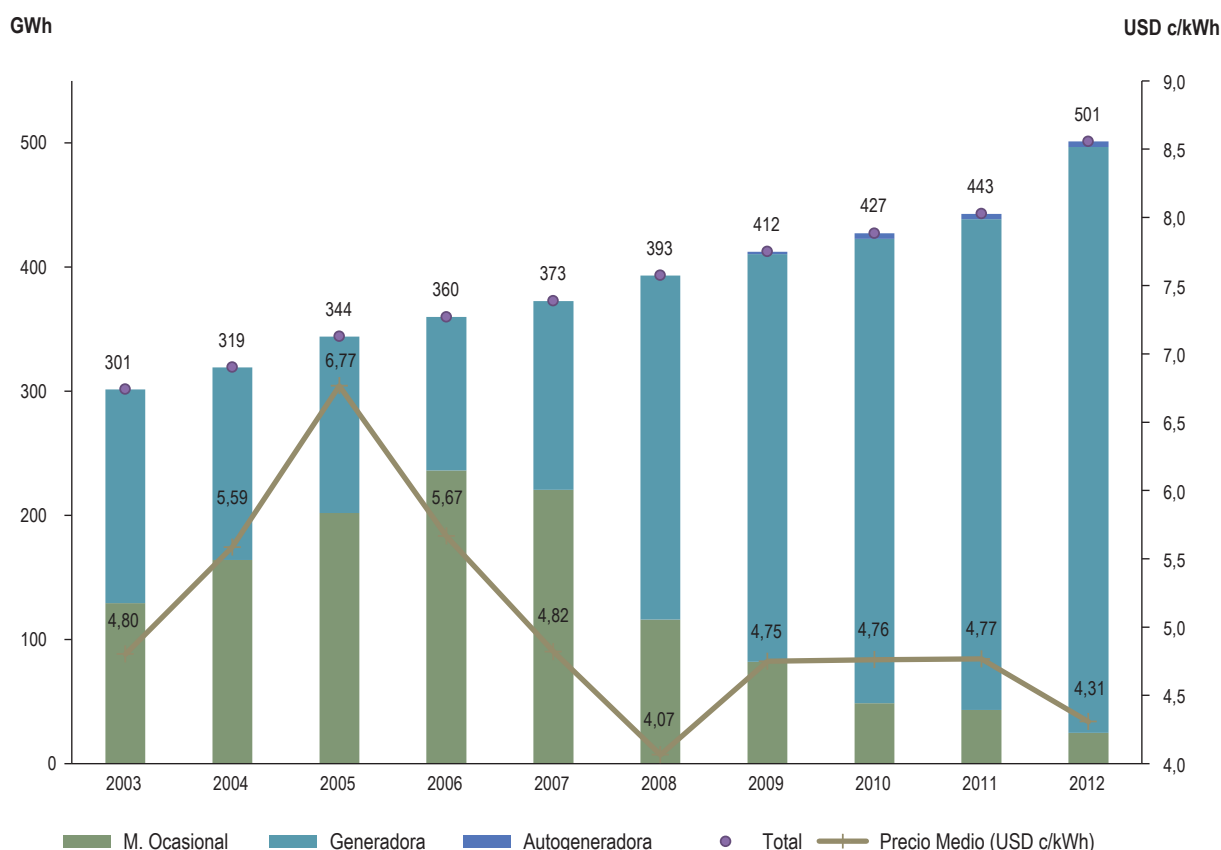


FIG. No. 33: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - ESMERALDAS

6.4. CNEL - Guayas Los Ríos

En la tabla No. 66 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Guayas Los Ríos, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 1.577,26 GWh, lo que representa un incremento de 126,26% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 78,93 GWh que representa el 5,00%, la compra a las generadoras fue de 1.484,18 GWh que representa el 94,10% del total y a los autogeneradores 14,15 GWh que representa el 0,90% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 74,52 GWh lo que representa un incremento del 4,96%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 63,85 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 en un 84,67%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 5,25 MUSD lo que representa un decrecimiento del 7,59%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 4,05 USD ϕ /kWh menor en 0,91 USD ϕ /kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,55 USD ϕ /kWh.



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 66: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - GUAYAS - LOS RÍOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	300,24	396,88	0,00	0,00	697,12		34,58		4,96
2004	387,45	366,56	0,00	0,00	754,02	8,16	40,68	17,66	5,40
2005	474,21	333,40	0,00	0,00	807,61	7,11	50,24	23,47	6,22
2006	606,01	255,34	0,00	0,00	861,35	6,65	50,50	0,53	5,86
2007	460,68	418,72	0,00	0,00	879,40	2,10	44,91	-11,07	5,11
2008	275,26	759,80	0,00	0,00	1.035,06	17,70	42,81	-4,68	4,14
2009	248,95	1.001,16	0,00	5,64	1.255,75	21,32	60,48	41,27	4,82
2010	156,20	1.223,84	0,00	14,39	1.394,43	11,04	66,91	10,63	4,80
2011	166,60	1.321,88	0,00	14,27	1.502,74	7,77	69,10	3,27	4,60
2012	78,93	1.484,18	0,00	14,15	1.577,26	4,96	63,85	-7,59	4,05
Total	3.154,53	7.561,76	0,00	48,44	10.764,74	126,26	524,07	84,67	4,87

En la figura No. 34 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Guayas Los Ríos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 697,12 GWh a 1.577,26 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 4,05 USD ϕ /kWh a 6,22 USD ϕ /kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 4,05 USD ϕ /kWh.

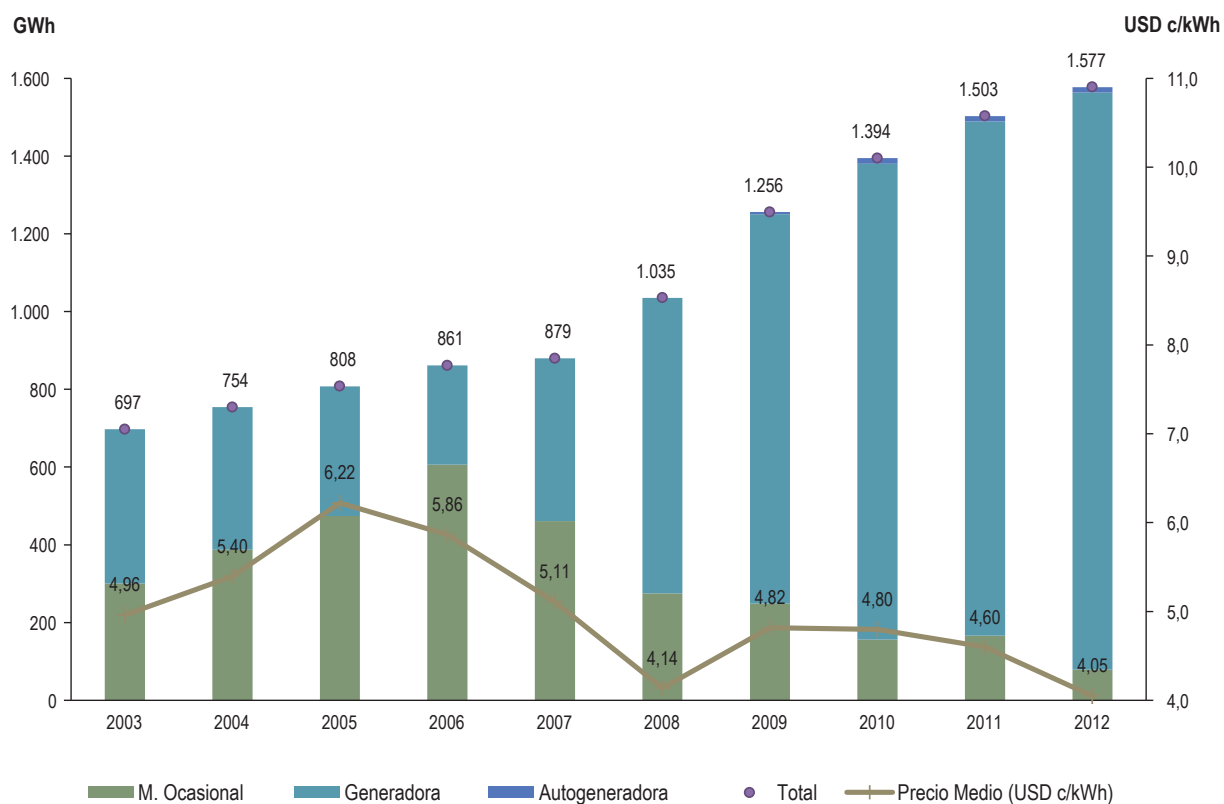


FIG. No. 34: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - GUAYAS - LOS RÍOS

6.5. CNEL - Los Ríos

En la tabla No. 67 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Los Ríos, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 350,03 GWh, lo que representa un incremento de 66,45% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 17,63 GWh que representa el 5,04%, la compra a las generadoras fue de 329,24 GWh que representa el 94,06% del total y a los autogeneradores 3,15 GWh que representa el 0,90% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 26,92 GWh lo que representa un incremento del 8,33%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 12,26 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 en un 13,70%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,10 MUSD lo que representa un decrecimiento del 0,78%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,50 USD ¢/kWh menor en 1,63 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,26 USD ¢/kWh.

TABLA No. 67: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - LOS RÍOS

Año	Energía Comprada (GWh)				Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora				
2003	86,80	123,48	0,00	0,00		10,78		5,13
2004	111,51	112,80	0,00	0,00	6,67	11,56	7,21	5,15
2005	142,37	99,89	0,04	0,00	8,02	13,79	19,32	5,69
2006	180,42	78,82	0,00	0,00	6,99	14,32	3,81	5,52
2007	174,05	98,62	0,04	0,00	5,20	12,55	-12,37	4,60
2008	94,07	195,18	0,04	0,00	6,08	11,55	-7,98	3,99
2009	72,32	232,18	1,49	1,31	6,22	15,56	34,75	5,06
2010	34,86	277,84	0,00	3,25	2,82	14,57	-6,39	4,61
2011	29,48	290,35	0,00	3,28	2,26	12,16	-16,48	3,76
2012	17,63	329,24	0,04	3,11	8,33	12,26	0,78	3,50
Total	943,52	1.838,40	1,65	10,95	66,45	129,10	13,70	4,62

En la figura No. 35 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Los Ríos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 210,28 GWh en el año 2003 a 350,03 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,50 USD ¢/kWh a 5,69 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,50 USD ¢/kWh.

6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

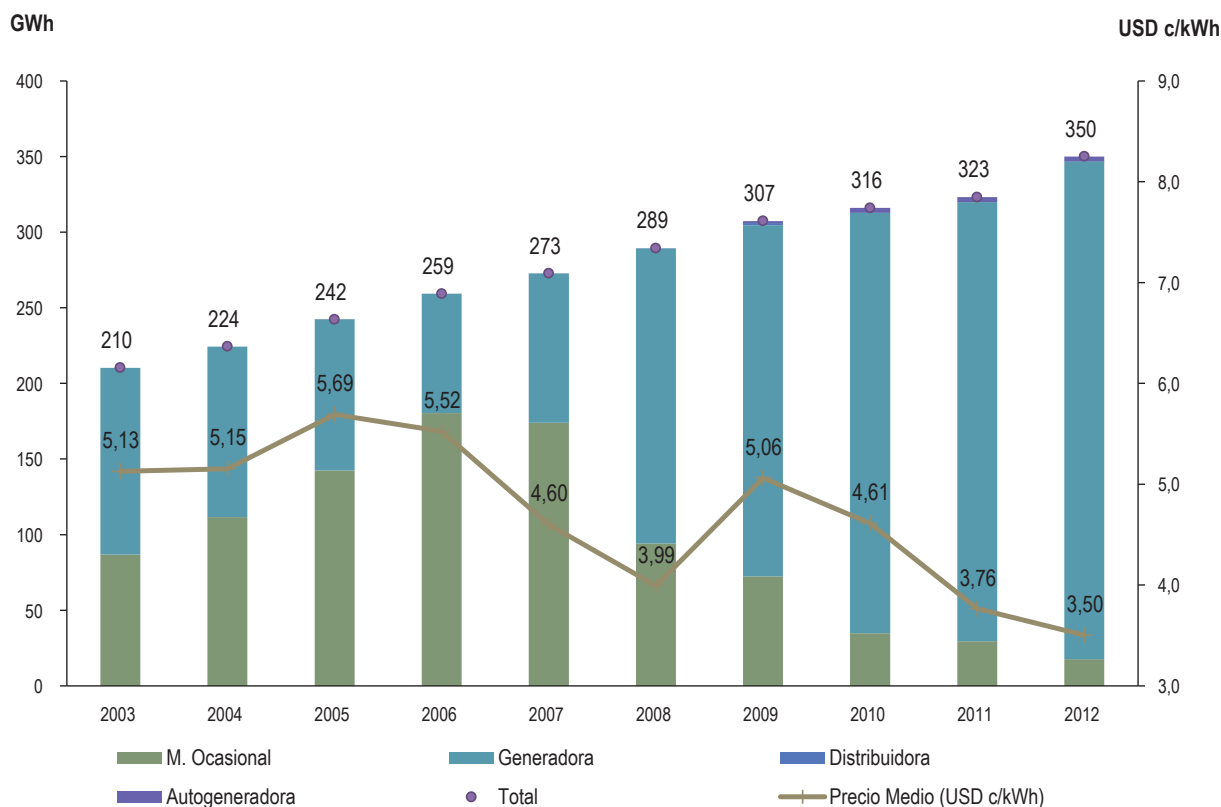


FIG. No. 35: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - LOS RÍOS

6.6. CNEL - Manabí

En la tabla No. 68 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Manabí, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 1.452,48 GWh, lo que representa un incremento de 82,84% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 72,06 GWh que representa el 4,96%, la compra a las generadoras fue de 1.367,29 GWh que representa el 94,14% del total y a los autogeneradores 13,13 GWh que representa el 0,90% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 62,59 GWh lo que representa un incremento del 4,50%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 52,45 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 28,90%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un incremento de 0,71 MUSD equivalente a 1,37%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,61 USD ¢/kWh menor en 1,51 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,11 USD ¢/kWh.

En el periodo 2000 - 2003 suministra energía a CNEL - Esmeraldas. A partir del 2004 inicia negocios con el gran consumidor Fabril. En el 2007 se suman varios clientes no regulados (Enermax_Gran Akí Manta, Enermax_Jugetón Manta, Enermax_Supermaxi Manta y Enermax_Todo Hogar Manta bajo el tipo de consumo propio), dando como resultado un incremento considerable en las transacciones con las empresas generadoras.

TABLA No. 68: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - MANABÍ

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	345,33	449,04	0,00	0,00	794,38		40,69		5,12
2004	451,46	419,97	0,00	0,00	871,43	9,70	40,98	0,71	4,70
2005	538,97	376,32	0,00	0,00	915,29	5,03	49,55	20,93	5,41
2006	635,97	362,59	0,00	0,00	998,55	9,10	65,65	32,49	6,57
2007	536,13	539,70	0,00	0,00	1.075,83	7,74	60,83	-7,34	5,65
2008	375,21	771,95	0,00	0,00	1.147,16	6,63	50,37	-17,20	4,39
2009	301,77	921,20	8,42	5,44	1.236,83	7,82	62,20	23,49	5,03
2010	142,21	1.125,80	0,00	13,29	1.281,29	3,59	62,21	0,01	4,85
2011	152,76	1.223,78	0,00	13,35	1.389,89	8,48	51,74	-16,83	3,72
2012	72,06	1.367,29	0,00	13,13	1.452,48	4,50	52,45	1,37	3,61
Total	3.551,87	7.557,63	8,42	45,21	11.163,13	82,84	536,66	28,90	4,81

En la figura No. 36 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Manabí, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 794,38 GWh en el año 2003 a 1.452,48 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,61 USD ¢/kWh a 6,57 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,61 USD ¢/kWh.

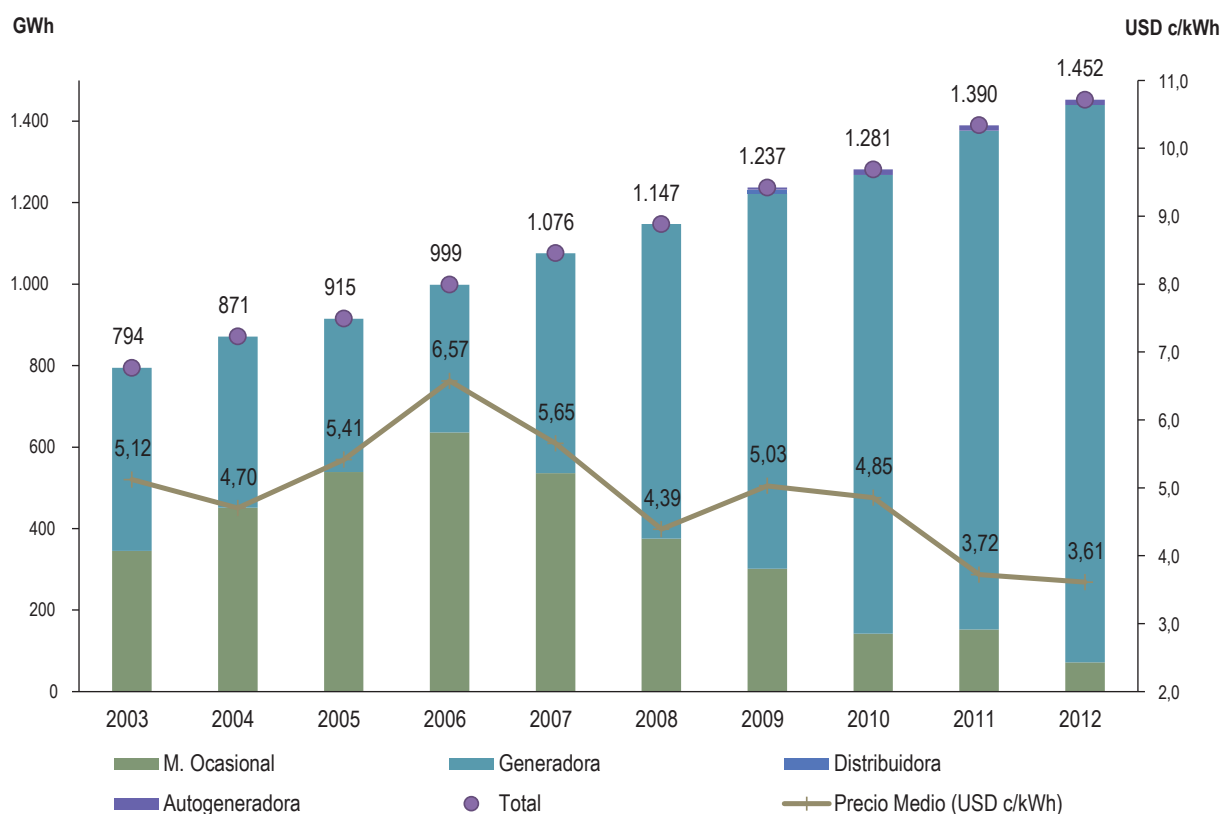


FIG. No. 36: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - MANABÍ



6.7. CNEL - Milagro

En la tabla No. 69 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Milagro, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 609,29 GWh, lo que representa un incremento de 80,98% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 30,42 GWh que representa el 4,99%, la compra a las generadoras fue de 573,35 GWh que representa el 94,10% del total y a los autogeneradores 5,52 GWh que representa el 0,91% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 10,18 GWh equivalente al 1,70%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 22,09 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 31,15%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,47 MUSD lo que representa un decrecimiento del 2,06%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,63 USD ¢/kWh menor en 1,38 USD ¢/kWh con respecto al año 2003, debido a que las transacciones de compra se realizan en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio, comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,14 USD ¢/kWh.

En el año 2010 se presenta el máximo incremento del periodo como consecuencia del aumento en el consumo de clientes regulados del tipo abonados especiales e industrial con demanda.

TABLA No. 69: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - MILAGRO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	141,94	194,72	0,00	0,00	336,66		16,84		5,00
2004	179,11	168,73	0,00	0,00	347,84	3,32	18,40	9,24	5,29
2005	216,63	152,08	0,00	0,00	368,71	6,00	22,74	23,59	6,17
2006	277,88	99,47	0,00	0,00	377,35	2,34	22,89	0,65	6,06
2007	244,71	154,40	0,00	0,00	399,11	5,77	20,08	-12,28	5,03
2008	129,85	276,41	0,00	0,00	406,27	1,79	16,63	-17,17	4,09
2009	89,90	381,50	0,00	2,06	473,46	16,54	21,91	31,76	4,63
2010	60,79	493,65	0,00	5,82	560,25	18,33	26,32	20,13	4,70
2011	65,83	527,46	0,00	5,81	599,10	6,93	22,55	-14,31	3,76
2012	30,42	573,35	0,00	5,52	609,29	1,70	22,09	-2,06	3,63
Total	1.437,06	3.021,77	0,00	19,20	4.478,03	80,98	210,44	31,15	4,70

En la figura No. 37 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Milagro, en el que se muestra que existe un incremento en la compra de energía de 336,66 GWh a 609,29 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,63 USD ¢/kWh a 6,17 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,63 USD ¢/kWh.

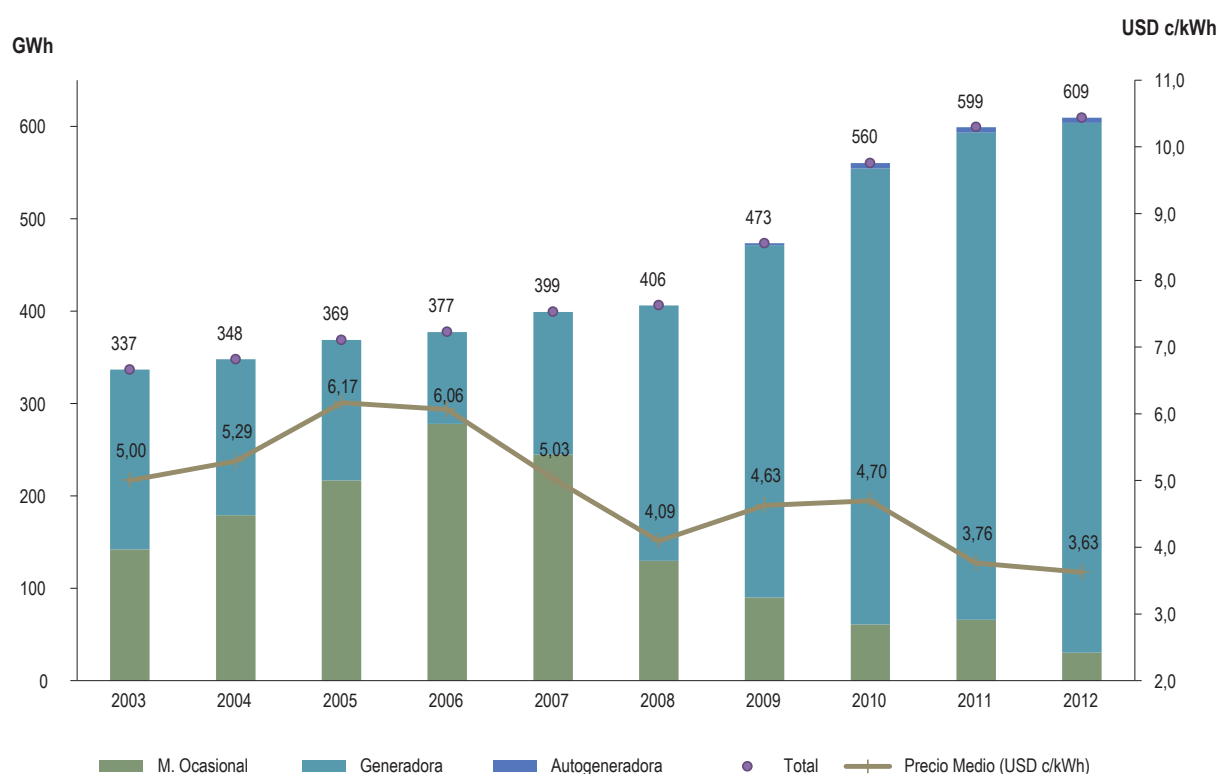


FIG. No. 37: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - MILAGRO

6.8. CNEL - Santa Elena

En la tabla No. 70 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Santa Elena, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 483,11 GWh, lo que representa un incremento de 82,40% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 23,75 GWh que representa el 4,92%, la compra a las generadoras fue de 454,62 GWh que representa el 94,10% del total y a los autogeneradores 4,74 GWh que representa el 0,98% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 34,79 GWh lo que representa un incremento del 7,76%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 17,19 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 33,85%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 2,31 MUSD equivalente al 11,85%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,56 USD ¢/kWh menor en 1,29 USD ¢/kWh con relación al año 2003, en cambio comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,79 USD ¢/kWh.

En el año 2009 la empresa registra un incremento en la facturación a clientes de tipo abonados especiales, en los meses de enero, marzo abril, mayo y junio.

6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 70: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - STA. ELENA

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	96,80	168,06	0,00	0,00	264,86		12,84		4,85
2004	131,49	150,84	0,00	0,00	282,33	6,60	16,49	28,41	5,84
2005	177,90	126,99	0,00	0,00	304,90	7,99	24,38	47,87	8,00
2006	200,27	118,32	0,00	0,00	318,60	4,49	19,59	-19,67	6,15
2007	200,83	129,45	0,00	0,00	330,28	3,67	18,39	-6,11	5,57
2008	113,97	237,11	0,00	0,00	351,08	6,30	15,22	-17,21	4,34
2009	94,68	286,69	0,00	1,62	382,99	9,09	18,52	21,65	4,84
2010	44,57	337,43	0,00	22,07	404,07	5,50	19,10	3,15	4,73
2011	50,38	390,50	0,00	7,43	448,32	10,95	19,50	2,07	4,35
2012	23,75	454,62	0,00	4,74	483,11	7,76	17,19	-11,85	3,56
Total	1.134,65	2.400,01	0,00	35,87	3.570,53	82,40	181,21	33,85	5,08

En la figura No. 38 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Santa Elena, en el que se muestra que existe un incremento en la compra de energía de 264,86 GWh a 483,11 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,56 USD ¢/kWh a 8,00USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,56 USD ¢/kWh.

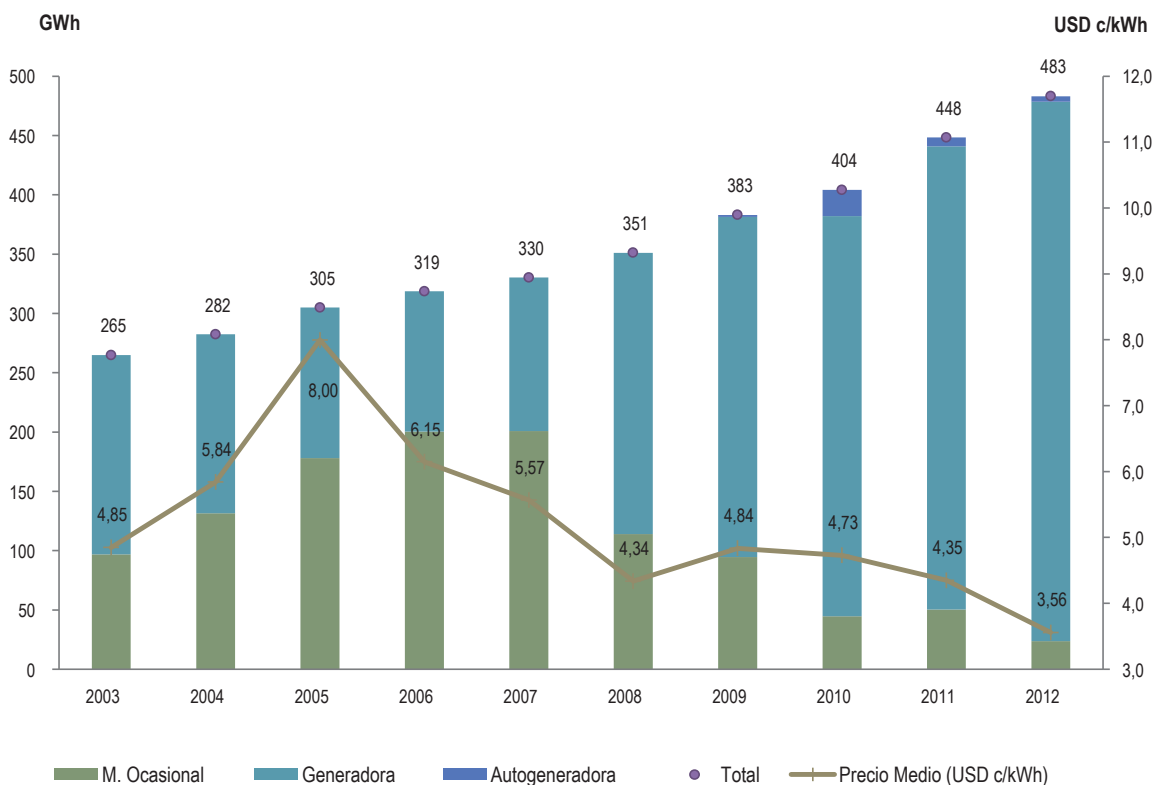


FIG. No. 38: PRECIO MEDIO DE EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - STA. ELENA



6.9. CNEL - Santo Domingo

En la tabla No. 71 se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Santo Domingo, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 457,06 GWh, lo que representa un incremento de 77,25% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 22,42 GWh que representa el 4,91%, la compra a las generadoras fue de 430,64 GWh que representa el 94,22% del total y a los auto-generadores 4,00 GWh que representa el 0,88% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 28,26 GWh lo que representa un incremento del 6,59%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 16,17 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 en un 38,50%, con relación al año 2011 se tiene un incremento de 0,62 MUSD lo que representa un crecimiento del 3,99%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,54 USD ¢/kWh menor en 0,99 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,09 USD ¢/kWh.

A partir del año 2006 se suman a los clientes no regulados de la distribuidora las empresas: EBC Sto. Domingo, Enermax_Camal Sto. Domingo y Enermax_Supermaxi Sto. Domingo.

TABLA No. 71: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - STO. DOMINGO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	67,71	190,16	0,00	0,00	257,87		11,68		4,53
2004	96,88	176,77	0,00	0,00	273,65	6,12	11,83	1,30	4,32
2005	112,85	172,95	0,00	0,00	285,81	4,44	17,16	45,08	6,01
2006	121,99	185,25	0,00	0,00	307,24	7,50	15,46	-9,95	5,03
2007	153,49	176,54	0,00	0,00	330,03	7,42	16,17	4,62	4,90
2008	114,35	247,41	0,00	0,00	361,75	9,61	14,99	-7,28	4,14
2009	76,61	307,37	0,00	2,29	386,28	6,78	16,31	8,81	4,22
2010	44,26	355,62	0,00	4,11	403,98	4,58	18,16	11,34	4,50
2011	45,74	379,07	0,00	3,99	428,81	6,14	15,55	-14,37	3,63
2012	22,42	430,64	0,00	4,00	457,06	6,59	16,17	3,99	3,54
Total	856,30	2.621,79	0,00	14,40	3.492,48	77,25	153,50	38,50	4,40

En la figura No. 39 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Santo Domingo, en el que se muestra que existe un incremento en la compra de energía de 257,87 GWh en el año 2003 a 457,06 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,54 USD ¢/kWh a 6,01USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,54 USD ¢/kWh.



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

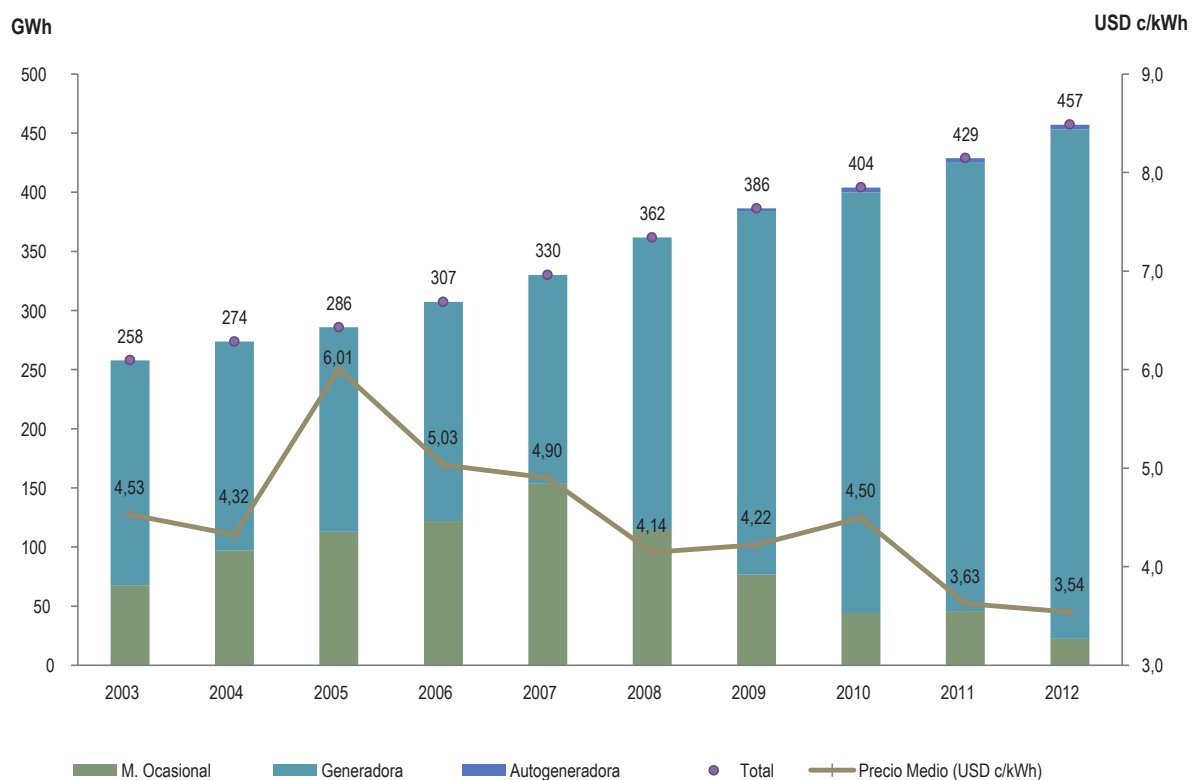


FIG. No. 39: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - STO. DOMINGO

6.10. CNEL - Sucumbíos

En la tabla No. 72, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL - Sucumbíos, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 225,74 GWh, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 11,71 GWh que representa el 5,19%, la compra a las generadoras fue de 212,02 GWh que representa el 93,92% del total y a los autogeneradores 2,00 GWh que representa el 0,89% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 59,97 GWh lo que representa un incremento del 36,18%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 10,13 MUSD, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 2,25 MUSD lo que representa un decrecimiento del 28,56%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 4,49 USD ¢/kWh menor en 2,39 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realizan en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,27 USD ¢/kWh.

CNEL - Sucumbíos en el periodo 2003 - 2012 genera su propia energía y no la incorpora al MEM. A partir del año 2002 compra energía a la empresa autogeneradora Repsol YPF. Desde junio del 2003 hasta enero del 2008 compra energía a la E.E. Ambato.

El MEM entrega energía a la distribuidora CNEL - Sucumbíos a partir de enero del 2008. Toda la energía comprada es destinada a los clientes regulados finales de la empresa. El aumento del total de energía comprada es el resultado del incremento de los clientes y de las pérdidas del sistema.

TABLA No. 72: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - SUCUMBÍOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	0,00	0,00	19,28	2,71	21,99		1,51		6,87
2004	0,00	0,00	46,15	3,06	49,22	123,79	3,81	151,81	7,73
2005	0,00	0,00	81,69	3,39	85,08	72,87	6,36	67,19	7,48
2006	0,00	0,00	83,94	3,73	87,67	3,04	4,67	-26,58	5,33
2007	0,00	0,00	89,22	3,86	93,09	6,18	4,94	5,66	5,30
2008	1,46	134,10	5,35	1,55	142,45	53,03	3,90	-20,99	2,74
2009	25,50	94,06	0,00	0,59	120,16	-15,65	5,58	42,94	4,64
2010	15,24	116,84	0,00	1,43	133,51	11,11	6,24	11,91	4,67
2011	17,85	146,36	0,00	1,55	165,77	24,17	7,88	26,22	4,75
2012	11,71	212,02	0,00	2,00	225,74	36,18	10,13	28,56	4,49
Total	71,76	703,39	325,64	23,89	1.124,68	926,43	55,01	569,86	4,89

En la figura No. 40, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de CNEL - Sucumbíos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 21,99 GWh a 225,74 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 2,74 USD ¢/kWh a 7,73 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 4,49 USD ¢/kWh.

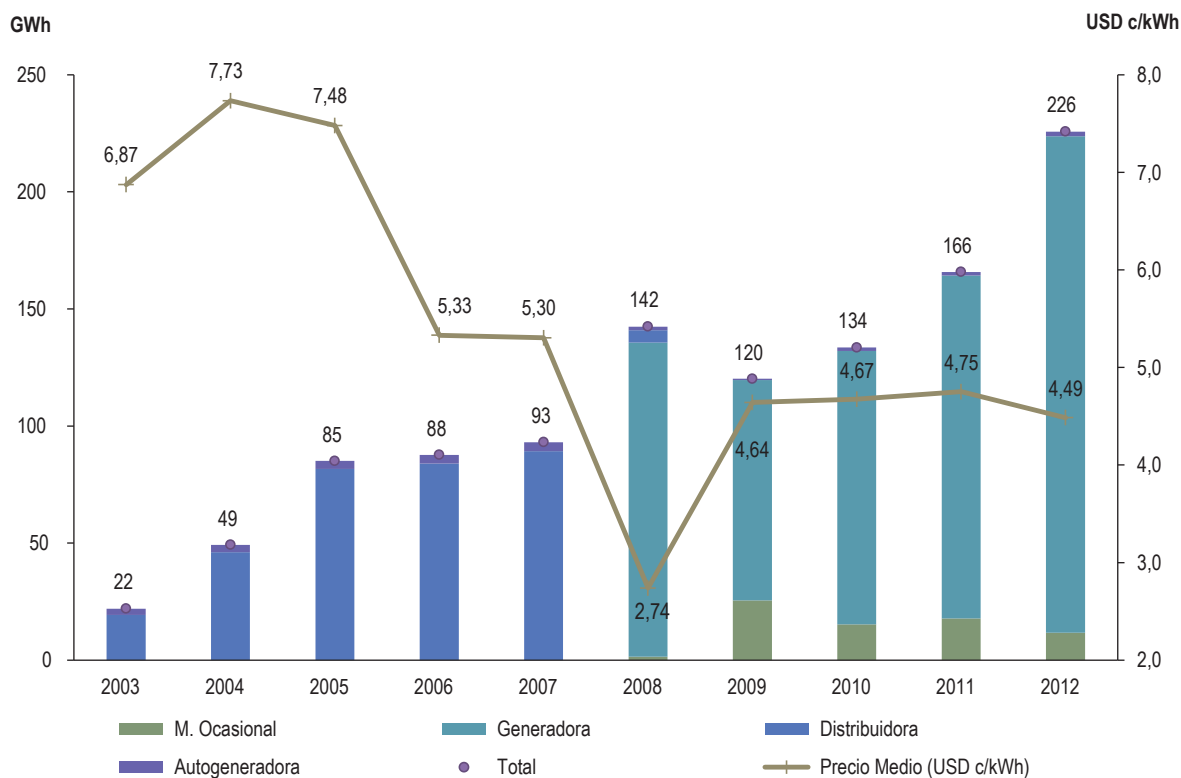


FIG. No. 40: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL - SUCUMBÍOS

6.11. Empresa Eléctrica Ambato

En la tabla No. 73, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Ambato, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 530,42 GWh, lo que representa un incremento de 59,97% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 26,77 GWh que representa el 5,05%, la compra a las generadoras fue de 498,33 GWh que representa el 93,95% del total y a los autogeneradores 5,31 GWh que representa el 1,00% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 33,19 GWh lo que representa un incremento del 6,67%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 21,08 MUSD lo que representa un decremento con respecto al año 2003 de 14,31%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un aumento de 0,45 MUSD lo que representa un crecimiento del 2,18%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,97 USD ¢/kWh menor en 3,44 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, se tiene un aumento de 0,17 USD ¢/kWh.

TABLA No. 73: PRECIO MEDIO Y VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. AMBATO

Año	Energía Comprada (GWh)				Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora				
2003	146,51	185,06	0,00	0,00		24,60		7,42
2004	200,68	186,89	0,00	0,00	16,89	16,54	-32,75	4,27
2005	245,84	197,58	0,00	0,00	14,41	22,15	33,92	5,00
2006	91,60	340,07	0,00	31,62	4,48	16,89	-23,78	3,64
2007	11,66	391,91	1,91	78,62	4,49	16,22	-3,95	3,35
2008	18,49	285,55	5,65	110,17	-13,27	16,49	1,64	3,93
2009	27,30	335,81	1,11	65,22	2,29	18,50	12,19	4,31
2010	52,64	392,28	0,00	5,08	4,79	20,15	8,96	4,48
2011	54,24	437,72	0,00	5,27	10,50	20,63	2,35	4,15
2012	26,77	498,33	0,00	5,31	6,67	21,08	2,18	3,97
Total	875,73	3.251,20	8,67	301,29	59,97	193,23	-14,31	4,36

En la figura No. 41 se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Ambato, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 331,57 GWh a 530,42 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,35 USD ¢/kWh a 7,42 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,97 USD ¢/kWh.

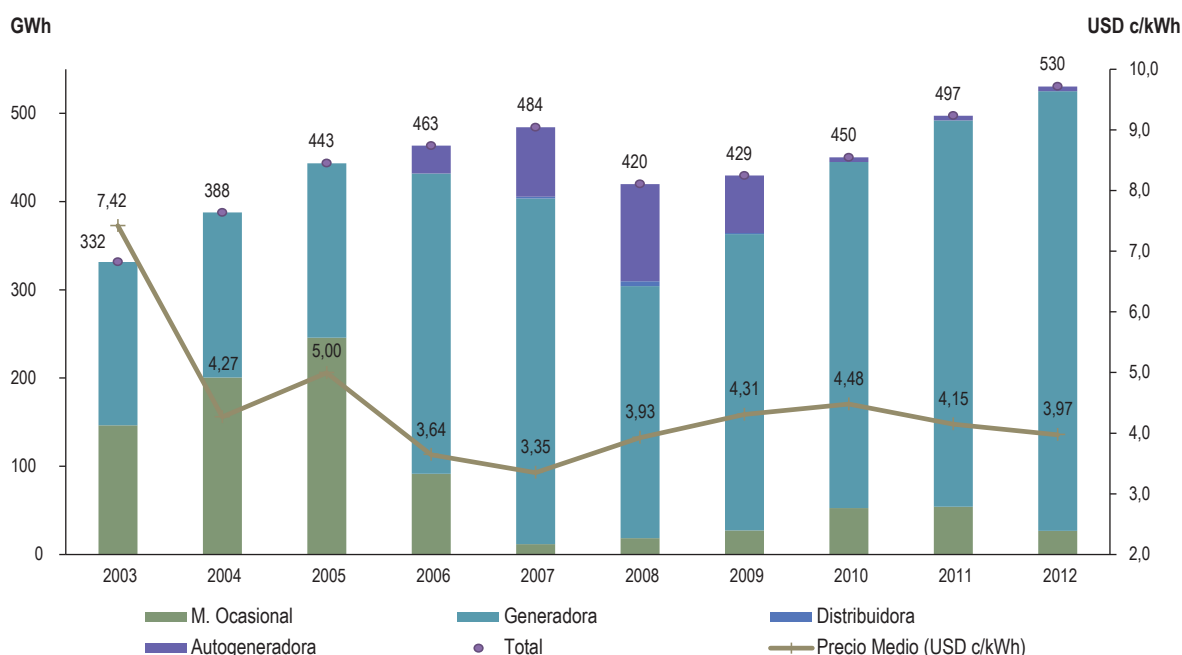


FIG. No. 41: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE E.E. AMBATO

6.12. Empresa Eléctrica Azogues

En la tabla No. 74, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Azogues, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 100,29 GWh, lo que representa un incremento de 28,59% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 4,97 GWh que representa el 4,95%, la compra a las generadoras fue de 94,40 GWh que representa el 94,13% del total y a los autogeneradores 0,92 GWh que representa el 0,92% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 3,09 GWh lo que representa un incremento del 3,18%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 4,21 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 en un 67,96%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,24 MUSD lo que representa un decrecimiento del 5,42%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 4,20 USD ¢/kWh mayor en 0,99 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,38 USD ¢/kWh.

En el año 2004 se presentan transacciones con la E.E. Centro Sur.

6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 74: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR LA E.E. AZOGUES

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	5,63	72,36	0,00	0,00	77,99		2,51		3,22
2004	5,53	76,18	0,00	0,00	81,71	4,76	2,81	11,98	3,44
2005	5,24	77,15	0,00	0,00	82,39	0,84	2,77	-1,46	3,36
2006	-3,78	89,46	0,00	0,00	85,68	3,99	2,73	-1,38	3,19
2007	-2,63	91,01	0,00	0,00	88,38	3,15	2,53	-7,52	2,86
2008	0,50	86,27	0,00	0,00	86,76	-1,83	2,77	9,67	3,19
2009	17,85	74,53	0,00	0,42	92,80	6,95	4,76	71,93	5,13
2010	10,63	81,73	0,00	0,98	93,34	0,58	4,48	-5,99	4,80
2011	10,74	85,51	0,00	0,95	97,20	4,14	4,46	-0,45	4,58
2012	4,97	94,40	0,00	0,92	100,29	3,18	4,21	-5,42	4,20
Total	54,69	828,59	0,00	3,27	886,55	28,59	34,02	67,96	3,84

En la figura No. 42, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Azogues, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 77,99 GWh a 100,29 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,22 USD ¢/kWh a 5,13 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 4,20 USD ¢/kWh.

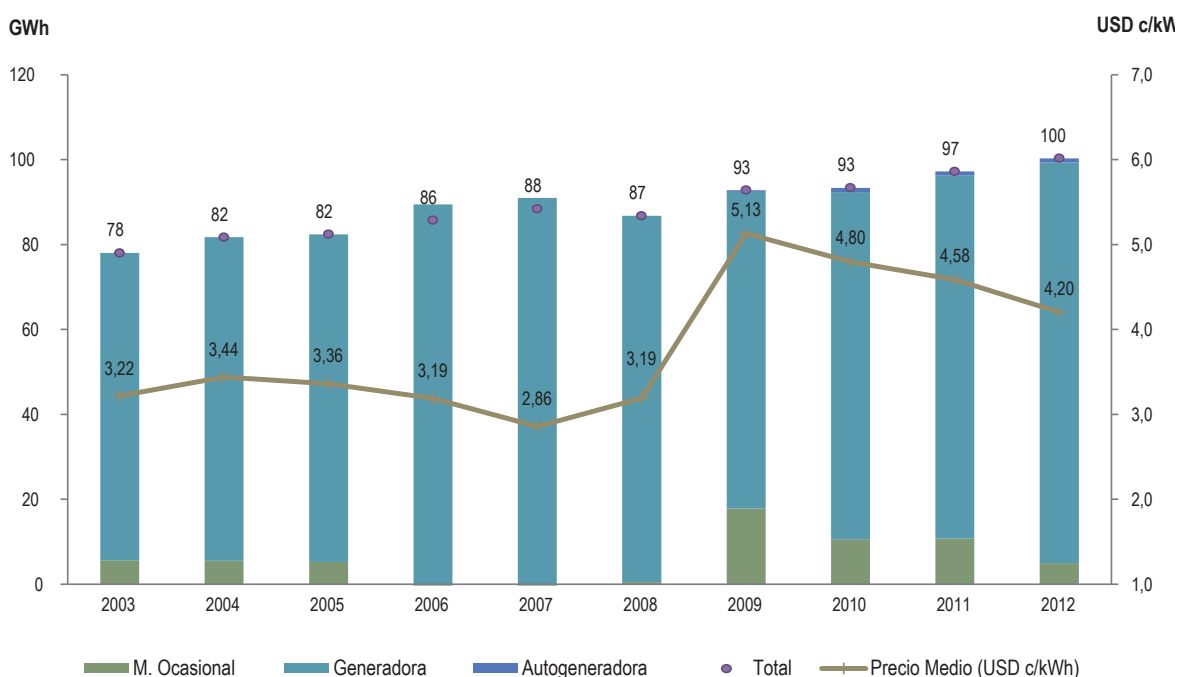


FIG. No. 42: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. AZOGUES



6.13. Empresa Eléctrica Centro Sur

En la tabla No. 75, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Centro Sur, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 885,68 GWh, lo que representa un incremento de 68,81% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 44,51 GWh que representa el 5,03%, la compra a las generadoras fue de 833,25 GWh que representa el 94,08% del total y a los autogeneradores 7,92 GWh que representa el 0,89% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 54,64 GWh lo que representa un incremento del 6,58%.

En términos económicos en el año 2012 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 36,14 MUSD, lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 78,54%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un incremento de 2,52 MUSD que representa un crecimiento del 7,48%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 4,08 USD ¢/kWh mayor en 0,22 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, tiene un incremento de 0,03 USD ¢/kWh.

En el año 2009 las empresas autogeneradoras: Hidroabánico, Ecoluz, Enermax y Lafarge, entregaron un aporte importante a la Regional Centro Sur, cuyas compras permitieron contrarrestar los problemas de estiaje presentados en el año 2009.

TABLA No. 75: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. CENTRO SUR

Año	Energía Comprada (GWh)				Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora				
2003	49,83	474,83	0,00	0,00		20,24		3,86
2004	48,42	516,16	0,00	0,00	7,61	21,63	6,84	3,83
2005	40,51	575,00	0,00	0,00	9,02	24,59	13,71	4,00
2006	6,29	629,35	0,00	0,00	3,27	23,86	-2,98	3,75
2007	4,03	643,91	0,00	7,62	3,13	23,88	0,10	3,64
2008	4,76	663,07	0,00	24,98	5,68	24,89	4,20	3,59
2009	144,93	577,05	0,00	3,06	4,65	36,01	44,68	4,97
2010	87,01	647,46	0,00	7,94	2,39	34,60	-3,91	4,66
2011	91,38	731,73	0,00	7,92	11,94	33,63	-2,81	4,05
2012	44,51	833,25	0,00	7,92	6,58	36,14	7,48	4,08
Total	521,68	6.291,81	0,00	59,44	68,81	279,47	78,54	4,07

En la figura No. 43, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Centrosur, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 524,66 GWh a 885,68GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,59 USD ¢/kWh a 4,97 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 4,08 USD ¢/kWh.



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

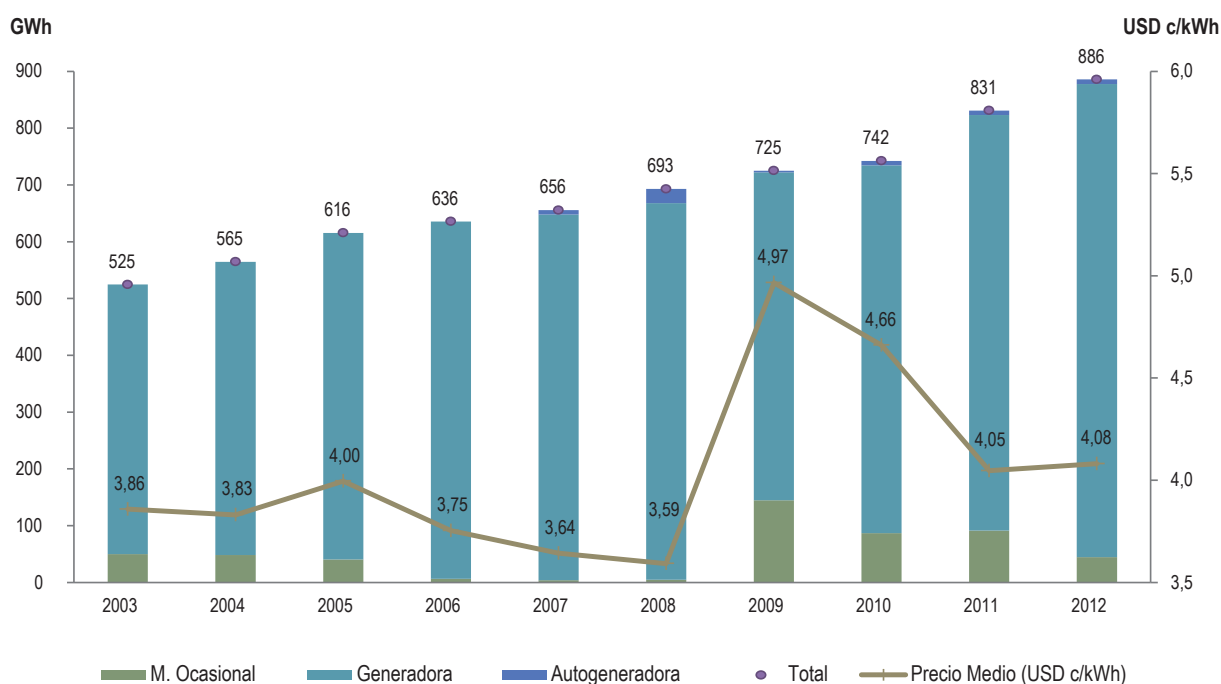


FIG. No. 43: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. CENTRO SUR

6.14. Empresa Eléctrica Cotopaxi

En la tabla No. 76, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Cotopaxi, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 390,42 GWh, lo que representa un incremento de 106,94% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 19,20 GWh que representa el 4,92%, la compra a las generadoras fue de 367,65 GWh que representa el 94,17% del total y a los autogeneradores 3,58 GWh que representa el 0,92% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 23,57 GWh lo que representa un incremento del 6,42%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 13,97 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 59,94%, mientras que con relación al año 2011 se tiene un incremento de 0,49 MUSD que representa un decrecimiento del 3,63%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,58 USD ϕ /kWh menor en 1,05 USD ϕ /kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,10 USD ϕ /kWh.

TABLA No. 76: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. COTOPAXI

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	58,98	129,47	0,00	0,21	188,66		8,73		4,63
2004	35,34	158,48	0,00	0,28	194,10	2,88	7,51	-14,04	3,87
2005	12,35	229,43	0,00	0,00	241,77	24,56	8,46	12,74	3,50
2006	2,43	280,22	0,00	0,00	282,65	16,91	9,14	7,97	3,23
2007	43,18	247,98	0,00	0,00	291,15	3,01	10,25	12,21	3,52
2008	94,07	162,61	0,00	0,00	256,68	-11,84	9,94	-3,10	3,87
2009	58,45	177,42	0,00	1,04	236,91	-7,70	10,66	7,29	4,50
2010	36,22	273,52	0,00	3,19	312,92	32,08	14,26	33,79	4,56
2011	40,52	322,83	0,00	3,51	366,85	17,24	13,48	-5,49	3,67
2012	19,20	367,65	0,00	3,58	390,42	6,42	13,97	3,63	3,58
Total	400,72	2.349,61	0,00	11,79	2.762,12	106,94	106,40	59,94	3,85

En la figura No. 44, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Cotopaxi, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 188,66 GWh a 390,42 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,23 USD ¢/kWh a 4,63 USD ¢/kWh en el año 2003, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,58 USD ¢/kWh.

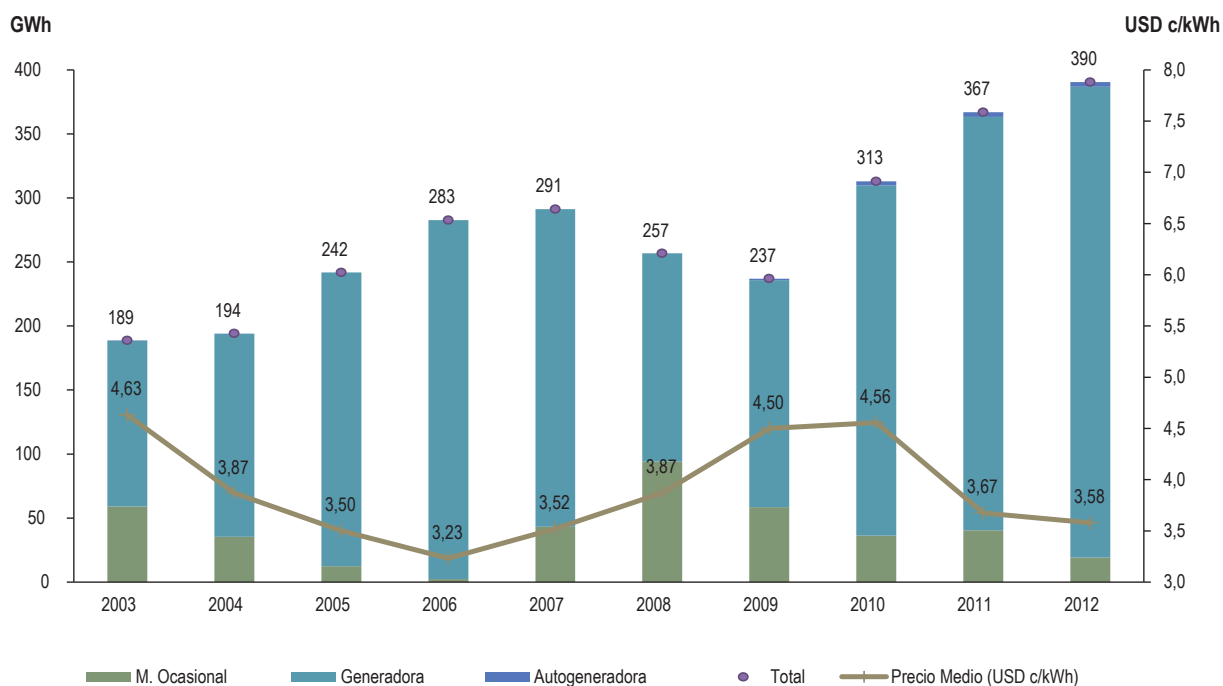


FIG. No. 44: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. COTOPAXI

6.15. Empresa Eléctrica Galápagos

En la tabla No. 77 se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Galápagos, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 2,39 GWh, lo que representa un decremento de 10,93% respecto del año 2008, no tiene participación de compra de energía en el mercado ocasional ni autogeneradores, la compra a las generadoras fue de 2,39 GWh que representa el 100,00% del total. Si se compara con el año 2011, existe un



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

decremento en la compra de energía con 1,05 GWh lo que representa un decremento del 30,44%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 0,31 MUSD lo que representa un decremento con respecto al año 2008 en un 10,59%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,13 MUSD lo que representa un decrecimiento del 30,18%.

El precio medio del kWh incrementó a 12,87 USD ¢/kWh; 0,05 USD ¢/kWh de incremento con relación al 2008.

La Empresa Eléctrica Galápagos por su situación geográfica tiene el sistema eléctrico aislado del Sistema Nacional Interconectado, incluso no tiene interconexiones entre sus islas por lo que necesita generación propia en cada una de ellas desde el año 2002. Las transacciones de compra de energía se realizan a partir del año 2008 y son únicamente con la empresa Eolicsa, la misma que le vende toda su producción. La variación tiende a crecer en relación al aumento de sus clientes.

TABLA No. 77: VARIACIÓN ANUAL EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. GALÁPAGOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2008	0,00	2,68	0,00	0,00	2,68		0,34		12,82
2009	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	19,48	0,41	19,46	12,82
2010	0,00	3,43	0,00	0,00	3,43	7,18	0,44	7,19	12,82
2011	0,00	3,34	0,00	0,00	3,34	-2,63	0,43	-2,63	12,82
2012	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	-28,56	0,31	-28,29	12,87
Total	0,00	15,06	0,00	0,00	15,06	-10,93	1,93	-10,59	12,83

En la figura No. 45, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2008 - 2012 de E.E. Galápagos, en el que se muestra que, existe un decremento en la compra de energía de 2,39 GWh en el año 2012 relacionado con los 3,43 GWh en el año 2011. El precio medio del kWh se ubica en 12,87 USD ¢/kWh cuyo incremento no se visualizaba desde el año 2008.



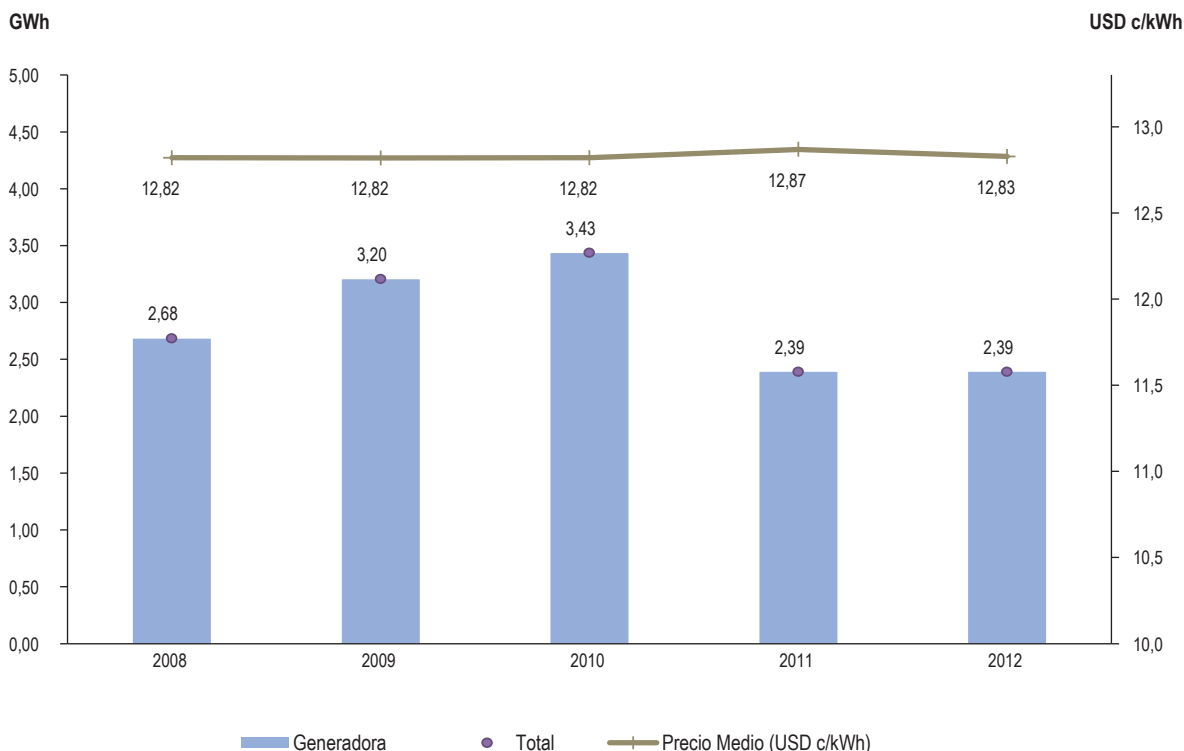


FIG. No. 45: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. GALÁPAGOS

6.16. Empresa Eléctrica Regional Norte

En la tabla No. 78, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Norte, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 485,22 GWh, lo que representa un incremento de 48,53% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 24,13 GWh que representa el 4,97%, la compra a las generadoras fue de 451,50 GWh que representa el 93,05% del total y a los autogeneradores 9,59 GWh que representa el 1,98% del total. Si se compara con el año 2011, existe un decremento en la compra de energía de 24,84 GWh equivalente al 4,87%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 19,95 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 17,78%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 3,76 MUSD, equivalente al 15,86%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 4,11 USD ¢/kWh menor en 1,07 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,54 USD ¢/kWh.

La variación anual se muestra de forma creciente debida principalmente al aumento de los clientes de la distribuidora. En este periodo, la distribuidora realiza transacciones para cubrir la demanda de sus clientes regulados y de la Empresa Ecuajugos como cliente no regulado tipo gran consumidor, a quien le vende energía desde el año 2006.

6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

TABLA No. 78: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. NORTE

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	147,14	171,97	0,00	7,57	326,68		16,94		5,19
2004	172,62	167,67	0,00	3,40	343,69	5,21	18,80	10,98	5,47
2005	100,73	246,81	0,00	3,71	351,25	2,20	16,93	-9,93	4,82
2006	198,72	160,92	0,06	2,95	362,64	3,24	21,35	26,07	5,89
2007	151,62	231,21	0,15	6,78	389,77	7,48	19,90	-6,76	5,11
2008	91,19	321,11	0,13	10,94	423,37	8,62	17,96	-9,78	4,24
2009	84,14	341,21	0,19	9,78	435,32	2,82	20,97	16,74	4,82
2010	51,86	397,55	0,19	6,13	455,74	4,69	25,67	22,42	5,63
2011	55,97	446,30	0,19	7,60	510,06	11,92	23,72	-7,60	4,65
2012	24,13	451,50	0,20	9,39	485,22	-4,87	19,95	-15,86	4,11
Total	1.078,12	2.936,26	1,11	68,25	4.083,74	48,53	202,19	17,78	4,95

En la figura No. 46, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Norte, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 326,68 GWh a 510,06 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 4,11 USD ¢/kWh a 5,89 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 4,11 USD ¢/kWh.

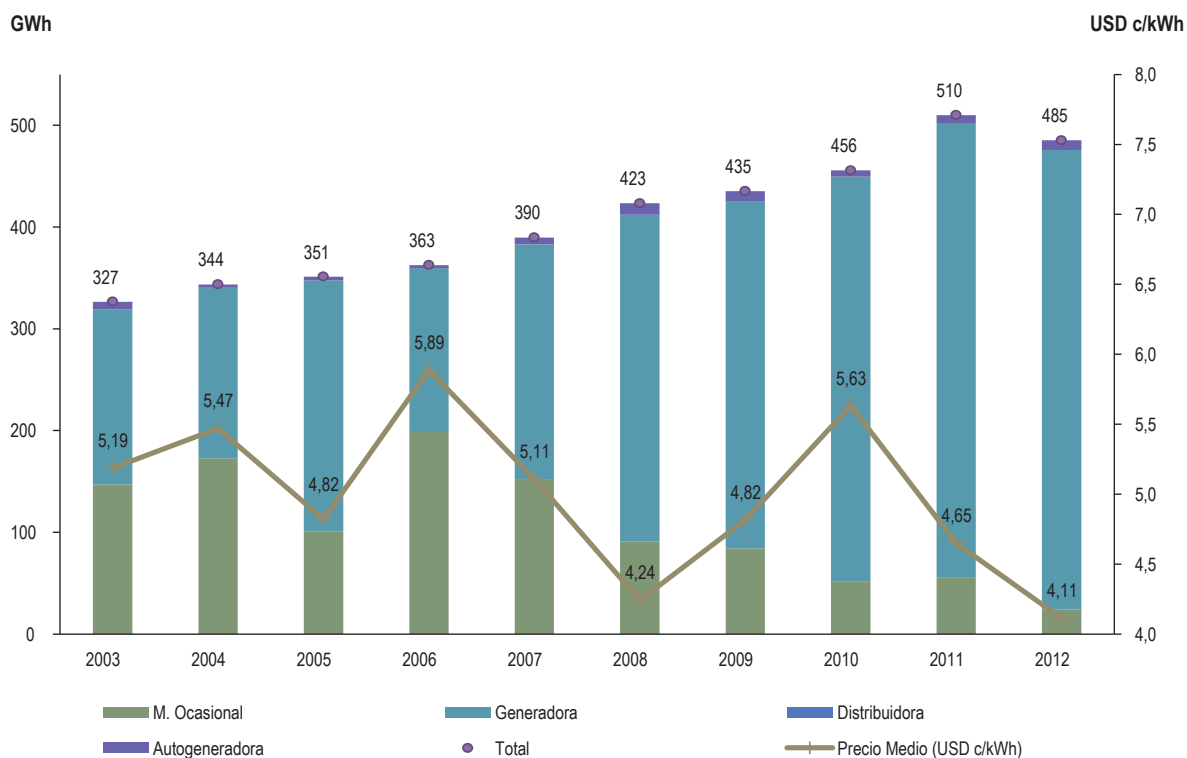


FIG. No. 46: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. NORTE



6.17. Empresa Eléctrica Quito

En la tabla No. 79, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Quito, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 3.847,53 GWh, lo que representa un incremento de 43,30% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 192,98 GWh que representa el 5,02%, la compra a las generadoras fue de 3.607,53 GWh que representa el 93,76% del total y a los autogeneradores 47,02 GWh que representa el 1,22% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 180,71 GWh lo que representa un incremento del 4,93%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 145,02 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 35,04%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 13,91 MUSD lo que representa un decrecimiento del 8,75%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,77 USD ¢/kWh menor en 0,23 USD ¢/kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, se tiene una disminución de 0,57 USD ¢/kWh.

La Empresa Eléctrica Quito es la distribuidora con generación de mayor capacidad de potencia efectiva.

TABLA No. 79: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. QUITO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	719,82	1.928,77	0,00	36,30	2.684,89		107,40		4,00
2004	975,98	1.774,54	0,00	28,39	2.778,91	3,50	140,29	30,63	5,05
2005	740,52	2.046,78	0,00	36,33	2.823,64	1,61	131,44	-6,31	4,65
2006	115,01	2.904,18	0,00	36,61	3.055,80	8,22	89,16	-32,17	2,92
2007	267,59	2.715,03	0,00	43,37	3.025,99	-0,98	122,76	37,69	4,06
2008	974,50	2.237,11	0,00	43,26	3.254,87	7,56	206,77	68,43	6,35
2009	607,82	2.713,79	0,00	44,95	3.366,57	3,43	152,71	-26,14	4,54
2010	390,72	3.084,31	0,00	50,24	3.525,28	4,71	165,22	8,19	4,69
2011	398,11	3.216,88	0,00	51,84	3.666,82	4,02	158,93	-3,81	4,33
2012	192,98	3.607,53	0,00	47,02	3.847,53	4,93	145,02	-8,75	3,77
Total	5.383,05	26.228,93	0,00	418,32	32.030,30	43,30	1.419,72	35,04	4,43

En la figura No. 47, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Quito, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 2.684,89 GWh a 3.847,53 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 2,92 USD ¢/kWh a 6,35 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,77 USD ¢/kWh.



6. Precio Medio y Variación Anual de las Transacciones de Compra de Energía por cada una de las Empresas Distribuidoras

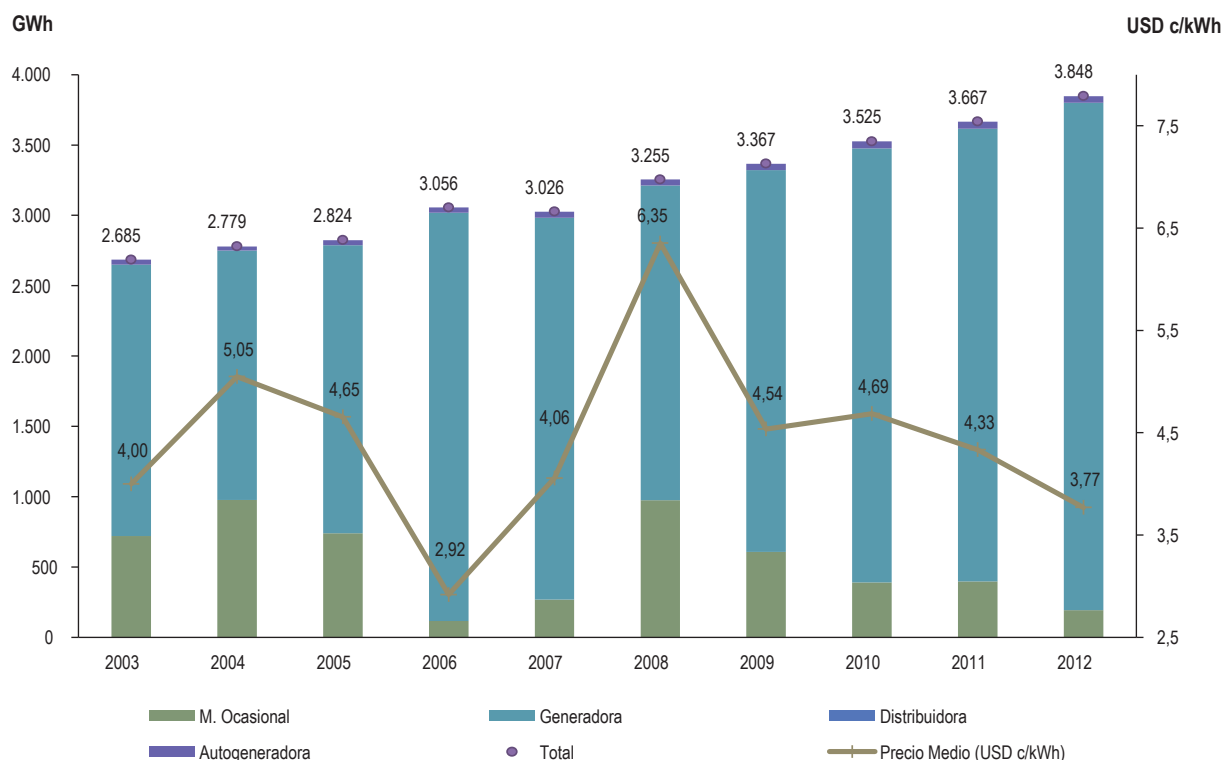


FIG. No. 47: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. QUITO

6.18. Empresa Eléctrica Riobamba

En la tabla No. 80, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Riobamba, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 302,60 GWh, lo que representa un incremento de 70,99% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 15,26 GWh que representa el 5,04%, la compra a las generadoras fue de 284,61 GWh que representa el 94,05% del total y a los autogeneradores 2,74 GWh que representa el 0,91% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía de 21,91 GWh lo que representa un incremento del 7,81%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 11,98 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 en un 38,72%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,44 MUSD lo que representa un decrecimiento del 3,79%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,96 USD ϕ /kWh menor en 0,92 USD ϕ /kWh que el año 2003, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,15 USD ϕ /kWh.

La variación negativa en el año 2004 se debe a la disminución de los clientes regulados de tipo Industrial con demanda. La E.E. Riobamba sirve a clientes regulados y entrega energía a las empresas Cementos Chimborazo y Ecuacerámica.

TABLA No. 80: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE E.E. RIOBAMBA

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	87,47	89,50	0,00	0,00	176,97		8,64		4,88
2004	88,05	80,63	0,00	0,00	168,68	-4,68	8,93	3,42	5,29
2005	100,46	76,63	0,00	0,00	177,09	4,98	10,89	21,94	6,15
2006	98,30	86,66	0,00	0,00	184,96	4,45	10,20	-6,36	5,51
2007	101,98	90,96	0,00	0,00	192,93	4,31	9,44	-7,40	4,89
2008	134,84	86,22	0,00	0,00	221,07	14,58	10,00	5,85	4,52
2009	50,98	204,75	0,00	1,11	256,83	16,18	13,52	35,26	5,26
2010	30,01	235,64	0,00	2,79	268,44	4,52	14,28	5,63	5,32
2011	30,86	247,14	0,00	2,68	280,69	4,56	11,54	-19,18	4,11
2012	15,26	284,61	0,00	2,74	302,60	7,81	11,98	3,79	3,96
Total	738,20	1.482,74	0,00	9,32	2.230,26	70,99	109,43	38,72	4,91

En la figura No. 48, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Riobamba, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 176,97 GWh a 302,60 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,96 USD ¢/kWh a 6,15 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,96 USD ¢/kWh.

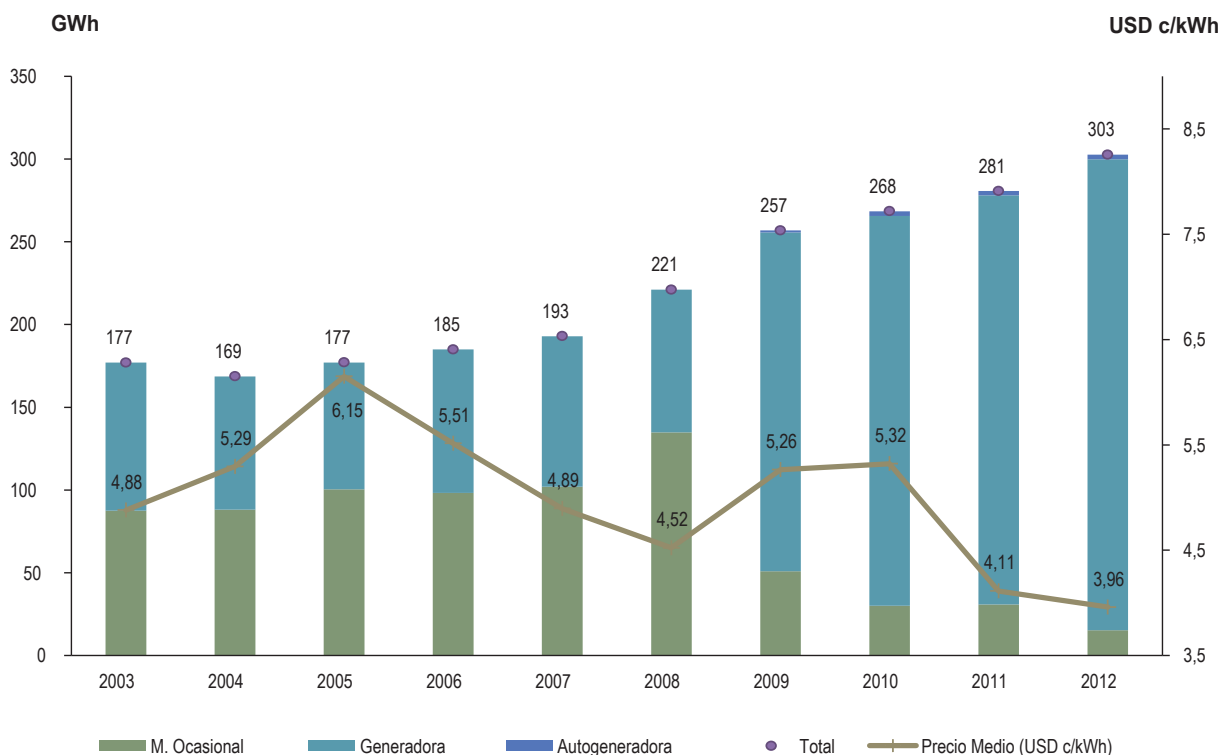


FIG. No. 48: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. RIOBAMBA



6.19 Empresa Eléctrica Sur

En la tabla No. 81, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Sur, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 287,36 GWh, lo que representa un incremento de 64,63% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 14,61 GWh que representa el 5,08%, la compra a las generadoras fue de 270,19 GWh que representa el 94,02% del total y a los autogeneradores 2,56 GWh que representa el 0,89% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 17,24 GWh lo que representa un incremento del 6,38%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 10,47 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 17,15%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,36 MUSD lo que representa un decrecimiento del 3,54%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,64 USD ¢/kWh menor en 1,48 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realizan en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,10 USD ¢/kWh.

La empresa sirve a clientes regulados y a clientes del norte de Perú.

TABLA No. 81: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. SUR

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	76,29	98,25	0,00	0,00	174,55		8,94		5,12
2004	95,68	90,53	0,01	0,00	186,22	6,69	0,89	-90,05	0,48
2005	115,09	80,37	0,01	0,00	195,47	4,96	12,81	1.340,31	6,55
2006	131,03	75,80	0,00	0,00	206,84	5,82	12,48	-2,61	6,03
2007	82,25	134,81	0,00	0,00	217,05	4,94	10,96	-12,15	5,05
2008	49,90	180,48	0,00	0,00	230,38	6,14	9,79	-10,67	4,25
2009	45,37	191,25	0,00	1,03	237,65	3,15	10,50	7,20	4,42
2010	28,11	221,44	0,00	2,58	252,14	6,10	11,95	13,91	4,74
2011	29,47	238,10	0,00	2,56	270,12	7,13	10,12	-15,38	3,74
2012	14,61	270,19	0,00	2,56	287,36	6,38	10,47	3,54	3,64
Total	667,80	1.581,23	0,01	8,73	2.257,77	64,63	98,91	17,15	4,38

En la figura No. 49, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Sur, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 174,55 GWh a 287,36 GWh. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 0,48 USD ¢/kWh a 6,55 USD ¢/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,64 USD ¢/kWh.

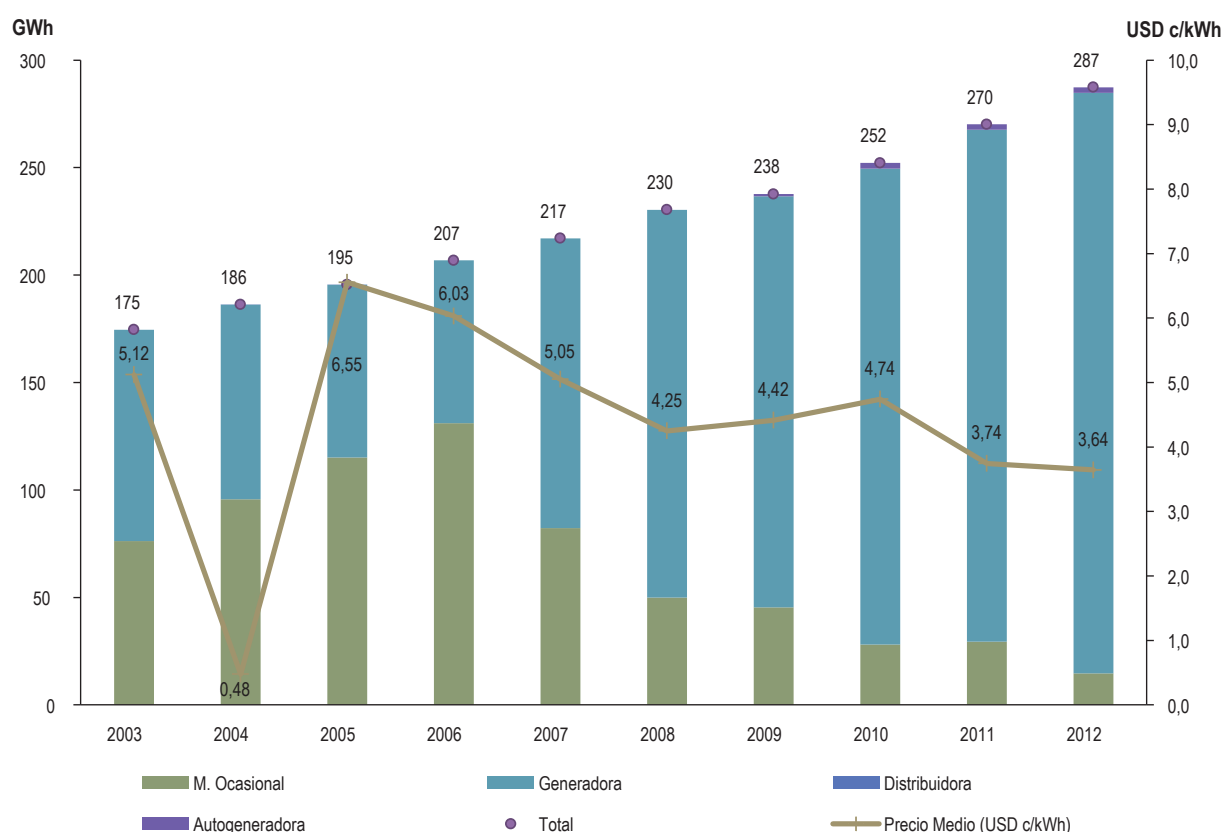


FIG. No. 49: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. SUR

6.20 Empresa Eléctrica Guayaquil

En la tabla No. 82, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Guayaquil, donde se puede apreciar que en el año 2012 compró 4.943,13 GWh, lo que representa un incremento de 53,96% respecto del año 2003, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 242,95 GWh que representa el 4,91%, la compra a las generadoras fue de 4.624,58 GWh que representa el 93,56% del total y a los autogeneradores 75,61 GWh que representa el 1,53% del total. Si se compara con el año 2011, existe un crecimiento en la compra de energía con 202,72 GWh lo que representa un incremento del 4,28%.

En términos económicos en el año 2012 se han realizado transacciones de compra de energía por un monto de 178,67 MUSD lo que representa un incremento con respecto al año 2003 de 6,80%, mientras que con relación al año 2011 se tiene una disminución de 0,05 MUSD lo que representa un decrecimiento del 0,03%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2012 el precio medio es de 3,61 USD ¢/kWh menor en 1,60 USD ¢/kWh que el año 2003, debido a que las transacciones de compra se realizan en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2011, tiene una disminución de 0,16 USD ¢/kWh.

TABLA No. 82: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. DE GUAYAQUIL

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (MUSD)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Auto-generadora	Total				
2003	1.499,44	1.711,31	0,00	0,00	3.210,75		167,28		5,21
2004	1.822,77	1.478,73	0,00	0,00	3.301,51	2,83	176,53	5,52	5,35
2005	2.770,90	625,64	0,00	0,00	3.396,54	2,88	229,52	30,02	6,76
2006	2.371,16	1.242,37	0,00	0,00	3.613,53	6,39	211,67	-7,78	5,86
2007	2.037,15	1.752,20	0,00	0,00	3.789,35	4,87	197,57	-6,66	5,21
2008	358,51	3.667,13	0,00	15,55	4.041,18	6,65	160,35	-18,84	3,97
2009	561,23	3.779,77	0,00	48,06	4.389,06	8,61	212,63	32,60	4,84
2010	522,54	3.831,57	180,62	57,94	4.592,66	4,64	217,79	2,43	4,74
2011	476,36	4.186,91	31,90	45,25	4.740,42	3,22	178,72	-17,94	3,77
2012	242,95	4.624,58	2,39	73,22	4.943,13	4,28	178,67	-0,03	3,61
Total	12.663,01	26.900,21	214,90	240,01	40.018,13	53,96	1.930,74	6,80	4,82

En el figura No. 50, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2003 - 2012 de la E.E. Guayaquil, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 3.210,75 GWh en el año 2003 a 4.943,13 GWh en el año 2012. El precio medio del kWh presenta variaciones que van desde 3,61 USD c/kWh a 6,76 USD c/kWh, alcanzando en el año 2012 un valor de 3,61 USD c/kWh.

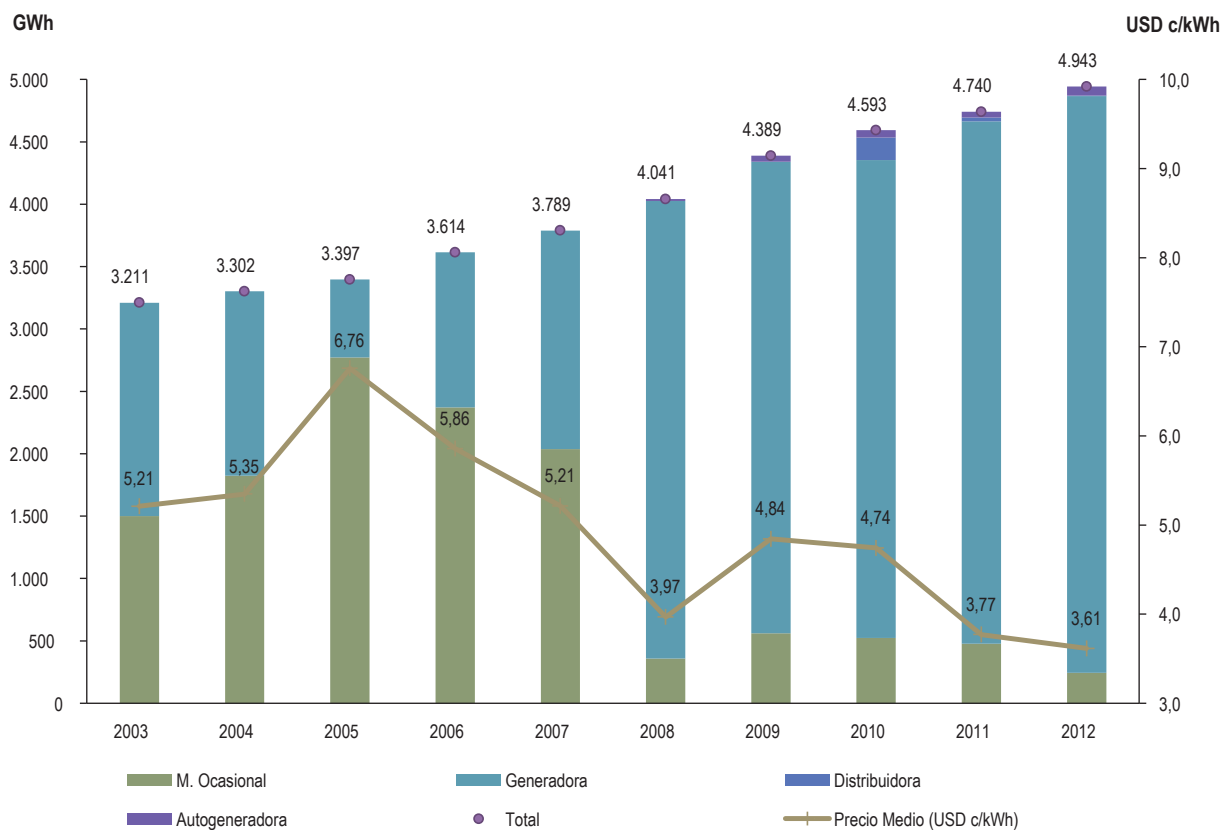


FIG. No. 50: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. DE GUAYAQUIL



7

Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución



Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

7

En esta sección se analiza la disponibilidad y venta de la energía en los sistemas de distribución, es decir, aquella energía que se recibió de una u otra manera en estos sistemas para ser entregada a los consumidores finales.

Para un mejor entendimiento de las tablas y gráficos que se presentarán a en esta sección, se definen los siguientes términos:

Energía disponible en el sistema (MWh), es el total de energía que ingresa al sistema de distribución de cada una de las distribuidoras, a través de sus puntos de recepción; se incluye la energía adquirida en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, la energía comprada a autogeneradoras que no registran su operación en el MEM, la energía producida por sus propias centrales de generación de sistemas no incorporados al S.N.I. y la energía recibida a través del MEM para ser entregada a terceros (clientes que no mantienen contrato de suministro de energía con la E.E. distribuidora respectiva).

Energía facturada a clientes regulados (MWh), se refiere a la energía facturada a los clientes de la empresa eléctrica distribuidora que se encuentran sujetos al pliego tarifario.

Energía facturada a clientes no regulados (MWh), es la energía entregada a los grandes consumidores, no clientes de las empresas eléctricas o similares.

Energía entregada a terceros (MWh), corresponde a la energía que se transfiere a grandes consumidores y clientes no regulados por el pliego tarifario (E.E. distribuidoras, exportación y otros sistemas de distribución).

Pérdidas del sistema (MWh), se determinan en función de la energía disponible en el sistema, menos la energía facturada a clientes regulados, a clientes no regulados y la entregada a terceros.

Pérdidas del sistema (%), expresadas en porcentaje, corresponden a las pérdidas del sistema (MWh), referidos a la energía disponible en el sistema (MWh).

Potencia (MW), corresponde a la máxima potencia activa del mes en consideración, registrada por la empresa eléctrica, que es ocasionada por el consumo de sus clientes.

Promedio anual de clientes regulados, es una estimación sobre el número de clientes existentes que provee energía cada empresa eléctrica distribuidora.

Precio medio (USD ¢/kWh), se determina en función de la energía facturada en (USD) y (MWh) de clientes regulados.



Área de concesión (km²), se refiere área geográfica de cobertura de la empresa eléctrica distribuidora. Es así que las empresas eléctricas cubren 256.370 km² de territorio ecuatoriano.

Es importante tener claro que, las *pérdidas de los sistemas de distribución*, se refiere a las pérdidas en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución y las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufran algún daño.

Por consiguiente el “Balance de Energía en Sistemas de Distribución”, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las empresas distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los clientes finales, así:

$$\begin{aligned}
 \text{Energía disponible en el sistema (MWh)} &= \text{Energía comprada en el MEM} + \text{Energía comprada a autogeneradoras} + \text{Energía generada no incorporada al MEM} + \text{Energía comprada a otra distribuidora} + \text{Energía recibida para Terceros.} \\
 \text{Energía entregada a Clientes Finales (MWh)} &= \text{Energía facturada a Clientes Regulados} + \text{Energía facturada a Clientes No Regulados} + \text{Energía entregada a terceros.} \\
 \text{Pérdidas en distribución (MWh)} &= \text{Energía disponible en el sistema (MWh)} - \text{Energía entregada a Clientes Finales (MWh)}. \\
 \text{Pérdidas en distribución (\%)} &= \text{Pérdidas en distribución (MWh)} / \text{Energía disponible en el sistema (MWh)} * 100
 \end{aligned}$$

TABLA No. 83: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN, PERIODO 2003 - 2012

Año	Energía Recibida del MEM (GWh)	Energía Comprada a Distribuidoras (GWh)	Energía Comprada a Autogeneradoras (GWh)	Energía No Entregada al MEM (GWh)	Energía Vendida o Trastendida a Distribuidoras (GWh)	Disponible en el Sistema (GWh)	Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Entregada a Terceros (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Demanda Máxima No Coincidente (MW)	Factor de Carga (%)
2003	11.493,83	18,04	47,20	104,00	157,29	11.506	8.362	99	411	2.633	22,89	2.864	45,85
2004	12.320,46	46,18	17,61	93,27	171,94	12.306	8.693	177	604	2.831	23,01	3.098	45,35
2005	13.061,03	81,73	16,40	81,43	183,57	13.057	9.044	331	710	2.972	22,76	3.186	46,79
2006	13.683,17	84,04	16,24	92,52	84,50	13.791	9.550	436	737	3.069	22,25	3.366	46,77
2007	14.298,88	91,33	24,66	102,12	89,26	14.428	10.064	501	773	3.090	21,42	3.318	49,64
2008	15.175,52	11,83	23,82	60,13	11,71	15.260	11.147	329	791	2.993	19,61	3.440	50,65
2009	15.856,82	3,83	11,19	109,05	2,19	15.979	12.741	23	450	2.765	17,31	3.536	51,58
2010	16.659,18	9,46	21,08	143,58	9,25	16.824	13.770	1	306	2.747	16,33	3.766	50,99
2011	17.743,55	1,72	31,70	107,41	1,50	17.883	14.931	1	316	2.634	14,73	3.933	51,91
2012	18.612,92	4,08	30,65	79,82	6,19	18.721	15.843	1	326	2.551	13,63	4.023	53,13



7. Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

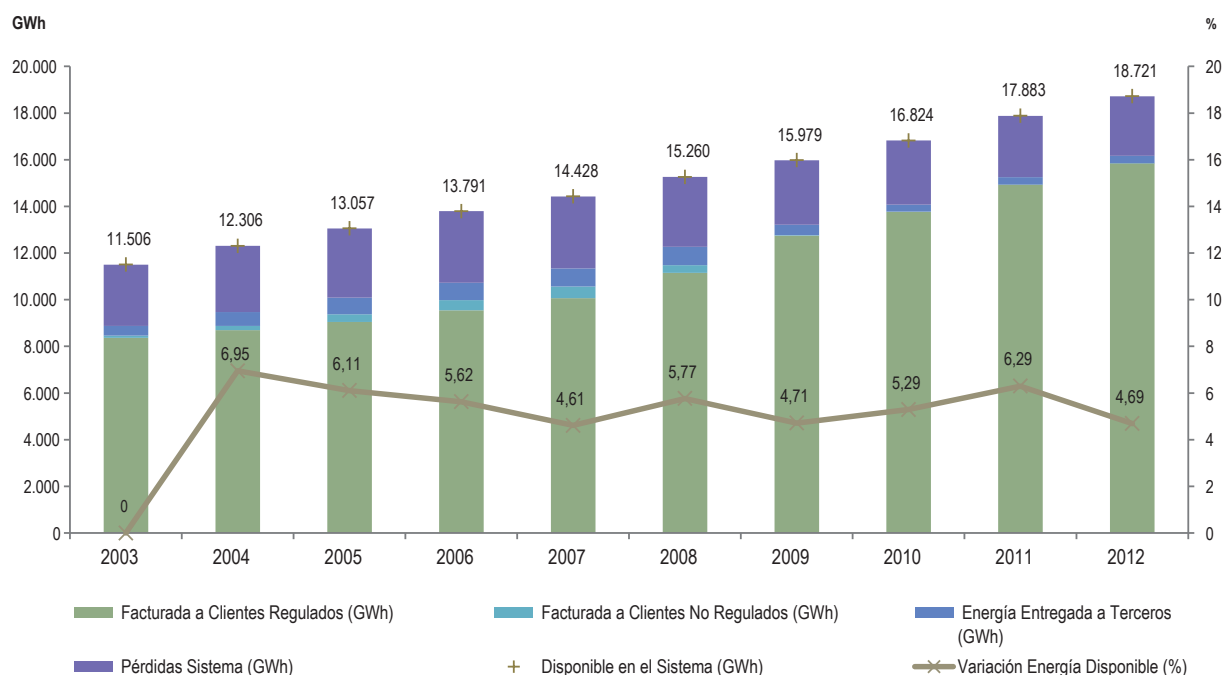


FIG. No. 51: ENERGÍA DISPONIBLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, PERIODO 2003 - 2012

La energía disponible en el sistema, que es la totalidad de energía que ingresa al sistema de distribución (incluye la adquirida en el MEM, la comprada a autogeneradoras, la producida por las propias centrales y la recibida a través del MEM para ser entregada a terceros), en el año 2003 fue de 11.505,78 GWh, valor que crece sistemáticamente cada año, hasta llegar a 18.721,29 GWh en el año 2012, lo que representa un incremento anual promedio del periodo de 5,08%. El total del periodo es de 149.754,07 GWh, en un área de concesión de 256.370 km². Esta energía porcentualmente se desglosa de la siguiente manera:

Energía facturada a clientes regulados	76,22%
Energía facturada a clientes no regulados	1,27 %
Energía entregada a terceros	3,62%
Pérdidas del sistema	18,89%

En el año 2012, se tienen 18.721,29 GWh de energía disponible con un incremento del 4,69% respecto del año 2011, así también las pérdidas en el sistema de distribución es de 2.551,37 GWh, lo que representa una disminución del 3,14% respecto del año 2011 y representa un nivel de pérdidas a nivel Nacional de 13,63%.

En la tabla No. 84 se representa en energía (GWh): las pérdidas del sistema, energía entregada a terceros, energía facturada a clientes regulados y no regulados y la energía disponible en el sistema.

TABLA No. 84: VARIACIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLE, FACTURADA A CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS, ENTREGADA A TERCEROS Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Año	Disponible en el Sistema		Facturada a Clientes Regulados		Facturada a Clientes No Regulados		Energía Entregada a Terceros		Pérdidas Sistema		Pérdidas Sistema	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(%)	Crecimiento (%)
2003	11.505,78	-	8.362,31	-	99,40	-	410,67	-	2.633,41	-	22,89	-
2004	12.305,57	6,95	8.693,34	3,96	177,31	78	603,61	46,98	2.831,31	7,52	23,01	0,12
2005	13.057,02	6,11	9.044,38	4,04	330,92	87	710,01	17,63	2.971,72	4,96	22,76	-0,25
2006	13.791,48	5,62	9.549,78	5,59	435,90	31,72	736,89	3,79	3.068,91	3,27	22,25	-0,51
2007	14.427,72	4,61	10.063,95	5,38	500,94	14,92	773,00	4,90	3.089,83	0,68	21,42	-0,84
2008	15.259,58	5,77	11.146,68	10,76	328,89	-34,34	790,94	2,32	2.993,08	-3,13	19,61	-1,80
2009	15.978,70	4,71	12.740,80	14,30	22,71	-93,10	449,93	-43,11	2.765,27	-7,61	17,31	-2,31
2010	16.824,04	5,29	13.769,73	8,08	1,20	-94,72	305,68	-32,06	2.747,43	-0,65	16,33	-0,98
2011	17.882,88	6,29	14.931,12	8,43	1,26	5,26	316,42	3,51	2.634,08	-4,13	14,73	-1,60
2012	18.721,29	4,69	15.842,68	6,11	1,38	9,48	325,86	2,98	2.551,37	-3,14	13,63	-1,10

En la tabla No. 85 y la figura No. 52 se representan las pérdidas en energía y en porcentaje. En el 2003 se tienen pérdidas por 2.633 GWh, lo que representa el 22,89% a nivel nacional, en el año 2007 se tiene el mayor valor de pérdidas en energía con 3.090 GWh, que representa el 21,42%, sin embargo el mayor porcentaje de pérdidas se da en el año 2004 con 23.01%, en los siguientes años el indicador de pérdidas va disminuyendo hasta que en el 2012 se tiene un porcentaje del 13,63%.

TABLA No. 85: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Año	Disponible en el Sistema		Pérdidas Totales del Sistema			Pérdidas Técnicas del Sistema			Pérdidas No Técnicas del Sistema		
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	(%)*	Variación (%)	(GWh)	(%)*	Variación (%)	(GWh)	(%)*	Variación (%)
2003	11.505,78	-	2.633,41	22,89	-	1.140,91	9,92	-	1.492,50	12,97	-
2004	12.305,57	6,95	2.831,31	23,01	7,52	1.282,43	10,42	12,40	1.548,88	12,59	3,78
2005	13.057,02	6,11	2.971,72	22,76	4,96	1.321,50	10,12	3,05	1.650,22	12,64	6,54
2006	13.791,48	5,62	3.068,91	22,25	3,27	1.292,72	9,37	-2,18	1.776,18	12,88	7,63
2007	14.427,72	4,61	3.089,83	21,42	0,68	1.335,65	9,26	3,32	1.754,18	12,16	-1,24
2008	15.259,58	5,77	2.993,08	19,61	-3,13	1.421,21	9,31	6,41	1.571,87	10,30	-10,39
2009	15.978,70	4,71	2.765,27	17,31	-7,61	1.499,10	9,38	5,48	1.266,17	7,92	-19,45
2010	16.824,04	5,29	2.747,43	16,33	-0,65	1.499,79	8,91	0,05	1.247,64	7,42	-1,46
2011	17.882,88	6,29	2.634,08	14,73	-4,13	1.560,95	8,73	4,08	1.073,13	6,00	-13,99
2012	18.721,29	4,69	2.551,37	13,63	-3,14	1.601,22	8,55	2,58	950,15	5,08	-11,46

(%)*: Porcentaje de pérdidas de energía del sistema respecto a la energía disponible



7. Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

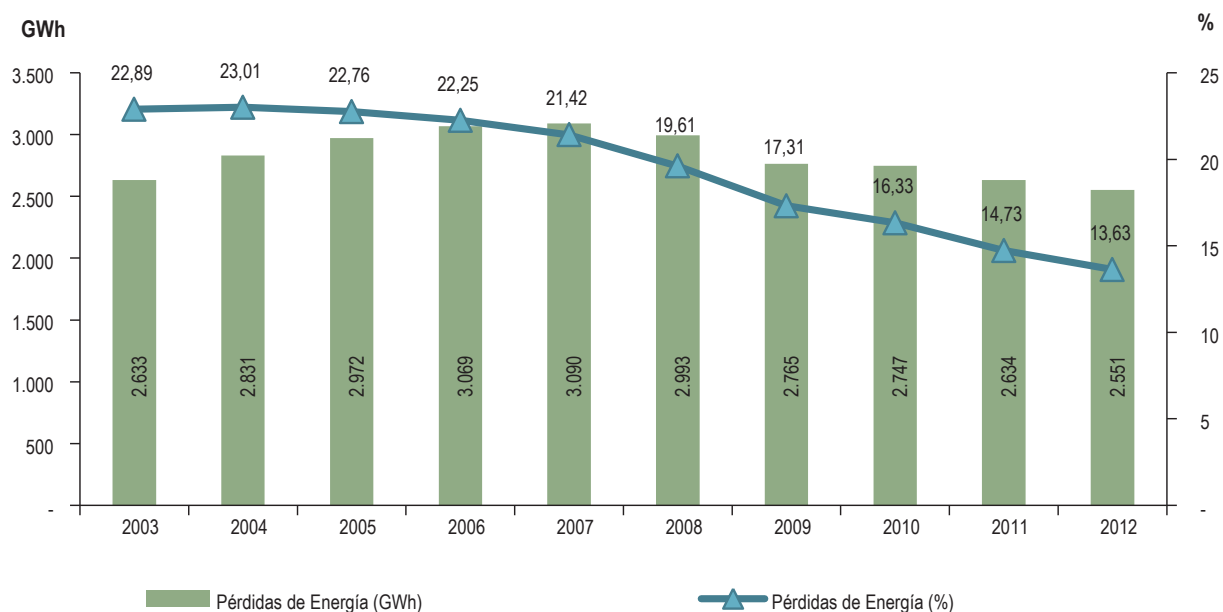


FIG. No. 52: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, PERIODO 2003 - 2012

En la siguiente figura se puede apreciar la variación porcentual de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución en el periodo 2003 - 2012.

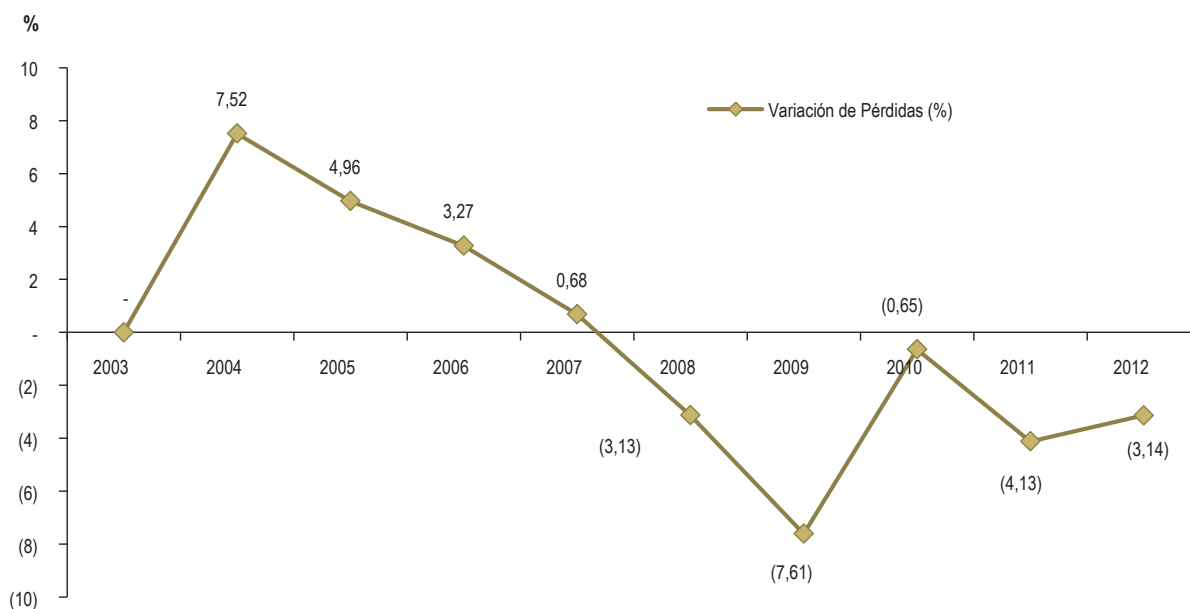


FIG. No. 53: VARIACIÓN PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



TABLA No. 86: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CNEL

Distribuidora	Valores	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolívar	Disponible en el Sistema (MWh)	47.237	49.307	51.621	53.289	56.225	58.601	61.605	64.520	67.810	70.862
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	36.486	38.300	42.115	42.819	44.508	47.108	51.311	53.769	59.239	63.575
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	10.751	11.007	9.466	10.471	11.717	11.493	10.293	10.751	8.570	7.286
	Pérdidas Sistema (%)	22,8	22,3	18,3	19,6	20,8	19,6	16,7	16,7	12,6	10,3
CNEL-EI Oro	Disponible en el Sistema (MWh)	437.670	466.517	495.009	532.514	563.436	594.196	628.284	672.987	749.121	824.922
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	313.643	327.727	344.750	377.840	416.113	458.064	499.525	544.753	612.147	684.996
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	124.027	138.790	150.259	154.674	147.323	136.132	128.758	128.234	136.974	139.926
	Pérdidas Sistema (%)	28,34	29,75	30,35	29,05	26,15	22,91	20,49	19,05	18,28	16,96
CNEL-Esmeraldas	Disponible en el Sistema (MWh)	296.722	319.213	343.998	359.827	372.652	396.790	412.302	430.457	451.158	504.877
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	211.518	224.496	239.340	244.062	253.023	277.569	297.531	305.893	332.588	384.333
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	3.650	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	3.625	-	4.022	3.581	4.099
	Pérdidas Sistema (MWh)	85.204	94.718	104.659	115.765	119.629	115.596	111.121	120.542	114.989	116.444
	Pérdidas Sistema (%)	28,7	29,7	30,4	32,2	32,1	29,1	27,0	28,0	25,5	23,1
CNEL-Los Ríos	Disponible en el Sistema (MWh)	220.634	236.253	251.096	261.824	272.712	288.627	300.964	321.528	343.436	350.003
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	148.070	160.820	166.305	182.559	182.390	212.713	217.985	223.580	236.269	256.305
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	9.795	9.716	8.792	2.284	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	62.769	65.717	75.999	76.982	90.322	75.914	82.979	97.949	107.167	93.698
	Pérdidas Sistema (%)	28,45	27,82	30,27	29,40	33,12	26,30	27,57	30,46	31,20	26,77
CNEL-Manabí	Disponible en el Sistema (MWh)	808.010	888.613	931.330	1.019.441	1.097.987	1.175.569	1.239.245	1.283.803	1.392.436	1.455.109
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	526.815	558.265	547.177	578.677	623.079	669.164	775.340	834.777	982.261	1.076.665
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	14.309	17.188	16.042	20.889	22.152	28.408	2.412	2.513	2.550	2.631
	Pérdidas Sistema (MWh)	266.886	313.160	368.111	419.875	452.756	477.997	461.493	446.513	407.625	375.813
	Pérdidas Sistema (%)	33,0	35,2	39,5	41,2	41,2	40,7	37,2	34,8	29,3	25,8
CNEL-Milagro	Disponibles en el Sistema (MWh)	389.840	423.641	453.694	476.405	508.646	516.077	548.833	578.432	600.613	608.266
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	200.111	205.549	212.530	217.032	233.154	252.665	324.574	416.916	460.515	481.020
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	53.459	75.803	84.982	99.048	109.535	109.832	75.373	18.062	2.282	2.820
	Pérdidas Sistema (MWh)	136.270	142.288	156.182	160.325	165.958	153.580	148.886	143.454	137.816	124.427
	Pérdidas Sistema (%)	34,96	33,59	34,42	33,65	32,63	29,76	27,13	24,80	22,95	20,46



7. Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

TABLA No. 86: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CNEL (cont.)

Distribuidora	Valores	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Sta. Elena	Disponible en el Sistema (MWh)	284.261	298.876	328.097	345.563	362.149	380.203	387.428	404.946	449.248	484.139
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	186.407	191.018	210.352	236.546	253.419	276.573	313.111	339.748	372.037	399.743
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	881	931	1.029
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	19.401	16.542	23.200	27.030	31.871	29.120	4.438	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	78.453	91.315	94.546	81.987	76.859	74.510	69.879	64.317	76.280	83.367
	Pérdidas Sistema (%)	27,6	30,6	28,8	23,7	21,2	19,6	18,0	15,9	17,0	17,2
CNEL-Sto. Domingo	Disponible en el Sistema (MWh)	257.859	278.742	296.171	318.996	347.828	377.230	394.161	411.600	437.104	465.883
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	204.548	219.867	231.138	251.023	269.649	302.029	334.942	357.805	382.390	409.137
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	4.345	10.363	12.293	17.794	15.478	7.930	7.504	8.299	8.778
	Pérdidas Sistema (MWh)	53.312	54.531	54.670	55.681	60.386	59.723	51.289	46.291	46.416	47.968
	Pérdidas Sistema (%)	20,67	19,56	18,46	17,45	17,36	15,83	13,01	11,25	10,62	10,30
CNEL-Sucumbios	Disponible en el Sistema (MWh)	85.587	101.286	125.405	135.410	148.312	158.684	173.784	193.362	211.554	241.615
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	53.432	65.012	77.662	87.921	88.538	103.878	126.673	149.311	164.376	189.528
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	32.155	36.274	47.743	47.490	59.774	54.807	47.111	44.051	47.179	52.086
	Pérdidas Sistema (%)	37,6	35,8	38,1	35,1	40,3	34,5	27,1	22,8	22,3	21,6
CNEL-Guayas Los Ríos	Disponible en el Sistema (MWh)	743.825	818.959	889.790	955.195	1.037.922	1.149.033	1.311.314	1.396.129	1.518.523	1.590.193
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	401.087	441.757	493.767	528.152	553.470	671.361	922.809	1.066.928	1.177.125	1.260.497
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	45.871	64.148	81.236	93.500	107.909	101.052	53.805	10.693	10.722	10.938
	Pérdidas Sistema (MWh)	296.867	313.053	314.787	333.544	376.544	376.620	334.699	318.507	330.675	318.759
	Pérdidas Sistema (%)	39,91	38,23	35,38	34,92	36,28	32,78	25,52	22,81	21,78	20,05
Total Disponible en el Sistema (MWh) CNEL		3.571.645	3.881.407	4.166.212	4.458.465	4.767.870	5.095.010	5.457.920	5.757.765	6.221.003	6.595.867
Total Facturada a Clientes Regulados (MWh) CNEL		2.282.117	2.432.810	2.565.135	2.746.630	2.917.343	3.271.125	3.863.801	4.293.479	4.778.947	5.205.799
Total Facturada a Clientes No Regulados (MWh) CNEL		-	-	40	-	-	-	3.650	881	931	1.029
Total Energía Entregada a Terceros (MWh) CNEL		142.835	187.744	224.616	255.043	289.261	287.515	143.959	42.794	27.434	29.266
Total Pérdidas Sistema (MWh) CNEL		1.146.693	1.260.853	1.376.420	1.456.792	1.561.267	1.536.371	1.446.511	1.420.611	1.413.692	1.359.774
Total Pérdidas Sistema (%) CNEL		32,11	32,48	33,04	32,67	32,75	30,15	26,50	24,67	22,72	20,62



TABLA No. 87: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LAS Es.Es.

Distribuidora	Valores	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Ambato	Disponible en el Sistema (MWh)	300.640	344.486	388.520	403.286	412.781	431.446	441.226	473.073	502.935	532.882
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	245.909	276.878	308.252	322.460	339.176	363.899	385.815	430.584	461.377	490.864
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	1.550	7.002	5.524	3.750	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	9.658	12.491	26.791	24.463	17.905	16.952	11.780	2.129	2.235	2.182
	Pérdidas Sistema (MWh)	45.072	55.117	53.478	54.814	48.698	45.071	39.880	40.360	39.323	39.836
	Pérdidas Sistema (%)	14,99	16,00	13,76	13,59	11,80	10,45	9,04	8,53	7,82	7,48
E.E. Azogues	Disponible en el Sistema (MWh)	77.980	82.207	82.391	85.685	88.380	86.764	92.797	93.340	97.201	100.294
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	30.233	32.270	34.001	35.651	37.280	39.028	76.122	88.633	92.304	95.981
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	42.308	43.709	43.403	45.739	46.521	43.017	11.838	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	5.439	6.228	4.986	4.294	4.579	4.719	4.838	4.707	4.896	4.313
	Pérdidas Sistema (%)	6,97	7,58	6,05	5,01	5,18	5,44	5,21	5,04	5,04	4,30
E.E. Centro Sur	Disponible en el Sistema (MWh)	549.382	589.962	621.897	664.383	692.744	720.417	728.982	780.189	838.975	886.982
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	439.486	458.242	472.998	505.733	518.328	602.985	683.027	721.624	780.090	824.318
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	40.301	57.797	84.112	70.872	72.193	41.600	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	24.647	25.340	6.226	28.723	36.847	27.234	2.094	2.167	2.236	2.262
	Pérdidas Sistema (MWh)	44.948	48.584	58.560	59.056	65.375	48.598	43.861	56.398	56.650	60.402
	Pérdidas Sistema (%)	8,18	8,24	9,42	8,89	9,44	6,75	6,02	7,23	6,75	6,81
E.E. Cotopaxi	Disponible en el Sistema (MWh)	247.619	258.168	292.222	300.483	307.464	315.600	318.322	389.226	446.515	472.138
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	142.232	124.869	142.030	146.771	150.140	190.945	217.825	293.173	345.968	373.251
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	16.695	47.195	78.727	115.104	119.874	41.487	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	43.076	47.189	35.586	2.216	-	49.648	70.617	63.541	69.010	70.858
	Pérdidas Sistema (MWh)	45.615	38.915	35.879	36.392	37.449	33.521	29.880	32.513	31.538	28.029
	Pérdidas Sistema (%)	18,42	15,07	12,28	12,11	12,18	10,62	9,39	8,35	7,06	5,94
E.E. Galápagos	Disponible en el Sistema (MWh)	19.196	20.863	22.783	25.516	25.154	29.444	31.488	32.690	35.226	39.133
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	17.201	19.175	20.997	23.052	23.801	27.356	29.009	29.707	32.516	36.202
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	1.995	1.688	1.787	2.464	1.353	2.088	2.479	2.983	2.711	2.931
	Pérdidas Sistema (%)	10,39	8,09	7,84	9,66	5,38	7,09	7,87	9,13	7,69	7,49
E.E. Norte	Disponible en el Sistema (MWh)	322.011	345.045	351.253	375.345	404.164	439.638	446.864	466.114	520.951	495.882
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	265.903	289.171	300.033	308.218	329.931	365.174	387.023	404.531	459.763	435.348
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	3.034	8.209	8.500	325	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	11.897	14.397	16.270	11.540	10.379	10.889	10.657
	Pérdidas Sistema (MWh)	56.107	55.874	51.220	52.196	51.627	49.695	47.977	51.204	50.298	49.876
	Pérdidas Sistema (%)	17,42	16,19	14,58	13,91	12,77	11,30	10,74	10,99	9,66	10,06

7. Evolución Histórica de las Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

TABLA No. 87: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LAS Es.Es. (cont.)

Distribuidora	Valores	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Quito	Disponible en el Sistema (MWh)	2.701.954	2.840.924	2.965.902	3.089.820	3.224.040	3.419.890	3.514.430	3.654.181	3.814.233	4.003.347
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	2.249.164	2.328.366	2.426.481	2.548.705	2.707.463	2.942.393	3.113.308	3.236.251	3.410.719	3.594.082
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	28.496	124.513	163.617	85.538	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	39.382	50.366	22.125	33.805	111.030	164.897	147.720	128.776	146.010	153.167
	Pérdidas Sistema (MWh)	413.408	433.696	392.783	343.693	320.009	312.601	253.402	289.154	257.504	256.098
	Pérdidas Sistema (%)	15,30	15,27	13,24	11,12	9,93	9,14	7,21	7,91	6,75	6,40
E.E. Riobamba	Disponible en el Sistema (MWh)	188.293	208.675	221.333	228.964	234.119	253.421	257.738	271.348	285.336	306.801
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	144.321	135.920	143.681	149.591	159.401	183.438	220.073	235.603	251.498	269.700
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	9.057	37.962	42.151	41.580	38.955	32.032	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	34.914	34.793	35.500	37.793	35.764	37.951	37.664	35.745	33.838	37.101
	Pérdidas Sistema (%)	18,54	16,67	16,04	16,51	15,28	14,98	14,61	13,17	11,86	12,09
E.E. Sur	Disponible en el Sistema (MWh)	174.302	186.225	195.503	206.836	217.052	230.380	237.647	252.135	270.123	287.363
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	148.638	159.194	168.245	178.468	188.788	201.563	208.748	220.292	241.257	257.547
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	91	114	128	324	473	439	215	318	331	353
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	37	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	25.572	26.918	27.093	28.044	27.791	28.379	28.683	31.525	28.534	29.463
	Pérdidas Sistema (%)	14,67	14,45	13,86	13,56	12,80	12,32	12,07	12,50	10,56	10,25
Eléctrica de Guayaquil	Disponible en el Sistema (MWh)	3.352.761	3.547.609	3.749.008	3.952.693	4.053.956	4.237.573	4.451.287	4.653.978	4.850.383	5.000.261
	Facturada a Clientes Regulados (MWh)	2.397.104	2.436.446	2.462.524	2.584.498	2.692.303	2.958.774	3.556.046	3.815.855	4.076.686	4.259.585
	Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	-	-	-	35.665	161.129	188.328	2.927	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	142.013	242.516	352.472	339.159	264.606	196.390	62.224	55.897	58.601	57.128
	Pérdidas Sistema (MWh)	813.644	868.647	934.011	993.370	935.918	894.082	830.090	782.226	715.097	683.548
	Pérdidas Sistema (%)	24,27	24,49	24,91	25,13	23,09	21,10	18,65	16,81	14,74	13,67
Total Disponible en el Sistema (MWh) Es.Es.		7.934.137	8.424.164	8.890.811	9.333.010	9.659.853	10.164.574	10.520.782	11.066.275	11.661.878	12.125.083
Total Facturada a Clientes Regulados (MWh) Es.Es.		6.080.191	6.260.531	6.479.242	6.803.146	7.146.610	7.875.554	8.876.998	9.476.252	10.152.178	10.636.878
Total Facturada a Clientes No Regulados (MWh) Es.Es.		99.396	177.311	330.882	435.905	500.939	328.894	19.055	318	331	353
Total Energía Entregada a Terceros (MWh) Es.Es.		267.834	415.864	485.390	481.843	483.740	503.422	305.974	262.888	288.981	296.253
Total Pérdidas Sistema (MWh) Es.Es.		1.486.716	1.570.459	1.595.297	1.612.116	1.528.564	1.456.705	1.318.755	1.326.816	1.220.388	1.191.598
Total Pérdidas Sistema (%) Es.Es.		18,74	18,64	17,94	17,27	15,82	14,33	12,53	11,99	10,46	9,83



TABLA No. 88: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA NACIONAL

TOTAL NACIONAL	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total Disponible en el Sistema (MWh)	11.505.782	12.305.571	13.057.023	13.791.475	14.427.723	15.259.585	15.978.702	16.824.039	17.882.881	18.720.950
Total Facturada a Clientes Regulados (MWh)	8.362.308	8.693.341	9.044.378	9.549.776	10.063.953	11.146.678	12.740.799	13.769.731	14.931.125	15.842.677
Total Facturada a Clientes No Regulados (MWh)	99.396	177.311	330.922	435.905	500.939	328.894	22.705	1.199	1.262	1.382
Total Energía Entregada a Terceros (MWh)	410.669	603.608	710.006	736.886	773.001	790.937	449.933	305.683	316.415	325.520
Total Pérdidas Sistema (MWh)	2.633.409	2.831.312	2.971.717	3.068.908	3.089.831	2.993.076	2.765.265	2.747.426	2.634.080	2.551.371
Total Pérdidas Sistema (%)	22,89	23,01	22,76	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73	13,63

TABLA No. 89: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN POR DISTRIBUIDORA

GRUPO EMPRESAS	DISTRIBUIDORA	AÑO									
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	22,76	22,32	18,34	19,65	20,84	19,61	16,71	16,66	12,64	10,28
	CNEL-EI Oro	28,34	29,75	30,35	29,05	26,15	22,91	20,49	19,05	18,28	16,96
	CNEL-Esmeraldas	28,72	29,67	30,42	32,17	32,10	29,13	26,95	28,00	25,49	23,06
	CNEL-Los Ríos	28,45	27,82	30,27	29,40	33,12	26,30	27,57	30,46	31,20	26,77
	CNEL-Manabí	33,03	35,24	39,53	41,19	41,24	40,66	37,24	34,78	29,27	25,83
	CNEL-Milagro	34,96	33,59	34,42	33,65	32,63	29,76	27,13	24,80	22,95	20,46
	CNEL-Sta. Elena	27,60	30,55	28,82	23,73	21,22	19,60	18,04	15,88	16,98	17,22
	CNEL-Sto. Domingo	20,67	19,56	18,46	17,45	17,36	15,83	13,01	11,25	10,62	10,30
	CNEL-Sucumbios	37,57	35,81	38,07	35,07	40,30	34,54	27,11	22,78	22,30	21,56
CNEL-Guayas Los Ríos	39,91	38,23	35,38	34,92	36,28	32,78	25,52	22,81	21,78	20,05	
Total Corporación Nacional de Electricidad		32,11	32,48	33,04	32,67	32,75	30,15	26,50	24,67	22,72	20,62
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	14,99	16,00	13,76	13,59	11,80	10,45	9,04	8,53	7,82	7,48
	E.E. Azogues	6,97	7,58	6,05	5,01	5,18	5,44	5,21	5,04	5,04	4,30
	E.E. Centro Sur	8,18	8,24	9,42	8,89	9,44	6,75	6,02	7,23	6,75	6,81
	E.E. Cotopaxi	18,42	15,07	12,28	12,11	12,18	10,62	9,39	8,35	7,06	5,94
	E.E. Galápagos	10,39	8,09	7,84	9,66	5,38	7,09	7,87	9,13	7,69	7,49
	E.E. Norte	17,42	16,19	14,58	13,91	12,77	11,30	10,74	10,99	9,66	10,06
	E.E. Quito	15,30	15,27	13,24	11,12	9,93	9,14	7,21	7,91	6,75	6,40
	E.E. Riobamba	18,54	16,67	16,04	16,51	15,28	14,98	14,61	13,17	11,86	12,09
	E.E. Sur	14,67	14,45	13,86	13,56	12,80	12,32	12,07	12,50	10,56	10,25
Eléctrica de Guayaquil	24,27	24,49	24,91	25,13	23,09	21,10	18,65	16,81	14,74	13,67	
Total Empresas Eléctricas		18,74	18,64	17,94	17,27	15,82	14,33	12,53	11,99	10,46	9,83
Total Nacional		22,89	23,01	22,76	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73	13,63



8

Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (MWh)



Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (MWh)

8

TABLA No. 90: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (MWh)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolivar	Residencial	20.786,89	21.567,27	23.828,95	24.321,86	24.686,95	26.776,98	29.712,41	29.734,80	31.297,21	33.940,15
	Comercial	4.444,76	4.865,72	5.010,56	5.403,84	5.911,73	6.075,02	6.606,01	7.122,61	7.860,30	8.149,98
	Industrial	491,02	468,62	499,26	458,28	426,11	389,56	335,60	313,32	346,47	303,40
	A. Público	7.538,93	7.819,93	8.831,79	8.875,00	9.371,33	9.417,98	10.010,89	11.737,15	14.111,46	14.016,36
	Otros	3.225,69	3.578,00	3.944,71	3.759,79	4.111,94	4.448,13	4.646,32	4.860,70	5.623,76	7.165,41
Total CNEL-Bolivar		36.466,28	38.299,53	42.115,27	42.818,78	44.508,07	47.107,67	51.311,22	53.768,57	59.239,18	63.575,29
CNEL-El Oro	Residencial	138.025,52	142.419,10	147.756,72	161.364,78	175.028,75	195.130,92	211.334,87	231.864,82	244.480,63	258.902,08
	Comercial	61.081,52	64.573,37	67.168,87	73.037,00	81.880,84	82.762,98	88.144,49	89.895,87	104.246,50	115.692,54
	Industrial	48.635,17	51.789,13	58.790,33	70.525,77	71.984,55	80.655,10	99.210,73	123.860,86	152.242,18	184.730,53
	A. Público	39.514,41	40.729,19	41.505,39	41.495,71	44.182,75	48.191,09	47.415,35	47.966,82	52.819,22	59.220,30
	Otros	26.386,65	28.215,80	29.529,02	31.416,72	43.036,00	51.324,36	53.419,68	51.164,47	58.358,45	66.450,12
Total CNEL-El Oro		313.643,27	327.726,59	344.750,32	377.839,98	416.112,89	458.064,44	499.525,13	544.752,84	612.146,97	684.995,58
CNEL-Esmeraldas	Residencial	64.528,95	68.006,26	71.836,21	76.285,56	84.366,22	100.191,46	107.273,37	119.417,24	131.035,69	144.326,59
	Comercial	53.203,38	29.250,14	32.088,92	35.423,31	37.558,56	40.116,90	43.781,18	54.011,86	56.894,18	62.150,73
	Industrial	35.132,58	63.228,47	68.781,37	65.470,73	50.075,28	50.353,05	62.445,95	61.223,45	69.404,33	97.304,79
	A. Público	24.924,78	27.699,47	27.396,67	25.931,05	26.600,84	29.848,90	29.769,34	23.960,87	25.426,20	24.902,91
	Otros	33.727,93	36.311,39	39.236,34	40.951,07	54.421,72	57.068,85	54.260,77	47.279,81	49.827,88	55.648,35
Total CNEL-Esmeraldas		211.517,62	224.495,73	239.339,52	244.061,72	253.022,62	277.569,16	297.530,60	305.893,22	332.586,29	384.333,37
CNEL-Guayas Los Rios	Residencial	163.543,30	211.339,23	242.565,68	263.913,27	265.339,28	307.025,91	355.562,48	484.679,94	457.232,21	481.820,67
	Comercial	64.050,26	66.864,97	73.261,73	79.824,65	87.763,96	105.572,26	119.686,78	138.197,05	165.247,34	179.248,08
	Industrial	79.342,42	78.403,34	85.068,13	91.147,64	100.547,57	113.567,36	319.670,29	327.175,75	437.458,24	327.019,53
	A. Público	39.253,98	37.747,15	38.228,60	41.124,72	42.997,96	45.962,55	48.633,01	40.370,36	55.045,06	51.623,18
	Otros	54.897,27	47.402,42	54.642,37	52.141,25	56.820,73	99.243,34	79.256,61	76.505,09	62.142,29	220.785,23
Total CNEL-Guayas Los Rios		401.087,23	441.757,10	493.766,51	528.151,53	553.469,50	671.361,42	922.809,17	1.066.928,19	1.177.125,15	1.260.496,69
CNEL-Los Rios	Residencial	79.991,09	87.802,90	88.871,61	94.535,03	99.763,73	116.485,07	117.477,53	118.741,69	122.650,79	129.265,94
	Comercial	21.790,60	23.635,82	23.586,41	25.229,78	27.119,75	31.657,10	32.391,14	35.322,50	39.512,01	48.125,01
	Industrial	14.950,02	15.389,45	16.110,42	18.173,60	18.752,24	21.795,03	21.196,76	31.340,71	33.523,96	34.592,72
	A. Público	13.331,32	14.419,44	15.343,15	14.464,07	14.626,93	17.120,43	17.054,04	16.233,48	17.880,39	14.821,00
	Otros	18.007,07	19.572,80	22.394,25	30.156,09	22.127,56	25.655,28	29.865,81	21.941,19	22.701,92	29.499,84
Total CNEL-Los Rios		148.070,10	160.820,41	166.304,85	182.558,56	182.390,21	212.712,92	217.985,28	223.579,58	236.269,07	256.304,51

TABLA No. 90: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (MWh) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Manabí	Residencial	205.145,88	208.571,68	195.184,28	210.042,89	223.249,79	229.816,83	269.502,69	312.392,63	381.223,83	428.310,67
	Comercial	78.835,17	86.752,98	90.855,88	98.893,18	105.469,84	117.891,48	127.706,72	141.364,18	156.283,07	163.961,44
	Industrial	49.933,97	52.973,73	54.391,92	54.431,07	64.021,69	86.030,62	164.388,74	190.651,81	238.145,12	262.630,12
	A. Público	107.472,96	107.472,96	107.472,96	107.486,61	107.472,96	107.472,96	107.855,98	108.368,57	108.569,93	114.410,64
	Otros	85.427,02	102.493,99	99.272,00	107.823,42	122.864,64	127.962,05	105.886,07	81.999,87	98.039,34	107.352,30
Total CNEL-Manabí		526.815,00	558.265,33	547.177,04	578.677,17	623.078,92	669.163,95	775.340,19	834.777,07	982.261,29	1.076.665,16
CNEL-Miagro	Residencial	71.180,22	78.080,07	85.475,23	85.299,06	93.766,10	104.379,50	113.067,76	126.573,99	139.084,30	153.126,88
	Comercial	52.868,79	56.443,23	67.516,90	71.669,18	76.391,53	80.549,62	100.872,82	89.239,54	93.789,20	96.954,81
	Industrial	38.144,32	28.792,23	12.393,53	10.832,80	10.260,22	17.759,02	55.447,59	141.522,42	157.358,13	157.353,45
	A. Público	16.828,32	15.877,99	16.007,29	15.272,32	14.212,11	17.633,92	19.410,82	25.989,90	31.343,29	30.153,76
	Otros	21.088,94	26.355,49	31.137,30	33.958,80	38.532,01	32.342,66	35.774,91	33.589,83	38.939,74	43.430,67
Total CNEL-Miagro		200.110,59	205.548,99	212.530,25	217.032,17	233.153,98	252.664,72	324.573,88	416.915,68	460.514,66	481.019,55
CNEL-Sta. Elena	Residencial	68.617,47	72.107,33	74.068,41	89.270,52	94.981,41	100.586,32	104.325,43	117.519,78	123.423,54	134.962,76
	Comercial	26.516,93	31.503,31	31.526,74	37.772,50	39.986,66	44.113,30	46.125,97	51.967,79	62.980,15	84.486,11
	Industrial	44.280,84	35.943,51	47.098,08	52.869,99	53.003,64	53.539,49	97.495,78	101.573,01	116.036,93	99.643,02
	A. Público	23.492,25	24.213,55	24.323,68	22.794,74	25.311,64	26.642,79	27.806,59	25.738,92	25.548,66	27.610,32
	Otros	23.499,47	27.250,36	33.334,71	33.838,58	40.135,77	51.691,20	37.357,21	42.948,47	44.047,37	53.041,15
Total CNEL-Sta. Elena		186.406,96	191.018,05	210.351,62	236.546,32	253.419,11	276.573,10	313.110,97	339.747,98	372.036,65	399.743,36
CNEL-Sto. Domingo	Residencial	90.904,77	95.994,54	101.574,65	108.279,37	117.160,99	132.089,39	145.134,96	159.822,10	168.334,66	174.128,54
	Comercial	51.178,98	55.016,30	61.292,54	67.388,50	72.027,41	78.213,83	81.203,50	67.148,24	95.324,66	108.970,55
	Industrial	36.449,33	37.122,55	31.856,91	33.634,43	32.683,38	41.563,44	64.834,83	64.605,87	71.011,60	75.934,65
	A. Público	15.578,04	19.989,65	22.523,60	23.661,26	24.655,95	26.586,16	27.163,77	26.630,21	26.712,80	26.397,37
	Otros	10.436,72	11.743,68	13.890,17	18.059,10	23.121,32	23.576,51	16.604,47	39.598,81	21.005,80	23.706,05
Total CNEL-Sto. Domingo		204.547,84	219.866,72	231.137,88	251.022,65	269.649,06	302.029,33	334.941,52	357.805,22	382.389,51	409.137,15
CNEL-Sucumbios	Residencial	17.129,24	20.071,85	23.667,63	27.134,38	31.683,67	37.643,42	48.397,77	59.965,57	66.454,99	76.211,61
	Comercial	13.766,84	15.705,64	17.389,55	19.775,92	22.124,70	24.118,34	29.430,83	34.660,00	41.210,44	52.327,25
	Industrial	6.528,99	7.906,14	10.213,69	10.671,54	10.617,63	12.307,52	13.874,78	16.079,43	17.944,38	19.440,84
	A. Público	5.836,93	11.228,34	15.631,70	18.504,59	8.172,99	9.602,30	10.976,62	10.399,66	10.491,12	10.537,28
	Otros	10.169,81	10.099,91	10.759,38	11.834,23	15.939,17	20.206,27	23.992,81	28.206,14	28.274,95	31.011,19
Total CNEL-Sucumbios		53.431,82	65.011,89	77.661,95	87.920,65	88.538,15	103.877,85	126.672,82	149.310,80	164.375,88	189.528,16

8. Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (MWh)

TABLA No. 91: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (MWh)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Ambato	Residencial	112.452,93	125.466,27	137.664,72	144.764,15	152.230,97	162.773,80	168.977,02	180.576,55	188.734,03	199.704,81
	Comercial	36.168,70	41.035,29	50.816,60	53.966,10	55.659,52	60.369,04	62.852,52	67.675,53	73.456,82	78.437,36
	Industrial	49.653,72	54.783,37	60.267,81	61.075,40	60.616,82	62.540,11	75.785,69	105.172,31	112.782,59	114.483,18
	A. Público	21.442,84	25.340,92	27.146,74	28.561,72	30.933,85	33.323,41	34.068,92	33.993,23	37.755,41	44.580,37
	Otros	26.191,09	30.252,10	32.366,01	34.092,37	39.734,89	44.892,54	44.131,31	43.166,51	48.647,84	53.678,61
Total E.E. Ambato		245.909,29	276.877,96	308.251,87	322.459,75	339.176,06	363.898,90	385.815,46	430.584,12	461.376,70	490.864,33
E.E. Azogues	Residencial	18.864,51	19.599,50	20.673,11	21.515,97	21.933,60	22.882,17	23.526,58	23.838,63	25.055,92	25.772,28
	Comercial	4.295,57	4.699,49	4.865,82	5.031,87	5.504,14	5.844,69	6.223,21	6.731,92	7.242,37	7.923,60
	Industrial	1.570,86	1.543,19	1.831,66	2.039,94	2.134,86	2.180,80	37.546,00	49.499,51	51.081,27	51.913,68
	A. Público	4.000,62	4.379,68	4.514,89	4.937,78	5.443,01	5.852,83	6.390,97	6.203,09	6.315,22	7.579,26
	Otros	1.501,31	2.048,49	2.115,85	2.125,86	2.264,09	2.267,71	2.435,06	2.359,38	2.609,49	2.792,18
Total E.E. Azogues		30.232,87	32.270,36	34.001,33	35.651,43	37.279,70	39.028,18	76.121,82	88.632,53	92.304,27	95.981,00
E.E. Centro Sur	Residencial	222.925,58	237.695,69	240.727,55	254.702,32	252.169,02	278.436,24	280.521,18	289.894,10	299.715,40	312.785,68
	Comercial	62.968,43	68.026,04	75.783,72	83.552,13	87.007,08	96.578,53	100.287,65	106.797,95	120.674,40	130.431,14
	Industrial	99.836,33	94.291,76	94.556,00	101.249,68	110.124,26	143.668,89	224.703,39	237.887,21	263.582,29	277.885,91
	A. Público	35.901,38	38.893,42	40.970,88	44.180,79	45.289,08	49.042,02	49.622,31	56.416,38	62.602,40	63.298,87
	Otros	17.853,83	19.335,52	20.960,06	22.048,02	23.738,77	35.259,16	27.892,68	30.628,75	33.515,46	39.916,39
Total E.E. Centro Sur		439.485,55	458.242,42	472.998,20	505.732,95	518.328,22	602.984,83	683.027,22	721.624,38	780.089,95	824.317,98
E.E. Cotopaxi	Residencial	45.048,53	47.567,07	51.694,36	54.246,14	59.023,50	63.461,07	66.623,18	69.906,21	74.877,04	82.160,30
	Comercial	11.265,59	12.276,75	13.162,58	14.081,68	15.735,77	16.721,24	19.092,37	20.820,92	23.177,91	26.958,50
	Industrial	57.588,67	33.730,26	41.164,61	40.185,94	35.874,13	71.355,16	65.079,88	133.283,95	73.630,49	187.457,19
	A. Público	11.946,45	13.586,25	16.469,59	18.150,76	19.011,57	19.365,72	19.817,40	19.102,70	20.829,21	22.626,75
	Otros	16.382,49	17.708,18	19.539,03	20.106,07	20.494,85	20.041,38	47.212,10	50.068,74	153.452,91	54.048,00
Total E.E. Cotopaxi		142.231,73	124.868,51	142.030,17	146.770,59	150.139,82	190.944,57	217.824,93	293.172,52	345.967,56	373.250,74
E.E. Galápagos	Residencial	7.642,79	8.399,87	9.332,76	10.322,65	10.707,58	11.774,11	12.662,74	13.103,11	13.605,04	14.977,11
	Comercial	4.848,75	5.646,89	6.356,31	7.262,52	7.438,46	8.457,47	9.407,54	9.663,54	10.795,62	11.892,93
	Industrial	286,64	274,32	333,67	369,96	394,41	422,57	425,57	393,04	351,40	361,96
	A. Público	1.184,97	1.146,70	1.134,70	1.169,73	1.377,01	1.285,37	1.114,17	1.243,60	1.469,64	1.377,44
	Otros	3.237,57	3.707,29	3.839,23	3.926,84	3.883,17	5.416,66	5.399,19	5.303,63	6.293,98	7.592,36
Total E.E. Galápagos		17.200,72	19.175,06	20.996,68	23.051,70	23.800,63	27.356,17	29.009,20	29.706,91	32.515,68	36.201,80

TABLA No. 91: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (MWh) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Norte	Residencial	119.746,10	129.010,37	138.488,67	143.500,32	155.148,87	163.898,90	164.198,11	169.239,91	176.607,28	184.757,55
	Comercial	34.860,15	37.409,25	41.966,71	45.056,61	49.288,99	55.585,01	56.471,63	60.682,26	66.871,54	72.732,32
	Industrial	68.734,86	75.674,12	69.264,25	65.437,36	68.876,57	89.986,24	104.939,74	112.478,66	152.084,14	109.544,44
	A. Público	23.837,97	26.446,01	27.412,36	29.069,24	31.313,64	32.869,96	33.197,74	33.406,06	33.839,00	36.217,34
	Otros	18.724,09	20.631,23	22.901,33	25.154,32	25.303,01	22.833,73	28.215,45	28.724,04	30.361,31	32.096,49
Total E.E. Norte	265.903,17	289.170,98	300.033,31	308.217,85	329.931,08	365.173,84	387.022,68	404.530,93	459.763,27	435.348,14	
E.E. Quito	Residencial	887.735,91	951.401,52	1.035.345,45	1.084.858,72	1.147.341,00	1.187.592,08	1.250.654,28	1.285.756,77	1.311.964,46	1.316.178,32
	Comercial	444.651,55	483.112,04	531.502,86	572.301,95	600.223,30	634.720,48	683.685,93	719.358,55	784.039,57	845.426,93
	Industrial	612.354,74	586.379,94	543.521,91	565.923,84	608.271,42	681.704,05	852.634,35	893.450,43	954.904,26	1.025.291,73
	A. Público	162.467,38	154.000,00	154.000,00	160.160,00	160.027,53	167.987,04	166.518,07	171.828,49	187.582,20	195.646,94
	Otros	141.954,78	153.472,70	162.110,63	165.460,32	191.600,01	270.388,90	159.815,82	165.856,92	172.228,70	211.538,02
Total E.E. Quito	2.249.164,36	2.328.366,20	2.426.480,85	2.548.704,82	2.707.463,25	2.942.392,55	3.113.308,45	3.236.251,16	3.410.719,19	3.594.081,94	
E.E. Riobamba	Residencial	69.385,39	74.304,63	74.920,73	78.186,85	83.727,81	89.286,05	90.517,05	95.149,52	101.653,01	107.663,53
	Comercial	20.943,06	22.602,87	27.849,97	29.009,81	31.057,74	33.146,78	35.241,49	37.354,55	42.208,91	49.318,46
	Industrial	26.384,12	7.968,55	8.914,25	10.111,71	9.631,92	12.712,23	55.249,57	60.548,74	61.617,66	64.793,41
	A. Público	17.978,87	18.886,32	19.932,09	19.935,21	22.129,35	23.373,90	24.375,49	25.776,94	27.902,00	27.737,94
	Otros	9.630,02	12.157,28	12.064,19	12.347,31	12.853,82	24.918,92	14.689,86	16.772,88	18.116,37	20.186,38
Total E.E. Riobamba	144.321,47	135.919,64	143.681,23	149.590,89	159.400,63	183.437,89	220.073,46	235.602,62	251.497,95	269.699,72	
E.E. Sur	Residencial	78.387,12	84.143,92	89.665,48	94.188,50	99.742,54	107.542,70	112.052,94	118.113,67	127.069,44	135.613,21
	Comercial	23.579,28	27.754,07	33.020,67	38.202,35	40.491,97	43.575,61	45.129,58	47.506,72	53.736,79	57.068,63
	Industrial	5.359,19	6.047,43	6.985,93	6.909,64	6.850,55	7.049,58	7.953,78	9.536,90	9.787,37	12.091,01
	A. Público	22.996,00	23.237,72	21.304,15	22.797,19	23.478,67	24.339,20	23.457,08	23.053,18	25.953,43	27.208,49
	Otros	18.316,13	18.010,71	17.268,40	16.370,45	18.223,94	19.055,61	20.155,09	22.081,50	24.710,18	25.565,85
Total E.E. Sur	148.637,73	159.193,84	168.244,63	178.468,13	188.787,66	201.562,70	208.748,47	220.291,96	241.257,21	257.547,19	
Eléctrica de Guayaquil	Residencial	787.603,87	832.086,93	848.904,17	869.354,22	903.143,36	947.084,42	1.000.759,62	1.107.893,24	1.166.449,37	1.229.171,67
	Comercial	629.180,24	681.384,61	710.827,93	750.564,22	756.096,54	801.453,13	833.502,80	886.490,66	949.935,05	1.008.247,06
	Industrial	629.463,03	491.725,32	485.728,50	468.670,42	466.905,65	514.111,97	1.352.388,49	1.449.598,97	1.507.211,38	1.583.039,81
	A. Público	79.516,12	83.427,38	85.672,39	92.669,20	108.847,03	110.494,69	114.908,99	103.615,28	110.772,82	113.066,36
	Otros	271.340,72	347.821,59	331.391,21	403.240,15	457.310,39	585.630,14	254.489,54	268.256,98	342.317,46	326.060,10
Total Eléctrica de Guayaquil	2.397.103,97	2.436.445,83	2.462.524,20	2.584.498,22	2.692.302,98	2.958.774,35	3.556.046,43	3.815.855,13	4.076.686,09	4.259.585,00	
Total (GWh)	8.362.307,57	8.693.341,17	9.044.377,66	9.549.775,84	10.063.952,53	11.146.678,50	12.740.798,89	13.769.731,41	14.931.124,52	15.842.676,69	

9

Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (USD)



Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (USD)

9

TABLA No. 92: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (USD)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolivar	Residencial	2.833.850,29	2.994.517,15	3.278.734,32	3.295.351,63	2.911.663,93	3.033.040,46	3.357.861,66	3.278.319,41	3.434.679,73	3.815.571,18
	Comercial	450.270,54	495.979,99	510.631,17	552.839,26	612.981,97	586.286,70	574.548,67	593.367,75	661.333,03	685.759,20
	Industrial	64.360,02	60.123,33	57.094,14	50.445,22	47.261,50	45.064,49	30.215,69	28.220,91	33.040,63	35.316,85
	A. Público	1.043.295,61	1.097.604,18	1.217.421,66	1.223.038,96	1.287.561,51	1.228.194,61	1.148.850,64	1.326.362,84	1.595.298,76	1.093.005,54
	Otros	325.868,29	354.868,93	388.682,07	372.401,89	416.788,71	411.511,10	354.136,62	367.599,14	428.668,68	496.077,10
Total CNEL-Bolivar		4.717.644,75	5.003.093,58	5.452.563,36	5.494.076,96	5.276.257,62	5.304.097,36	5.465.613,28	5.593.870,05	6.153.010,83	6.125.729,87
CNEL-El Oro	Residencial	14.550.885,72	15.364.243,15	15.955.300,72	16.829.802,97	18.265.951,76	20.033.174,85	20.327.677,28	22.159.150,28	23.762.668,30	25.264.321,78
	Comercial	5.849.645,61	5.935.036,26	6.068.497,36	6.567.155,69	7.264.918,50	7.129.482,07	7.075.296,51	7.150.529,18	8.260.540,86	9.190.999,69
	Industrial	4.409.328,56	4.113.790,05	4.535.817,53	5.422.173,17	5.674.538,38	6.195.206,72	7.162.293,29	8.780.115,03	10.830.225,28	13.234.624,93
	A. Público	4.713.178,69	4.813.753,58	4.860.093,33	4.859.780,54	5.067.675,84	5.445.002,33	5.212.948,66	5.355.803,22	5.979.017,98	6.967.470,78
	Otros	2.636.043,57	2.504.095,52	2.541.903,89	2.720.994,11	3.885.820,50	4.149.032,41	3.855.662,36	3.750.434,81	4.287.449,55	4.801.725,35
Total CNEL-El Oro		32.159.082,15	32.730.918,56	33.961.612,83	36.399.906,48	40.159.904,98	42.951.898,38	43.633.878,10	47.196.032,52	53.119.901,97	59.459.142,53
CNEL-Esmeraldas	Residencial	6.330.872,14	6.862.992,28	7.324.963,04	7.942.352,94	8.568.560,79	9.539.139,00	9.839.096,92	11.666.221,65	14.049.846,66	14.742.636,01
	Comercial	4.857.820,87	2.635.732,80	2.868.985,81	3.142.617,13	3.363.289,45	3.499.753,76	3.663.381,09	4.435.551,82	4.697.038,62	4.968.220,53
	Industrial	2.975.709,85	5.294.089,60	5.686.854,87	5.629.387,01	4.314.256,64	4.119.249,19	4.673.775,46	4.690.914,81	4.802.868,17	6.891.818,57
	A. Público	2.684.802,78	2.896.505,00	1.299.830,58	2.678.677,67	3.035.024,64	3.258.009,21	2.005.649,81	2.485.159,72	2.339.519,62	3.412.128,05
	Otros	2.890.622,97	3.374.851,43	3.097.747,33	3.427.403,18	4.603.495,18	4.627.894,28	4.358.583,11	3.512.228,28	2.102.023,98	2.298.101,67
Total CNEL-Esmeraldas		19.739.828,61	21.066.171,11	20.278.381,63	22.820.437,93	23.874.626,70	25.044.045,44	24.540.486,39	26.790.076,28	27.991.287,05	32.312.904,83
CNEL-Guayas Los Rios	Residencial	17.842.019,95	22.806.161,89	26.794.948,28	28.025.624,74	28.698.905,36	31.394.190,79	36.643.646,66	45.384.374,31	44.750.353,22	50.804.355,15
	Comercial	6.480.267,89	6.161.414,61	6.522.531,73	7.223.700,14	7.938.812,33	9.502.717,94	9.805.527,33	11.359.044,86	13.767.280,73	15.099.621,34
	Industrial	8.165.388,29	6.895.884,82	7.158.790,55	7.806.779,62	8.476.512,05	8.889.983,89	21.649.521,90	21.800.124,89	30.027.457,37	23.037.572,49
	A. Público	4.706.451,90	4.415.310,38	4.379.912,28	4.750.789,28	4.970.152,69	5.271.057,84	5.519.983,93	4.570.141,89	6.192.468,99	10.481.595,85
	Otros	5.147.999,87	4.244.156,19	4.600.319,43	4.566.964,41	4.842.727,72	7.285.602,56	4.157.447,08	5.712.186,08	5.114.609,54	15.456.460,07
Total CNEL-Guayas Los Rios		42.342.127,90	44.522.927,89	49.456.502,27	52.363.858,19	54.927.110,15	62.343.553,02	77.776.126,90	88.825.872,02	99.852.159,86	114.879.604,90
CNEL-Los Rios	Residencial	7.601.042,49	9.322.803,85	9.336.899,68	10.043.846,71	10.054.295,63	9.893.172,35	9.386.239,48	11.364.965,63	11.869.179,58	12.484.022,00
	Comercial	1.869.729,05	2.190.540,06	2.117.979,96	2.339.329,96	2.374.626,16	2.342.722,63	2.667.358,15	2.889.079,44	3.317.528,63	3.941.680,35
	Industrial	1.161.796,79	1.413.361,38	1.397.950,29	1.646.824,68	1.632.603,90	1.602.500,70	1.780.552,53	2.640.061,74	2.820.165,99	2.861.091,42
	A. Público	1.259.397,02	1.530.532,10	1.418.098,41	1.571.730,06	1.419.838,55	1.659.371,89	1.547.964,39	1.820.434,41	2.003.973,11	1.269.373,77
	Otros	1.401.234,71	1.705.173,20	1.809.422,00	1.981.577,44	1.886.204,77	1.864.092,84	2.251.412,31	1.614.482,30	1.600.225,00	2.225.392,53
Total CNEL-Los Rios		13.293.200,06	16.162.410,59	16.080.350,34	17.583.308,85	17.367.569,00	17.361.860,40	17.633.526,88	20.329.023,52	21.611.072,31	22.781.560,07

TABLA No. 92: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (USD) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Manabí	Residencial	19.614.986,07	22.997.681,01	21.634.936,39	23.092.424,36	24.328.474,23	24.312.598,65	26.766.442,92	30.653.849,20	37.423.472,50	42.388.611,16
	Comercial	8.161.420,18	8.396.851,62	8.559.029,44	9.131.399,50	9.766.255,12	10.143.291,68	10.023.347,54	11.219.807,31	12.370.044,45	13.116.177,93
	Industrial	5.528.345,40	4.786.106,65	4.633.524,27	4.691.817,10	5.288.332,00	6.642.957,44	10.789.176,31	12.509.246,26	15.514.045,09	17.122.453,51
	A. Público	14.337.293,04	13.856.757,12	12.832.677,40	13.652.696,03	14.511.531,67	14.696.722,52	10.418.477,71	5.776.634,14	6.921.128,68	7.887.793,28
	Otros	8.467.338,55	8.157.339,89	8.414.654,07	9.177.764,38	9.409.193,24	10.519.323,66	7.065.168,34	5.784.548,84	6.650.311,21	7.333.696,12
Total CNEL-Manabí		56.109.383,24	58.194.736,28	56.074.821,57	59.746.101,36	63.303.786,27	66.314.893,94	65.062.612,82	65.944.085,75	78.879.001,83	87.848.732,00
CNEL-Milagro	Residencial	7.952.851,62	9.053.637,66	9.663.126,41	9.658.623,29	10.550.794,79	11.265.778,97	11.199.415,07	12.465.839,53	13.599.788,91	15.109.041,71
	Comercial	5.238.513,72	5.161.571,87	5.994.393,99	6.383.474,35	6.817.468,05	6.995.746,29	7.930.081,28	7.206.077,66	7.569.499,43	7.943.898,72
	Industrial	4.061.350,14	2.552.597,94	1.161.991,75	1.049.193,73	1.045.112,77	1.574.212,34	3.995.938,23	8.990.571,95	10.064.526,67	9.955.012,89
	A. Público	2.108.433,35	2.074.689,10	2.059.511,57	1.967.706,24	1.834.319,03	2.181.588,00	2.206.343,16	2.917.385,67	3.527.519,14	2.506.946,74
	Otros	2.125.588,35	2.336.595,65	2.621.024,76	2.416.112,09	2.594.999,73	2.389.732,79	2.639.268,62	2.507.627,20	2.878.254,90	3.293.331,15
Total CNEL-Milagro		21.486.737,18	21.179.092,22	21.500.048,48	21.475.109,70	22.842.694,37	24.407.058,39	27.971.046,36	34.087.502,01	37.639.589,05	38.808.231,21
CNEL-Sta. Elena	Residencial	7.523.927,34	8.170.945,82	8.384.480,00	10.086.864,30	10.480.567,32	10.721.788,67	10.588.944,80	11.776.500,10	12.422.525,67	14.848.511,77
	Comercial	2.620.452,80	2.875.955,62	2.841.459,45	3.385.333,64	3.781.371,79	4.464.360,17	3.842.146,45	4.304.914,81	5.236.708,23	7.007.532,69
	Industrial	4.363.810,91	3.089.763,84	3.919.861,07	4.336.971,82	4.365.799,98	4.319.980,50	6.901.634,83	6.942.788,45	7.870.138,42	6.743.921,71
	A. Público	2.702.039,77	2.693.055,71	2.652.497,77	2.516.450,71	4.566.305,03	2.932.926,00	3.188.849,13	2.913.864,87	2.866.787,52	3.527.835,74
	Otros	2.334.599,87	2.498.414,28	2.762.313,81	2.975.962,73	3.428.328,29	5.024.122,41	2.722.573,89	3.274.795,53	3.873.627,51	2.895.767,54
Total CNEL-Sta. Elena		19.544.830,69	19.328.135,27	20.560.612,10	23.301.583,20	26.622.392,41	27.463.157,75	27.224.149,10	29.212.863,76	32.269.787,35	35.023.569,35
CNEL-Sto. Domingo	Residencial	9.411.618,54	10.164.155,71	10.659.602,39	11.366.239,19	12.257.933,90	13.403.022,60	11.595.560,66	15.460.158,69	16.394.960,15	17.038.548,26
	Comercial	4.868.094,22	4.975.007,00	5.263.181,98	5.756.018,70	6.119.515,31	6.586.643,54	6.656.150,13	5.781.602,12	7.889.558,00	9.028.626,27
	Industrial	3.501.704,07	3.009.509,85	2.459.861,15	2.561.085,08	2.485.934,41	3.000.266,56	4.483.733,39	4.504.258,13	4.887.225,97	5.145.039,86
	A. Público	1.754.452,35	3.099.089,29	3.178.881,67	3.383.121,80	3.615.597,27	3.935.774,30	3.496.545,70	3.004.029,40	255.956,37	495.049,37
	Otros	991.920,30	1.007.007,83	1.079.762,78	1.331.561,82	1.659.941,46	1.699.588,41	1.161.191,09	2.800.095,67	1.405.016,17	1.605.287,39
Total CNEL-Sto. Domingo		20.527.789,48	22.254.769,68	22.641.289,97	24.398.026,69	26.138.922,35	28.625.295,41	27.393.180,97	31.550.144,01	30.832.716,66	33.312.551,15
CNEL-Sucumbios	Residencial	2.322.997,58	2.424.537,14	2.834.111,57	3.241.931,51	3.789.764,65	3.971.506,83	4.599.803,08	6.408.534,68	7.235.159,71	7.740.008,78
	Comercial	1.785.136,74	1.711.624,60	1.857.476,96	2.103.400,60	2.356.446,83	2.304.284,50	2.353.542,14	2.987.259,73	3.640.902,52	4.266.934,29
	Industrial	957.878,56	1.017.033,67	1.275.611,39	1.306.685,82	1.294.945,52	1.266.478,63	1.204.451,12	1.348.071,03	1.456.211,41	1.495.854,18
	A. Público	747.492,24	803.424,19	917.244,74	2.778.207,30	1.159.871,42	1.190.896,15	1.215.237,24	1.426.215,46	1.645.948,39	1.682.858,08
	Otros	1.117.977,37	1.243.237,83	1.258.588,39	1.344.744,12	1.651.527,06	2.025.309,04	1.737.059,38	1.486.071,94	1.800.430,35	1.973.731,45
Total CNEL-Sucumbios		6.931.482,49	7.199.857,43	8.143.003,05	10.774.969,35	10.252.555,48	10.758.475,15	11.110.092,96	13.656.152,84	15.778.652,38	17.159.386,78



9. Evolución Histórica del Consumo de Energía de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución (USD)

TABLA No. 93: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (USD)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Ambato	Residencial	12.827.607,75	14.789.742,89	15.856.245,46	16.682.545,91	17.470.765,16	17.664.368,49	16.971.184,06	17.954.764,21	18.967.785,50	20.033.125,84
	Comercial	3.674.012,43	4.044.501,01	4.920.853,30	5.269.516,30	5.487.503,86	5.648.405,77	5.309.531,28	5.692.903,17	6.135.215,37	6.629.172,96
	Industrial	5.516.089,19	5.616.931,30	6.022.816,06	6.101.778,36	6.112.342,71	5.851.494,54	6.095.796,12	8.045.353,08	8.719.602,38	8.823.124,61
	A. Público	3.311.492,39	3.666.918,37	4.135.554,08	4.281.877,14	4.376.592,07	4.539.037,94	4.474.870,42	4.925.866,08	5.211.185,72	5.380.056,61
	Otros	2.208.900,77	2.470.893,19	2.635.451,44	2.699.618,56	3.223.274,13	3.523.455,31	2.987.259,85	2.910.355,43	3.291.049,91	3.644.961,66
Total E.E. Ambato		27.538.102,53	30.588.986,76	33.570.920,34	35.035.336,27	36.670.477,93	37.226.762,05	35.838.641,73	39.529.241,97	42.324.838,88	44.510.441,68
E.E. Azogues	Residencial	2.215.155,16	2.293.356,29	2.389.135,30	2.454.450,41	2.492.885,24	2.472.259,20	2.430.949,15	2.463.671,71	2.584.294,60	2.668.839,76
	Comercial	417.648,90	471.970,58	465.339,77	485.330,54	530.306,88	537.380,43	514.569,76	539.076,25	591.255,90	651.539,40
	Industrial	164.532,74	154.389,67	177.622,35	199.577,83	206.903,78	189.898,50	2.269.931,30	2.269.931,30	2.911.336,27	3.004.229,32
	A. Público	737.513,42	788.901,89	791.718,92	773.311,33	853.417,41	699.405,06	874.023,67	844.568,71	893.933,71	905.090,11
	Otros	133.961,07	188.960,36	193.180,38	189.253,31	199.486,70	181.562,13	168.459,95	160.479,88	177.684,99	191.915,94
Total E.E. Azogues		3.668.811,28	3.897.578,78	4.016.996,72	4.101.923,42	4.283.000,01	4.080.505,32	6.257.933,83	6.919.132,82	7.251.398,52	7.533.493,24
E.E. Centro Sur	Residencial	23.023.751,39	24.774.530,67	24.957.044,71	26.247.227,33	26.029.291,12	28.021.118,90	27.636.760,64	28.778.962,59	29.903.916,45	31.175.226,30
	Comercial	5.677.354,48	6.025.272,66	6.680.624,91	7.383.035,20	7.710.257,58	8.232.102,60	8.048.105,65	8.604.939,02	9.679.661,97	10.472.814,87
	Industrial	9.051.810,62	8.147.558,47	7.985.449,50	8.443.376,95	9.150.004,55	11.167.673,76	15.335.522,79	16.071.687,59	17.725.558,08	18.701.315,74
	A. Público	4.119.845,56	4.577.405,95	4.793.054,46	5.167.820,38	5.300.248,48	5.665.478,80	5.577.699,47	6.363.402,64	7.043.100,20	7.323.638,21
	Otros	1.357.216,54	1.488.925,68	1.593.130,44	1.635.866,03	1.792.588,05	2.419.704,65	1.836.324,85	2.083.525,38	2.289.630,37	2.746.687,25
Total E.E. Centro Sur		43.229.978,59	45.013.693,43	46.009.304,01	48.877.325,90	49.982.389,78	55.506.078,71	58.434.413,40	61.902.517,22	66.641.867,07	70.419.682,37
E.E. Cotopaxi	Residencial	5.380.053,66	5.806.066,87	6.184.071,63	6.439.213,77	7.065.486,96	7.206.355,40	6.991.498,88	7.323.018,23	7.916.190,54	8.700.152,91
	Comercial	1.135.263,71	1.218.518,31	1.281.610,80	1.367.950,62	1.525.627,39	1.524.781,95	1.589.361,94	1.730.634,45	1.925.659,07	2.233.407,62
	Industrial	5.834.719,16	3.243.030,97	3.769.145,03	3.647.257,84	3.320.748,69	5.538.450,74	4.464.860,50	4.668.907,96	5.199.662,43	11.347.632,96
	A. Público	1.463.906,54	1.741.545,12	2.195.117,58	2.311.659,77	2.545.489,02	2.586.080,10	2.540.766,97	2.697.503,82	2.882.799,16	2.883.591,19
	Otros	1.590.687,50	1.592.084,53	1.691.913,08	1.768.407,48	1.848.138,91	1.794.833,59	3.271.192,12	3.525.137,11	9.080.005,44	3.762.508,61
Total E.E. Cotopaxi		15.404.630,57	13.601.245,80	15.121.858,12	15.534.489,48	16.305.490,97	18.650.501,78	18.857.680,41	23.745.201,57	27.004.316,64	28.927.293,29
E.E. Galápagos	Residencial	742.364,05	835.035,44	916.678,85	1.013.162,33	1.051.385,40	1.137.384,35	1.182.729,26	1.226.646,91	1.287.907,87	1.437.323,28
	Comercial	446.642,66	515.060,40	579.427,23	658.251,47	678.308,02	757.390,81	831.095,50	858.351,93	933.891,56	1.018.973,92
	Industrial	28.073,13	25.842,62	31.616,50	39.611,36	49.351,06	53.529,48	56.931,08	42.553,31	36.967,87	37.702,35
	A. Público	132.699,37	132.664,97	129.713,31	133.345,53	155.957,78	146.592,57	127.543,82	143.061,33	143.283,78	112.714,94
	Otros	284.953,15	327.170,65	330.813,30	351.184,95	347.070,30	424.836,93	448.283,30	445.395,84	524.818,00	606.171,71
Total E.E. Galápagos		1.634.732,36	1.835.774,08	1.988.249,19	2.195.555,64	2.282.072,56	2.519.734,14	2.646.582,96	2.716.009,32	2.926.869,08	3.212.886,20

TABLA No. 93: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (USD) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Norte	Residencial	12.631.214,45	13.578.467,86	14.226.007,03	14.772.408,20	16.273.682,76	17.113.236,15	16.315.537,72	16.809.026,56	17.680.513,90	18.508.222,66
	Comercial	3.267.847,80	3.551.473,98	3.801.623,27	4.069.835,99	4.445.106,93	4.826.956,25	4.670.355,32	5.060.487,50	5.596.474,06	6.082.341,13
	Industrial	6.831.432,16	6.980.775,57	6.435.571,81	6.221.397,57	6.462.258,92	7.740.733,25	7.966.407,70	8.333.992,41	10.511.531,11	8.218.874,19
	A. Público	2.548.131,03	3.394.223,89	3.527.365,34	3.660.685,90	3.929.771,51	4.100.341,22	4.102.680,66	4.028.861,90	3.852.901,34	4.131.882,18
	Otros	1.654.062,26	1.731.368,81	1.981.259,36	2.229.765,29	2.303.844,78	1.895.993,09	2.114.370,34	1.999.754,12	2.113.650,70	2.311.263,52
Total E.E. Norte		26.932.677,70	29.236.310,10	29.971.826,83	30.954.092,95	33.414.664,90	35.677.259,96	35.169.351,74	36.232.122,49	39.755.071,11	39.252.583,67
E.E. Quito	Residencial	71.678.049,62	81.378.275,99	87.455.649,76	91.542.393,15	96.886.953,12	99.747.718,98	105.377.568,67	108.580.476,69	111.726.791,93	113.396.556,37
	Comercial	34.531.234,47	37.575.947,15	40.874.654,22	43.930.781,76	46.468.520,39	48.894.667,12	52.204.015,59	54.996.842,39	59.903.092,08	64.738.101,39
	Industrial	43.391.225,70	41.161.613,11	37.974.709,77	39.395.078,99	42.256.538,85	46.500.128,77	55.732.849,05	58.671.303,25	62.715.162,47	67.393.114,84
	A. Público	14.941.066,93	14.983.099,25	14.915.112,90	15.817.957,71	15.838.640,69	15.878.661,12	16.400.272,37	14.275.707,43	19.903.733,50	18.120.889,66
	Otros	10.913.124,13	11.527.904,77	12.039.347,79	12.210.368,44	13.898.439,77	19.242.271,76	11.341.602,89	10.439.155,10	11.245.020,10	14.204.537,38
Total E.E. Quito		175.454.700,86	186.626.840,27	193.259.474,43	202.896.580,05	215.349.092,83	230.263.447,75	241.056.308,57	246.963.484,86	265.493.800,08	277.853.199,64
E.E. Riobamba	Residencial	7.625.863,79	8.367.007,59	8.252.302,53	8.558.544,02	9.273.130,99	9.358.975,58	9.240.957,46	9.600.215,79	10.542.456,05	11.238.739,87
	Comercial	1.978.366,78	2.133.664,55	2.533.744,11	2.648.758,88	2.843.981,35	2.914.889,03	2.964.363,40	3.112.237,21	3.501.666,50	4.041.576,64
	Industrial	2.433.511,89	834.045,29	886.688,84	978.708,36	942.871,99	1.111.138,72	3.638.357,16	3.949.015,30	4.024.291,45	4.238.883,58
	A. Público	2.109.444,83	2.316.398,90	2.413.361,07	2.513.157,09	2.692.540,02	2.704.405,74	2.768.802,70	2.914.429,61	3.158.059,72	3.128.654,50
	Otros	928.598,90	1.139.143,69	1.143.124,71	1.172.709,68	1.217.148,12	1.865.280,22	1.082.583,52	1.171.199,23	1.273.875,04	1.356.870,99
Total E.E. Riobamba		15.075.786,19	14.790.260,02	15.229.221,26	15.871.878,03	16.969.672,47	17.954.689,29	19.695.064,24	20.747.097,14	22.500.348,76	24.004.725,58
E.E. Sur	Residencial	9.552.424,08	10.333.678,21	10.811.874,83	14.351.689,85	12.088.187,45	12.217.207,77	11.521.899,74	12.099.960,40	13.091.060,23	13.823.883,46
	Comercial	2.429.977,65	2.832.787,94	3.388.597,36	5.383.743,49	4.259.443,87	4.201.273,70	3.808.094,32	4.031.534,76	4.550.030,95	4.727.990,70
	Industrial	586.580,74	665.169,90	748.354,73	1.069.086,78	734.267,07	719.467,66	743.796,00	839.163,46	863.870,70	955.906,35
	A. Público	3.138.033,69	3.248.228,14	2.745.827,83	3.149.435,83	4.267.681,06	3.403.241,95	2.647.719,15	2.608.315,51	2.933.982,24	3.424.692,07
	Otros	1.783.437,89	1.681.001,42	1.565.101,77	1.865.067,03	1.766.898,81	1.745.719,74	1.575.603,64	1.745.275,78	1.908.824,02	2.046.365,49
Total E.E. Sur		17.490.454,05	18.760.865,61	19.259.756,52	25.819.022,98	23.116.478,26	22.286.910,81	20.297.112,85	21.324.254,91	23.347.768,14	24.978.848,07
Eléctrica de Guayaquil	Residencial	67.503.062,68	73.186.905,67	73.422.608,62	75.127.893,65	76.145.948,39	77.757.134,65	80.603.650,10	96.012.759,87	105.595.598,17	115.296.707,85
	Comercial	50.587.640,01	51.483.610,64	52.291.568,57	55.519.211,82	55.981.206,85	58.825.284,69	61.299.018,30	67.089.449,60	71.157.739,69	75.773.257,63
	Industrial	42.890.077,25	31.179.495,55	30.011.080,84	29.152.105,46	29.100.658,80	31.802.107,42	75.513.530,31	88.687.413,27	85.070.547,17	88.650.718,50
	A. Público	7.288.946,51	7.930.033,87	8.049.839,67	8.701.974,84	10.197.602,54	10.391.166,33	10.783.915,60	9.679.455,60	10.404.885,85	18.422.867,87
	Otros	18.372.485,15	22.808.370,39	21.040.195,43	23.674.401,83	28.467.018,39	34.782.571,03	18.680.037,07	6.928.630,19	16.010.099,50	16.848.030,62
Total Eléctrica de Guayaquil		186.642.201,60	185.588.416,12	184.815.293,13	192.175.587,60	199.792.434,97	213.558.264,12	246.880.151,38	268.397.707,53	288.238.870,38	314.991.582,47
Total (USD)		749.924.182,28	776.582.083,59	797.392.066,16	847.819.170,93	888.930.594,00	948.298.489,17	1.012.943.954,86	1.091.662.392,59	1.189.612.327,94	1.283.396.148,90

10

Evolución Histórica de Precios Medios de Energía Facturada a Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución



Evolución Histórica de Precios Medios de Energía Facturada a Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución

10

TABLA No. 94: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (USD ¢/kWh)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolivar	Residencial	13,63	13,88	13,76	13,55	11,79	11,33	11,30	11,03	10,97	11,24
	Comercial	10,13	10,19	10,19	10,23	10,37	9,65	8,70	8,33	8,41	8,41
	Industrial	13,11	12,83	11,44	11,01	11,09	11,57	9,00	9,01	9,54	11,64
	A. Público	13,84	14,04	13,78	13,78	13,74	13,04	11,48	11,30	11,30	7,80
	Otros	10,10	9,92	9,85	9,90	10,14	9,25	7,62	7,56	7,62	6,92
Total CNEL-Bolivar		12,93	13,06	12,95	12,83	11,85	11,26	10,65	10,40	10,39	9,64
CNEL-EI Oro	Residencial	10,54	10,79	10,80	10,43	10,44	10,27	9,62	9,56	9,72	9,76
	Comercial	9,58	9,19	9,03	8,99	8,87	8,61	8,03	7,95	7,92	7,94
	Industrial	9,07	7,94	7,72	7,69	7,88	7,68	7,22	7,09	7,11	7,16
	A. Público	11,93	11,82	11,71	11,71	11,47	11,30	10,99	11,17	11,32	11,77
	Otros	9,99	8,87	8,61	8,66	9,03	8,08	7,22	7,33	7,35	7,23
Total CNEL-EI Oro		10,25	9,99	9,85	9,63	9,65	9,38	8,74	8,66	8,68	8,68
CNEL-Esmeraldas	Residencial	9,81	10,09	10,20	10,41	10,14	9,52	9,17	9,77	10,72	10,21
	Comercial	9,13	9,01	8,94	8,87	8,95	8,72	8,37	8,21	8,26	7,99
	Industrial	8,47	8,37	8,27	8,60	8,62	8,18	7,48	7,66	6,92	7,08
	A. Público	10,77	10,46	4,74	10,33	11,41	10,92	6,74	10,37	9,20	13,70
	Otros	8,57	9,29	7,90	8,37	8,46	8,11	8,03	7,43	4,22	4,13
Total CNEL-Esmeraldas		9,33	9,38	8,47	9,35	9,44	9,02	8,25	8,76	8,42	8,41
CNEL-Guayas Los Rios	Residencial	10,91	10,79	11,05	10,62	10,82	10,23	10,31	9,36	9,79	10,54
	Comercial	10,12	9,21	8,90	9,05	9,05	9,00	8,19	8,22	8,33	8,42
	Industrial	10,29	8,80	8,42	8,56	8,43	7,83	6,77	6,66	6,86	7,04
	A. Público	11,99	11,70	11,46	11,55	11,56	11,47	11,35	11,32	11,25	20,30
	Otros	9,38	8,95	8,42	8,74	8,52	7,34	5,25	7,47	8,23	7,00
Total CNEL-Guayas Los Rios		10,56	10,08	10,02	9,91	9,92	9,29	8,43	8,33	8,48	9,11
CNEL-Los Rios	Residencial	9,50	10,62	10,51	10,62	10,08	8,49	7,99	9,57	9,68	9,66
	Comercial	8,58	9,27	8,98	9,27	8,76	7,40	8,23	8,18	8,40	8,19
	Industrial	7,77	9,18	8,68	9,06	8,71	7,35	8,40	8,42	8,41	8,27
	A. Público	9,45	10,61	9,24	10,87	9,71	9,69	9,08	11,21	11,21	8,56
	Otros	7,78	8,71	8,08	6,57	8,52	7,27	7,54	7,36	7,05	7,54
Total CNEL-Los Rios		8,98	10,05	9,67	9,63	9,52	8,16	8,09	9,09	9,15	8,89

TABLA No. 94: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (USD ¢/kWh) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Manabí	Residencial	9,56	11,03	11,08	10,99	10,90	10,58	9,93	9,81	9,82	9,90
	Comercial	10,35	9,68	9,42	9,23	9,26	8,60	7,85	7,94	7,92	8,00
	Industrial	11,07	9,03	8,52	8,62	8,26	7,72	6,56	6,56	6,51	6,52
	A. Público	13,34	12,89	11,94	12,70	13,50	13,67	9,66	5,33	6,37	6,89
	Otros	9,91	7,96	8,48	8,51	7,66	8,22	6,67	7,05	6,78	6,83
Total CNEL-Manabí		10,65	10,42	10,25	10,32	10,16	9,91	8,39	7,90	8,03	8,16
CNEL-Milagro	Residencial	11,17	11,60	11,31	11,32	11,25	10,79	9,91	9,85	9,78	9,87
	Comercial	9,91	9,14	8,88	8,91	8,92	8,69	7,86	8,07	8,07	8,19
	Industrial	10,65	8,87	9,38	9,69	10,19	8,86	7,21	6,35	6,40	6,33
	A. Público	12,53	13,07	12,87	12,88	12,91	12,37	11,37	11,23	11,25	8,31
	Otros	10,08	8,87	8,42	7,11	6,73	7,39	7,38	7,47	7,39	7,58
Total CNEL-Milagro		10,74	10,30	10,12	9,89	9,80	9,66	8,62	8,18	8,17	8,07
CNEL-Sta. Elena	Residencial	10,97	11,33	11,32	11,30	11,03	10,66	10,13	10,02	10,06	11,00
	Comercial	9,88	9,13	9,01	8,96	9,46	10,12	8,33	8,28	8,31	8,29
	Industrial	9,85	8,60	8,32	8,20	8,24	8,07	7,08	6,84	6,78	6,77
	A. Público	11,50	11,12	10,91	11,04	18,04	11,01	11,47	11,32	11,22	12,78
	Otros	9,93	9,17	8,29	8,79	8,54	9,72	7,29	7,62	8,79	5,46
Total CNEL-Sta. Elena		10,49	10,12	9,77	9,85	10,51	9,93	8,69	8,60	8,67	8,76
CNEL-Sto. Domingo	Residencial	10,35	10,59	10,49	10,50	10,46	10,15	7,99	9,67	9,74	9,79
	Comercial	9,51	9,04	8,59	8,54	8,50	8,42	8,20	8,61	8,28	8,29
	Industrial	9,61	8,11	7,72	7,61	7,61	7,22	6,92	6,97	6,88	6,78
	A. Público	11,26	15,50	14,11	14,30	14,66	14,80	12,87	11,28	0,96	1,88
	Otros	9,50	8,57	7,77	7,37	7,18	7,21	6,99	7,07	6,69	6,77
Total CNEL-Sto. Domingo		10,04	10,12	9,80	9,72	9,69	9,48	8,18	8,82	8,06	8,14
CNEL-Sucumbios	Residencial	13,56	12,08	11,97	11,95	11,96	10,55	9,50	10,69	10,89	10,16
	Comercial	12,97	10,90	10,68	10,64	10,65	9,55	8,00	8,62	8,83	8,15
	Industrial	14,67	12,86	12,49	12,24	12,20	10,29	8,68	8,38	8,12	7,69
	A. Público	12,81	7,16	5,87	15,01	14,19	12,40	11,07	13,71	15,69	15,97
	Otros	10,99	12,31	11,70	11,36	10,36	10,02	7,24	5,27	6,37	6,36
Total CNEL-Sucumbios		12,97	11,07	10,49	12,26	11,58	10,36	8,77	9,15	9,60	9,05



10. Evolución Histórica de Precios Medios de Energía Facturada a Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución

TABLA No. 95: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (USD ¢/kWh)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Ambato	Residencial	11,41	11,79	11,52	11,52	11,48	10,85	10,04	9,94	10,05	10,03
	Comercial	10,16	9,86	9,68	9,76	9,86	9,36	8,45	8,41	8,35	8,45
	Industrial	11,11	10,25	9,99	9,99	10,08	9,36	8,04	7,65	7,73	7,71
	A. Público	15,44	14,47	15,23	14,99	14,15	13,62	13,13	14,49	13,80	12,07
	Otros	8,43	8,17	8,14	7,92	8,11	7,85	6,77	6,74	6,77	6,79
Total E.E. Ambato		11,20	11,05	10,89	10,87	10,81	10,23	9,29	9,18	9,17	9,07
	Residencial	11,74	11,70	11,56	11,41	11,37	10,80	10,33	10,33	10,31	10,36
	Comercial	9,72	10,04	9,56	9,65	9,63	9,19	8,27	8,01	8,16	8,22
	Industrial	10,47	10,00	9,70	9,78	9,69	8,71	6,05	5,88	5,88	6,00
	A. Público	18,43	18,01	17,54	15,66	15,68	11,95	13,68	13,62	14,16	11,94
Total E.E. Azogues	Otros	8,92	9,22	9,13	8,90	8,81	8,01	6,92	6,80	6,81	6,87
		12,14	12,08	11,81	11,51	11,49	10,46	8,22	7,81	7,86	7,85
	Residencial	10,33	10,42	10,37	10,31	10,32	10,06	9,85	9,93	9,98	9,97
	Comercial	9,02	8,86	8,82	8,84	8,86	8,52	8,03	8,06	8,02	8,03
	Industrial	9,07	8,64	8,45	8,34	8,31	7,77	6,82	6,76	6,72	6,73
E.E. Centro Sur	A. Público	11,48	11,77	11,70	11,70	11,70	11,55	11,24	11,28	11,25	11,57
	Otros	7,60	7,70	7,60	7,42	7,55	6,86	6,58	6,80	6,83	6,88
		9,84	9,82	9,73	9,66	9,64	9,21	8,56	8,58	8,54	8,54
	Residencial	11,94	12,21	11,96	11,87	11,97	11,36	10,49	10,48	10,57	10,59
	Comercial	10,08	9,93	9,74	9,71	9,70	9,12	8,32	8,31	8,31	8,28
E.E. Cotopaxi	Industrial	10,13	9,61	9,16	9,08	9,26	7,76	6,86	6,35	7,06	6,05
	A. Público	12,25	12,82	13,33	12,74	13,39	13,35	12,82	14,12	13,84	12,74
	Otros	9,71	8,99	8,66	8,80	9,02	8,96	6,93	7,04	5,92	6,96
		10,83	10,89	10,65	10,58	10,86	9,77	8,66	8,10	7,81	7,75
	Residencial	9,71	9,94	9,82	9,81	9,82	9,66	9,34	9,36	9,47	9,60
E.E. Galápagos	Comercial	9,21	9,12	9,12	9,06	9,12	8,96	8,83	8,88	8,65	8,57
	Industrial	9,79	9,42	9,48	10,71	12,51	12,67	13,38	10,83	10,52	10,42
	A. Público	11,20	11,57	11,43	11,40	11,33	11,40	11,45	11,50	9,75	8,18
	Otros	8,80	8,83	8,62	8,94	8,94	7,84	8,30	8,40	8,34	7,98
		9,50	9,57	9,47	9,52	9,59	9,21	9,12	9,14	9,00	8,87

TABLA No. 95: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (USD ¢/kWh) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Norte	Residencial	10,55	10,53	10,27	10,29	10,49	10,44	9,94	9,93	10,01	10,02
	Comercial	9,37	9,49	9,06	9,03	9,02	8,68	8,27	8,34	8,37	8,36
	Industrial	9,94	9,22	9,29	9,51	9,38	8,60	7,59	7,41	6,91	7,50
	A. Público	10,69	12,83	12,87	12,59	12,55	12,47	12,36	12,06	11,39	11,41
	Otros	8,83	8,39	8,65	8,86	9,11	8,30	7,49	6,96	6,96	7,20
Total E.E. Norte		10,13	10,11	9,99	10,04	10,13	9,77	9,09	8,96	8,65	9,02
E.E. Quito	Residencial	8,07	8,55	8,45	8,44	8,44	8,40	8,43	8,44	8,52	8,62
	Comercial	7,77	7,78	7,69	7,68	7,74	7,70	7,64	7,65	7,64	7,66
	Industrial	7,09	7,02	6,99	6,96	6,95	6,82	6,54	6,57	6,57	6,57
	A. Público	9,20	9,73	9,69	9,88	9,90	9,45	9,85	8,31	10,61	9,26
	Otros	7,69	7,51	7,43	7,38	7,25	7,12	7,10	6,29	6,53	6,71
Total E.E. Quito		7,80	8,02	7,96	7,96	7,95	7,83	7,74	7,63	7,78	7,73
E.E. Riobamba	Residencial	10,99	11,26	11,01	10,95	11,08	10,48	10,21	10,09	10,37	10,44
	Comercial	9,45	9,44	9,10	9,13	9,16	8,79	8,41	8,33	8,30	8,19
	Industrial	9,22	10,47	9,95	9,68	9,79	8,74	6,59	6,52	6,53	6,54
	A. Público	11,73	12,26	12,11	12,61	12,17	11,57	11,36	11,31	11,32	11,28
	Otros	9,64	9,37	9,48	9,50	9,47	7,49	7,37	6,98	7,03	6,72
Total E.E. Riobamba		10,45	10,88	10,60	10,61	10,65	9,79	8,95	8,81	8,95	8,90
E.E. Sur	Residencial	12,19	12,28	12,06	15,24	12,12	11,36	10,28	10,24	10,30	10,19
	Comercial	10,31	10,21	10,26	14,09	10,52	9,64	8,44	8,49	8,47	8,28
	Industrial	10,95	11,00	10,71	15,47	10,72	10,21	9,35	8,80	8,83	7,91
	A. Público	13,65	13,98	12,89	13,82	18,18	13,98	11,29	11,31	11,30	12,59
	Otros	9,74	9,33	9,06	11,39	9,70	9,16	7,82	7,90	7,72	8,00
Total E.E. Sur		11,77	11,78	11,45	14,47	12,24	11,06	9,72	9,68	9,68	9,70
Eléctrica de Guayaquil	Residencial	8,57	8,80	8,65	8,64	8,43	8,21	8,05	8,67	9,05	9,38
	Comercial	8,04	7,56	7,36	7,40	7,39	7,34	7,35	7,57	7,49	7,52
	Industrial	6,81	6,34	6,18	6,22	6,23	6,19	5,58	6,12	5,64	5,60
	A. Público	9,17	9,51	9,40	9,39	9,37	9,40	9,38	9,34	9,39	16,29
	Otros	6,77	6,56	6,35	5,87	6,22	5,94	7,34	2,58	4,68	5,17
Total Eléctrica de Guayaquil		7,79	7,66	7,51	7,44	7,42	7,22	6,94	7,03	7,07	7,39
Total (USD ¢/kWh)		8,97	8,96	8,82	8,88	8,83	8,51	7,95	7,93	7,97	8,10

11

Evolución Histórica del Número de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución



Evolución Histórica del Número de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución

11

TABLA No. 96: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolivar	Residencial	36.811	37.932	39.287	41.585	42.477	44.529	45.727	48.773	50.373	51.842
	Comercial	2.308	2.324	2.369	2.456	2.486	2.299	2.347	2.304	2.436	2.412
	Industrial	115	111	119	113	113	100	95	87	94	89
	A. Público	7	7	7	7	7	7	7	7	7	1
	Otros	1.077	1.080	1.095	1.205	1.303	1.265	1.328	1.345	1.375	1.360
Total CNEL-Bolivar		40.318	41.454	42.877	45.366	46.386	48.200	49.504	52.516	54.285	55.704
CNEL-EI Oro	Residencial	126.221	129.419	131.788	138.233	146.184	155.931	163.112	172.987	178.843	186.270
	Comercial	15.575	16.067	16.460	16.855	17.250	17.826	18.371	18.718	20.665	21.177
	Industrial	1.589	1.588	1.573	1.566	1.325	1.562	1.573	1.687	1.876	1.958
	A. Público	24	25	29	36	342	54	61	67	72	72
	Otros	2.126	2.179	2.256	2.365	2.806	2.818	2.731	2.807	3.016	3.201
Total CNEL-EI Oro		145.535	149.278	152.106	159.055	167.907	178.191	185.848	196.266	204.472	212.678
CNEL-Esmeraldas	Residencial	60.103	63.657	66.192	72.994	78.388	85.955	88.666	94.132	103.904	112.211
	Comercial	6.185	6.401	6.564	6.741	7.031	7.175	7.532	7.846	8.297	8.827
	Industrial	562	637	630	628	622	626	650	657	644	641
	A. Público	6	6	6	6	6	6	6	6	1	1
	Otros	1.450	1.551	1.576	1.677	1.779	1.873	2.128	2.046	2.231	2.302
Total CNEL-Esmeraldas		68.306	72.252	74.968	82.046	87.826	95.635	98.982	104.687	115.077	123.982
CNEL-Guayas Los Ríos	Residencial	145.016	151.756	163.294	175.570	188.929	207.628	224.548	240.408	259.192	272.571
	Comercial	9.902	10.007	10.343	10.585	10.782	11.758	12.243	13.089	14.237	16.046
	Industrial	704	699	724	759	781	831	838	885	933	847
	A. Público	27	33	40	44	48	62	65	70	80	144
	Otros	2.921	1.697	1.784	1.862	1.973	2.117	2.430	2.620	2.910	3.923
Total CNEL-Guayas Los Ríos		158.570	164.192	176.185	188.820	202.513	222.396	240.124	257.072	277.352	293.531
CNEL-Los Ríos	Residencial	60.013	63.985	65.550	69.690	71.753	74.734	77.409	79.715	87.902	98.914
	Comercial	5.874	5.964	5.852	5.984	6.121	6.375	6.369	6.698	7.237	7.238
	Industrial	499	491	486	493	501	522	524	551	543	532
	A. Público	9	9	9	9	9	9	10	15	13	3
	Otros	1.088	1.116	1.175	1.225	1.431	1.489	1.511	1.267	1.343	1.441
Total CNEL-Los Ríos		67.483	71.565	73.072	77.401	79.815	83.129	85.823	88.246	97.038	108.128

TABLA No. 96: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Manabí	Residencial	172.063	179.362	188.604	192.722	195.374	197.124	215.667	236.211	272.484	285.945
	Comercial	11.758	12.104	12.507	12.520	12.971	13.044	14.214	14.858	15.819	16.662
	Industrial	247	198	174	156	156	153	166	151	143	137
	A. Público	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Otros	2.143	2.161	2.219	2.249	2.273	2.206	2.063	2.553	2.980	3.411
Total CNEL-Manabí		186.212	193.826	203.505	207.648	210.775	212.528	232.111	253.774	291.427	306.156
CNEL-Milagro	Residencial	82.223	86.325	88.764	90.801	96.054	97.192	103.308	109.272	116.946	121.647
	Comercial	13.068	13.541	13.878	14.066	14.506	13.920	14.952	15.174	15.442	15.366
	Industrial	205	195	188	186	184	185	191	190	176	169
	A. Público	83	79	84	46	44	45	38	40	29	1
	Otros	1.141	1.174	1.198	1.244	1.428	1.408	1.105	1.543	1.657	1.561
Total CNEL-Milagro		96.720	101.314	104.112	106.343	112.216	112.750	119.594	126.219	134.250	138.744
CNEL-Sta. Elena	Residencial	60.284	72.467	75.135	78.876	80.994	84.418	87.850	93.238	94.897	102.589
	Comercial	4.490	5.533	5.876	6.309	6.527	6.697	6.820	7.020	7.500	9.041
	Industrial	292	372	388	365	369	373	355	349	331	230
	A. Público	5	5	5	5	5	5	11	11	5	5
	Otros	1.064	912	958	1.109	1.123	1.144	1.167	1.182	1.227	1.430
Total CNEL-Sta. Elena		66.135	79.289	82.362	86.664	89.018	92.637	96.203	101.800	103.960	113.295
CNEL-Sto. Domingo	Residencial	80.276	85.908	91.600	97.659	102.700	109.987	117.110	124.543	131.907	138.707
	Comercial	12.007	12.302	12.823	13.488	14.074	15.010	15.358	16.219	18.092	19.450
	Industrial	353	321	307	292	281	253	239	249	243	240
	A. Público	3	2	2	2	2	2	1	1	1	1
	Otros	1.428	1.496	1.512	1.546	1.567	1.603	2.346	2.024	2.054	2.212
Total CNEL-Sto. Domingo		94.067	100.029	106.244	112.987	118.624	126.855	135.054	143.036	152.297	160.610
CNEL-Sucumbios	Residencial	20.033	23.564	27.785	31.259	34.173	39.416	44.530	50.401	55.302	60.539
	Comercial	4.557	4.968	5.402	5.845	6.352	7.018	7.709	8.547	9.315	10.310
	Industrial	441	484	516	545	570	600	598	666	658	640
	A. Público	15	15	15	15	15	1	1	1	1	1
	Otros	1.290	1.359	1.415	1.476	1.840	2.117	2.222	2.391	2.462	2.353
Total CNEL-Sucumbios		26.336	30.390	35.133	39.140	42.950	49.152	55.060	62.006	67.738	73.843

11. Evolución Histórica del Número de Clientes Regulados en los Sistemas de Distribución

TABLA No. 97: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es.

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Ambato	Residencial	126.955	139.528	144.506	148.891	155.177	162.121	170.581	179.524	186.149	194.239
	Comercial	14.407	16.293	17.163	17.899	18.520	19.278	20.092	20.947	21.830	22.684
	Industrial	3.908	4.247	4.570	4.799	5.009	5.271	5.609	6.070	6.511	6.868
	A. Público	16	22	23	23	22	22	22	22	22	22
	Otros	2.911	3.374	3.540	3.634	3.730	3.874	4.309	4.581	4.405	4.564
Total E.E. Ambato		148.197	163.464	169.802	175.246	182.458	190.566	200.613	211.144	218.917	228.377
E.E. Azogues	Residencial	22.519	23.222	23.753	24.285	25.052	25.934	26.815	28.036	29.143	29.954
	Comercial	1.542	1.574	1.602	1.644	1.746	1.865	1.889	1.963	2.048	2.103
	Industrial	270	298	324	331	369	386	401	407	415	467
	A. Público	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Otros	438	444	475	480	489	496	512	500	533	719
Total E.E. Azogues		24.770	25.539	26.155	26.741	27.657	28.682	29.618	30.907	32.140	33.244
E.E. Centro Sur	Residencial	206.937	214.727	220.602	228.178	236.883	245.919	256.244	266.277	275.250	286.297
	Comercial	17.068	18.077	18.838	19.744	20.778	21.677	22.790	23.881	26.588	27.049
	Industrial	4.724	4.979	5.232	5.452	5.690	5.922	6.115	6.331	6.614	6.736
	A. Público	19	19	19	23	23	30	32	31	31	31
	Otros	2.803	2.892	2.937	3.047	3.073	3.544	3.707	3.960	4.120	5.288
Total E.E. Centro Sur		231.551	240.694	247.628	256.444	266.447	277.092	288.888	300.480	312.603	325.401
E.E. Cotopaxi	Residencial	69.661	73.714	76.139	78.895	81.606	83.209	85.920	88.743	92.628	96.597
	Comercial	4.142	4.306	4.447	4.688	4.965	5.487	5.822	6.011	6.616	7.132
	Industrial	2.928	3.255	3.408	3.612	3.845	4.007	4.223	4.267	4.609	4.738
	A. Público	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Otros	1.502	1.531	1.532	1.597	1.642	2.157	2.160	2.135	2.111	2.151
Total E.E. Cotopaxi		78.234	82.807	85.527	88.793	92.059	94.861	98.126	101.157	105.965	110.619
E.E. Galápagos	Residencial	4.157	4.476	4.866	5.221	5.617	5.886	6.205	6.574	6.929	7.318
	Comercial	836	873	907	926	1.006	1.061	1.148	1.231	1.326	1.390
	Industrial	115	118	134	137	143	150	156	151	160	167
	A. Público	4	5	4	4	4	4	4	4	15	17
	Otros	266	268	261	254	259	267	281	313	315	338
Total E.E. Galápagos		5.378	5.740	6.172	6.542	7.029	7.368	7.794	8.273	8.745	9.230

TABLA No. 97: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Norte	Residencial	132.185	138.608	142.867	147.273	152.027	159.246	164.978	170.267	180.465	186.710
	Comercial	11.574	12.272	13.424	14.287	15.515	16.595	17.736	18.514	19.792	20.705
	Industrial	2.659	2.722	2.811	2.911	3.009	3.209	3.200	3.202	3.322	3.388
	A. Público	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
	Otros	2.323	2.423	2.504	2.516	1.989	2.667	3.042	3.042	3.548	3.767
Total E.E. Norte		148.755	156.039	161.620	167.001	172.554	181.751	188.970	195.545	207.360	214.693
	Residencial	505.829	530.468	559.260	588.243	620.721	654.790	694.158	724.447	755.070	780.878
	Comercial	70.040	74.457	79.804	84.179	90.909	96.241	100.684	106.617	114.456	125.963
	Industrial	10.766	11.181	11.775	12.219	12.599	12.845	13.084	13.665	14.488	14.806
	A. Público	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
E.E. Quito	Otros	6.124	6.573	7.092	7.467	8.015	8.689	3.002	4.350	4.737	5.398
		592.760	622.680	657.932	692.109	732.245	772.566	810.929	849.080	888.752	927.046
	Residencial	103.604	105.858	107.263	110.370	112.678	116.407	122.668	128.733	132.743	136.963
	Comercial	10.500	10.736	13.154	13.435	13.758	13.930	14.347	14.890	15.606	16.037
	Industrial	490	496	747	757	769	792	766	795	834	884
E.E. Riobamba	A. Público	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Otros	1.379	1.441	1.532	1.646	1.762	2.449	2.636	2.697	2.846	3.097
		115.983	118.532	122.697	126.209	128.968	133.579	140.418	147.116	152.030	156.982
	Residencial	99.015	102.712	107.182	111.859	118.947	124.434	129.612	134.796	142.528	148.945
	Comercial	9.431	10.346	11.148	11.635	12.257	12.713	13.209	13.905	14.863	15.341
E.E. Sur	Industrial	1.385	1.466	1.515	1.577	1.620	1.636	1.663	1.682	1.696	1.706
	A. Público	26	28	27	26	26	26	26	26	26	26
	Otros	3.788	3.944	4.097	4.240	4.376	4.550	4.848	5.195	5.424	6.076
		113.645	118.496	123.969	129.337	137.226	143.359	149.358	155.604	164.537	172.094
	Residencial	340.722	355.462	367.320	393.765	402.851	435.613	463.690	493.254	523.337	554.040
Eléctrica de Guayaquil	Comercial	54.709	55.120	55.341	57.347	58.439	61.364	64.798	68.206	71.739	74.320
	Industrial	3.019	2.918	2.859	2.820	2.766	2.850	2.815	3.206	2.847	2.825
	A. Público	82	84	113	159	190	194	46	42	44	38
	Otros	1.573	1.643	1.759	1.907	1.995	2.175	2.283	2.299	2.568	3.101
		400.105	415.227	427.392	455.998	466.241	502.196	533.632	567.007	600.535	634.324
Total (número de clientes)		2.809.060	2.952.807	3.079.458	3.229.890	3.370.914	3.553.493	3.746.649	3.951.935	4.189.480	4.398.661



12

**Evolución Histórica del Consumo
Promedio de Energía Eléctrica
de los Clientes Regulados**



Evolución Histórica del Consumo Promedio de Energía Eléctrica de los Clientes Regulados

12

TABLA No. 98: CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (kWh/cliente/año)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Bolivar	Residencial	564,67	568,58	606,54	584,87	581,18	601,34	649,78	609,66	621,31	654,68
	Comercial	1.925,80	2.093,68	2.115,05	2.200,26	2.378,01	2.642,46	2.814,66	3.091,41	3.226,72	3.378,93
	Industrial	4.269,76	4.221,82	4.195,44	4.055,57	3.770,89	3.895,59	3.532,60	3.601,34	3.685,82	3.409,02
	A. Público	1.076.989,86	1.117.132,57	1.261.684,86	1.267.857,71	1.338.761,57	1.345.425,57	1.430.127,43	1.676.735,00	2.015.922,14	14.016.356,00
	Otros	2.995,07	3.312,96	3.602,47	3.120,16	3.155,75	3.516,31	3.498,73	3.613,90	4.090,01	5.268,68
Total CNEL-Bolivar		904,96	923,90	982,23	943,85	959,52	977,34	1.036,51	1.023,85	1.091,26	1.141,31
CNEL-EI Oro	Residencial	1.093,52	1.100,45	1.121,17	1.167,34	1.197,32	1.251,39	1.295,64	1.340,36	1.367,01	1.389,93
	Comercial	3.921,77	4.019,01	4.080,73	4.333,25	4.746,72	4.642,82	4.798,02	4.802,64	5.044,59	5.463,12
	Industrial	30.607,41	32.612,80	37.374,65	45.035,61	54.327,96	51.635,78	63.071,03	73.420,78	81.152,55	94.346,54
	A. Público	1.646.433,83	1.629.167,76	1.431.220,17	1.152.658,53	1.29.189,33	892.427,63	777.300,79	715.922,61	733.600,22	822.504,16
	Otros	12.411,40	12.948,97	13.089,10	13.284,02	15.337,13	18.213,04	19.560,48	18.227,45	19.349,62	20.759,18
Total CNEL-EI Oro		2.155,11	2.195,41	2.286,51	2.375,53	2.478,23	2.570,64	2.687,82	2.775,58	2.993,79	3.220,81
CNEL-Esmeraldas	Residencial	1.073,64	1.068,32	1.085,27	1.045,09	1.076,26	1.165,63	1.209,86	1.288,61	1.261,12	1.286,21
	Comercial	8.602,00	4.569,62	4.888,62	5.254,90	5.341,85	5.591,21	5.812,69	6.884,00	6.857,20	7.040,98
	Industrial	62.513,49	99.259,77	109.176,78	104.252,75	80.506,88	80.436,19	96.070,68	93.186,37	107.770,70	151.801,54
	A. Público	4.154.130,67	4.616.578,00	4.566.111,33	4.321.842,00	4.433.472,83	4.974.816,00	4.961.556,50	3.993.477,83	25.426.195,73	24.902.912,66
	Otros	23.260,64	23.411,60	24.896,16	24.419,24	30.591,19	30.463,88	25.498,48	23.108,41	22.334,33	24.173,91
Total CNEL-Esmeraldas		3.096,62	3.107,12	3.192,56	2.974,69	2.880,95	2.902,38	3.005,91	2.921,98	2.890,14	3.099,91
CNEL-Guayas Los Rios	Residencial	1.127,76	1.392,63	1.485,45	1.503,18	1.404,44	1.478,73	1.583,46	2.016,07	1.764,07	1.767,69
	Comercial	6.468,42	6.681,82	7.083,22	7.541,30	8.139,86	8.978,76	9.775,94	10.558,26	11.606,89	11.170,89
	Industrial	112.702,31	112.165,01	117.497,42	120.089,12	128.742,09	136.663,49	381.468,13	369.690,11	468.872,72	386.091,53
	A. Público	1.453.851,11	1.143.852,97	955.714,95	934.652,70	895.790,79	741.170,21	748.200,15	576.719,42	688.063,29	358.494,28
	Otros	18.794,00	27.933,07	30.629,13	28.002,82	28.799,15	46.879,23	32.615,89	29.200,42	21.354,74	56.279,69
Total CNEL-Guayas Los Rios		2.529,40	2.690,49	2.802,55	2.797,12	2.733,01	3.018,77	3.843,05	4.150,31	4.244,16	4.294,25
CNEL-Los Rios	Residencial	1.332,90	1.372,24	1.355,78	1.356,51	1.390,38	1.558,66	1.517,62	1.489,58	1.395,31	1.306,85
	Comercial	3.709,67	3.963,08	4.030,32	4.216,21	4.430,61	4.965,82	5.085,75	5.273,59	5.459,72	6.648,94
	Industrial	29.959,96	31.343,08	33.149,02	36.863,28	37.429,63	41.752,94	40.451,84	56.879,70	61.738,41	65.023,90
	A. Público	1.481.258,22	1.602.159,89	1.704.794,56	1.607.118,55	1.625.213,90	1.902.269,83	1.705.403,71	1.082.232,20	1.375.414,62	4.940.333,78
	Otros	16.550,62	17.538,35	19.058,94	24.617,22	15.463,00	17.229,87	19.765,59	17.317,43	16.903,89	20.471,78
Total CNEL-Los Rios		2.194,18	2.247,19	2.275,90	2.358,61	2.285,16	2.558,83	2.539,94	2.533,59	2.434,81	2.370,38

TABLA No. 98: CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL (kWh/cliente/año) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CNEL-Manabí	Residencial	1.192,27	1.162,85	1.034,89	1.089,87	1.142,68	1.165,85	1.249,62	1.322,52	1.399,07	1.497,88
	Comercial	6.704,81	7.167,30	7.264,40	7.898,82	8.131,20	9.037,99	8.984,57	9.514,35	9.879,45	9.840,44
	Industrial	202.161,82	267.544,08	312.597,24	348.917,13	410.395,47	562.291,66	990.293,60	1.262.594,79	1.665.350,51	1.917.008,15
	A. Público	107.472.960,00	107.472.960,00	107.472.960,00	107.486.614,00	107.472.960,00	107.472.960,00	107.855.976,00	108.368.568,00	108.569.931,00	114.410.642,16
	Otros	39.863,29	47.428,96	44.737,27	47.942,83	54.053,96	58.001,84	51.326,26	32.119,03	32.899,11	31.472,38
Total CNEL-Manabí		2.829,11	2.880,24	2.688,76	2.786,82	2.956,13	3.148,59	3.340,39	3.289,45	3.370,52	3.516,72
CNEL-Milagro	Residencial	865,70	904,49	962,95	939,41	976,10	1.073,95	1.094,47	1.158,34	1.189,30	1.258,78
	Comercial	4.045,67	4.168,32	4.865,03	5.095,21	5.266,20	5.786,61	6.746,44	5.881,08	6.073,64	6.309,70
	Industrial	186.069,85	147.652,44	65.923,05	58.240,88	55.762,07	95.994,72	290.301,51	744.854,86	894.080,26	931.085,49
	A. Público	202.750,78	200.987,18	190.562,92	332.006,93	323.002,48	391.864,87	510.810,92	649.747,53	1.080.802,93	30.153.757,00
	Otros	18.482,86	22.449,31	25.991,07	27.298,07	26.983,20	22.970,64	32.375,48	21.769,17	23.500,15	27.822,34
Total CNEL-Milagro		2.068,97	2.028,83	2.041,36	2.040,87	2.077,72	2.240,93	2.713,96	3.303,11	3.430,28	3.466,96
CNEL-Sta. Elena	Residencial	1.138,24	995,04	985,80	1.131,78	1.172,70	1.191,53	1.187,54	1.260,43	1.300,61	1.315,57
	Comercial	5.905,78	5.693,71	5.365,34	5.987,08	6.126,35	6.587,02	6.763,34	7.402,82	8.397,35	9.344,78
	Industrial	151.646,70	96.622,33	121.386,80	144.849,28	143.641,30	143.537,51	274.636,01	291.040,15	350.564,75	433.230,53
	A. Público	4.698.450,40	4.842.710,40	4.864.736,00	4.558.948,00	5.062.328,60	5.328.558,80	2.527.871,55	2.339.901,82	5.109.731,26	5.522.063,56
	Otros	22.085,97	29.879,78	34.796,15	30.512,69	35.739,78	45.184,62	32.011,32	36.335,42	35.898,43	37.091,71
Total CNEL-Sta. Elena		2.818,58	2.409,14	2.553,99	2.729,46	2.846,83	2.985,56	3.254,69	3.337,41	3.578,65	3.528,34
CNEL-Sto. Domingo	Residencial	1.132,40	1.117,41	1.108,89	1.108,75	1.140,81	1.200,95	1.239,30	1.283,27	1.276,16	1.255,37
	Comercial	4.262,43	4.472,14	4.779,89	4.996,18	5.117,76	5.210,78	5.287,37	4.140,10	5.268,88	5.602,60
	Industrial	103.255,88	115.646,59	103.768,45	115.186,39	116.310,98	164.282,37	271.275,43	259.461,31	292.228,79	316.394,36
	A. Público	5.192.680,00	9.994.827,00	11.261.795,00	11.830.629,50	12.327.977,00	13.293.080,50	27.163.766,00	26.630.212,00	26.712.798,00	26.397.367,00
	Otros	7.308,63	7.850,05	9.186,62	11.681,18	14.755,15	14.707,74	7.077,78	19.564,63	10.226,78	10.717,02
Total CNEL-Sto. Domingo		2.174,49	2.198,03	2.175,54	2.221,69	2.273,14	2.380,90	2.480,06	2.501,50	2.510,81	2.547,40
CNEL-Sucumbios	Residencial	855,05	851,80	851,81	868,05	927,16	955,03	1.086,86	1.189,77	1.201,67	1.258,88
	Comercial	3.021,03	3.161,36	3.219,10	3.383,39	3.483,11	3.436,64	3.817,72	4.055,22	4.424,09	5.075,39
	Industrial	14.804,97	16.335,00	19.793,97	19.580,80	18.627,42	20.512,54	23.201,97	24.143,29	27.271,09	30.376,31
	A. Público	389.128,88	748.556,33	1.042.113,11	1.233.639,39	544.965,79	9.602.299,71	10.976.624,17	10.399.663,81	10.491.118,12	10.537.276,67
	Otros	7.883,58	7.431,87	7.603,80	8.017,77	8.662,59	9.544,77	10.797,85	11.796,80	11.484,54	13.179,43
Total CNEL-Sucumbios		2.028,85	2.139,25	2.210,51	2.246,31	2.061,42	2.113,40	2.300,63	2.408,01	2.426,64	2.566,64



12. Evolución Histórica del Consumo Promedio de Energía Eléctrica de los Clientes Regulados

TABLA No. 99: CONSUMO PROMEDIO POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (kWh/cliente)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Ambato	Residencial	885,77	899,22	962,59	972,28	981,02	1.004,03	990,60	1.005,86	1.013,89	1.028,14
	Comercial	2.510,50	2.518,58	2.960,82	3.015,03	3.005,37	3.131,50	3.128,24	3.230,80	3.364,95	3.457,83
	Industrial	12.705,66	12.899,31	13.187,71	12.726,69	12.101,58	11.864,94	13.511,44	17.326,57	17.321,85	16.669,07
	A. Público	1.340.177,63	1.151.860,22	1.180.292,97	1.241.813,94	1.406.083,94	1.514.700,64	1.548.587,16	1.545.146,83	1.716.155,05	2.025.471,35
	Otros	8.997,28	8.966,24	9.142,94	9.381,50	10.652,79	11.588,16	10.241,66	9.422,94	11.043,78	11.761,31
Total E.E. Ambato	1.659,34	1.693,82	1.815,36	1.840,04	1.858,93	1.909,57	1.923,18	1.937,37	2.039,29	2.107,54	2.149,36
E.E. Azogues	Residencial	837,72	844,01	870,34	885,98	875,52	882,32	877,37	850,29	859,76	860,40
	Comercial	2.785,72	2.985,70	3.037,34	3.060,75	3.152,43	3.133,88	3.294,44	3.429,40	3.536,31	3.767,76
	Industrial	5.818,00	5.178,50	5.653,28	6.162,96	5.785,54	5.649,73	93.630,92	121.620,42	123.087,39	111.164,19
	A. Público	4.000.620,00	4.379.679,61	4.514.894,00	4.937.781,90	5.443.006,40	5.852.825,50	6.390.974,80	6.203.083,00	6.315.221,30	7.579.259,69
	Otros	3.427,64	4.613,73	4.454,41	4.428,88	4.630,04	4.571,99	4.755,98	4.718,76	4.895,86	3.883,43
Total E.E. Azogues	1.220,54	1.263,57	1.299,99	1.333,21	1.347,93	1.360,72	2.570,12	2.570,12	2.867,72	2.871,94	2.887,17
E.E. Centro Sur	Residencial	1.077,26	1.106,97	1.091,23	1.116,24	1.064,53	1.132,23	1.094,74	1.088,69	1.088,88	1.092,52
	Comercial	3.689,27	3.763,13	4.022,92	4.231,77	4.187,46	4.455,35	4.400,51	4.472,09	4.538,68	4.822,03
	Industrial	21.133,85	18.937,89	18.072,63	18.571,11	19.354,00	24.260,20	36.746,26	37.574,98	39.852,18	41.253,85
	A. Público	1.889.546,32	2.047.021,95	2.156.361,84	1.920.904,09	1.969.090,48	1.634.734,00	1.550.697,30	1.819.883,15	2.019.432,29	2.041.898,87
	Otros	6.369,54	6.685,86	7.136,55	7.235,98	7.724,95	9.948,97	7.524,33	7.734,53	8.134,82	7.548,48
Total E.E. Centro Sur	1.898,01	1.903,84	1.910,12	1.972,10	1.945,33	2.176,12	2.364,33	2.401,57	2.495,47	2.495,47	2.533,24
E.E. Cotopaxi	Residencial	646,68	645,29	678,95	687,57	723,27	762,67	775,41	787,74	808,36	850,55
	Comercial	2.719,84	2.851,08	2.959,88	3.003,77	3.169,34	3.047,43	3.279,35	3.463,80	3.503,31	3.779,94
	Industrial	19.668,26	10.362,60	12.078,82	11.125,68	9.330,07	17.807,63	15.410,82	31.235,98	15.975,37	39.564,62
	A. Público	11.946.450,00	13.586.251,00	16.469.585,00	18.150.760,00	19.011.570,00	19.365.720,00	19.817.400,00	19.102.700,00	20.829.210,00	22.626.754,00
	Otros	10.907,12	11.586,42	12.753,93	12.589,90	12.481,64	9.291,32	21.857,45	23.446,72	72.692,05	25.126,92
Total E.E. Cotopaxi	1.818,03	1.507,95	1.660,65	1.652,95	1.630,91	2.012,89	2.219,85	2.898,19	3.264,92	3.264,92	3.374,20
E.E. Galápagos	Residencial	1.838,54	1.876,65	1.917,95	1.977,14	1.906,28	2.000,36	2.040,73	1.993,17	1.963,49	2.046,61
	Comercial	5.799,93	6.468,38	7.008,06	7.842,90	7.394,10	7.971,23	8.194,72	7.850,15	8.141,50	8.556,07
	Industrial	2.492,55	2.324,71	2.490,10	2.700,43	2.758,11	2.817,11	2.728,03	2.602,93	2.196,27	2.167,43
	A. Público	296.243,00	229.339,20	283.675,00	292.432,50	344.251,50	321.341,25	278.541,50	310.900,00	97.976,07	81.025,59
	Otros	12.171,32	13.833,16	14.709,70	15.460,01	14.992,94	20.287,13	19.214,19	16.944,50	19.980,88	22.462,60
Total E.E. Galápagos	3.198,35	3.340,60	3.401,92	3.523,65	3.386,06	3.712,84	3.721,99	3.590,83	3.718,20	3.922,19	



TABLA No. 99: CONSUMO PROMEDIO POR GRUPO DE CONSUMO Es.Es. (kWh/cliente) (cont.)

Empresa	Grupo de Consumo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
E.E. Norte	Residencial	905,90	930,76	969,35	974,38	1.020,53	1.029,22	995,27	993,97	978,62	989,54
	Comercial	3.011,94	3.048,34	3.126,24	3.153,68	3.176,86	3.349,50	3.184,01	3.277,64	3.378,72	3.512,79
	Industrial	25.849,89	27.800,93	24.640,43	22.479,34	22.890,19	28.041,83	32.793,67	35.127,63	45.780,90	32.333,07
	A. Público	1.702,712,35	1.889,001,01	1.958,025,56	2.076,374,45	2.236,688,40	2.347,854,44	2.371,267,21	2.386,147,24	2.417,071,50	2.586,952,97
	Otros	8.060,30	8.514,75	9.145,90	9.997,74	12.721,47	8.497,85	9.275,29	8.095,84	8.059,81	8.280,83
Total E.E. Norte		1.787,52	1.853,20	1.856,41	1.845,60	1.912,05	2.009,20	2.048,06	2.068,74	2.217,22	2.027,77
	Residencial	1.755,01	1.793,51	1.851,28	1.844,24	1.848,40	1.813,70	1.801,69	1.774,81	1.737,54	1.685,51
	Comercial	6.348,54	6.488,47	6.660,10	6.798,63	6.802,46	6.595,12	6.790,41	6.747,13	6.850,14	6.711,71
	Industrial	56.878,58	52.444,32	46.159,97	46.315,07	48.279,34	53.071,55	65.166,18	65.382,40	65.910,01	69.248,39
	A. Público	162.467,379,87	154.000,000,00	154.000,000,00	160.160,000,00	160.027,526,00	167.987,038,00	166.518,069,05	171.828,490,32	187.582,200,00	195.646,942,27
Total E.E. Quito	Otros	23.180,08	23.348,96	22.858,24	22.158,87	23.905,18	31.118,53	53.238,45	38.128,03	36.358,18	39.188,22
		3.794,39	3.739,27	3.688,04	3.682,52	3.697,48	3.808,60	3.839,19	3.811,48	3.837,65	3.876,92
	Residencial	669,72	701,93	698,48	708,41	743,07	767,02	737,90	739,12	765,79	786,08
	Comercial	1.994,58	2.106,33	2.117,22	2.159,27	2.257,43	2.379,52	2.456,37	2.508,70	2.704,66	3.075,29
	Industrial	53.845,15	16.065,61	11.933,40	13.357,61	12.525,25	16.050,80	72.127,38	76.161,94	73.882,09	73.295,71
E.E. Riobamba	A. Público	1.797,887,10	18.886,319,00	19.932,092,00	19.935,206,00	22.129,352,00	23.373,903,00	24.375,492,00	25.776,941,00	27.901,998,00	27.737,941,49
	Otros	6.983,34	8.436,70	7.874,80	7.501,40	7.295,01	10.175,14	5.572,78	6.219,09	6.365,55	6.518,04
		1.244,33	1.146,69	1.171,02	1.185,26	1.235,97	1.373,25	1.567,27	1.601,48	1.654,27	1.718,03
	Residencial	791,67	819,22	836,57	842,03	838,55	864,25	864,53	876,24	891,54	910,49
	Comercial	2.500,19	2.682,59	2.962,03	3.283,40	3.303,58	3.427,64	3.416,58	3.416,52	3.615,47	3.720,01
E.E. Sur	Industrial	3.869,45	4.125,12	4.611,17	4.381,51	4.228,73	4.309,04	4.782,79	5.669,98	5.770,85	7.087,34
	A. Público	884.461,65	829.918,64	789.042,52	876.815,17	903.025,69	936.122,88	902.195,50	886.660,69	998.208,77	1.046.480,54
	Otros	4.835,30	4.566,61	4.214,89	3.860,95	4.164,52	4.188,05	4.157,40	4.250,53	4.555,71	4.207,68
		1.307,91	1.343,45	1.357,15	1.379,87	1.375,74	1.406,00	1.397,64	1.415,72	1.466,28	1.496,55
	Residencial	2.311,57	2.340,86	2.311,08	2.207,80	2.241,88	2.174,14	2.158,25	2.246,09	2.228,87	2.218,56
Eléctrica de Guayaquil	Comercial	11.500,49	12.361,84	12.844,51	13.088,12	12.938,22	13.060,64	12.863,09	12.997,25	13.241,54	13.566,30
	Industrial	208.500,51	168.514,50	169.894,54	166.195,19	168.801,75	180.390,16	480.421,13	452.151,89	529.403,37	560.368,08
	A. Público	969.708,74	993.183,05	758.162,73	582.825,17	572.879,10	569.560,26	2.498.021,43	2.467.030,55	2.517.564,09	2.975.430,58
	Otros	172.498,87	211.699,08	188.397,51	211.452,62	229.228,27	269.255,24	111.471,54	116.684,20	133.301,19	105.146,76
		5.991,19	5.867,74	5.761,75	5.667,78	5.774,49	5.891,67	6.663,86	6.729,82	6.788,42	6.715,16
Total (kWh/cliente)		2.976,91	2.944,09	2.937,00	2.956,69	2.985,53	3.136,82	3.400,59	3.484,30	3.563,96	3.601,69

12. Evolución Histórica del Consumo Promedio de
Energía Eléctrica de los Clientes Regulados

TABLA No. 100: NÚMERO DE LUMINARIAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

LUMINARIAS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (UNIDADES)											
GrupoEmpresa	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	1.846	1.763	1.763	1.954	1.976	2.005	1.971	2.427	2.395	2.549
	CNEL-EI Oro	8.506	9.763	9.763	9.763	9.949	10.780	10.887	11.069	11.062	11.848
	CNEL-Esmeraldas	4.793	4.572	5.164	5.166	5.460	5.028	4.992	5.188	5.145	5.355
	CNEL-Guayas Los Ríos	7.627	8.147	8.914	9.187	8.914	9.984	10.098	10.249	11.046	11.133
	CNEL-Los Ríos	2.949	3.115	3.136	3.332	3.278	3.148	3.087	3.053	3.194	3.105
	CNEL-Manabí	19.171	19.794	20.022	20.202	20.276	21.372	21.005	21.060	20.688	20.003
	CNEL-Milagro	2.890	2.939	3.181	3.039	3.479	3.878	3.980	5.769	6.150	6.174
	CNEL-Sta. Elena	3.857	4.235	4.414	4.436	4.449	4.481	4.832	4.839	4.669	4.760
	CNEL-Sto. Domingo	3.049	3.295	4.063	4.063	4.063	4.063	4.794	4.889	4.958	4.969
	CNEL-Sucumbíos	2.045	2.161	2.106	2.106	1.761	2.188	2.259	2.344	2.400	2.491
Total CNEL		56.733	59.784	62.527	63.247	63.605	66.928	67.905	70.884	71.709	72.387
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	5.125	5.125	5.938	6.376	6.724	7.065	7.377	7.778	8.504	10.762
	E.E. Azogues	1.005	1.116	1.091	1.121	1.206	1.285	1.446	1.459	1.580	1.658
	E.E. Centro Sur	11.893	12.294	12.748	13.377	14.336	15.514	11.945	12.951	13.663	14.272
	E.E. Cotopaxi	2.477	2.907	2.942	3.136	3.524	3.704	3.923	4.116	4.684	4.904
	E.E. Galápagos	215	189	181	249	163	270	258	248	292	237
	E.E. Norte	5.609	5.747	6.030	6.482	6.973	7.135	7.429	7.591	7.841	8.321
	E.E. Quito	27.434	27.434	22.373	23.358	24.323	24.846	26.859	29.374	30.345	33.839
	E.E. Riobamba	3.233	3.299	3.337	3.370	3.389	3.450	3.491	3.617	3.785	4.031
	E.E. Sur	-	-	-	-	-	-	-	4.739	4.797	4.976
Eléctrica de Guayaquil	15.892	15.892	19.520	22.805	22.860	23.933	19.566	20.769	21.254	21.136	
Total Empresas Eléctricas		72.882	74.003	74.158	80.276	83.497	87.203	87.032	92.700	96.924	104.283
Total		129.615	133.787	136.686	143.523	147.102	154.131	154.937	163.584	168.633	176.670



13

**Situación del Sector Eléctrico
Ecuatoriano, Año 2012**



Situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Año 2012

13

13.1. Balance Nacional de Energía Eléctrica, Año 2012

TABLA No. 101: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

1. Capacidad efectiva en generación		(MW)	(%)
Energía Renovable	Hidráulica	2.236,62	44,18
	Solar	0,08	0,002
	Eólica	2,40	0,05
	Turbovapor	93,40	1,84
Total Energía Renovable		2.332,50	46,07
No Renovable	MCI	1.302,30	25,72
	Turbogas	973,90	19,24
	Turbovapor	454,24	8,97
Total Energía No Renovable		2.730,44	53,93
Total Capacidad Instalada		5.062,95	100

Interconexiones		(MW)	(%)
Interconexiones	Colombia	525,00	82,68
	Perú	110,00	17,32
Total Interconexiones		635,00	100

2. Energía entregada para servicio no público		(GWh)	(%)
Total energía entregada para servicio no público		3.207,42	100

3. Producción Total de Energía e Importaciones		(GWh)	(%)
Energía Renovable	Hidráulica	12.237,72	53,01
	Eólica	2,40	0,01
	Fotovoltaica	0,33	0,001
	Térmica Turbopapor (*)	296,35	1,28
Total Energía Renovable		12.536,80	54,30
No Renovable	Térmica MCI	5.481,45	23,74
	Térmica Turbogás	2.337,05	10,12
	Térmica Turbopapor	2.492,42	10,80
Total Energía No Renovable		10.310,92	44,66
Total Producción Nacional		22.847,72	98,97
Interconexión	Importación	238,20	1,03
Total Producción Nacional + Importación		23.085,92	100

TABLA No. 101: BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO (cont.)

4. Energía Entregada para Servicio Público		(GWh)	(%)
Energía Renovable	Hidráulica	12.103,01	62,07
	Eólica	2,40	0,01
	Solar	0,33	0,002
	Térmica Turbovapor (*)	155,65	0,80
Total Energía Renovable		12.261,38	62,88
No Renovable	Térmica MCI	2.894,80	14,85
	Térmica Turbogas	1.827,18	9,37
	Térmica Turbovapor	2.277,87	11,68
Total Energía No Renovable		6.999,86	35,90
Total Producción Nacional		19.261,24	98,78
Interconexión	Importación	238,20	1,22
Total Energía Entregada para Servicio Público		19.499,45	100

5. Energía Disponible para Servicio Público		(GWh)	(%)
Pérdidas en Transmisión		766,28	3,93
Total Energía Disponible para Servicio Público		18.733,17	96,07
Energía Exportada Perú		5,37	0,03
Energía Exportada Colombia		6,51	0,03
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución		18.721,29	96,01

6. Consumos de Energía para Servicio Público		(GWh)	(%)
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	5.623,78	30,04
	Comercial	3.208,86	17,14
	Industrial	5.012,35	26,77
	A. Público	913,01	4,88
	Otros	1.411,56	7,54
Total		16.169,56	86,37
Perdidas en Distribución	Técnicas	1.601,22	8,55
	No Técnicas	950,15	5,08
Total Perdidas de Energía en Distribución		2.551,37	13,63
Facturación	MUSD Facturados	1.234,51	
MUSD Recaudados		1.217,77	98,64

(*) Corresponde a la generación cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).

- Los porcentajes de Pérdidas en Transmisión y Total Energía Disponible para Servicio Público están referidos al Total Energía Entregada para Servicio Público.
- El valor de energía exportada corresponde a la energía vendida a Colombia por la interconexión de 230 kV y 138 kV, más la energía vendida a Perú por al E.E. Sur.
- Los porcentajes de consumos y pérdidas en distribución están referidos a la energía disponible para servicio público.

6. Incluye la energía de clientes regulados y no regulados para uso comercial, además de los consumos propios de las Autogeneradoras que entran al S.N.I.

Incluye la energía de clientes regulados y clientes no regulados para uso industrial, además de los consumos propios de las Autogeneradoras que entregan energía al S.N.I.



La producción de energía eléctrica en el Ecuador se incrementó en 11.21 % (2.303,58 GWh), respecto al 2011, mientras que la importación de energía se redujo en 81,60 % (1.056,39 GWh), dando como resultado final un aumento de la energía bruta total a nivel nacional de 5,71 % (1.247,19 GWh). Esto fue consecuencia de las mejores condiciones hidrológicas, respecto al 2011, presentadas en las cuencas que alimentan las principales centrales hidroeléctricas, y al ingreso de nueva generación en el parque eléctrico nacional.

13.2. Potencia Nominal y Efectiva de las Centrales de Generación a Nivel Nacional

En las figuras No. 54 y No. 55 se representan las potencias y porcentajes de participación de las centrales de generación tanto para las centrales dentro del Sistema Nacional Interconectado, como para las centrales no incorporadas al S.N.I. Es relevante mencionar que en estos valores no se incluye lo correspondiente a las potencias nominal y efectiva de las Interconexiones eléctricas internacionales

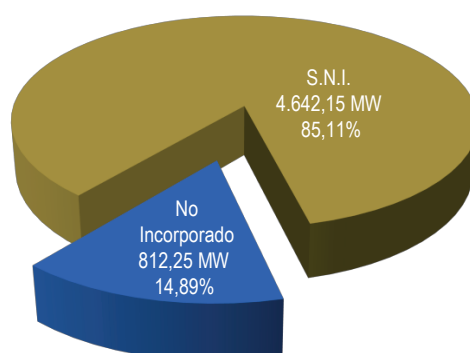


FIG. No. 54: POTENCIA NOMINAL POR SISTEMA (MW)

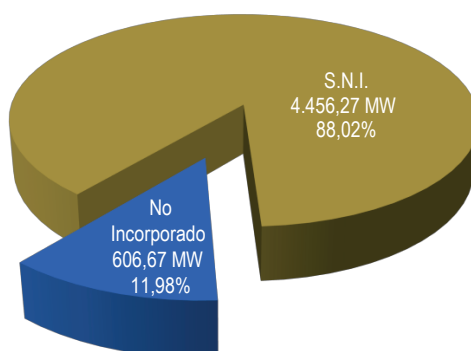


FIG. No. 55: POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)

Con respecto al 2011, las Interconexiones eléctricas con Colombia y Perú no tuvieron variación tanto de la potencia nominal, como de la efectiva; en conjunto el total de las Interconexiones fue 650 MW y 635 MW, respectivamente.

TABLA No. 102: POTENCIA DE LAS INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

Procedencia	País	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)
Interconexión	Colombia	540	83,08	525	82,68
	Perú	110	16,92	110	17,32
Total		650	100,00	635	100,00

Como se mencionó en los antecedentes de este documento, los agentes de generación eléctrica son clasificados en generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras. Como se puede apreciar en la figura No. 56 y la figura No. 57 cada uno de estos grupos tiene diferente porcentaje de participación en el total de la capacidad instalada y efectiva a nivel del país, siendo para el 2012 las empresas generadoras las de mayor aporte registrado con 73,95% en potencia nominal y 76,89 % en potencia efectiva.

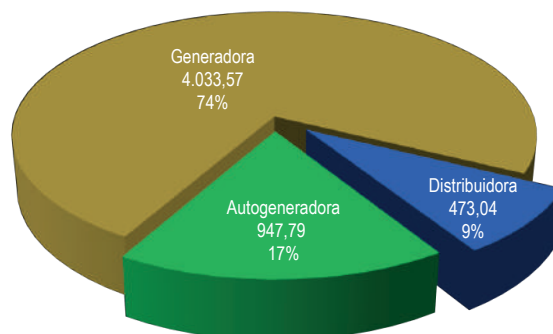


FIG. No. 56: POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE EMPRESA (MW)

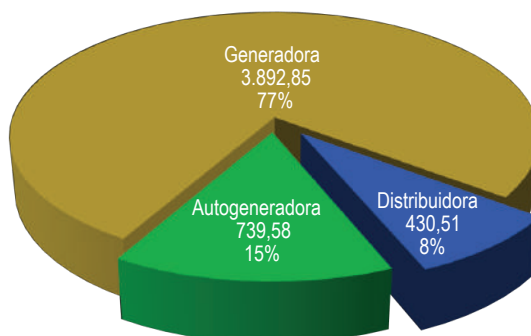


FIG. No. 57: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA (MW)

En la figura No. 58 se muestra porcentualmente la potencia de las centrales eléctricas de acuerdo a su accionamiento primario o tipo de central, observando que las de mayor representación son las centrales termoeléctricas que, en total, representan el 44,96 % de la potencia efectiva, en tanto que las centrales hidráulicas el 44,18 %.

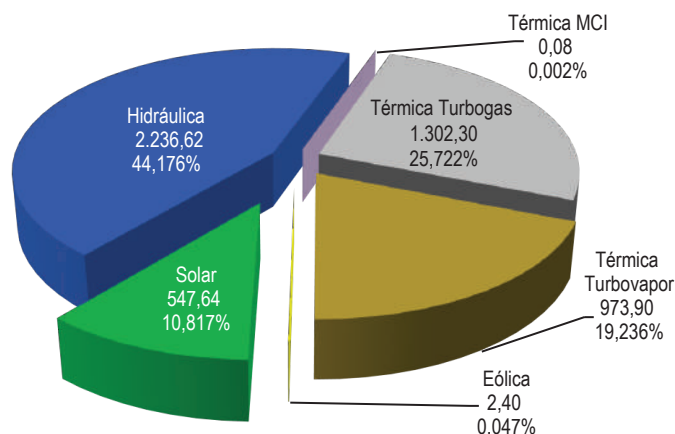


FIG. No. 58: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW)



En la tabla No. 103 se da otra clasificación de la energía eléctrica, la cual está basada en su fuente de procedencia o de obtención. Tal es así que, a manera de energía renovable, el Ecuador cuenta con 2.367,67 MW de potencia instalada y 2.332,50 MW de efectiva, considerando como renovable, la potencia de aquellas centrales térmicas que pertenecen a los ingenios azucareros que utilizan el bagazo de caña como combustible. Además, en la misma tabla, se observa que el 53,93 % corresponde a la energía no renovable, es decir, que la dependencia de los derivados y productos del petróleo aún es significativa en el Ecuador.

TABLA No. 103: POTENCIA POR TIPO DE ENERGÍA Y TIPO DE CENTRAL

Tipo de energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)
Renovable	Hidráulica	2.263,89	41,51	2.236,62	44,18
	Eólica	2,40	0,04	2,40	0,05
	Solar	0,08	0,00	0,08	0,00
	Térmica Turbovapor (*)	101,30	1,86	93,40	1,84
Total Renovable		2.367,67	43,41	2.332,50	46,07
No Renovable	Térmica MCI	1.549,51	28,41	1.302,30	25,72
	Térmica Turbogas	1.078,99	19,78	973,90	19,24
	Térmica Turbovapor	458,24	8,40	454,24	8,97
Total No Renovable		3.086,73	56,59	2.730,44	53,93
Total		5.454,40	100,00	5.062,95	100,00

(*) Corresponde a la generación, cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).

Según su objetivo principal, las diferentes empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano disponen de centrales cuya producción total se destina al servicio público (energía eléctrica que se produce para ponerla a disposición de los clientes finales, a través de los distintos sistemas de distribución) o para su consumo interno, también conocida como energía de servicio no público (energía eléctrica que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus consumos propios y que no se puede poner a disposición de los clientes finales). También hay empresas cuya energía generada es destinada a los dos tipos de servicios.

La tabla No. 104 muestra los valores de potencia destinados tanto para el servicio público, como para no público según el tipo de empresa. Desprendiéndose, prácticamente, de que las generadoras y distribuidoras destinan el total de su producción al servicio público; mientras que las autogeneradoras, cuyo objetivo principal no es el negocio de la electricidad, utilizan sus centrales eléctricas para satisfacer sus necesidades productivas y en caso de disponer excedentes, éstos son vendidos o entregados al servicio público.

TABLA No. 104: POTENCIA POR TIPO DE SERVICIO Y TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	4.025,61	3.885,02	7,96	7,83	4.033,57	3.892,85
Distribuidora	473,04	430,51	-	-	473,04	430,51
Autogeneradora	133,92	125,44	813,87	614,15	947,79	739,58
Total	4.632,57	4.440,97	821,83	621,98	5.454,40	5.062,95

13.3. Producción e importación de energía y consumo de combustibles

En el 2012 la producción e importación de energía fue de 23.085,92 GWh, de los cuales el 86,67 % corresponde a la energía del S.N.I., es decir 20.008,62 GWh, en la que se incluye la importación desde Colombia y Perú. En la tabla No. 105, se puede ver el aporte de energía bruta de cada tipo de empresa y tipo de central en GWh.

La energía producida por las autogeneradoras, corresponde a la energía generada por las empresas petroleras para sus procesos extractivos o complementarios.

TABLA No. 105: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR SISTEMA, TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)
S.N.I.	Generadora	Hidráulica	11.079,45
		Térmica	6.562,39
	Distribuidora	Hidráulica	631,86
		Térmica	533,11
	Autogeneradora	Biomasa	296,35
		Hidráulica	510,69
		Térmica	156,57
Interconexión	Interconexión	238,20	
Total S.N.I.			20.008,62
No Incorporado	Generadora	Eólica	2,40
		Térmica	104,67
	Distribuidora	Hidráulica	15,73
		Solar	0,33
		Térmica	51,55
	Autogeneradora	Térmica	2.902,63
Total No Incorporado			3.077,31
Total			23.085,92

En la figura No. 59, se aprecian los valores de energía bruta en GWh y porcentajes de participación de cada tipo de central disponible en el país.

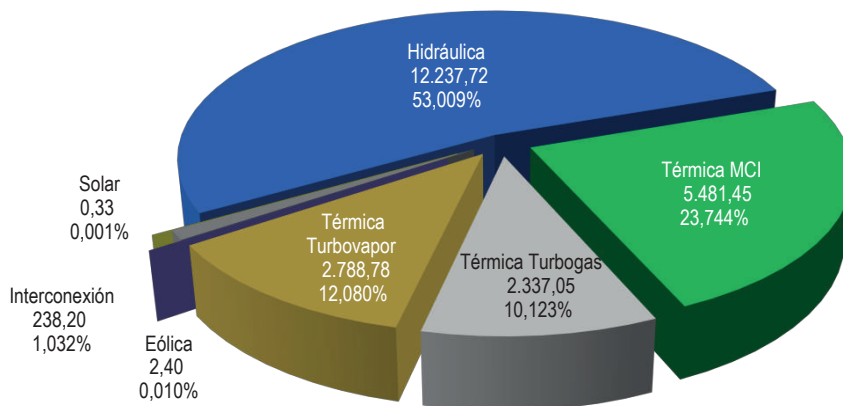


FIG. No. 59: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE CENTRAL (GWh)



De acuerdo al contenido de la tabla No. 106, del total de la energía bruta a nivel nacional, el 54,30 % corresponde a la energía producida por fuentes renovables, el 44,66 % a la energía de fuentes no renovables y el 1,03 % a la importación de energía.

TABLA No. 106: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA Y DE CENTRAL

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		(GWh)	(%)
Renovable	Hidráulica	12.237,72	53,01
	Térmica Turbovapor (*)	296,35	1,28
	Eólica	2,40	0,01
	Solar	0,33	0,00
Total Renovable		12.536,80	54,30
No Renovable	Térmica MCI	5.481,45	23,74
	Térmica Turbogas	2.337,05	10,12
	Térmica Turbovapor	2.492,42	10,80
Total No Renovable		10.310,92	44,66
Interconexión	Interconexión	238,20	1,03
Total Interconexión		238,20	1,03
Total		23.085,92	100

(*) Corresponde a la generación, cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).

La figura No. 60, expresa la estructura de la producción bruta por tipo de energía.

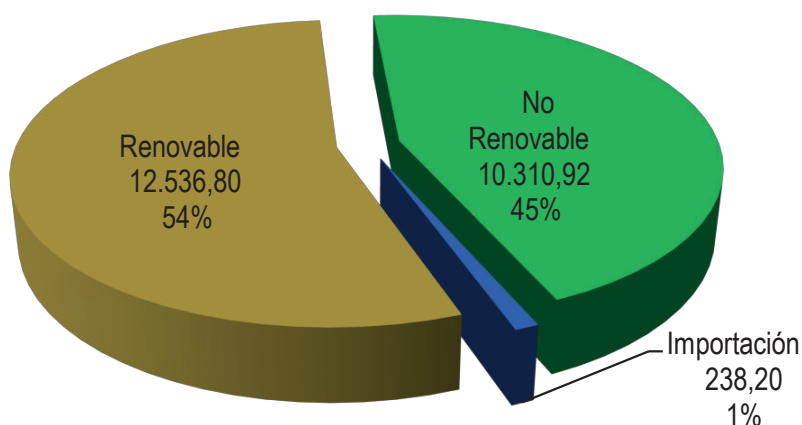


FIG. No. 60: PRODUCCIÓN BRUTA POR TIPO DE ENERGÍA (GWh)

La tabla No. 107 y la figura No. 61 se muestran el comportamiento de la oferta de energía mes a mes durante todo el 2012. Una mayor oferta de energía hidráulica, por parte de las empresas generadoras, se observa durante el periodo marzo - julio, lo que se debe a la época lluviosa en las cuencas de las mayores centrales hidroeléctricas del país.

Así mismo, durante el periodo de estiaje del 2012, agosto - diciembre, la oferta termoeléctrica fue mayor, a causa de una menor producción de energía de las hidráulicas. Adicionalmente se advierte el aumento de la energía im-

portada en los meses de enero, septiembre y octubre, lo que ocurrió con el objeto de reemplazar energía térmica y por ende disminuir el consumo de combustibles.

TABLA No. 107: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA Y TIPO DE CENTRAL (GWh)

Mes	Generadora			Distribuidora			Autogeneradora		Interconexión	Total
	Hidráulica	Eólica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Solar	Hidráulica	Térmica	Interconexión	
Ene	1.074,27	0,09	375,84	68,15	42,45	0,01	46,72	353,67	26,79	1.987,98
Feb	995,25	0,02	366,40	61,92	46,77	0,01	45,68	228,42	8,26	1.752,73
Mar	1.103,68	0,17	424,65	67,50	50,34	0,01	49,49	241,49	9,27	1.946,59
Abr	1.102,61	0,06	397,43	64,74	41,03	0,01	46,40	236,95	18,96	1.908,18
May	1.137,57	0,12	454,93	65,36	37,36	0,02	43,24	242,42	10,50	1.991,50
Jun	1.007,61	0,13	509,91	52,19	37,13	0,03	42,67	239,97	17,05	1.906,69
Jul	1.033,79	0,27	473,49	46,62	20,70	0,04	45,20	347,55	17,35	1.985,01
Ago	839,16	0,40	629,26	42,53	45,63	0,04	41,36	298,79	6,27	1.903,45
Sep	748,63	0,35	603,43	38,29	63,80	0,04	38,57	286,57	76,06	1.855,74
Oct	681,33	0,27	814,41	47,05	46,64	0,04	38,25	297,27	24,21	1.949,48
Nov	740,57	0,29	729,49	47,67	64,25	0,04	35,76	287,82	13,03	1.918,94
Dic	614,96	0,24	887,81	45,57	88,55	0,05	37,37	294,62	10,45	1.979,63
Total	11.079,45	2,40	6.667,06	647,59	584,66	0,33	510,69	3.355,55	238,20	23.085,92

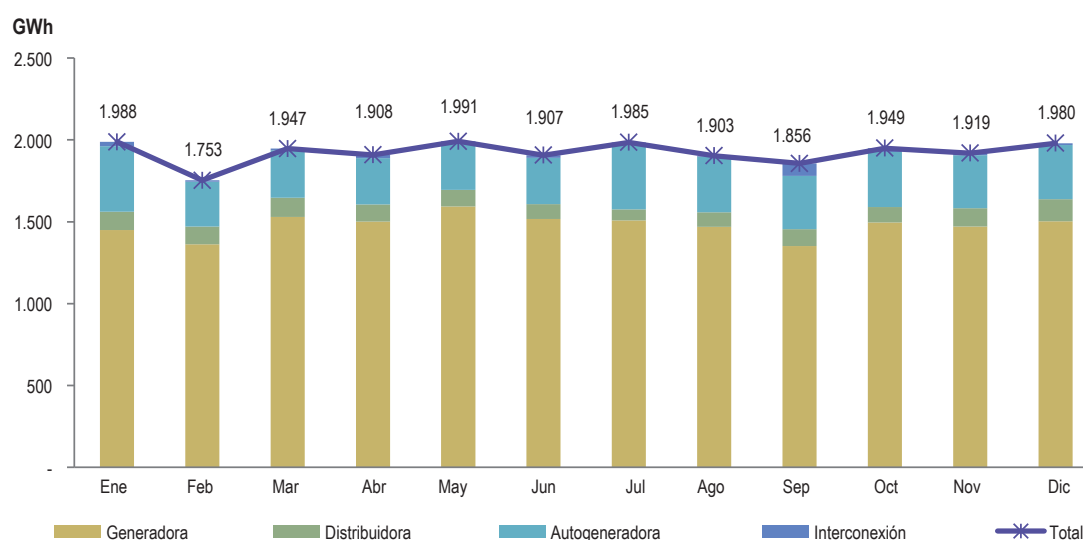


FIG. No. 61: OFERTA TOTAL MENSUAL DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA (GWh)

La variación de la oferta de energía térmica, hidráulica e interconexión en el S.N.I., mes a mes, se puede apreciar en la figura No. 62.

13. Situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Año 2012

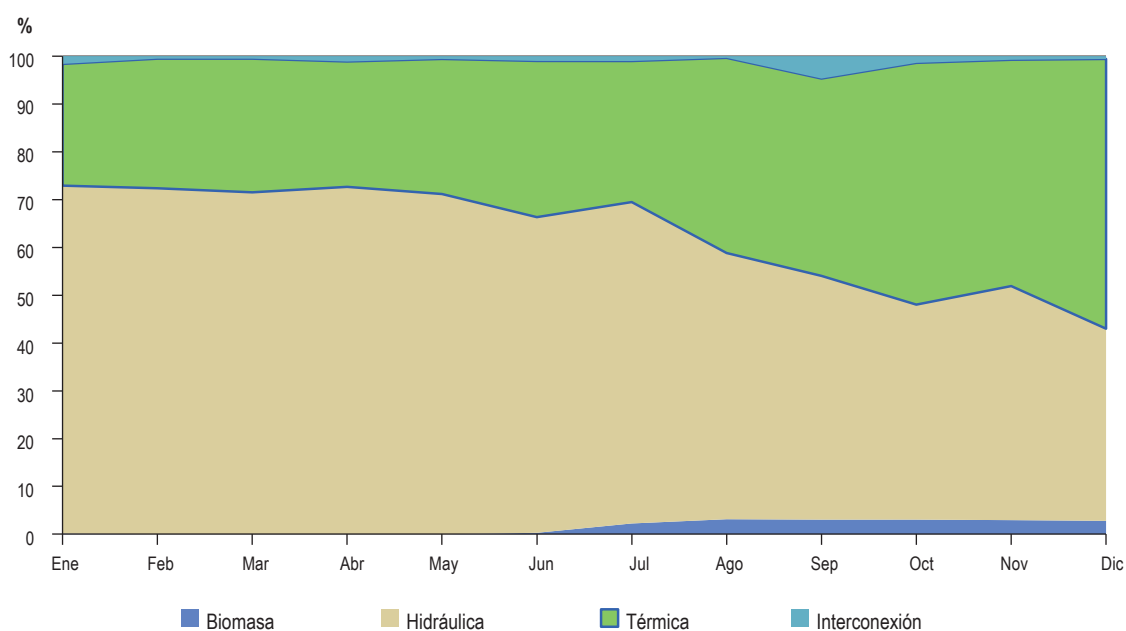


FIG. No. 62: OFERTA MENSUAL DE ENERGÍA EN EL S.N.I (%)

Del total de la energía disponible, 22.706,87 GWh, el 85,87 % fue entregado al servicio público y el 14,13 % al servicio no público, como se puede apreciar en la tabla No. 108. En esta clasificación, las empresas generadoras son las de mayor aporte al servicio público, en tanto que las autogeneradoras al servicio no público, entrando en estas últimas, principalmente, las empresas petroleras, las mismas que utilizan el total de su producción de energía eléctrica en sus procesos extractivos y relacionados.

TABLA No. 108: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	17.748,90	17.442,56	17.405,53	37,03
Distribuidora	1.232,58	1.219,67	1.219,67	-
Autogeneradora	3.866,24	3.806,43	636,04	3.170,40
Importación	238,20	238,20	238,20	-
Total	23.085,92	22.706,87	19.499,45	3.207,42

Igual relación se puede ver en la figura No. 63, donde se representan los totales de la energía bruta generada tanto para servicio público, como no público, es decir, antes de sus consumos de sus servicios auxiliares. En este gráfico se incluye la energía importada que es considerada como energía bruta generada para servicio público.

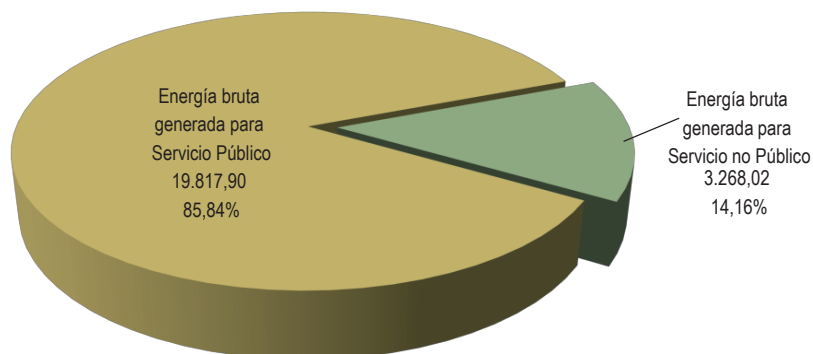


FIG. No. 63: ENERGÍA BRUTA GENERADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO (GWh)

Las centrales de generación térmica utilizan como fuente de energía primaria diferentes tipos de combustible, especialmente aquellos derivados del petróleo. Sin embargo en la tabla No. 109, se ha incluido el consumo de bagazo de caña, que a pesar de ser considerado como una fuente de energía renovable, se combustiona para producir energía eléctrica.

TABLA No. 109: CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Fuel Oil (MM gal)	Diésel 2 (MM gal)	Nafta (MM gal)	Gas Natural (MM mpc)	Residuo (MM gal)	Crudo (MM gal)	LPG (MM gal)	Bagazo de caña (M Tn)
Generadora	251,83	50,66	0,09	14,00	56,78	-	-	-
Distribuidora	25,42	18,99	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	-	68,69	-	9,24	13,85	67,16	6,30	1.122,34
Total	277,25	138,34	0,09	23,23	70,63	67,16	6,30	1.122,34

El gas natural utilizado por una unidad dentro de una central, se expresa en mpc (miles de pies cúbicos).

De la tabla se concluye que los combustibles más utilizados en el 2012, a nivel nacional, fueron el diésel 2 y el fuel oil.

En la siguiente tabla se representan los totales de los diferentes tipos de combustible consumidos en el 2012. Se utiliza el concepto de TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo), que permite un mejor entendimiento de la cantidad de combustible utilizado en los procesos de generación termoeléctrica.

TABLA No. 110: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES EN TEP

Cantidad	Combustibles		Equivalencias (TEP) *		Total (TEP)
	Unidades				
277,25	millones de galones de Fuel Oil	1 galón	0,003	943.946,65	
138,34	millones de galones de Diésel 2	1 galón	0,003	456.849,69	
0,09	millones de galones de Nafta	1 galón	0,003	263,82	
23,23	millones de mpc de Gas Natural	1 mpc	0,022	517.632,44	
70,63	millones de galones de Residuo	1 galón	0,003	233.243,09	
67,16	millones de galones de Crudo	1 galón	0,003	228.646,45	
6,30	millones de galones de LPG	1 galón	0,002	12.886,16	
1.122,34	miles de Toneladas de Bagazo de Caña	1 Tonelada	0,182	204.263,12	
Total					2.597.731,42

* Fuente: OLADE, SIEE



A continuación se visualiza gráficamente esta información.

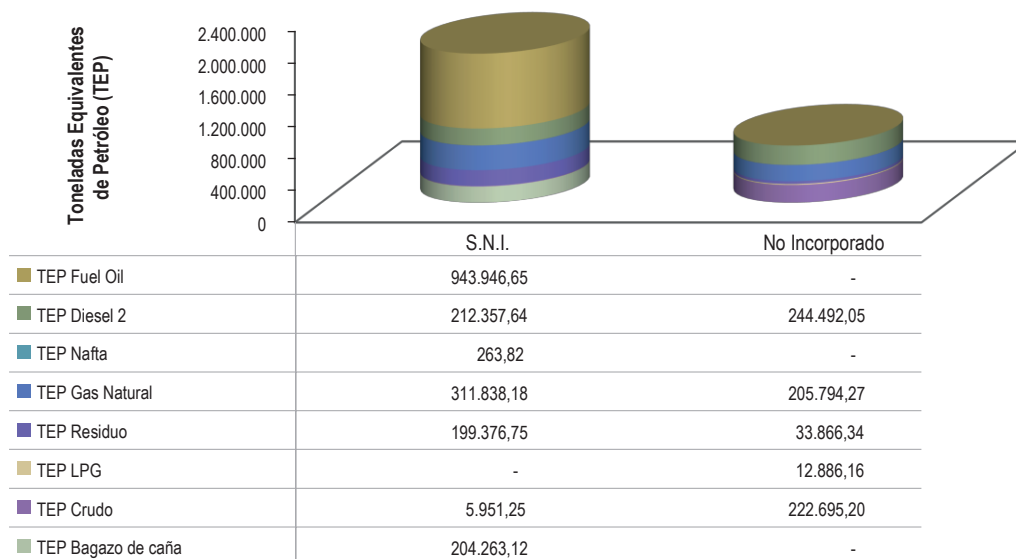


FIG. No. 64: CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES

13.4. Transacciones Económicas por Venta de Energía

El mercado eléctrico abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre sus agentes, sea a través del corto plazo, de contratos de largo plazo, así como también las transacciones internacionales de electricidad.

Los contratos regulados a plazo suscritos por los generadores son liquidados por toda la producción real de energía eléctrica y son asignados a todas las distribuidoras en proporción a su demanda regulada.

Para el caso de los autogeneradores, la contratación es sobre sus excedentes de generación y contemplan un solo componente o cargo variable para su liquidación.

La producción de los generadores de propiedad de las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización se determina mediante un cargo fijo y un cargo variable o costo variable de producción, de forma similar a un contrato regulado aplicable a los restantes generadores del mercado.

En el corto plazo o mercado ocasional se liquidarán únicamente los remanentes de la producción de los generadores que no estén comprometidos en contratos regulados, es decir, la diferencia entre la energía neta producida y la energía contratada por estos generadores, además de las TIE.

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE liquida todas las transacciones comerciales del mercado, determinando los importes que deben abonar y percibir los distintos participantes del mercado eléctrico, conforme los términos establecidos en los contratos de compraventa, incluyendo las importaciones y exportaciones de electricidad.

En el 2012, el total de la energía comercializada en el mercado eléctrico fue de 19.169,31 GWh, por un monto de 778,13 MUSD, dando como resultado un precio medio de 4,06 USD ϕ /kWh, tal como se detalla en la tabla No. 111.

TABLA No. 111: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN

Tipo de Transacción	Energía vendida		Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
	(GWh)	(%)		
Contratos	17.884,21	93,30	697,16	3,90
Mercado Ocasional	1.035,02	5,40	53,22	5,14
Importación	238,20	1,24	25,21	10,58
Exportación	11,88	0,06	2,54	21,35
Total	19.169,31	100,00	778,13	4,06

En el mercado ocasional se incluye la facturación de la generación no escindida, así como los servicios del mercado. No están incluidos los valores por compras de energía para cumplir contratos.

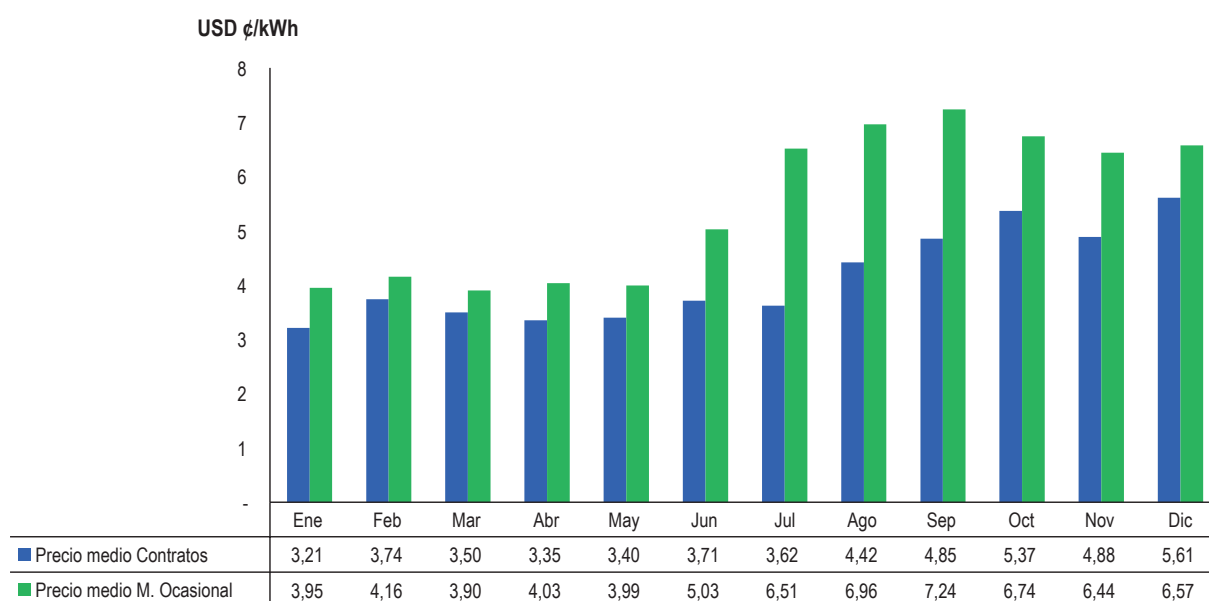
En la tabla No. 112, se muestran los valores de la energía vendida, la facturación y los precios medios por tipo de transacción y tipo de empresa.

TABLA No. 112: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE TRANSACCIÓN Y TIPO DE EMPRESA

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	17.324,32	655,43	3,78
	M. Ocasional	92,61	2,09	2,26
Total Generadora		17.416,93	657,52	3,78
Distribuidora	Contratos	390,76	33,03	8,45
	M. Ocasional	783,36	36,35	4,64
	Otros	0,05	0,01	10,12
Total Distribuidora		1.174,17	69,38	5,91
Autogeneradora	Contratos	169,14	8,70	5,15
	M. Ocasional	155,95	14,76	9,46
	Otros	3,05	0,02	0,73
Total Autogeneradora		328,13	23,48	7,16
Importación	M. Ocasional	238,20	25,21	10,58
Total Importación		238,20	25,21	10,58
Exportación	M. Ocasional	11,52	2,50	21,68
	Otros	0,35	0,04	10,58
Total Exportación		11,88	2,54	21,35
Total		19.169,31	778,13	4,06

En los siguientes gráficos se visualiza la variación que tuvo el precio medio durante el 2012 tanto en los contratos a plazo, como en el ocasional. También se grafican los precios medios de la energía importada y exportada. El precio medio de la energía importada 10,58 USD ¢/kWh.





En el mercado ocasional no se incluyen la importación y la exportación de energía.

FIG. No. 65: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA POR CONTRATOS Y M. OCASIONAL

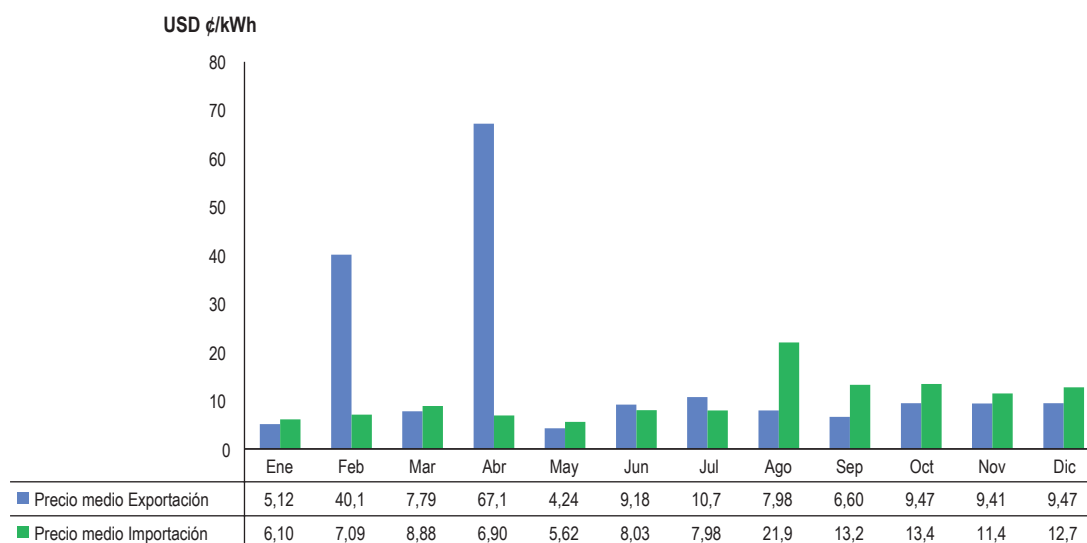


FIG. No. 66: PRECIO MEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA IMPORTADA Y EXPORTADA

13.5. Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) está administrado por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC - EP), a través de su Unidad de Negocio, TRANSELECTRIC (CELEC - TRANSELECTRIC).

Según los datos reportados por el CENACE, durante el 2012 las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 17.486,28 GWh de energía y entregaron 16.822,04 GWh. El total de la pérdidas fue 664,24 GWh, es decir el 3,80 %.

El total de la facturación efectuada por CELEC - TRANSELECTRIC fue 60,33 MUSD.

De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., incluida la capacidad de reserva, es la siguiente:

- Enfriamiento natural de aire (OA):	5.264,08 MVA
- Enfriamiento por aire forzado (FA):	6.938,15 MVA
- Enfriamiento por aire y aceite forzado (FOA):	8.841,50 MVA

El S.N.T. en el año 2012 contó con 45,00 subestaciones, de las cuales: 17 funcionan a 230 kV (12 con una relación de transformación 230/138/69 kV, incluida una de seccionamiento: Zhoray); 27 a 138 kV (22 con relación de transformación 138/69 kV así como dos de seccionamiento: Pucará, San Idelfonso); y 2 subestaciones móviles.



14

Producción de Energía Eléctrica



Producción de Energía Eléctrica

14

14.1. Potencia y Producción de Energía

En la tabla No. 113 se detallan las potencias nominal y efectiva de cada una de las empresas del sector eléctrico, con su ubicación provincial y participación o no dentro del S.N.I.

TABLA No. 113: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Tipo de Empresa	Empresa	Sistema	Tipo de Central	Provincia	# Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	CELEC-Electroguayas	S.N.I.	Térmica	Guayas	4	407,27	392,00
				Sucumbíos	2	131,80	131,80
	CELEC-Hidroagoyán	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	3	463,00	438,60
	CELEC-Hidropaute	S.N.I.	Hidráulica	Azuay	2	1.258,66	1.263,26
	CELEC-Termoesmeraldas	S.N.I.	Térmica	Esmeraldas	2	143,00	140,60
				Tungurahua	4	215,20	202,70
	CELEC-Termopichincha	No Incorporado	Térmica	Guayas	2	3,77	3,51
				-	2	24,48	20,70
				Morona santiago	1	11,40	10,00
		S.N.I.	Térmica	Guayas	1	0,07	0,06
				Cotopaxi	1	102,00	100,00
				Galápagos	2	68,82	67,80
	Galápagos			1	40,00	40,00	
	Carchi	4	62,70	55,50			
	CELEC-Termogas Machala	S.N.I.	Térmica	El Oro	2	276,80	252,50
	Elecaastro	S.N.I.	Hidráulica	Azuay	2	38,43	38,43
			Térmica	Pichincha	1	26,10	26,10
				Azuay	1	19,20	17,20
	Electroquil	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	181,00	181,00
	EMAAP-Q	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	3	23,36	22,94
	Eolicisa	No Incorporado	Eólica	Galápagos	1	2,40	2,40
	Generoca	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	38,12	34,33
	Hidronación	S.N.I.	Hidráulica	Guayas	1	213,00	213,00
Hidrosibimbe	S.N.I.	Hidráulica	Los Ríos	1	16,00	14,50	
			Pichincha	2	2,00	1,93	
Intervisa Trade	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	115,00	102,00	
Termoguyas	S.N.I.	Térmica	Guayas	1	150,00	120,00	
Total Generadora					49	4.033,57	3.892,85

TABLA No. 113: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO (cont.)

Tipo de Empresa	Empresa	Sistema	Tipo de Central	Provincia	# Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Distribuidora	CNEL-Bolívar	S.N.I.	Hidráulica	Bolívar	1	1,66	1,33
	CNEL-Sucumbíos	No Incorporado	Hidráulica	Sucumbíos	1	0,20	0,10
			Térmica	Orellana	4	10,61	7,19
				Sucumbíos	2	8,25	5,35
	E.E. Ambato	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	1	3,00	2,90
			Térmica	Tungurahua	1	5,00	3,30
	E.E. Centro Sur	No Incorporado	Hidráulica	Morona Santiago	1	0,50	0,40
			Solar	-	1	0,05	0,05
			Térmica	Morona Santiago	1	0,24	0,24
	E.E. Cotopaxi	No Incorporado	Hidráulica	Cotopaxi	3	2,80	2,68
		S.N.I.	Hidráulica	Cotopaxi	2	9,39	9,20
	E.E. Galápagos	No Incorporado	Solar	Galápagos	5	0,03	0,03
			Térmica	Galápagos	4	15,21	12,00
	E.E. Norte	S.N.I.	Hidráulica	Carchi	2	4,27	4,27
				Imbabura	1	8,00	8,00
	E.E. Quito	No Incorporado	Hidráulica	Napo	1	0,10	0,07
		S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	5	96,88	96,88
			Térmica	Pichincha	1	34,32	31,20
E.E. Riobamba	No Incorporado	Hidráulica	Chimborazo	1	0,80	0,75	
	S.N.I.	Hidráulica	Chimborazo	2	13,53	13,00	
E.E. Sur	S.N.I.	Hidráulica	Zamora Chinchipe	1	2,40	2,40	
		Térmica	Loja	1	19,74	17,17	
Eléctrica de Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Guayas	3	236,07	212,00	
Total Distribuidora					45	473,04	430,51
Autogeneradora	Agip	No Incorporado	Térmica	Napo	1	9,00	7,78
				Pastaza	2	46,06	40,43
	Agua Y Gas De Sillunchi	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	2	0,40	0,39
	Andes Petro	No Incorporado	Térmica	Orellana	22	33,72	27,66
				-	1	0,12	0,09
				Sucumbíos	15	98,67	82,73
	Consejo Provincial De Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	Tungurahua	1	0,12	0,11
	Ecoelectric	S.N.I.	Biomasa	Guayas	1	36,50	35,20
	Ecoluz	S.N.I.	Hidráulica	Napo	2	8,93	8,31
	Ecudos	S.N.I.	Biomasa	Cañar	1	29,80	27,60
	Electroandina	S.N.I.	Hidráulica	Carchi	1	0,20	0,16
				Imbabura	1	0,40	0,40
	Electrocordova	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,20	0,20
	Enermax	S.N.I.	Hidráulica	Cotopaxi	1	16,60	15,00
	Hidroabanico	S.N.I.	Hidráulica	Morona Santiago	1	38,45	37,99
Hidroimbabura	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,60	0,49	
Hidroservice	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,56	0,56	
I.M. Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,50	1,98	



TABLA No. 113: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS DEL sector eléctrico ecuatoriano (cont.)

Tipo de Empresa	Empresa	Sistema	Tipo de Central	Provincia	# Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	La Internacional	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	6,09	5,86
			Térmica	Pichincha	1	0,50	0,40
	Lafarge	S.N.I.	Térmica	Imbabura	1	33,16	27,30
	Moderna Alimentos	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	1,65	1,65
			Térmica	Pichincha	1	1,60	1,40
	Municipio A. Ante	S.N.I.	Hidráulica	Imbabura	1	0,40	0,32
	Ocp	No Incorporado	Térmica	Esmeraldas	1	1,72	1,72
				Napo	2	10,02	7,89
				Pichincha	2	0,32	0,32
				Sucumbíos	2	10,02	9,50
	Perlabí	S.N.I.	Hidráulica	Pichincha	1	2,70	2,46
	Petroamazonas	No Incorporado	Térmica	Napo	2	34,53	19,38
				Orellana	18	158,68	96,86
				Sucumbíos	14	64,68	30,09
	Petroproducción	No Incorporado	Térmica	Orellana	3	18,96	14,35
				Sucumbíos	12	80,35	68,53
	Repsol	No Incorporado	Térmica	Orellana	5	144,21	118,27
				Sucumbíos	1	9,35	7,20
San Carlos	S.N.I.	Biomasa	Guayas	1	35,00	30,60	
Sipec	No Incorporado	Térmica	Orellana	5	11,00	8,40	
Total Autogeneradora					131	947,79	739,58
Total					225	5.454,40	5.062,95

En el 2012, todas las empresas del sector eléctrico nacional, generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, aportaron con 5.454,40 MW de potencia instalada y 5.062,95 MW de potencia efectiva, distribuidos en 225 centrales de generación, conforme a los datos reportados por los agentes del sector.

Del total de la potencia efectiva en todo el país (5.062,95 MW): el 87,72 % corresponde a la destinada para el servicio público; y, el 12,28 % al servicio no público. Potencia que es entregada a través del S.N.I. y de los sistemas no incorporados.

La Unidad de Negocio CELEC - Hidropaute, con sus centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, representan el 27,17 % del total de la potencia instalada en el país para servicio público y el 28,45 % de la potencia efectiva para servicio público. Dentro de la generación termoeléctrica, la Unidad de Negocio CELEC - Electroguayas, y sus centrales Enrique García, Gonzalo Cevallos (Gas), Gonzalo Cevallos (Vapor), Pascuales II, Trinitaria y Santa Elena II, representa el 11,64 % de la potencia instalada para servicio público y el 11,79 % de la potencia efectiva para servicio público.

TABLA No. 114: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LOS AGENTES DEL sector eléctrico ecuatoriano POR TIPO DE SERVICIO

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	CELEC-Electroguayas	539,07	523,80	-	-	539,07	523,80
	CELEC-Hidroagoyán	463,00	438,60	-	-	463,00	438,60
	CELEC-Hidropaute	1.258,66	1.263,26	-	-	1.258,66	1.263,26
	CELEC-Termoesmeraldas	358,20	343,30	-	-	358,20	343,30
	CELEC-Termopichincha	276,80	252,50	-	-	276,80	252,50
	CELEC-Termogas Machala	313,24	297,56	-	-	313,24	297,56
	Elecaastro	83,73	81,73	-	-	83,73	81,73
	Electroquil	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
	EMAAP-Q	15,40	15,11	7,96	7,83	23,36	22,94
	Eolicsa	2,40	2,40	-	-	2,40	2,40
	Generoca	38,12	34,33	-	-	38,12	34,33
	Hidronación	213,00	213,00	-	-	213,00	213,00
	Hidrosibimbe	18,00	16,43	-	-	18,00	16,43
	Intervisa Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
	Termoguayas	150,00	120,00	-	-	150,00	120,00
Total Generadora		4.025,61	3.885,02	7,96	7,83	4.033,57	3.892,85
Distribuidora	CNEL-Bolívar	1,66	1,33	-	-	1,66	1,33
	CNEL-Sucumbios	19,06	12,64	-	-	19,06	12,64
	E.E. Ambato	8,00	6,20	-	-	8,00	6,20
	E.E. Centro Sur	0,79	0,69	-	-	0,79	0,69
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	-	-	12,19	11,88
	E.E. Galápagos	15,24	12,03	-	-	15,24	12,03
	E.E. Norte	12,27	12,27	-	-	12,27	12,27
	E.E. Quito	131,30	128,15	-	-	131,30	128,15
	E.E. Riobamba	14,33	13,75	-	-	14,33	13,75
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
	Eléctrica de Guayaquil	236,07	212,00	-	-	236,07	212,00
Total Distribuidora		473,04	430,51	-	-	473,04	430,51
Autogeneradora	Agip	-	-	55,06	48,21	55,06	48,21
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,004	-	0,40	0,39	0,40	0,39
	Andes Petro	-	-	132,51	110,48	132,51	110,48
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,12	0,11	-	-	0,12	0,11
	Ecoelectric	27,50	27,50	9,00	7,70	36,50	35,20
	Ecoluz	3,03	2,79	5,90	5,52	8,93	8,31
	Ecudos	14,90	13,80	14,90	13,80	29,80	27,60
	Electroandina	0,60	0,56	-	-	0,60	0,56
	Electrocordova	0,20	0,20	-	-	0,20	0,20
	Enermax	5,00	5,00	11,60	10,00	16,60	15,00
	Hidroabanico	27,25	26,92	11,20	11,07	38,45	37,99
	Hidroimbabura	0,60	0,49	-	-	0,60	0,49
	Hidroservice	0,56	0,56	-	-	0,56	0,56
	I.M. Mejía	2,50	1,98	-	-	2,50	1,98
	La Internacional	6,59	6,26	-	-	6,59	6,26



TABLA No. 114: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LOS AGENTES DEL sector eléctrico ecuatoriano POR TIPO DE SERVICIO (cont.)

Tipo de Empresa	Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Lafarge	8,34	6,60	24,82	20,70	33,16	27,30
	Moderna Alimentos	2,07	1,75	1,18	1,30	3,25	3,05
	Municipio A. Ante	0,40	0,32	-	-	0,40	0,32
	Ocp	-	-	22,08	19,43	22,08	19,43
	Perlabí	0,47	0,42	2,23	2,04	2,70	2,46
	Petroamazonas	5,79	7,77	252,11	138,55	257,89	146,33
	Petroproducción	-	-	99,31	82,88	99,31	82,88
	Repsol	-	-	153,56	125,47	153,56	125,47
	San Carlos	28,00	22,40	7,00	8,20	35,00	30,60
Sipac	-	-	11,00	8,40	11,00	8,40	
Total Autogeneradora		133,92	125,44	813,87	614,15	947,79	739,58
Total		4.632,57	4.440,97	821,83	621,98	5.454,40	5.062,95

En la tabla No. 115 que se muestra a continuación, se detalla la energía bruta y entregada tanto para servicio público, como no público, por cada una de las empresas del sector eléctrico. Para el caso de la potencia, CELEC - Hidropaute es la de mayor aporte de energía al servicio público con el 36,40 %, seguida de CELEC - Electroguayas con el 9,97 %.

Para el caso de la energía entregada para servicio no público, las empresas petroleras, debido a sus procesos de producción, son las de mayor participación en este tipo de servicio.

TABLA No. 115: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	CELEC-Electroguayas	2.056,05	2.055,82	0,22	1.945,18	1.944,97	0,21
	CELEC-Hidroagoyán	2.326,64	2.326,64	-	2.323,05	2.323,05	-
	CELEC-Hidropaute	7.128,86	7.128,86	-	7.098,56	7.098,56	-
	CELEC-Termoesmeraldas	1.446,95	1.446,95	-	1.383,28	1.383,28	-
	CELEC-Termopichincha	891,00	891,00	-	857,25	857,25	-
	CELEC-Termogas Machala	1.244,23	1.244,23	-	1.219,92	1.219,92	-
	Elecaastro	395,05	395,05	-	387,15	387,15	-
	Electroquil	225,22	225,22	-	217,06	217,06	-
	EMAAP-Q	146,80	109,31	37,49	144,18	107,36	36,82
	Eolicsa	2,40	2,40	-	2,40	2,40	-
	Generoca	126,93	126,93	-	121,18	121,18	-
	Hidronación	1.051,04	1.051,04	-	1.035,85	1.035,85	-
	Hidrosibimbe	100,50	100,50	-	100,50	100,50	-
	Intervisa Trade	60,78	60,78	-	60,54	60,54	-
Termoguayas	546,45	546,45	-	546,45	546,45	-	

TABLA No. 115: ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR LOS AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO (cont.)

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Total Generadora		17.748,90	17.711,19	37,71	17.442,56	17.405,53	37,03
Distribuidora	CNEL-Bolívar	1,49	1,49	-	1,49	1,49	-
	CNEL-Sucumbíos	15,15	15,15	-	14,53	14,53	-
	E.E. Ambato	13,02	13,02	-	13,02	13,02	-
	E.E. Centro Sur	0,65	0,65	-	0,65	0,65	-
	E.E. Cotopaxi	55,64	55,64	-	55,59	55,59	-
	E.E. Galápagos	36,74	36,74	-	36,46	36,46	-
	E.E. Norte	53,28	53,28	-	53,28	53,28	-
	E.E. Quito	543,27	543,27	-	537,38	537,38	-
	E.E. Riobamba	110,09	110,09	-	109,97	109,97	-
	E.E. Sur	28,04	28,04	-	27,69	27,69	-
	Eléctrica de Guayaquil	375,21	375,21	-	369,62	369,62	-
Total Distribuidora		1.232,58	1.232,58	-	1.219,67	1.219,67	-
Autogeneradora	Agip	229,33	0	229,33	220,44	0	220,44
	Agua Y Gas De Sillunchi	2,19	0,07	2,12	2,19	0,07	2,12
	Andes Petro	470,62	-	470,62	464,17	-	464,17
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,64	0,64	-	0,64	0,64	-
	Ecoelectric	110,84	65,97	44,87	103,84	61,80	42,03
	Ecoluz	39,79	39,79	-	38,70	38,70	-
	Ecudos	97,80	50,67	47,13	98,11	50,83	47,28
	Electroandina	-	-	-	-	-	-
	Electrocordova	0,13	0,13	-	0,13	0,13	-
	Enermax	92,50	92,50	-	92,49	92,49	-
	Hidroabanico	315,40	315,40	-	321,16	321,16	-
	Hidroimbabura	1,99	1,99	-	1,99	1,99	-
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-
	I.M. Mejía	8,51	8,51	-	8,51	8,51	-
	La Internacional	29,15	0,32	28,83	27,26	0,30	26,96
	Lafarge	156,21	8,76	147,45	161,26	9,04	152,22
	Moderna Alimentos	6,94	6,94	-	6,94	6,94	-
	Municipio A. Ante	0,31	0,31	-	0,31	0,31	-
	Ocp	24,05	0	24,05	29,18	0	29,18
	Perlabí	13,49	0,10	13,39	13,45	0,10	13,35
	Petroamazonas	1.071,29	-	1.071,29	1.046,43	-	1.046,43
Petroproducción	258,22	0	258,22	250,85	0	250,85	
Repsol	812,85	0,00	812,85	798,17	0	798,17	
San Carlos	87,72	43,82	43,90	86,11	43,02	43,09	
Sipac	36,28	0	36,28	34,11	0	34,11	
Total Autogeneradora		3.866,24	635,93	3.230,31	3.806,43	636,04	3.170,40
Interconexión	Colombia	236,03	236,03	-	236,03	236,03	-
	Perú	2,17	2,17	-	2,17	2,17	-
Total Interconexión		238,20	238,20	-	238,20	238,20	-
Total		23.085,92	19.817,90	3.268,02	22.706,87	19.499,45	3.207,42



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 116: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbovapor		Térmica Turbogas		Interconexión		Total Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Total Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)
		Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)				
Generadora	CELEC-Electroguayas	-	-	-	-	-	-	514,19	0,08	1.390,05	0,13	151,58	0,01	-	-	2.055,82	0,22
	CELEC-Hidroagoyán	2.326,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.326,64	-
	CELEC-Hidropaute	7.128,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.128,86	-
	CELEC-Termoesmeraldas	-	-	-	-	-	-	650,75	-	790,12	-	6,09	-	-	-	1.446,95	-
	CELEC-Termogás Machala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.244,23	-	-	-	1.244,23	-
	CELEC-Termopichincha	-	-	-	-	-	-	872,40	-	-	-	18,60	-	-	-	891,00	-
	Elecastro	326,55	-	-	-	-	-	68,50	-	-	-	-	-	-	-	395,05	-
	Electroquil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	225,22	-	-	-	225,22	-
	EMAAP-Q	109,31	37,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109,31	37,49
	Eólica	-	-	-	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	-
	Generoca	-	-	-	-	-	-	126,93	-	-	-	-	-	-	-	126,93	-
	Hidronación	1.051,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.051,04	-
	Hidrosibimbe	100,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,50	-
	Intervisa Trade	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,78	-	-	-	60,78	-
	Termoguas	-	-	-	-	-	-	546,45	-	-	-	-	-	-	-	546,45	-
Total Generadora	11.042,91	37,49	2,40	-	-	-	2.779,21	0,08	2.180,17	0,13	1.706,50	0,01	-	-	17.711,19	37,71	
Distribuidora	CNEL-Bolívar	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,49	-
	CNEL-Sucumbios	0,67	-	-	-	-	14,48	-	-	-	-	-	-	-	-	15,15	-
	E.E. Ambato	12,60	-	-	-	-	0,42	-	-	-	-	-	-	-	13,02	-	
	E.E. Centro Sur	-	-	-	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-	-	-	0,65	-
	E.E. Cotopaxi	55,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,64	-	
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	36,74	-	
	E.E. Norte	53,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53,28	-	
	E.E. Quito	399,56	-	-	-	-	-	143,70	-	-	-	-	-	-	543,27	-	
	E.E. Riobamba	110,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110,09	-	
	E.E. Sur	18,09	-	-	-	-	-	9,95	-	-	-	-	-	-	28,04	-	
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	210,22	-	164,99	-	-	-	375,21	-
	Total Distribuidora	651,43	-	-	-	-	0,33	205,27	-	210,56	-	164,99	-	-	-	1.232,58	-

TABLA No. 116: ENERGÍA BRUTA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbop vapor		Térmica Turbogas		Interconexión		Total Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Total Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	
		Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio Público (GWh)	Energía Bruta para Servicio No Público (GWh)			
Autogeneradora	Agip	-	-	-	-	-	-	0	229,33	-	-	-	-	-	-	0	229,33	
	Agua Y Gas De Sillunohi	0,07	2,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,07	2,12	
	Andes Petro	-	-	-	-	-	-	-	470,62	-	-	-	-	-	-	-	-	470,62
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,64	-	
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	-	-	44,87	-	-	-	-	-	65,97	44,87	
	Ecoluz	39,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39,79	-	
	Ecodos	-	-	-	-	-	-	-	-	50,67	47,13	-	-	-	-	50,67	47,13	
	Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Electrocordova	0,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,13	-	
	Enermax	92,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92,50	-	
	Hidrobanico	315,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	315,40	-	
	Hidroimbabura	1,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,99	-	
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	I.M. Mejía	8,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,51	-	
	La Internacional	0,32	28,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	28,83	
	Lafage	-	-	-	-	-	-	-	8,76	147,45	-	-	-	-	-	8,76	147,45	
	Moderna Alimentos	6,58	-	-	-	-	-	-	0,36	-	-	-	-	-	-	6,94	-	
	Municipio A. Ante	0,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	-	
	Ocp	-	-	-	-	-	-	-	0	24,05	-	-	-	-	-	0	24,05	
	Perlabí	0,10	13,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	13,39	
	Petroamazonas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,055,00	16,29	-	-	-	-	-	-	1,071,29
	Petroproducción	-	-	-	-	-	-	-	0	211,80	-	-	-	46,42	-	0	258,22	
	Repso	-	-	-	-	-	-	-	410,93	-	-	0,00	401,91	-	-	0	812,85	
San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,82	43,90	-	-	-	43,82	43,90		
Sipac	-	-	-	-	-	-	-	0	36,28	-	-	-	-	-	0	36,28		
Total Autogeneradora	466,35	44,34	-	-	-	-	-	9,12	2,585,46	160,46	152,18	0,00	448,33	-	635,93	3,230,31		
Interconexión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236,03	-	236,03	-		
Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,17	-	2,17	-		
Total Interconexión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236,20	-	236,20	-		
Total	12,160,70	81,83	2,40	-	-	0,33	t-	2,993,60	2,585,54	2,551,19	1,52,31	1,871,49	448,34	238,20	19,817,90	3,268,02		

14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 117: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar Solar		Térmica MCI		Térmica Turbopar		Térmica Turbogás		Interconexión		Total Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	
		Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)		
Generadora	CELEC-Electroguayas	-	-	-	-	-	-	486,46	0,08	1.315,10	0,12	143,41	0,01	-	-	1.944,97	0,21
	CELEC-Hidroagoyán	2.323,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.323,05	-
	CELEC-Hidropaute	7.098,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.098,56	-
	CELEC-Termoesmeraldas	-	-	-	-	-	-	622,11	-	755,35	-	5,82	-	-	-	1.383,28	-
	CELEC-Termogas Machala	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.219,92	-	-	-	1.219,92	-
	CELEC-Termopichincha	-	-	-	-	-	-	839,36	-	-	-	17,90	-	-	-	857,25	-
	Elecausto	320,02	-	-	-	-	-	67,13	-	-	-	-	-	-	-	387,15	-
	Electroquil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	217,06	-	-	-	217,06	-
	EMAAP-Q	107,36	36,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	107,36	36,82
	Eólica	-	-	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	-
	Generoca	-	-	-	-	-	-	121,18	-	-	-	-	-	-	-	121,18	-
	Hidronación	1.035,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.035,85	-
	Hidrosimbe	100,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100,50	-
Intervis Trade	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,54	-	-	-	60,54	-	
Termoguyas	-	-	-	-	-	-	546,45	-	-	-	-	-	-	-	546,45	-	
Total Generadora	10.985,35	36,82	2,40	-	-	-	2.682,69	0,08	2.070,45	0,12	1.664,65	0,01	-	-	17.405,53	37,03	
Distribuidora	CNEL-Bolívar	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,49	-
	CNEL-Sucumbios	0,64	-	-	-	-	13,88	-	-	-	-	-	-	-	14,53	-	-
	E.E. Ambato	12,60	-	-	-	-	0,42	-	-	-	-	-	-	-	13,02	-	-
	E.E. Centro Sur	-	-	-	-	-	-	-	0,34	-	-	-	-	-	0,65	-	-
	E.E. Cotopaxi	55,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,59	-	-
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	36,46	-	-
	E.E. Norte	53,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53,28	-	-
	E.E. Quito	395,24	-	-	-	-	142,15	-	-	-	-	-	-	-	537,38	-	-
	E.E. Riobamba	109,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109,97	-	-
	E.E. Sur	17,87	-	-	-	-	9,82	-	-	-	-	-	-	-	27,69	-	-
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	-	-	-	-	-	207,09	-	162,53	-	-	-	369,62	-
	Total Distribuidora	646,68	-	-	-	-	0,33	202,71	-	207,42	-	162,53	-	-	1.219,67	-	

TABLA No. 117: ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Tipo de Empresa	Empresa	Hidráulica		Eólica		Solar		Térmica MCI		Térmica Turbovapor		Térmica Turbogas		Interconexión		Total Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Total Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
		Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)		
Autogeneradora	Agip	-	-	-	-	-	-	0,00	220,44	-	-	-	-	-	-	0,00	220,44
	Agua y Gas de Sillunchi	0,07	2,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,07	2,12
	Andes Petro	-	-	-	-	-	-	-	464,17	-	-	-	-	-	-	-	464,17
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,64	-
	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	-	-	61,80	42,03	-	-	-	-	61,80	42,03
	Ecoluz	38,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,70	-
	Ecodos	-	-	-	-	-	-	-	-	50,83	47,28	-	-	-	-	50,83	47,28
	Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Electrocordova	0,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,13	-
	Enemax	92,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92,49	-
	Hydrobanico	321,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	321,16	-
	Hidroimbabura	1,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,99	-
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	I.M. Mejía	8,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,51	-
	La Internacional	0,30	26,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	26,96
	Lafarge	-	-	-	-	-	-	-	9,04	152,22	-	-	-	-	-	9,04	152,22
	Moderna Alimentos	6,58	-	-	-	-	-	-	0,36	-	-	-	-	-	-	6,94	-
	Municipio A. Ante	0,31	-	-	-	-	-	-	0,00	29,18	-	-	-	-	-	0,31	-
	Ocp	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	0,00	29,18
	Perlabi	0,10	13,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	13,35
Petroamazonas	-	-	-	-	-	-	-	-	1,030,52	15,91	-	-	-	-	-	1,046,43	
Petroproducción	-	-	-	-	-	-	-	0,00	205,75	-	-	45,09	-	-	0,00	250,85	
Repsol	-	-	-	-	-	-	-	-	403,52	-	0,00	394,66	-	-	0,00	798,17	
San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,02	43,09	-	-	-	43,02	43,09	
Sinec	-	-	-	-	-	-	-	0,00	34,11	-	-	-	-	-	0,00	34,11	
Total Autogeneradora		470,98	42,43	-	-	-	-	9,40	2.539,91	155,65	148,31	0,00	439,75	-	636,04	3.170,40	
Interconexión	Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	236,03	-	236,03	-	-
	Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,17	-	2,17	-	-
Total Interconexión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238,20	-	238,20	-	-	
Total		12.103,01	79,25	2,40	-	0,33	-	2.894,80	2.539,98	2.433,52	148,44	1.827,18	439,76	238,20	19.499,45	3.207,42	

14.2. Generadoras

En el 2012, 15 agentes presentaron sus datos estadísticos como generadoras, las mismas que disponían en total 4.033,57 MW de potencia nominal y 3.892,85 MW de potencia efectiva.

Dentro de este grupo, las unidades de negocios CELEC - Hidropaute y CELEC - Electroguayas son las de mayor representación con 31,20 % y el 13,36 % de la potencia instalada, respectivamente.

En este grupo de generadoras la energía hidroeléctrica representa el 50,59 % y la termoeléctrica el 49,35 % de la potencia total instalada, mientras que la energía eólica solamente representa el 0,06 %.

TABLA No. 118: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL

Empresa	Central	Hidráulica		Eólica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CELEC-Electroguayas	Enrique García	-	-	-	-	-	-	102,00	93,00	-	-	102,00	93,00
	Gonzalo Zevallos (Gas)	-	-	-	-	-	-	26,27	20,00	-	-	26,27	20,00
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	-	-	-	-	-	-	-	-	146,00	146,00	146,00	146,00
	Santa Elena II	-	-	-	-	90,10	90,10	-	-	-	-	90,10	90,10
	Santa Elena III	-	-	-	-	41,70	41,70	-	-	-	-	41,70	41,70
	Trinitaria	-	-	-	-	-	-	-	-	133,00	133,00	133,00	133,00
Total CELEC-Electroguayas		-	-	-	-	131,80	131,80	128,27	113,00	279,00	279,00	539,07	523,80
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	160,00	156,00	-	-	-	-	-	-	-	-	160,00	156,00
	Pucará	73,00	70,00	-	-	-	-	-	-	-	-	73,00	70,00
	San Francisco	230,00	212,60	-	-	-	-	-	-	-	-	230,00	212,60
Total CELEC-Hidroagoyán		463,00	438,60	-	-	-	-	-	-	-	-	463,00	438,60
CELEC-Hidropaute	Mazar	183,66	163,26	-	-	-	-	-	-	-	-	183,66	163,26
	Paute	1.075,00	1.100,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1.075,00	1.100,00
Total CELEC-Hidropaute		1.258,66	1.263,26	-	-	-	-	-	-	-	-	1.258,66	1.263,26

TABLA No. 118: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Empresa	Central	Hidráulica		Eólica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CELEC - Termoesmeraldas	Jaramijo	-	-	-	-	140,00	138,50	-	-	-	-	140,00	138,50
	La Propicia	-	-	-	-	10,50	9,60	-	-	-	-	10,50	9,60
	Manta II	-	-	-	-	20,40	19,20	-	-	-	-	20,40	19,20
	Miraflores	-	-	-	-	29,50	24,00	22,80	19,00	-	-	52,30	43,00
	Pedernales	-	-	-	-	2,50	2,00	-	-	-	-	2,50	2,00
	Termoesmeraldas	-	-	-	-	-	-	-	-	132,50	131,00	132,50	131,00
	Total CELEC-Termoesmeraldas	-	-	-	-	202,90	193,30	22,80	19,00	132,50	131,00	358,20	343,30
	Campo Alegre	-	-	-	-	0,40	0,36	-	-	-	-	0,40	0,36
CELEC - Termopichincha	Celso Castellanos	-	-	-	-	7,50	5,70	-	-	-	-	7,50	5,70
	Guangopolo	-	-	-	-	17,52	16,80	-	-	-	-	17,52	16,80
CELEC - Termopichincha	Jivino I	-	-	-	-	5,00	3,80	-	-	-	-	5,00	3,80
	Jivino II	-	-	-	-	10,20	10,00	-	-	-	-	10,20	10,00
	Jivino III	-	-	-	-	40,00	36,00	-	-	-	-	40,00	36,00
	Payamino	-	-	-	-	4,08	2,70	-	-	-	-	4,08	2,70
	Puná Nueva	-	-	-	-	3,37	3,15	-	-	-	-	3,37	3,15
	Puná Viejo	-	-	-	-	0,07	0,06	-	-	-	-	0,07	0,06
	Quevedo II	-	-	-	-	102,00	100,00	-	-	-	-	102,00	100,00
	Sacha	-	-	-	-	20,40	18,00	-	-	-	-	20,40	18,00
	Santa Elena	-	-	-	-	40,00	40,00	-	-	-	-	40,00	40,00
	Santa Rosa	-	-	-	-	-	-	51,30	51,00	-	-	51,30	51,00
Total CELEC-Termopichincha	Secoya	-	-	-	-	11,40	10,00	-	-	-	-	11,40	10,00
	Total CELEC-Termopichincha	-	-	-	-	261,94	246,56	51,30	51,00	-	-	313,24	297,56
	Termogás Machala I	-	-	-	-	-	-	140,00	128,50	-	-	140,00	128,50
Total CELEC-Termogás Machala	Termogás Machala II	-	-	-	-	-	-	136,80	124,00	-	-	136,80	124,00
	Total CELEC-Termogás Machala	-	-	-	-	-	-	276,80	252,50	-	-	276,80	252,50

14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 118: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS GENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Empresa	Central	Hidráulica		Eólica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Elecausto	El Descanso	-	-	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	19,20	17,20
	Ocaña	26,10	26,10	-	-	-	-	-	-	-	-	26,10	26,10
	Saucay	24,00	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	24,00	24,00
Total Elecausto	Saymirín	14,43	14,43	-	-	-	-	-	-	-	-	14,43	14,43
		64,53	64,53	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	83,73	81,73
Electroquil	Electroquil	-	-	-	-	-	-	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
Total Electroquil		-	-	-	-	-	-	181,00	181,00	-	-	181,00	181,00
EMAAP-Q	El Carmen	8,40	8,20	-	-	-	-	-	-	-	-	8,40	8,20
	Noroccidente	0,26	0,24	-	-	-	-	-	-	-	-	0,26	0,24
	Recuperadora	14,70	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	14,70	14,50
Total EMAAP-Q		23,36	22,94	-	-	-	-	-	-	-	-	23,36	22,94
Eólica	TROPEZÓN	-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
Total Eólica		-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
Generoca	Generoca	-	-	-	-	38,12	34,33	-	-	-	-	38,12	34,33
Total Generoca		-	-	-	-	38,12	34,33	-	-	-	-	38,12	34,33
Hidromación	Marcel Lantado	213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	213,00	213,00
	Total Hidromación	213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	213,00	213,00
Hidrotribimbe	Corazón	1,00	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,98
	Sibimbe	16,00	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	16,00	14,50
	Uravía	1,00	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,95
Total Hidrosibimbe		18,00	16,43	-	-	-	-	-	-	-	-	18,00	16,43
Termoguyas	Termoguyas	-	-	-	-	150,00	120,00	-	-	-	-	150,00	120,00
Total Termoguyas		-	-	-	-	150,00	120,00	-	-	-	-	150,00	120,00
Intervisa Trade	Victoria II	-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
Total Intervisa Trade		-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
Total		2.040,55	2.018,76	2,40	2,40	803,96	743,19	775,17	718,50	411,50	410,00	4.033,57	3.892,85

En las siguientes tablas se detalla la infraestructura eléctrica que poseen las empresas generadoras en lo referente a subestaciones, transformadores y líneas de transmisión. Esta infraestructura es la declarada, por los agentes, en el sistema informático SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico).

TABLA No. 119: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS GENERADORAS

Empresa	Nombre de la Subestación	Provincia	Cantón	Tipo de Subestación	Voltaje (kV)			Capacidad instalada (MVA)		
					V1	V2	V3	OA	FA	FOA
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos	Guayas	Guayaquil	E	2,4	13,8	69,0	141,9	167,2	206,0
	S/E Pascuales II	Guayas	Guayaquil	S	69,0	69,0	-	120,0	160,0	-
		Santa Elena	Santa Elena	E	34,5	138,0	-	125,0	156,0	156,0
Total CELEC-Electroguayas								386,90	483,20	362,00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	Baños	E	13,8	145,0	-	170,0	170,0	170,0
	Cámara Pucará		Pillaro		13,8	141,5	-	80,0	80,0	80,0
	001		Baños		13,8	230,0	-	-	-	127,5
Total CELEC-Hidroagoyán								250,00	250,00	250,00
CELEC-Termoesmeraldas	Central Termoesmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas	E	13,8	138,0		110,0	145,0	185,0
Total CELEC- Termoesmeraldas								110,00	145,00	185,00
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	Quito	E	6,6	138,0	-	30,0	40,0	40,0
	Santa Rosa		Mejía		13,8	138,0	-	96,0	96,0	96,0
Total CELEC-Termopichincha								126,00	136,00	136,00
CELEC-Termogach Machala	Bajo Alto	El Oro	El Guabo	E	13,8	138,0	-	100,0	134,0	166,0
Total CELEC-Termogach Machala								100,00	134,00	166,00
Elecaastro	S/E 1	Azuay	Cuenca	E	2,4	22,0	-	8,1	8,1	8,1
	S/E 2				2,4	69,0	-	10,0	12,5	12,5
	S/E 3				4,2	69,0	-	30,0	30,0	30,0
	S/E 4				6,3	22,0	-	9,0	10,3	10,3
	S/E 5				6,3	22,0	-	20,0	24,0	24,0
Total Elecaastro								77,10	84,85	84,85
Electroquil	Electroquil	Guayas	Guayaquil	E	13,8	69,0	138,0	236,0	310,8	383,2
Total Electroquil								236,00	310,80	383,20
EMAAP-Q	Booster 1	Napó	Quijos	R	138,0	6,9	-	12,6	18,0	18,0
	Booster 2				138,0	6,9	-	12,6	18,0	18,0
	El Carmen	Pichincha	Quito	E	6,6	138,0	-	10,0	12,5	12,5
	Recuperadora				6,9	138,0	-	12,6	18,0	18,0
Total EMAAP-Q								47,80	66,50	66,50
Eolicsa	001	Galápagos	San Cristóbal	E	1,0	13,8	-	3,0	3,0	3,0
Total Eolicsa								3,00	3,00	3,00
Generoca	Generoca	Guayas	Guayaquil	E	13,8	69,0	-	50,0	66,7	66,7
Total Generoca								50,00	66,66	66,66
Hidronación	Marcel Laniado De Wind	Guayas	El Empalme	E	13,8	138,0	-	255,0	255,0	255,0
Total Hidronación								255,00	255,00	255,00
Hidrosibimbe	Casa Máquinas	Bolívar	Echeandía	E	6,90	69,00	-	18,00	18,00	18,00
Total Hidrosibimbe								18,00	18,00	18,00
Intervisa Trade	Intervisa	Guayas	Guayaquil	E	13,8	138,0	-	90,0	120,0	150,0
Total Intervisa Trade								90,00	120,00	150,00
Termoguayas	Termoguayas	Guayas	Guayaquil	E	13,8	230,0	-	239,5	239,5	239,5
Total Termoguayas								239,50	239,50	239,50
Total general								1.989,30	2.312,51	2.365,71



TABLA No. 120: CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS GENERADORAS

Empresa	Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Marca	Capacidad del transformador (MVA)			Voltaje (kV)		
				OA	AF	FOA	Primario	Secundario	Terciario
CELEC-Electroguayas	S/E Gonzalo Zevallos	Trafo. Auxiliar de Planta	Mitsubishi	5,00	5,00	5,00	13,8	2,4	-
		Trafo. Auxiliar TV-2	Mitsubishi	5,00	5,00	5,00	13,8	2,4	-
		Trafo. Auxiliar TV-3	Mitsubishi	7,50	7,50	7,50	13,8	2,4	-
		Trafo. Principal TV-2	Mitsubishi	52,00	70,00	86,00	13,8	69,0	-
		Trafo. Principal TG-4	Rte-Asea	20,40	27,20	34,00	13,8	69,0	-
		Trafo. Principal TV-3	Mitsubishi	52,00	70,00	86,00	13,8	69,0	-
	S/E Pascuales II	GSU-1	Prolec	60,00	80,00	80,00	13,8	69,0	-
		GSU-2	Prolec	60,00	80,00	80,00	13,8	69,0	-
		GSU-2	Prolec	85,00	114,00	142,00	13,8	69,0	-
S/E Santa Elena II 90.1 MW	Transformador Principal SE 90,1 MW	Shenda	125,00	156,00	156,00	13,8	69,0	-	
CELEC-Hidroagoyán	Cámara Pucará	T1	Federal Pioneer	40,00	40,00	40,00	13,80	141,50	-
		T2	Federal Pioneer	40,00	40,00	40,00	13,80	141,50	-
	Agoyán	T1	Mitsubishi Electric Corp.	85,00	85,00	85,00	13,80	145,00	-
		T2	Mitsubishi Electric Corp.	85,00	85,00	85,00	13,80	145,00	-
	Casa de Máquinas	T1	WEG	5,00	5,00	5,00	13,80	2,40	-
		T2	WEG	5,00	5,00	5,00	13,80	2,40	-
CELEC-Hidropaute	Central Paute	TU01	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU02	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU03	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU04	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU05	Trafo Union	127,70	127,70	127,70	13,8	138,0	-
		TU06	Nuova lel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU07	Nuova lel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU08	Nuova lel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU09	Nuova lel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
		TU10	Nuova lel	134,00	134,00	134,00	13,8	230,0	-
	Central Mazar	TU11	Siemens	100,00	100,00	100,00	13,8	230,0	-
		TU12	Siemens	100,00	100,00	100,00	13,8	230,0	-
CELEC-Termoesmeraldas	Termoesmeraldas	MT1	Italtrafo	90,00	120,00	160,00	13,80	138,00	-
		STO	Italtrafo	10,00	12,50	12,50	13,20	4,16	-
		UT1	Italtrafo	10,00	12,50	12,50	13,20	4,16	-
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	B1	Meiden	15,00	20,00	20,00	6,60	138,00	-
		B2	Meiden	15,00	20,00	20,00	6,60	138,00	-
	Santa Rosa	P1	AEG	32,00	32,00	32,00	13,80	138,00	-
		P2	AEG	32,00	32,00	32,00	13,80	138,00	-
		P3	AEG	32,00	32,00	32,00	13,80	138,00	-
CELEC-Termogas Machala	Bajo Alto	TR-101A	Prolec (G.E.)	50,00	67,00	83,00	13,80	138,00	-
		TR-101B	Prolec (G.E.)	50,00	67,00	83,00	13,80	138,00	-



TABLA No. 120: CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Marca	Capacidad del transformador (MVA)			Voltaje (kV)			
				OA	AF	FOA	Primario	Secundario	Terciario	
Elecaastro	El Descanso	TR1	AICHI ELECT	20,00	24,00	24,00	22,00	6,30	-	
	Monay	TR1	TOSHIBA	2,00	2,00	2,00	22,00	6,30	-	
		TR2	TOSHIBA	2,00	2,00	2,00	22,00	6,30	-	
		TR3	TPL	5,00	6,25	6,25	22,00	6,30	-	
	Saucay	TR1	BBC	10,00	10,00	10,00	69,00	4,16	-	
		TR2	BBC	10,00	10,00	10,00	69,00	4,16	-	
		TR3	BBC	10,00	10,00	10,00	69,00	4,16	-	
	Elecaastro	Saymirin I-II	TR1	AEG	1,60	1,60	1,60	22,00	2,40	-
			TR2	AEG	1,60	1,60	1,60	22,00	2,40	-
TR3			AEG	2,45	2,45	2,45	22,00	2,40	-	
TR4			AEG	2,45	2,45	2,45	22,00	2,40	-	
Saymirin III-IV		TR5	BBC	10,00	12,50	12,50	69,00	2,40	-	
Electroquil	Electroquil	TE1	Mcgraw	38,40	51,20	64,00	13,80	69,00	-	
		TE2	Westinhouse	56,40	75,00	84,00	13,80	69,00	-	
		TE3	General Electric	34,00	45,00	56,00	13,80	138,00	-	
		TE4	General Electric	40,00	50,00	67,20	13,80	138,00	-	
		TIC	Mcgraw	67,20	89,60	112,00	69,00	138,00	34,50	
EMAAP-Q	Recuperadora	T1	Schorch	12,60	18,00	18,00	6,90	138,00	-	
	El Carmen	T1	Pauwells	10,00	12,50	12,50	6,60	138,00	-	
	Booster 1	T1	Schorch	12,60	18,00	18,00	138,00	6,90	-	
	Booster 2	T1	Schorch	12,60	18,00	18,00	138,00	6,90	-	
Eolicca	Tropezón	T1	ABB	1,00	1,00	1,00	1,00	13,80	-	
		T2	ABB	1,00	1,00	1,00	1,00	13,80	-	
		T3	ABB	1,00	1,00	1,00	1,00	13,80	-	
Generoca	Generoca	GROC-1	TOSHIBA	25,00	33,33	33,33	13,80	69,00	-	
		GROC-2	TOSHIBA	25,00	33,33	33,33	13,80	69,00	-	
Hidronación	Marcel Laniado De Wind	TE1	Ansaldo	85,00	85,00	85,00	13,80	138,00	-	
		TE2	Ansaldo	85,00	85,00	85,00	13,80	138,00	-	
		TE3	Ansaldo	85,00	85,00	85,00	13,80	138,00	-	
Hidrosibimbe	Casa Máquinas	Transformador principal	Schneider	18,00	18,00	18,00	6,90	69,00	-	
Intervisa Trade	Intervisa	GSU XFORMER	Hyundai	90,00	120,00	150,00	13,80	138,00	-	
Termoguayas	Termoguayas	T01	ABB	37,50	37,50	37,50	13,80	230,00	-	
		T02	ABB	37,50	37,50	37,50	13,80	230,00	-	
		T03	ABB	37,50	37,50	37,50	13,80	230,00	-	
		T04	Meiden	63,50	63,50	63,50	13,80	230,00	-	
		T05	Meiden	63,50	63,50	63,50	13,80	230,00	-	



TABLA No. 121: CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS GENERADORAS

Empresa	Línea de Transmisión	Subestación de salida	Subestación de llegada	Voltaje (kV)	# de circuitos	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Longitud (km)
CELEC-Electroguayas	L/T Pascuales - CT. Enrique García	C.T. Enrique García	Pascuales	69,0	1,0	106,0	0,4
	L/T V Guayas - CT. Pascuales II			69,0	1,0	-	0,2
	TG-4 - S/E Gonzalo Zevallos	Trafo Principal TG4	Gonzalo Zevallos	69,0	1,0	59,8	0,8
	Generación Santa Elena II 90,1 MW			138,0	1,0	-	0,5
Total CELEC-Electroguayas							1,87
CELEC-Hidropaute	Mazar - Zhoray	Casa de Máquinas	Zhoray	230,0	2,0	230,0	2,5
Total CELEC-Hidropaute							2,51
CELEC-Termogas Machala	Bajo Alto-San Idelfonso	Bajo Alto	San Idelfonso	138,0	1,0	277,0	12,4
Total CELEC-Termogas Machala							12,35
Electroquil	Electroquil -Posorja	Electroquil	Posorja	138,0	1,0	113,0	13,1
	Electroquil-Estación Chongón	Electroquil	Est.Chongón	69,0	1,0	60,0	17,5
	Electroquil-Gonzalo Zevallos	Electroquil	Gonz Ceva	69,0	2,0	120,0	15,0
	Electroquil-Holcim	Electroquil	Holcim	69,0	1,0	60,0	2,8
	Electroquil-Pascuales	Electroquil	Pascuales	138,0	1,0	113,0	13,1
Total Electroquil							61,50
EMAAP-Q	El Carmen - Recuperadora	El Carmen	Recuperadora	138,0	2,0	65,0	31,0
	Booster 2 - Booster 1	Booster 2	Booster 1	138,0	1,0	65,0	5,0
	Recuperadora - Booster 2	Recuperadora	Booster 2	138,0	1,0	65,0	19,0
	Santa Rosa - El Carmen	Santa Rosa	El Carmen	138,0	2,0	65,0	30,0
Total EMAAP-Q							85,00
Eolicca	Parque eólico - Central diésel	Parque Eólico	Central Diésel	13,2	1,0	3,0	12,0
Total Eolicca							12,00
Generoca	Generoca - Electroquil	Generoca	Electroquil	69,0	2,0		1,4
	Generoca - Holcim	Generoca	Holcim	69,0	2,0		2,0
Total Generoca							3,40
Hidronación	Daule Peripa - Portoviejo	Daule Peripa	Portoviejo	138,0	2,0	120,0	90,4
	Daule Peripa - Quevedo	Daule Peripa	Quevedo	138,0	1,0	120,0	42,6
Total Hidronación							133,00
Hidosibimbe	L/T Casa Máquinas - S/E Ventanas	Casa de Máquinas	S/E Enlace Ventanas	69,0	1,0	38,2	14,0
Total Hidosibimbe							14,00
Termoguayas	Busbar 230 kV	Termoguayas	Trinitaria	230,0	1,0		5,7
Total Termoguayas							5,70
Total							331,33

■ No proporcionado por el agente.



TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
CELEC-Electroguayas	Enrique García	TG-5	Térmica Turbogas	143,48	93,00	17,61
	Total Enrique García			143,48	93,00	17,61
	Gonzalo Zevallos (Gas)	TG-4	Térmica Turbogas	1,35	20,00	0,77
	Total Gonzalo Zevallos (Gas)			1,35	20,00	0,77
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	TV-2	Térmica Turbovapor	418,42	73,00	65,43
		TV-3		311,75	73,00	48,75
	Total Gonzalo Zevallos (Vapor)			730,17	146,00	57,09
	Santa Elena II	Santa Elena	Térmica MCI	404,49	90,10	51,25
	Total Santa Elena II			404,49	90,10	51,25
	Santa Elena III	Bloque 1	Térmica MCI	33,32	13,90	27,36
		Bloque 2		21,08	13,90	17,31
		Bloque 3		47,02	13,90	38,62
	Total Santa Elena III			101,41	41,70	27,76
	Trinitaria	TV1	Térmica Turbovapor	675,13	133,00	57,95
Total Trinitaria			675,13	133,00	57,95	
Total CELEC-Electroguayas				2.056,05	523,80	44,81
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	U1	Hidráulica	455,70	78,00	66,69
		U2		528,86	78,00	77,40
	Total Agoyán			984,56	156,00	72,05
	Pucará	U1	Hidráulica	21,64	35,00	7,06
		U2		20,37	35,00	6,64
	Total Pucará			42,02	70,00	6,85
	San Francisco	U1	Hidráulica	516,16	106,30	55,43
		U2		783,90	106,30	84,18
Total San Francisco			1.300,06	212,60	69,81	
Total CELEC-Hidroagoyán				2.326,64	438,60	60,56
CELEC-Hidropaute	Mazar	U1	Hidráulica	440,44	81,63	61,59
		U2		497,39	81,63	69,56
	Total Mazar			937,83	163,26	65,58
	Paute	U1	Hidráulica	577,35	105,00	62,77
		U2		493,69	115,00	49,01
		U3		560,93	105,00	60,98
		U4		561,21	105,00	61,01
		U5		574,84	105,00	62,50
		U6		568,05	105,00	61,76
		U7		704,74	115,00	69,96
		U8		757,19	115,00	75,16
		U9		695,50	115,00	69,04
		U10		697,55	115,00	69,24
	Total Paute			6.191,04	1.100,00	64,25
Total CELEC-Hidropaute				7.128,86	1.263,26	64,42
CELEC-Termoesmeraldas	Jaramijo	Jaramijo	Térmica MCI	457,82	138,50	37,73
	Total Jaramijo			457,82	138,50	37,73



TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	U1	Térmica MCI	5,45	3,80	16,36	
		U2		8,96	3,80	26,91	
		U3		2,53	2,00	14,44	
	Total La Propicia				16,93	9,60	20,14
	Manta II	Manta II	Térmica MCI	94,53	19,20	56,21	
	Total Manta II				94,53	19,20	56,21
	Miraflores		11	Térmica MCI	14,10	2,00	80,50
			12	Térmica MCI	8,04	5,00	18,35
			13	Térmica MCI	0,46	5,00	1,04
			14	Térmica MCI	1,18	2,00	6,75
			16	Térmica MCI	1,03	2,00	5,89
			18	Térmica MCI	1,10	2,00	6,26
			22	Térmica MCI	0,86	2,00	4,94
			8	Térmica MCI	0,76	2,00	4,34
			TG1	Térmica Turbogas	30,58	2,00	174,56
	U10	Térmica MCI	1,18	19,00	0,71		
	Total Miraflores				59,30	43,00	15,74
	Pedernales	P-U1	Térmica MCI	1,28	2,00	7,29	
	Total Pedernales				1,28	2,00	7,29
	Termoesmeraldas	CTE	Térmica Turbovapor	817,08	131,00	71,20	
Total Termoesmeraldas				817,08	131,00	71,20	
Total CELEC-Termoesmeraldas				1.446,95	343,30	48,11	
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	FA1	Térmica Turbogas	440,82	64,40	78,14	
		FA2		388,23	64,10	69,14	
	Total Termogas Machala I				829,04	128,50	73,65
	Termogas Machala II		TM1	Térmica Turbogas	63,88	20,50	35,57
			TM2		66,17	21,00	35,97
			TM3		47,31	20,50	26,35
			TM4		104,55	21,50	55,51
			TM5		83,56	20,50	46,53
			TM6		49,70	20,00	28,37
	Total Termogas Machala II				415,18	124,00	38,22
Total CELEC-Termogas Machala				1.244,23	252,50	56,25	
CELEC-Termopichincha	Campo Alegre	CA4	Térmica MCI	0,20	0,14	16,54	
		CA5		0,17	0,14	14,01	
		CA6		0,14	0,09	18,39	
	Total Campo Alegre				0,51	0,36	16,05
	Celso Castellanos		U1	Térmica MCI	1,89	1,90	11,35
			U2		1,84	1,90	11,03
			U3		1,95	1,90	11,74
			U4		0,12	1,90	
	Total Celso Castellanos				5,80	5,70	11,62

TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	U1	Térmica MCI	23,61	5,20	51,83	
		U3		24,35	5,10	54,51	
		U4		19,18	5,10	42,93	
		U7		3,86	1,40	31,46	
	Total Guangopolo				71,00	16,80	48,25
	Jivino I	U4	Térmica MCI	0,29	1,90	1,72	
		U5		0,25	1,90	1,48	
	Total Jivino I				0,53	3,80	1,60
	Jivino II	U1	Térmica MCI	4,67	5,00	10,66	
		U2		3,81	5,00	8,69	
	Total Jivino II				8,48	10,00	9,68
	Jivino III	U1	Térmica MCI	46,57	9,00	59,07	
		U2		42,03	9,00	53,30	
		U3		39,09	9,00	49,59	
		U4		45,92	9,00	58,24	
	Total Jivino III				173,61	36,00	55,05
	Payamino	U1	Térmica MCI	0,09	0,80	1,26	
		U2		-	1,90	-	
	Total Payamino				0,09	2,70	0,37
	Puná Nueva	Cummins No.2		Térmica MCI	-	0,56	-
		Perkins			-	0,56	-
		PN1	0,38		0,45	9,65	
		PN2	1,00		0,68	16,98	
		PN3	0,80		0,90	10,15	
	Total Puná Nueva				2,18	3,15	7,93
	Puná Viejo	U1	Térmica MCI	0,03	0,03	14,27	
		U2		0,06	0,03	25,41	
	Total Puná Viejo				0,10	0,06	19,84
	Quevedo II	Quevedo II	Térmica MCI	499,95	100,00	57,07	
	Total Quevedo II				499,95	100,00	57,07
	Sacha	Sacha	Térmica MCI	75,95	18,00	48,16	
	Total Sacha				75,95	18,00	48,16
Santa Elena	Santa Elena	Térmica MCI	8,94	40,00	2,55		
Total Santa Elena				8,94	40,00	2,55	
Santa Rosa	TG1	Térmica Turbogas	4,78	17,00	3,21		
	TG2		3,16	17,00	2,12		
	TG3		9,98	17,00	6,70		
Total Santa Rosa				17,93	51,00	4,01	
Secoya	Secoya	Térmica MCI	25,95	10,00	29,62		
Total Secoya				25,95	10,00	29,62	
Total CELEC-Termopichincha				891,00	297,56	34,18	



TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Elecaastro	El Descanso	G1	Térmica MCI	12,48	4,30	33,14	
		G2		19,63	4,30	52,13	
		G3		16,18	4,30	42,94	
		G4		21,16	4,30	56,17	
	Total El Descanso			69,45	17,20	46,09	
	Ocaña	Ocaña 1	Hidráulica	44,17	13,05	38,64	
		Ocaña 2		45,01	13,05	39,37	
	Total Ocaña			89,18	26,10	39,01	
Elecaastro	Saucay	G1	Hidráulica	16,21	4,00	46,26	
		G2		17,31	4,00	49,41	
		G3		54,31	8,00	77,50	
		G4		51,82	8,00	73,95	
	Total Saucay			139,66	24,00	66,43	
	Saymirín		G1	Hidráulica	5,40	1,26	49,11
			G2		5,54	1,26	50,36
			G3		9,98	1,96	58,14
			G4		10,32	1,96	60,13
			G5		32,07	4,00	91,53
			G6		33,43	4,00	95,41
	Total Saymirín			96,75	14,43	76,53	
	Total Elecaastro				395,05	81,73	55,18
	Electroquil	Electroquil	U1	Térmica Turbogas	31,37	45,00	7,96
U2			79,92		46,00	19,83	
U3			53,48		45,00	13,57	
U4			60,46		45,00	15,34	
Total Electroquil			225,22	181,00	14,20		
Total Electroquil				225,22	181,00	14,20	
EMAAP-Q	El Carmen	U1	Hidráulica	39,21	8,20	54,59	
	Total El Carmen			39,21	8,20	54,59	
	Noroccidente	N.1	Hidráulica	1,76	0,24	83,50	
	Total Noroccidente			1,76	0,24	83,50	
	Recuperadora	N.1	Hidráulica	105,84	14,50	83,32	
	Total Recuperadora			105,84	14,50	83,32	
Total EMAAP-Q				146,80	22,94	73,05	
Eolicca	Tropezón	U1	Eólica	0,80	0,80	11,41	
		U2		0,80	0,80	11,41	
		U3		0,80	0,80	11,41	
	Total Tropezón			2,40	2,40	11,41	
Total Eolicca				2,40	2,40	11,41	

TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Generoca	Generoca	U1	Térmica MCI	19,98	4,20	54,30
		U2		7,76	4,20	21,10
		U3		16,93	4,67	41,38
		U4		-	4,46	-
		U5		19,17	4,20	52,10
		U6		21,35	4,20	58,02
		U7		21,13	4,20	57,43
		U8		20,62	4,20	56,04
Total Generoca				126,93	34,33	42,21
Total Generoca				126,93	34,33	42,21
Hidronación	Marcel Laniado	U1	Hidráulica	396,98	71,00	63,83
		U2		372,72	71,00	59,93
		U3		281,34	71,00	45,24
	Total Marcel Laniado				1.051,04	213,00
Total Hidronación				1.051,04	213,00	56,33
Hidrosibimbe	Corazón	U1c	Hidráulica	8,30	0,98	96,74
	Total Corazón			8,30	0,98	96,74
	Sibimbe	U1	Hidráulica	42,05	7,25	66,21
		U2		42,05	7,25	66,21
	Total Sibimbe			84,09	14,50	66,21
	Uravia	U1	Hidráulica	8,10	0,95	97,39
Total Uravia			8,10	0,95	97,39	
Total Hidrosibimbe				100,50	16,43	69,83
Intervisa Trade	Victoria II	Victoria II	Térmica Turbogas	60,78	102,00	6,80
	Total Victoria II			60,78	102,00	6,80
Total Intervisa Trade				60,78	102,00	6,80
Termoguayas	Termoguayas	U1	Térmica MCI	172,53	20,00	98,48
		U2		252,50	40,00	72,06
		U3		113,76	40,00	32,47
		U4		7,66	20,00	4,37
	Total Termoguayas			546,45	120,00	51,98
Total Termoguayas				546,45	120,00	51,98
Total				17.748,90	3.892,85	52,05



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 123: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Nafta		Gas Natural		Residuo		Rendimiento (kWh/TEP)	
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)		
CELEC- Electroguayas	Enrique García	TG-5	143,48	-	-	12.712,47	41.980,43	-	-	-	-	-	-	3.417,87	
		Gonzalo Zevallos (Gas)	TG-4	1,35	-	163,94	541,37	-	-	-	-	-	-	-	2.502,08
			TV-2	418,42	106.396,06	34,35	113,44	-	-	-	-	-	-	-	3.928,48
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	TV-3	311,75	81.695,80	45,63	150,69	-	-	-	-	-	-	-	3.808,98	
		Santa Elena	404,49	81.840,39	1.282,68	4.235,80	-	-	-	-	-	-	-	4.699,22	
	Santa Elena III	Bloque 1	33,32	6.065,00	25,98	85,80	-	-	-	-	-	-	-	5.416,68	
		Bloque 2	21,08	3.884,61	17,57	58,01	-	-	-	-	-	-	-	5.345,56	
		Bloque 3	47,02	8.591,55	22,13	73,07	-	-	-	-	-	-	-	5.426,78	
	Trinitaria	TV1	675,13	142.747,15	46,82	154,63	-	-	-	-	-	-	-	4.724,44	
	Total CELEC-Electroguayas			2.058,05	126.653,16	431.220,57	14.351,57	47.393,24	-	-	-	-	-	-	4.295,83
CELEC- Termoesmeraldas	Jaramijo	Jaramijo	457,82	27.202,59	92.617,65	915,04	3.021,73	-	-	-	-	-	-	4.786,95	
		La Propicia	U1	5,45	251,11	854,97	124,01	409,51	-	-	-	-	-	-	4.308,00
			U2	8,96	438,57	1.493,22	174,35	575,74	-	-	-	-	-	-	4.329,06
	Manta II	U3	2,53	4,89	16,64	193,13	637,79	-	-	-	-	-	-	3.867,02	
		Manta II	94,53	5.663,59	19.283,04	166,03	548,29	-	-	-	-	-	-	4.766,91	
	Miraflores	11	14,10	463,81	1.579,17	817,94	2.701,07	-	-	-	-	-	-	3.295,22	
		12	8,04	260,07	885,46	181,56	599,58	-	-	-	-	-	-	5.413,33	
		13	0,46	-	-	30,75	101,54	-	-	-	-	-	-	4.499,11	
		14	1,18	-	-	86,87	286,86	-	-	-	-	-	-	4.123,21	
		16	1,03	-	-	75,78	250,26	-	-	-	-	-	-	4.121,00	
Termoesmeraldas	18	1,10	-	-	81,06	267,68	-	-	-	-	-	-	4.094,87		
	22	0,86	-	-	62,67	206,96	-	-	-	-	-	-	4.179,05		
	8	0,76	-	-	55,14	182,08	-	-	-	-	-	-	4.177,65		
CELEC- Termoesmeraldas	TG1	30,58	16,08	54,73	2.356,04	7.780,37	-	-	-	-	-	-	3.903,41		
	U10	1,18	-	-	96,41	318,39	-	-	-	-	-	-	3.715,00		
Total CELEC-Termoesmeraldas	Pedernales	P-U1	1,28	-	-	103,49	341,75	-	-	-	-	-	-	3.738,70	
		CTE	817,08	53.251,82	181.308,39	179,91	594,13	-	-	-	-	-	-	4.491,87	
	El Descanso	G1	12,48	-	-	53,74	177,48	-	-	-	-	-	-	2.344,10	
		G2	19,63	-	-	108,17	357,20	-	-	-	-	-	-	3.728,02	
Total Elecausto	Elecausto	G3	16,18	-	-	100,08	330,49	-	-	-	-	-	-	4.831,04	
		G4	21,16	-	-	114,42	377,85	-	-	-	-	-	-	3.975,54	
Total Elecausto			69,45	-	-	376,41	1.243,01	-	-	-	-	-	-	13.065,38	



TABLA No. 123: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Nafta		Gas Natural		Residuo		Rendimiento (kWh/TEP)		
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)			
Electroquil	Electroquil	U1	31,37	-	-	2.556,12	8.441,07	-	-	-	-	-	-	3.716,30		
		U2	79,92	-	-	5.502,87	18.172,16	-	-	-	-	-	-	4.397,76		
		U3	53,48	-	-	3.860,88	12.749,80	-	-	-	-	-	-	4.194,37		
		U4	60,46	-	-	4.559,59	15.057,14	-	-	-	-	-	-	4.015,21		
Total Electroquil			225,22	-	-	16.479,46	54.420,17	-	-	-	-	-	-	4.138,56		
Generoca	Generoca	U1	19,98	-	-	29,73	98,19	-	-	-	-	1.177,77	3.889,35	5.009,81		
		U2	7,76	-	-	26,47	87,40	-	-	-	-	463,85	1.531,77	4.793,73		
		U3	16,93	-	-	25,77	85,10	-	-	-	-	982,72	3.245,23	5.082,86		
		U4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		U5	19,17	-	-	23,71	78,30	-	-	-	-	1.124,27	3.712,69	5.056,77		
		U6	21,35	-	-	31,83	105,12	-	-	-	-	1.254,17	4.141,66	5.026,85		
		U7	21,13	-	-	31,86	105,22	-	-	-	-	1.237,87	4.087,82	5.039,03		
		U8	20,62	-	-	31,30	103,35	-	-	-	-	1.209,85	3.995,30	5.030,46		
Total Generoca			125,93	-	-	662,68	2.006,67	-	-	-	-	7.450,51	24.603,83	5.023,70		
Intervisa Trade	Victoria II	Victoria II	60,78	-	-	5.094,12	16.822,32	90,75	263,82	-	-	-	-	3.557,29		
Total Intervisa Trade			60,78	-	-	5.094,12	16.822,32	90,75	263,82	-	-	-	-	3.557,29		
CELEC-Termogás Machala	Termogás Machala I	FA1	440,82	-	-	-	-	-	-	5.035,91	112.194,35	-	-	3.929,04		
		FA2	388,23	-	-	-	-	-	-	4.521,45	100.732,81	-	-	3.854,03		
		TM1	63,88	-	-	-	-	-	-	681,67	15.186,77	-	-	4.206,58		
		TM2	66,17	-	-	-	-	-	-	703,77	15.679,29	-	-	4.220,35		
		TM3	47,31	-	-	-	-	-	-	511,13	11.387,44	-	-	4.154,93		
		TM4	104,55	-	-	-	-	-	-	1.087,05	24.218,27	-	-	4.317,10		
CELEC-Termogás Machala	Termogás Machala II	TM5	83,56	-	-	-	-	-	-	919,73	20.490,61	-	-	4.078,13		
		TM6	49,70	-	-	-	-	-	-	536,32	11.948,64	-	-	4.159,17		
		Total CELEC-Termogás Machala			1.244,23	-	-	-	-	-	13.997,04	311.838,18	-	-	3.989,98	
		Campo Alegre	CA4	0,20	-	-	15,80	52,19	-	-	-	-	-	-	-	3.748,36
			CA5	0,17	-	-	13,48	44,52	-	-	-	-	-	-	-	3.722,02
			CA6	0,14	-	-	13,05	43,09	-	-	-	-	-	-	-	3.364,69
CELEC-Termopichircha	Celso Castellanos	U1	1,89	-	-	147,54	487,21	-	-	-	-	-	-	3.876,52		
		U2	1,84	-	-	150,03	495,45	-	-	-	-	-	-	3.705,78		
		U3	1,95	-	-	148,04	488,87	-	-	-	-	-	-	3.997,33		
		U4	0,12	-	-	10,44	34,47	-	-	-	-	-	-	3.591,39		
Guangopolo	U1	23,61	-	-	160,45	529,84	-	-	-	-	-	1.187,91	3.922,83			
	U3	24,35	-	-	159,20	525,73	-	-	-	-	-	1.213,63	4.007,77			

14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 123: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS GENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Nafta		Gas Natural		Residuo		Rendimiento (KWh/TEP)
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	U4	19,18	-	-	127,74	421,84	-	-	-	-	992,30	3.276,88	5.185,99
		U7	3,86	-	-	33,74	111,41	-	-	-	-	260,17	859,16	3.974,76
	Jivino I	U4	0,29	-	-	23,06	76,15	-	-	-	-	-	-	3.759,11
		U5	0,25	-	-	19,97	65,95	-	-	-	-	-	-	3.728,77
	Jivino II	U1	4,67	-	-	18,50	61,10	-	-	-	-	262,31	866,22	5.036,18
		U2	3,81	-	-	14,18	46,84	-	-	-	-	207,00	683,58	5.211,95
	Jivino III	U1	46,57	-	-	24,20	79,92	-	-	-	-	2.520,49	8.323,41	5.542,05
		U2	42,03	-	-	20,63	68,12	-	-	-	-	2.293,49	7.573,81	5.499,27
		U3	39,09	-	-	11,23	37,08	-	-	-	-	2.131,97	7.040,42	5.523,74
		U4	45,92	-	-	21,10	69,66	-	-	-	-	2.461,37	8.128,19	5.601,29
	Payamino	U1	0,09	-	-	8,20	27,09	-	-	-	-	-	-	3.261,33
		U2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puná Nueva	PN1	0,38	-	-	27,46	90,67	-	-	-	-	-	-	4.194,67
		PN2	1,00	-	-	86,28	284,93	-	-	-	-	-	-	3.524,25
		PN3	0,80	-	-	71,55	236,26	-	-	-	-	-	-	3.387,00
	Puná Viejo	U1	0,03	-	-	3,21	10,59	-	-	-	-	-	-	3.305,52
		U2	0,06	-	-	5,68	18,77	-	-	-	-	-	-	3.320,27
	Quevedo II		499,95	-	-	2.784,40	9.194,93	-	-	-	-	27.210,82	89.858,39	5.047,24
	Sacha		75,95	-	-	138,41	457,07	-	-	-	-	4.629,77	15.288,90	4.823,17
	Santa Elena		8,94	-	-	653,69	2.158,68	-	-	-	-	-	-	4.140,73
Santa Rosa	TG1	4,78	-	-	461,93	1.525,45	-	-	-	-	-	-	3.134,74	
	TG2	3,16	-	-	306,27	1.011,40	-	-	-	-	-	-	3.127,03	
	TG3	9,98	-	-	950,67	3.139,39	-	-	-	-	-	-	3.180,12	
Secoya		25,95	-	-	1.826,89	6.032,96	-	-	-	-	-	-	4.300,81	
Total CELEC-Termopichincha		891,00	-	-	8.457,02	27.927,65	-	-	-	-	45.371,23	149.829,55	5.012,48	
Termoguyayas	U1	172,53	11.825,26	40.261,90	-	-	-	-	-	-	-	-	4.285,21	
	U2	252,50	17.389,64	59.207,13	-	-	-	-	-	-	-	-	4.264,65	
	U3	113,76	7.872,74	26.804,62	-	-	-	-	-	-	-	-	4.244,08	
	U4	7,66	532,41	1.812,72	-	-	-	-	-	-	-	-	4.223,53	
Total Termoguyayas	546,45	37.620,06	128.086,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.266,22	
Total	6.667,06	251.825,75	857.400,21	50.659,43	167.292,90	13.997,04	263,82	90,75	311.838,18	187.498,76	4.373,87			

La energía producida por las generadoras fue comercializada en el mercado eléctrico a través de contratos regulados.

Para el cálculo de los precios medios se consideró lo reportado por los agentes generadores como costos fijos y variables, valores por potencia y demás servicios del mercado. No se incluyen la energía de los consumos propios y los valores monetarios por compra de energía.

TABLA No. 124: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS

Tipo de Transacción	Comprador	CELEC - Electroguayas			CELEC - Hidroagoyán			CELEC - Hidropaute		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)
Contratos	CNEL - Bolívar	7,62	0,65	8,54	9,03	0,12	1,34	27,29	0,28	1,01
	CNEL - El Oro	87,70	7,49	8,54	104,94	1,40	1,34	318,99	3,21	1,01
	CNEL - Esmeraldas	53,87	4,59	8,52	63,97	0,86	1,34	194,03	1,96	1,01
	CNEL - Guayas Los Ríos	169,88	14,47	8,52	200,62	2,69	1,34	609,52	6,16	1,01
	CNEL - Los Ríos	37,71	3,21	8,51	44,32	0,60	1,35	135,31	1,37	1,01
	CNEL - Manabí	155,60	13,28	8,53	185,54	2,48	1,34	563,38	5,68	1,01
	CNEL - Milagro	65,46	5,58	8,53	77,68	1,04	1,34	235,77	2,38	1,01
	CNEL - Sta. Elena	51,30	4,40	8,57	61,51	0,83	1,34	188,54	1,89	1,00
	CNEL - Sto. Domingo	48,29	4,12	8,52	57,02	0,77	1,34	173,38	1,75	1,01
	CNEL - Sucumbíos	24,88	2,10	8,46	28,53	0,38	1,34	85,46	0,88	1,03
	E.E. Ambato	57,05	4,87	8,53	67,11	0,90	1,35	204,75	2,07	1,01
	E.E. Azogues	10,70	0,91	8,55	12,86	0,17	1,33	38,96	0,39	1,01
	E.E. Centro Sur	95,13	8,12	8,53	112,49	1,51	1,34	342,83	3,46	1,01
	E.E. Cotopaxi	41,99	3,58	8,52	50,15	0,67	1,33	150,96	1,53	1,01
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	51,43	4,39	8,54	60,75	0,82	1,35	186,01	1,88	1,01
	E.E. Quito	411,21	35,11	8,54	484,03	6,53	1,35	1.487,41	14,99	1,01
	E.E. Riobamba	32,36	2,77	8,55	38,52	0,52	1,34	117,11	1,18	1,01
	E.E. Sur	30,95	2,64	8,53	36,38	0,49	1,35	110,78	1,12	1,01
	Eléctrica de Guayaquil	527,72	45,08	8,54	627,60	8,44	1,35	1.929,97	19,35	1,00
Petroecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Ocasional	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total		1.960,86	167,36	8,53	2.323,05	31,22	1,34	7.100,45	71,54	1,01



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 124: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (cont.)

Tipo de Transacción	Comprador	CELEC - Termoesmeraldas			CELEC - Termopichincha			CELEC - Termogas Machala		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)
Contratos	CNEL - Bolívar	5,40	0,36	6,68	3,14	0,32	10,10	4,72	0,24	5,15
	CNEL - El Oro	62,18	4,13	6,63	33,24	3,23	9,72	54,48	2,82	5,17
	CNEL - Esmeraldas	38,09	2,55	6,69	20,61	2,00	9,69	33,48	1,73	5,16
	CNEL - Guayas Los Ríos	120,45	8,03	6,67	64,78	6,28	9,70	105,08	5,42	5,15
	CNEL - Los Ríos	26,62	1,78	6,67	14,37	1,39	9,71	23,42	1,21	5,15
	CNEL - Manabí	110,16	7,34	6,66	59,07	5,74	9,71	96,32	4,97	5,16
	CNEL - Milagro	46,23	3,08	6,67	24,92	2,42	9,70	40,55	2,09	5,16
	CNEL - Sta. Elena	36,56	2,43	6,65	19,47	1,89	9,73	31,87	1,65	5,17
	CNEL - Sto. Domingo	34,02	2,28	6,70	18,49	1,79	9,69	30,13	1,55	5,15
	CNEL - Sucumbíos	17,64	1,18	6,72	9,60	0,93	9,65	15,36	0,79	5,12
	E.E. Ambato	40,14	2,69	6,70	21,84	2,12	9,68	35,54	1,83	5,14
	E.E. Azogues	7,58	0,51	6,67	3,87	0,36	9,37	6,62	0,34	5,17
	E.E. Centro Sur	67,14	4,49	6,69	36,38	3,52	9,69	59,19	3,05	5,15
	E.E. Cotopaxi	29,85	1,99	6,67	16,13	1,56	9,65	25,89	1,34	5,16
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	36,28	2,43	6,70	19,69	1,91	9,69	32,06	1,65	5,15
	E.E. Quito	289,32	19,40	6,70	157,73	15,27	9,68	256,93	13,22	5,15
	E.E. Riobamba	22,88	1,53	6,68	12,38	1,20	9,70	20,14	1,04	5,15
	E.E. Sur	21,81	1,46	6,70	11,85	1,15	9,69	19,29	0,99	5,14
	Eléctrica de Guayaquil	370,93	24,77	6,68	200,55	19,48	9,71	328,57	16,96	5,16
Petroecuador	-	-	-	100,03	9,52	9,51	-	-	-	
Mercado Ocasional	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total		1.383,28	92,42	6,68	848,15	82,07	9,68	1.219,65	62,88	5,16



TABLA No. 124: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (cont.)

Tipo de Transacción	Comprador	Elecaastro			Electroquil			EMAAP-Q		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)
Contratos	CNEL - Bolívar	1,17	0,06	5,04	0,87	0,15	17,33	0,42	0,01	1,96
	CNEL - El Oro	13,49	0,68	5,05	9,58	1,70	17,74	4,82	0,09	1,97
	CNEL - Esmeraldas	8,24	0,42	5,06	5,79	1,03	17,82	2,95	0,06	1,95
	CNEL - Guayas Los Ríos	25,90	1,31	5,06	18,63	3,28	17,63	9,20	0,18	1,96
	CNEL - Los Ríos	5,72	0,29	5,08	4,26	0,74	17,38	2,02	0,04	1,98
	CNEL - Manabí	23,89	1,21	5,05	16,90	3,00	17,76	8,52	0,17	1,96
	CNEL - Milagro	10,04	0,51	5,05	7,12	1,26	17,73	3,58	0,07	1,96
	CNEL - Sta. Elena	7,99	0,40	5,02	5,52	0,99	17,92	2,87	0,06	1,96
	CNEL - Sto. Domingo	7,36	0,37	5,07	5,38	0,94	17,47	2,63	0,05	1,96
	CNEL - Sucumbíos	3,69	0,19	5,10	2,73	0,46	16,76	1,30	0,03	1,94
	E.E. Ambato	8,68	0,44	5,08	6,46	1,12	17,34	3,08	0,06	1,97
	E.E. Azogues	1,65	0,08	5,04	1,15	0,21	17,88	0,60	0,01	1,94
	E.E. Centro Sur	14,57	0,74	5,06	10,56	1,85	17,52	5,19	0,10	1,97
	E.E. Cotopaxi	6,42	0,32	5,06	4,42	0,79	17,97	2,31	0,04	1,94
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	7,88	0,40	5,07	5,78	1,01	17,43	2,81	0,06	1,97
	E.E. Quito	62,68	3,19	5,09	46,17	8,04	17,42	22,32	0,44	1,98
	E.E. Riobamba	4,99	0,25	5,05	3,63	0,63	17,46	1,78	0,03	1,96
	E.E. Sur	4,72	0,24	5,07	3,52	0,61	17,29	1,67	0,03	1,97
	Eléctrica de Guayaquil	80,83	4,10	5,07	58,31	10,28	17,63	28,83	0,57	1,98
Petroecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Ocasional	M. Ocasional	87,23	-	-	5,38	2,09	38,87	-	-	-
Total		387,15	15,20	3,93	222,14	40,19	18,09	106,89	2,11	1,97



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 124: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (cont.)

Tipo de Transacción	Comprador	Eolicsa			Generoca			Hidronación		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)
Contratos	CNEL - Bolívar	-	-	-	0,47	0,04	8,07	4,02	0,07	1,73
	CNEL - El Oro	-	-	-	5,37	0,43	8,08	47,07	0,81	1,71
	CNEL - Esmeraldas	-	-	-	3,29	0,27	8,08	28,15	0,49	1,74
	CNEL - Guayas Los Ríos	-	-	-	10,42	0,84	8,08	89,04	1,55	1,74
	CNEL - Los Ríos	-	-	-	2,34	0,19	8,07	19,69	0,34	1,74
	CNEL - Manabí	-	-	-	9,50	0,77	8,08	82,93	1,43	1,72
	CNEL - Milagro	-	-	-	4,00	0,32	8,08	34,63	0,60	1,73
	CNEL - Sta. Elena	-	-	-	3,12	0,25	8,10	27,80	0,48	1,71
	CNEL - Sto. Domingo	-	-	-	2,99	0,24	8,07	25,22	0,44	1,74
	CNEL - Sucumbíos	-	-	-	1,53	0,12	8,08	12,36	0,22	1,78
	E.E. Ambato	-	-	-	3,56	0,29	8,05	29,82	0,52	1,74
	E.E. Azogues	-	-	-	0,65	0,05	8,09	5,71	0,10	1,72
	E.E. Centro Sur	-	-	-	5,87	0,47	8,08	50,11	0,87	1,73
	E.E. Cotopaxí	-	-	-	2,53	0,21	8,10	22,11	0,38	1,73
	E.E. Galápagos	2,40	0,31	12,82	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	-	-	-	3,19	0,26	8,04	27,07	0,47	1,74
	E.E. Quito	-	-	-	25,72	2,07	8,04	215,32	3,76	1,74
	E.E. Riobamba	-	-	-	1,99	0,16	8,07	17,16	0,30	1,73
	E.E. Sur	-	-	-	1,92	0,15	8,06	16,14	0,28	1,74
	Eléctrica de Guayaquil	-	-	-	32,74	2,64	8,07	281,51	4,85	1,72
Petroecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Ocasional	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total		2,40	0,31	12,82	121,18	9,77	8,07	1.035,85	17,94	1,73



TABLA No. 124: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (cont.)

Tipo de Transacción	Comprador	Hidrosibimbe			Intervisa Trade			Termoguayas		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)
Contratos	CNEL - Bolívar	0,33	0,01	4,58	0,23	0,07	28,74	2,14	0,17	7,77
	CNEL - El Oro	3,82	0,18	4,58	2,53	0,76	30,14	24,33	1,89	7,76
	CNEL - Esmeraldas	2,31	0,11	4,58	1,61	0,47	29,31	14,95	1,16	7,77
	CNEL - Guayas Los Ríos	7,23	0,33	4,58	5,21	1,50	28,74	47,24	3,68	7,78
	CNEL - Los Ríos	2,20	0,10	4,58	1,15	0,33	28,76	10,53	0,82	7,77
	CNEL - Manabí	6,28	0,29	4,58	4,71	1,37	29,11	43,13	3,35	7,77
	CNEL - Milagro	2,74	0,13	4,58	1,98	0,58	29,07	18,19	1,41	7,77
	CNEL - Sta. Elena	2,27	0,10	4,58	1,51	0,45	29,93	14,27	1,11	7,75
	CNEL - Sto. Domingo	10,36	0,58	5,56	1,49	0,43	28,62	13,49	1,05	7,77
	CNEL - Sucumbios	1,00	0,05	4,58	0,79	0,22	27,59	6,95	0,54	7,84
	E.E. Ambato	2,41	0,11	4,58	1,80	0,51	28,22	16,01	1,24	7,77
	E.E. Azogues	0,47	0,02	4,58	0,33	0,09	29,12	2,96	0,23	7,76
	E.E. Centro Sur	3,79	0,17	4,58	2,97	0,85	28,46	26,60	2,07	7,77
	E.E. Cotopaxi	2,07	0,09	4,58	1,32	0,37	28,36	11,57	0,90	7,78
	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	E.E. Norte	3,91	0,18	4,58	1,62	0,46	28,37	14,40	1,12	7,76
	E.E. Quito	22,10	1,09	4,94	13,04	3,67	28,19	115,20	8,95	7,77
	E.E. Riobamba	1,41	0,06	4,58	1,01	0,29	28,51	9,06	0,70	7,76
	E.E. Sur	1,31	0,06	4,58	0,96	0,27	28,50	8,69	0,68	7,77
	Eléctrica de Guayaquil	22,85	1,05	4,58	16,28	4,69	28,81	146,75	11,37	7,75
Petroecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mercado Ocasional	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total		98,87	4,71	4,76	60,54	17,38	28,71	546,45	42,43	7,76



TABLA No. 124: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS GENERADORAS (cont.)

Tipo de Transacción	Comprador	Total general		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD¢/kWh)
Contratos	CNEL - Bolívar	66,83	2,54	3,80
	CNEL - El Oro	772,54	28,82	3,73
	CNEL - Esmeraldas	471,35	17,68	3,75
	CNEL - Guayas Los Ríos	1.483,20	55,72	3,76
	CNEL - Los Ríos	329,66	12,40	3,76
	CNEL - Manabí	1.365,93	51,06	3,74
	CNEL - Milagro	572,89	21,47	3,75
	CNEL - Sta. Elena	454,60	16,93	3,72
	CNEL - Sto. Domingo	430,26	16,35	3,80
	CNEL - Sucumbios	211,81	8,09	3,82
	E.E. Ambato	498,26	18,76	3,77
	E.E. Azogues	94,10	3,49	3,70
	E.E. Centro Sur	832,83	31,27	3,76
	E.E. Cotopaxi	367,72	13,78	3,75
	E.E. Galápagos	2,40	0,31	12,82
	E.E. Norte	452,90	17,02	3,76
	E.E. Quito	3.609,19	135,73	3,76
	E.E. Riobamba	284,41	10,67	3,75
	E.E. Sur	269,99	10,18	3,77
	Eléctrica de Guayaquil	4.653,42	173,64	3,73
Petroecuador	100,03	9,52	9,51	
Mercado Ocasional	M. Ocasional	92,61	2,09	2,26
Total		17.416,93	657,52	3,78

USD ¢/kWh

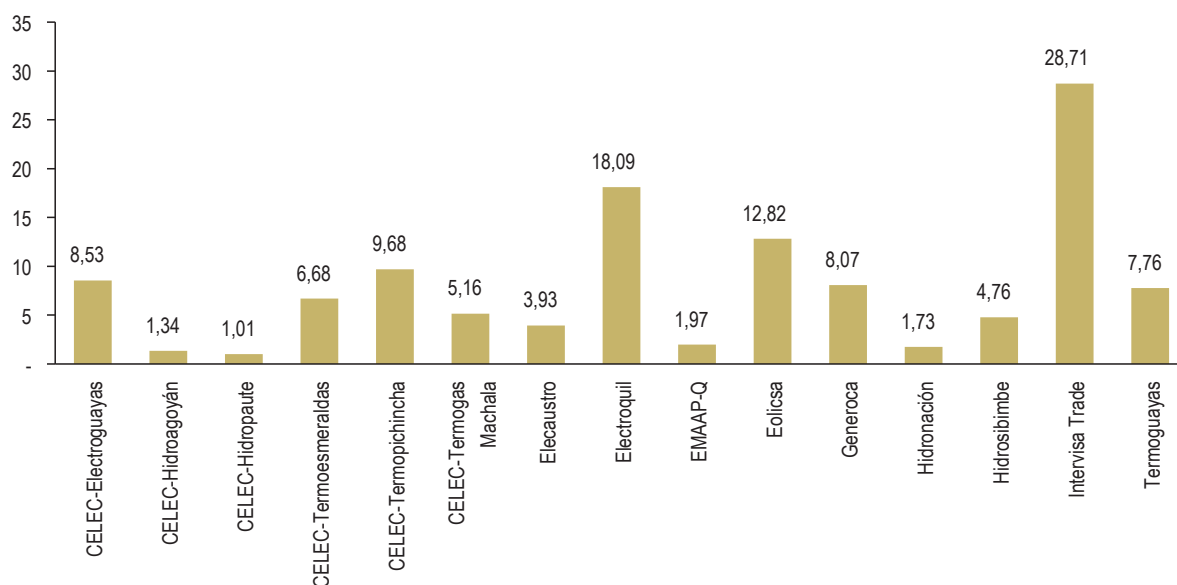


FIG. No. 67: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

En la tabla No. 125 se reportan los valores totales facturados por la venta de energía por parte de las generadoras, así como también lo recaudado. El valor final de la recaudación durante el 2012 representó el 85,82 % de la facturación total.

TABLA No. 125: VALORES FACTURADOS Y RECAUDADOS POR LA VENTA DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
CELEC-Electroguayas	1.960,86	167,36	162,53	97,12
CELEC-Hidroagoyán	2.323,05	31,22	21,39	68,51
CELEC-Hidropaute	7.100,45	71,54	50,74	70,93
CELEC-Termoesmeraldas	1.383,28	92,42	65,24	70,59
CELEC-Termogas Machala	1.219,65	62,88	55,00	87,46
CELEC-Termopichincha	848,15	82,07	63,80	77,74
Elecaastro	387,15	15,20	16,10	105,89
Electroquil	222,14	40,19	34,68	86,29
EMAAP-Q	106,89	2,11	3,65	173,26
Eolicsa	2,40	0,31	0,33	107,88
Generoca	121,18	9,77	10,34	105,77
Hidronación	1.035,85	17,94	12,93	72,08
Hidrosibimbe	98,87	4,71	4,84	102,83
Intervisa Trade	60,54	17,38	18,55	106,74
Termoguayas	546,45	42,43	44,18	104,14
Total general	17.416,93	657,52	564,30	85,82

14.3. Distribuidoras con Generación

En el 2012, un total de 20 agentes participaron en el sector eléctrico ecuatoriano en calidad de distribuidoras, 10 de las cuales están agrupadas en la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Las distribuidoras que poseen centrales de generación o generación no escindida son 11.

En este caso, el parque generador, en su mayoría, está compuesto por centrales hidráulicas y térmicas con motores de combustión interna (MCI), siendo la Eléctrica de Guayaquil la única que posee unidades térmicas turbogas y turbovapor.

El principal combustible utilizado por las plantas térmicas de las distribuidoras es el diésel 2. El fuel oil es consumido por la central G. Hernández de la Empresa Eléctrica Quito y por la central A. Santos (vapor) de la Eléctrica de Guayaquil, mientras que el crudo es empleado solamente por la CNEL - Sucumbíos, en su central Jivino.

A diferencia de las empresas generadoras, en las que la mayor cantidad de potencia instalada es hidráulica, en las distribuidoras con generación, la mayoría corresponde a las centrales térmicas con el 69,64 %, mientras que las centrales hidráulicas representan el 30,34 %.



TABLA No. 126: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL

Empresa	Central	Hidráulica		Solar		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
CNEL-Bolivar	Chimbo	1,66	1,33	-	-	-	-	-	-	-	-	1,66	1,33
Total CNEL-Bolivar		1,66	1,33	-	-	-	-	-	-	-	-	1,66	1,33
	Celso Castellanos	-	-	-	-	7,50	5,10	-	-	-	-	7,50	5,10
	Jivino	-	-	-	-	7,60	4,90	-	-	-	-	7,60	4,90
	Lumbaqui	0,20	0,10	-	-	-	-	-	-	-	-	0,20	0,10
CNEL-Sucumbios	Nvo. Rocafuerte	-	-	-	-	0,45	0,37	-	-	-	-	0,45	0,37
	Payamino	-	-	-	-	2,50	1,60	-	-	-	-	2,50	1,60
	Pto. El Carmen	-	-	-	-	0,65	0,45	-	-	-	-	0,65	0,45
	Tiputini	-	-	-	-	0,16	0,12	-	-	-	-	0,16	0,12
Total CNEL-Sucumbios		0,20	0,10	-	-	18,86	12,54	-	-	-	-	19,06	12,64
E.E. Ambato	Ligua	-	-	-	-	5,00	3,30	-	-	-	-	5,00	3,30
	Península	3,00	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	3,00	2,90
Total E.E. Ambato		3,00	2,90	-	-	5,00	3,30	-	-	-	-	8,00	6,20
E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	-	-	-	-	-	-	-	-	0,24	0,24	0,24	0,24
	Panel Fotovoltaico	-	-	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	0,05	0,05
	Santiago	0,50	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,40
Total E.E. Centro Sur		0,50	0,40	0,05	0,05	-	-	-	-	0,24	0,24	0,79	0,69
	Angamarca	0,30	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	0,26
	Catazacón	0,80	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	0,76
E.E. Cotopaxi	El Estado	1,70	1,66	-	-	-	-	-	-	-	-	1,70	1,66
	Illuchi No.1	4,19	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	4,19	4,00
	Illuchi No.2	5,20	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	5,20	5,20
Total E.E. Cotopaxi		12,19	11,88	-	-	-	-	-	-	-	-	12,19	11,88
	Floreana	-	-	-	-	0,14	0,11	-	-	-	-	0,14	0,11
	Floreana Solar aislados	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Isabela	-	-	-	-	2,05	1,64	-	-	-	-	2,05	1,64
	Isabela Solar aislados	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	San Cristóbal	-	-	-	-	4,36	3,49	-	-	-	-	4,36	3,49

TABLA No. 126: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Empresa	Central	Hidráulica		Solar		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbopapar		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
E.E. Galápagos	San Cristóbal Solar Eólica	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
	Santa Cruz	-	-	-	-	8,66	6,76	-	-	-	-	8,66	6,76
	Santa Cruz Solar aislados	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01
Total E.E. Galápagos		-	-	0,03	0,03	15,21	12,00	-	-	-	-	15,24	12,03
E.E. Norte	Ambi	8,00	8,00	-	-	-	-	-	-	-	-	8,00	8,00
	La Playa	1,32	1,32	-	-	-	-	-	-	-	-	1,32	1,32
	San Miguel de Car	2,95	2,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,95	2,95
Total E.E. Norte		12,27	12,27	-	-	-	-	-	-	-	-	12,27	12,27
E.E. Quito	Cumbayá	40,00	40,00	-	-	-	-	-	-	-	-	40,00	40,00
	G. Hernández	-	-	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-	34,32	31,20
	Guangopolo	20,92	20,92	-	-	-	-	-	-	-	-	20,92	20,92
	Los Chillos	1,76	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	1,76
	Nayón	29,70	29,70	-	-	-	-	-	-	-	-	29,70	29,70
	Oyacachi 1	0,10	0,07	-	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,07
	Pasochoa	4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	4,50	4,50
Total E.E. Quito		96,98	96,95	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-	131,30	128,15
E.E. Riobamba	Aleo	10,40	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	10,40	10,00
	Nizag	0,80	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80	0,75
	Río Blanco	3,13	3,00	-	-	-	-	-	-	-	-	3,13	3,00
Total E.E. Riobamba		14,33	13,75	-	-	-	-	-	-	-	-	14,33	13,75
E.E. Sur	Carlos Mora	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40
	Catamayo	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	19,74	17,17
Total E.E. Sur		2,40	2,40	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	22,14	19,57
Eléctrica de Guayaquil	Álvaro Tinajero	-	-	-	-	-	-	94,80	81,50	-	-	94,80	81,50
	Anibal Santos (Gas)	-	-	-	-	-	-	106,77	97,50	-	-	106,77	97,50
	Anibal Santos (Vapor)	-	-	-	-	-	-	-	-	34,50	33,00	34,50	33,00
Total Eléctrica de Guayaquil		-	-	-	-	-	-	201,57	179,00	34,50	33,00	236,07	212,00
Total		143,53	141,98	0,08	0,08	93,12	76,21	201,57	179,00	34,74	33,24	473,04	430,51



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 127: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
CNEL-Bolívar	Chimbo	U1	Hidráulica	1,49	0,45	37,80
		U2		-	0,88	-
	Total Chimbo			1,49	1,33	12,79
Total CNEL-Bolívar				1,49	1,33	12,79
CNEL-Sucumbios	Celso Castellanos	GM 1	Térmica MCI	1,90	1,60	13,56
		GM 2		2,49	1,70	16,73
		GM 3		2,52	1,80	15,98
	Total Celso Castellanos			6,91	5,10	15,47
	Jivino	ALCO 2	Térmica MCI	0,24	1,60	1,71
		ALCO 4		1,69	1,60	12,08
		GM 5		1,48	1,70	9,92
	Total Jivino			3,41	4,90	7,95
	Lumbaqui	TURBINA 1	Hidráulica	0,66	0,10	74,92
	Total Lumbaqui			0,66	0,10	74,92
	Nvo. Rocafuerte	Detroit	Térmica MCI	0,32	0,25	14,66
		JD 1		-	0,12	-
	Total Nvo. Rocafuerte			0,32	0,37	9,91
	Payamino	GM 2	Térmica MCI	0,24	1,60	1,74
	Total Payamino			0,24	1,60	1,74
Pto. El Carmen	CAT 1	Térmica MCI	2,99	0,45	75,87	
Total Pto. El Carmen			2,99	0,45	75,87	
Tiputini	U1	Térmica MCI	0,61	0,12	58,21	
Total Tiputini			0,61	0,12	58,21	
Total CNEL-Sucumbios				15,15	12,64	13,68
E.E. Ambato	Lligua	G1	Térmica MCI	0,42	1,80	2,66
		G2		-	1,50	-
	Total Lligua			0,42	3,30	1,45
	Península	G1	Hidráulica	2,12	0,50	48,51
		G2		1,91	0,50	43,60
		G3		1,89	0,40	53,88
		G4		6,68	1,50	50,81
Total Península			12,60	2,90	49,59	
Total E.E. Ambato				13,02	6,20	23,97
E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	Unidad 1 Perkins	Térmica Turbovapor	0,34	0,24	16,09
	Total Central Térmica TAISHA			0,34	0,24	16,09
	Panel Fotovoltaico	Panel Fotovoltaico	Fotovoltaica	0,31	0,05	78,37
	Total Panel Fotovoltaico			0,31	0,05	78,37
	Santiago	U1	Hidráulica	-	0,40	-
	Total Santiago			-	0,40	-
Total E.E. Centro Sur				0,65	0,69	10,78
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Grupo 1	Hidráulica	0,30	0,13	26,52
		Grupo 2		0,30	0,13	26,48
	Total Angamarca			0,60	0,26	26,50
	Catazación	Grupo 1	Hidráulica	1,74	0,38	52,40
		Grupo 2		2,08	0,38	62,40
	Total Catazación			3,82	0,76	57,40
	El Estado	Grupo 1	Hidráulica	6,45	0,83	88,65
		Grupo 2		-	0,83	-
Total El Estado			6,45	1,66	44,32	



TABLA No. 127: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.1	Grupo 1	Hidráulica	2,49	0,60	47,41
		Grupo 2		3,89	0,60	74,03
		Grupo 3		8,36	1,40	68,20
		Grupo 4		5,23	1,40	42,68
	Total Illuchi No.1			19,98	4,00	57,02
	Illuchi No.2	Grupo 1	Hidráulica	11,97	2,60	52,55
		Grupo 2		12,82	2,60	56,30
	Total Illuchi No.2			24,79	5,20	54,43
Total E.E. Cotopaxi				55,64	11,88	53,47
E.E. Galápagos	Floreana	4.1	Térmica MCI	0,17	0,06	35,64
		4.2		0,19	0,06	39,68
	Total Floreana			0,36	0,11	37,66
	Floreana Solar aislados	1,1	Fotovoltaica	-	0,001	-
		1,2		-	0,002	-
		1,3		-	0,002	-
	Total Floreana Solar aislados			-	0,01	-
	Isabela	3.1	Térmica MCI	0,92	0,52	20,26
		3.2		1,25	0,44	32,76
		3.3		0,40	0,25	18,51
		3.4		0,94	0,44	24,55
	Total Isabela			3,51	1,64	24,46
	Isabela Solar aislados	3,9	Fotovoltaica	-	0,01	-
	Total Isabela Solar aislados			-	0,01	-
	San Cristóbal	1.1	Térmica MCI	2,68	0,52	58,80
		1.2		0,22	0,80	3,19
		1.3		0,38	0,52	8,23
		1.4		2,05	0,52	44,93
		1.5		0,07	0,25	3,29
		1.9		3,24	0,88	42,06
	Total San Cristóbal			8,64	3,49	28,27
	San Cristobal Solar Eolica	Sala de control	Fotovoltaica	0,01	0,01	14,83
		UE- Pedro Pablo Andrade		0,01	0,01	15,97
	Total San Cristobal Solar Eolica			0,02	0,01	15,29
	Santa Cruz	2.1	Térmica MCI	1,88	0,55	38,86
		2.2		1,40	0,55	28,93
		2.3		2,10	0,55	43,28
2.4		2,14		0,55	44,13	
2.5		3,36		0,55	69,28	
2.6		2,22		0,55	45,78	
2.7		1,73		0,72	27,33	
2.8		4,44		1,36	37,23	
2.9	4,95	1,36	41,55			
Total Santa Cruz			24,21	6,76	40,87	
Santa Cruz Solar aislados	3,1	Fotovoltaica	-	0,01	-	
Total Santa Cruz Solar aislados			-	0,01	-	
Total E.E. Galápagos				36,74	12,03	34,86



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 127: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
E.E. Norte	Ambi	G1	Hidráulica	17,38	4,00	49,60
		G2		13,93	4,00	39,76
	Total Ambi			31,31	8,00	44,68
	La Playa	G1	Hidráulica	1,32	0,44	34,17
		G2		1,32	0,44	34,17
		G3		1,32	0,44	34,17
	Total La Playa			3,95	1,32	34,17
	San Miguel de Car	G1	Hidráulica	18,02	2,95	69,74
Total San Miguel de Car			18,02	2,95	69,74	
Total E.E. Norte				53,28	12,27	49,57
E.E. Riobamba	Alao	Grupo 1	Hidráulica	21,84	2,50	99,74
		Grupo 2		21,24	2,50	96,98
		Grupo 3		18,03	2,50	82,31
		Grupo 4		21,68	2,50	99,00
	Total Alao			82,79	10,00	94,51
	Nizag	Única	Hidráulica	4,20	0,75	63,59
	Total Nizag			4,20	0,75	63,59
	Río Blanco	Única	Hidráulica	23,10	3,00	87,89
Total Río Blanco			23,10	3,00	87,89	
Total E.E. Riobamba				110,09	13,75	91,37
E.E. Quito	Cumbayá	U1	Hidráulica	39,93	10,00	45,59
		U2		35,47	10,00	40,49
		U3		43,52	10,00	49,68
		U4		36,18	10,00	41,30
	Total Cumbayá			155,11	40,00	44,27
	G. Hernández	U1	Térmica MCI	26,39	5,20	57,94
		U2		27,18	5,20	59,66
		U3		22,36	5,20	49,09
		U4		23,56	5,20	51,72
		U5		25,22	5,20	55,36
		U6		22,82	5,20	50,10
	Total G. Hernández			147,53	31,20	53,98
	Guangopolo	U1	Hidráulica	5,12	2,00	29,23
		U2		5,86	2,00	33,46
		U3		4,06	1,70	27,26
		U4		5,27	1,70	35,42
		U5		7,77	2,00	44,36
		U6		45,12	11,52	44,71
	Total Guangopolo			73,21	20,92	39,95
	Los Chillós	U1	Hidráulica	5,85	0,88	75,86
		U2		5,42	0,88	70,25
Total Los Chillós			11,26	1,76	73,05	
Nayón	U1	Hidráulica	68,11	14,85	52,36	
	U2		64,81	14,85	49,82	
Total Nayón			132,92	29,70	51,09	



TABLA No. 127: FACTOR DE PLANTA DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
E.E. Quito	Oyacachi 1	U1	Hidráulica	-	0,07	-	
	Total Oyacachi 1			-	0,07	-	
	Pasochoa	U1	Hidráulica	11,72	2,25	59,47	
		U2		11,52	2,25	58,45	
	Total Pasochoa			23,24	4,50	58,96	
Total E.E. Quito				543,27	128,15	48,39	
E.E. Sur	Carlos Mora	U1	Hidráulica	4,35	0,60	82,79	
		U2		4,46	0,60	84,84	
		U3		9,28	1,20	88,28	
	Total Carlos Mora			18,09	2,40	86,04	
	Catamayo		U1	Térmica MCI	-	1,00	-
			U10		0,84	2,20	4,36
			U2		-	1,00	-
			U3		-	0,77	-
			U4		0,78	1,30	6,86
			U5		0,35	1,30	3,05
			U6		3,08	2,50	14,06
			U7		4,57	2,50	20,88
			U8		0,13	2,40	0,63
			U9		0,20	2,20	1,03
	Total Catamayo			9,95	17,17	6,62	
	Total E.E. Sur				28,04	19,57	16,36
	Eléctrica de Guayaquil	Álvaro Tinajero	G1-CAT	Térmica Turbogás	111,37	46,50	27,34
			G2-CAT		11,26	35,00	3,67
		Total Álvaro Tinajero			122,63	81,50	17,18
Anibal Santos (Gas)		G1-CAS	Térmica Turbogás	2,31	20,50	1,28	
		G2-CAS		8,57	20,50	4,77	
		G3-CAS		19,02	20,50	10,59	
		G5-CAS		7,11	18,00	4,51	
		G6-CAS		4,06	18,00	2,58	
Total Anibal Santos (Gas)			41,06	97,50	4,81		
Anibal Santos (Vapor)		V1-CAS	Térmica Turbovapor	211,51	33,00	73,17	
Total Anibal Santos (Vapor)			211,51	33,00	73,17		
Total Eléctrica de Guayaquil				375,21	212,00	20,20	



TABLA No. 128: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Rendimiento (kWh/TEP)
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	
CNEL-Sucumbios	Celso Castellanos	GM 1	1,90	-	-	150,37	496,56	3.828,18
		GM 2	2,49	-	-	199,57	659,03	3.780,23
		GM 3	2,52	-	-	200,96	663,63	3.797,03
	Jivino	ALCO 2	0,24	-	-	18,73	61,87	3.876,42
		ALCO 4	1,69	-	-	133,63	441,29	3.836,37
		GM 5	1,48	-	-	117,51	388,05	3.808,25
	Nvo. Rocafuerte	Detroit	0,32	-	-	33,49	110,60	2.902,94
	Payamino	GM 2	0,24	-	-	19,52	64,47	3.773,27
	Pto. El Carmen	CAT 1	2,99	-	-	244,79	808,37	3.699,76
Tiputini	U1	0,61	-	-	60,70	200,46	3.052,66	
Total CNEL-Sucumbios			14,49	-	-	1.179,27	3.894,31	3.720,70
E.E. Ambato	Lligua	G1	0,42	-	-	34,63	114,37	3.668,91
		G2	-	-	-	-	-	-
Total E.E. Ambato			0,42	-	-	34,63	114,37	3.668,91
E.E. Centro Sur	Central Térmica TAISHA	Unidad 1 Perkins	0,34	-	-	31,58	104,29	3.242,68
Total E.E. Centro Sur			0,34	-	-	31,58	104,29	3.242,68
E.E. Galápagos	Floreana	4.1	0,17	-	-	14,61	48,23	3.573,64
		4.2	0,19	-	-	17,10	56,47	3.397,65
	Isabela	3.1	0,92	-	-	78,79	260,17	3.546,56
		3.2	1,25	-	-	86,40	285,31	4.385,08
		3.3	0,40	-	-	37,65	124,33	3.234,89
		3.4	0,94	-	-	68,43	225,96	4.149,88
	San Cristóbal	1.1	2,68	-	-	271,95	898,06	2.982,63
		1.2	0,22	-	-	15,90	52,52	4.258,45
		1.3	0,38	-	-	45,57	150,48	2.492,61
		1.4	2,05	-	-	206,07	680,52	3.007,64
		1.5	0,07	-	-	8,96	29,58	2.413,59
		1.9	3,24	-	-	255,78	844,67	3.838,92
	Santa Cruz	2.1	1,88	-	-	155,15	512,37	3.674,25
		2.2	1,40	-	-	109,62	361,98	3.871,30
		2.3	2,10	-	-	168,80	557,44	3.761,18
		2.4	2,14	-	-	173,26	572,15	3.736,68
		2.5	3,36	-	-	242,22	799,87	4.195,70
		2.6	2,22	-	-	172,30	568,98	3.897,48
		2.7	1,73	-	-	129,78	428,57	4.044,67
		2.8	4,44	-	-	285,45	942,64	4.705,33
2.9	4,95	-	-	319,96	1.056,60	4.684,60		
Total E.E. Galápagos			36,73	-	-	2.863,72	9.456,88	3.883,59
E.E. Quito	G. Hernández	U1	26,39	1.556,90	5.300,84	35,52	117,31	4.871,20
		U2	27,18	1.630,38	5.551,01	43,62	144,04	4.771,69
		U3	22,36	1.318,31	4.488,50	40,00	132,10	4.839,78
		U4	23,56	1.398,63	4.761,95	39,13	129,21	4.817,01
		U5	25,22	1.455,09	4.954,19	35,52	117,29	4.972,39
		U6	22,82	1.364,84	4.646,92	31,18	102,98	4.804,60
Total E.E. Quito			147,53	8.724,15	29.703,41	224,97	742,91	4.845,58



TABLA No. 128: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Rendimiento (kWh/TEP)
				(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	
E.E. Sur	Catamayo	U1	-	-	-	-	-	-
		U10	0,84	-	-	70,20	231,83	3.625,02
		U2	-	-	-	-	-	-
		U3	-	-	-	-	-	-
		U4	0,78	-	-	63,03	208,16	3.751,22
		U5	0,35	-	-	30,41	100,44	3.454,63
		U6	3,08	-	-	231,63	764,92	4.024,54
		U7	4,57	-	-	339,54	1.121,25	4.079,13
		U8	0,13	-	-	11,28	37,24	3.580,39
		U9	0,20	-	-	15,66	51,72	3.838,79
Total E.E. Sur			9,95	-	-	761,76	2.515,55	3.956,29
Eléctrica de Guayaquil	Álvaro Tinajero	G1-CAT	111,37	-	-	8.108,64	26.777,20	4.159,16
		G2-CAT	11,26	-	-	1.166,60	3.852,45	2.923,23
	Anibal Santos (Gas)	G1-CAS	2,31	-	-	267,00	881,71	2.617,06
		G2-CAS	8,57	-	-	902,34	2.979,78	2.875,01
		G3-CAS	19,02	-	-	2.051,18	6.773,63	2.808,17
		G5-CAS	7,11	-	-	879,64	2.904,84	2.445,98
		G6-CAS	4,06	-	-	520,69	1.719,48	2.362,13
	Anibal Santos (Vapor)	V1-CAS	211,51	16.695,28	56.843,03	-	-	3.721,01
Total Eléctrica de Guayaquil			375,21	16.695,28	56.843,03	13.896,09	45.889,10	3.652,30

TABLA No. 129: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
E.E. Ambato	Mercado Ocasional	13,02	0,43	3,33
CNEL-Bolívar	Mercado Ocasional	1,49	0,00	0,20
	Otros	0,05	0,01	10,12
E.E. Cotopaxi	Mercado Ocasional	44,73	1,47	3,30
E.E. Norte	Mercado Ocasional	53,28	1,98	3,71
E.E. Quito	Mercado Ocasional	537,38	26,06	4,85
E.E. Riobamba	Mercado Ocasional	105,77	2,74	2,59
E.E. Sur	Mercado Ocasional	27,69	3,66	13,21
Eléctrica de Guayaquil	Contratos	390,76	33,03	8,45
Total		1.174,17	69,38	5,91

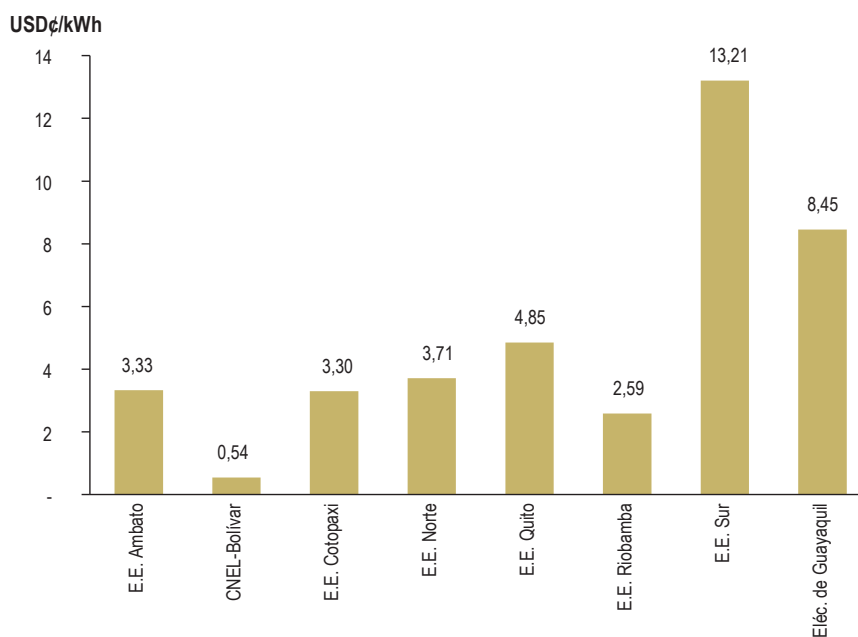


FIG. No. 68: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

14.4. Empresas Autogeneradoras

Durante el 2012, 25 empresas se reportaron como autogeneradoras, las mismas que en su mayoría poseen plantas térmicas para la generación de energía eléctrica. De éstas, 7 están dedicadas a la actividad petrolera, sumando 731,42 MW, que constituyen el 77,17 % de la potencia total instalada por las autogeneradoras; 3 ingenios azucareros, que con 101,30 MW representan el 10,69 %, y los 115,07 MW restantes, corresponden a empresas dedicadas a otra actividad.

En las empresas autogeneradoras predomina la generación térmica, con el 91,58 % de la potencia nominal total, y solo un 8,42 % corresponde a generación hidráulica.

En mayo del 2008, a la empresa Managéneración le fue revocada la licencia ambiental por haber incumplido varios requisitos medioambientales, por lo que dejaron de operar sus dos plantas hidroeléctricas.

TABLA No. 130: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Agip	Agip Oil - CPF	-	-	40,34	36,23	-	-	-	-	40,34	36,23
	Agip Oil - Sarayacu	-	-	9,00	7,78	-	-	-	-	9,00	7,78
	Agip Oil - Villano A	-	-	5,72	4,20	-	-	-	-	5,72	4,20
Total Agip		-	-	55,06	48,21	-	-	-	-	55,06	48,21
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	0,10	0,09	-	-	-	-	-	-	0,10	0,09
	Sillunchi II	0,30	0,30	-	-	-	-	-	-	0,30	0,30
Total Agua y Gas de Sillunchi		0,40	0,39	-	-	-	-	-	-	0,40	0,39
Andes Petro	Cami	-	-	0,20	0,16	-	-	-	-	0,20	0,16
	Campamento Base	-	-	1,09	0,80	-	-	-	-	1,09	0,80
	CDP	-	-	0,41	0,33	-	-	-	-	0,41	0,33
	Chorongo A	-	-	0,75	0,65	-	-	-	-	0,75	0,65
	Dorine Battery	-	-	6,85	4,00	-	-	-	-	6,85	4,00
	Estación Dayuma	-	-	0,15	0,10	-	-	-	-	0,15	0,10
	Fanny 18B2	-	-	0,55	0,40	-	-	-	-	0,55	0,40
	Fanny 50	-	-	0,73	0,55	-	-	-	-	0,73	0,55
	Fanny 60	-	-	0,75	0,73	-	-	-	-	0,75	0,73
	Hormiguero A	-	-	0,80	0,64	-	-	-	-	0,80	0,64
	Hormiguero B	-	-	1,47	1,16	-	-	-	-	1,47	1,16
	Hormiguero C	-	-	6,98	5,85	-	-	-	-	6,98	5,85
	Hormiguero D	-	-	2,28	1,85	-	-	-	-	2,28	1,85
	Hormiguero SUR	-	-	4,08	4,08	-	-	-	-	4,08	4,08
	Kupi 1	-	-	0,91	0,75	-	-	-	-	0,91	0,75
	Kupi 4	-	-	0,73	0,56	-	-	-	-	0,73	0,56
	Lago Agrío LTF	-	-	2,41	1,98	-	-	-	-	2,41	1,98
	Lago Agrío Station	-	-	0,12	0,09	-	-	-	-	0,12	0,09
	Mahogany	-	-	0,75	0,60	-	-	-	-	0,75	0,60
	Mariann 4A	-	-	1,90	1,60	-	-	-	-	1,90	1,60
	Mariann 5-8	-	-	1,57	1,40	-	-	-	-	1,57	1,40
	Mariann 6	-	-	0,37	0,30	-	-	-	-	0,37	0,30
	Mariann 9	-	-	0,75	0,65	-	-	-	-	0,75	0,65
	Mariann Battery	-	-	2,11	1,60	-	-	-	-	2,11	1,60
	Mariann Vieja	-	-	2,49	2,10	-	-	-	-	2,49	2,10
	Nantu B	-	-	1,66	1,16	-	-	-	-	1,66	1,16
	Nantu Battery	-	-	1,59	1,27	-	-	-	-	1,59	1,27
	Nantu C	-	-	0,83	0,67	-	-	-	-	0,83	0,67
	Nantu D	-	-	5,21	4,00	-	-	-	-	5,21	4,00
	Nantu E	-	-	0,06	0,05	-	-	-	-	0,06	0,05
	Penke B	-	-	1,36	1,09	-	-	-	-	1,36	1,09
	Pindo	-	-	1,28	1,02	-	-	-	-	1,28	1,02
Sonia A	-	-	1,12	0,88	-	-	-	-	1,12	0,88	
Sunka 1	-	-	0,91	0,80	-	-	-	-	0,91	0,80	
Sunka 2	-	-	0,45	0,36	-	-	-	-	0,45	0,36	
Tarapuy	-	-	0,33	0,30	-	-	-	-	0,33	0,30	
TPP	-	-	75,83	65,40	-	-	-	-	75,83	65,40	
Wanke 1	-	-	0,73	0,58	-	-	-	-	0,73	0,58	
Total Andes Petro		-	-	132,51	110,48	-	-	-	-	132,51	110,48



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 130: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Consejo Provincial de Tungurahua	Tilivi	0,12	0,11	-	-	-	-	-	-	0,12	0,11
Total Consejo Provincial de Tungurahua		0,12	0,11	-	-	-	-	-	-	0,12	0,11
Ecoelectric	Ecoelectric	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20	36,50	35,20
Total Ecoelectric		-	-	-	-	-	-	36,50	35,20	36,50	35,20
Ecoluz	Loreto	2,30	2,11	-	-	-	-	-	-	2,30	2,11
	Papallacta	6,63	6,20	-	-	-	-	-	-	6,63	6,20
Total Ecoluz		8,93	8,31	-	-	-	-	-	-	8,93	8,31
Ecudos	Ecudos A-G	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
Total Ecudos		-	-	-	-	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
Electroandina	Espejo	0,20	0,16	-	-	-	-	-	-	0,20	0,16
	Otavalo	0,40	0,40	-	-	-	-	-	-	0,40	0,40
Total Electroandina		0,60	0,56	-	-	-	-	-	-	0,60	0,56
Electrocórdova	Electrocórdova	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20
Total Electrocórdova		0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20
Enermax	Calope	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-	16,60	15,00
Total Enermax		16,60	15,00	-	-	-	-	-	-	16,60	15,00
Hidroabanico	Hidroabanico	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-	38,45	37,99
Total Hidroabanico		38,45	37,99	-	-	-	-	-	-	38,45	37,99
Hidroimbabura	Hidrocarolina	0,60	0,49	-	-	-	-	-	-	0,60	0,49
Total Hidroimbabura		0,60	0,49	-	-	-	-	-	-	0,60	0,49
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	0,56	0,56	-	-	-	-	-	-	0,56	0,56
Total Hidroservice		0,56	0,56	-	-	-	-	-	-	0,56	0,56
I.M. Mejía	La Calera	2,50	1,98	-	-	-	-	-	-	2,50	1,98
Total I.M. Mejía		2,50	1,98	-	-	-	-	-	-	2,50	1,98
La Internacional La Internacional	Ditroit	-	-	0,50	0,40	-	-	-	-	0,50	0,40
	Vindobona	6,09	5,86	-	-	-	-	-	-	6,09	5,86
Total La Internacional		6,09	5,86	0,50	0,40	-	-	-	-	6,59	6,26
Lafarge	Selva Alegre	-	-	33,16	27,30	-	-	-	-	33,16	27,30
Total Lafarge		-	-	33,16	27,30	-	-	-	-	33,16	27,30
Moderna Alimentos	Geppert	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-	1,65	1,65
	Kohler	-	-	1,60	1,40	-	-	-	-	1,60	1,40
Total Moderna Alimentos		1,65	1,65	1,60	1,40	-	-	-	-	3,25	3,05
Municipio A. Ante	Atuntaqui	0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	0,40	0,32
Total Municipio A. Ante		0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	0,40	0,32
Ocp	Amazonas	-	-	6,66	6,14	-	-	-	-	6,66	6,14
	Cayagama	-	-	3,36	3,36	-	-	-	-	3,36	3,36
	Chiquilpe	-	-	0,16	0,16	-	-	-	-	0,16	0,16
	Páramo	-	-	3,36	2,56	-	-	-	-	3,36	2,56
	Puerto Quito	-	-	0,16	0,16	-	-	-	-	0,16	0,16
	Sardinas	-	-	6,66	5,33	-	-	-	-	6,66	5,33
	Terminal Marítimo	-	-	1,72	1,72	-	-	-	-	1,72	1,72
Total Ocp		-	-	22,08	19,43	-	-	-	-	22,08	19,43
Perlabí	Perlabí	2,70	2,46	-	-	-	-	-	-	2,70	2,46
Total Perlabí		2,70	2,46	-	-	-	-	-	-	2,70	2,46



TABLA No. 130: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Petroamazonas	Aguajal	-	-	1,95	0,89	-	-	-	-	1,95	0,89
	Angel Norte	-	-	2,80	1,81	-	-	-	-	2,80	1,81
	Cedros	-	-	1,31	0,86	-	-	-	-	1,31	0,86
	Coca	-	-	4,54	3,32	-	-	-	-	4,54	3,32
	Concordia	-	-	1,05	0,42	-	-	-	-	1,05	0,42
	CPF	-	-	12,72	6,96	-	-	-	-	12,72	6,96
	EPF-Eden Yuturi	-	-	74,92	42,88	-	-	-	-	74,92	42,88
	Gacela	-	-	2,45	2,01	-	-	-	-	2,45	2,01
	Indillana	-	-	4,69	2,30	-	-	-	-	4,69	2,30
	Itaya A	-	-	5,92	3,31	-	-	-	-	5,92	3,31
	Itaya B	-	-	2,55	1,10	-	-	-	-	2,55	1,10
	Jaguar	-	-	0,23	0,16	-	-	-	-	0,23	0,16
	Jivino A	-	-	3,06	1,20	-	-	-	-	3,06	1,20
	Jivino B	-	-	1,64	0,90	-	-	-	-	1,64	0,90
	Jivino C	-	-	2,32	0,76	-	-	-	-	2,32	0,76
	Laguna	-	-	5,23	2,20	-	-	-	-	5,23	2,20
	Limoncocha	-	-	16,24	7,77	-	-	-	-	16,24	7,77
	Lobo	-	-	1,80	1,36	-	-	-	-	1,80	1,36
	Mono	-	-	3,10	1,74	-	-	-	-	3,10	1,74
	Oso	-	-	16,83	12,14	-	-	-	-	16,83	12,14
	Paka Norte	-	-	5,29	1,87	-	-	-	-	5,29	1,87
	Paka Sur	-	-	7,80	3,40	-	-	-	-	7,80	3,40
	Pakay	-	-	3,15	2,68	-	-	-	-	3,15	2,68
	Palmar Oeste	-	-	6,70	2,97	-	-	-	-	6,70	2,97
	Palo Azul PGE	-	-	13,10	9,24	-	-	12,00	11,00	25,10	20,24
	Pañayacu	-	-	2,32	1,02	-	-	-	-	2,32	1,02
	Payamino	-	-	4,72	3,22	-	-	-	-	4,72	3,22
	Santa Elena	-	-	2,35	0,47	-	-	-	-	2,35	0,47
SRF Shushufindi	-	-	1,22	0,45	-	-	-	-	1,22	0,45	
Tuntiak	-	-	0,33	0,10	-	-	-	-	0,33	0,10	
Yamanunka	-	-	2,09	0,88	-	-	-	-	2,09	0,88	
Yanaq.Este	-	-	6,18	3,49	-	-	-	-	6,18	3,49	
Yanaq.Oeste	-	-	7,63	4,24	-	-	-	-	7,63	4,24	
Yuralpa	-	-	17,70	7,25	-	-	-	-	17,70	7,25	
Total Petroamazonas		-	-	245,89	135,33	-	-	12,00	11,00	257,89	146,33
Petroproducción	ARCOLANDS Shushufindi Central	-	-	9,35	7,50	-	-	-	-	9,35	7,50
	Cuyabeno	-	-	7,36	6,90	-	-	-	-	7,36	6,90
	Guanta	-	-	3,69	3,60	-	-	-	-	3,69	3,60
	JUSTICE Culebra	-	-	8,16	6,00	-	-	-	-	8,16	6,00
	JUSTICE Sacha	-	-	6,80	5,00	-	-	-	-	6,80	5,00
	JUSTICE Shushufindi Central	-	-	6,80	5,00	-	-	-	-	6,80	5,00
	JUSTICE Shushufindi Sur	-	-	8,16	6,00	-	-	-	-	8,16	6,00
	Lago Agrio	-	-	-	-	5,00	4,15	-	-	5,00	4,15
RS ROTH Aguarico	-	-	2,89	2,20	-	-	-	-	2,89	2,20	



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 130: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CENTRAL (cont.)

Empresa	Central	Hidráulica		Térmica MCI		Térmica Turbogas		Térmica Turbovapor		Potencia Nominal Total (MW)	Potencia Efectiva Total (MW)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)		
Petroproducción	RS ROTH Shushufindi Drago N1	-	-	3,19	2,40	-	-	-	-	3,19	2,40
	Sacha	-	-	-	-	4,00	3,35	-	-	4,00	3,35
	Secoya	-	-	11,00	11,00	-	-	-	-	11,00	11,00
	Shushufindi	-	-	-	-	12,75	10,80	-	-	12,75	10,80
	Sucumbios	-	-	4,27	3,07	-	-	-	-	4,27	3,07
	VHR	-	-	5,91	5,91	-	-	-	-	5,91	5,91
Total Petroproducción		-	-	77,56	64,58	21,75	18,30	-	-	99,31	82,88
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	-	-	-	-	42,90	35,00	-	-	42,90	35,00
	REPSOL YPF-NPF-2	-	-	9,81	7,84	-	-	-	-	9,81	7,84
	REPSOL YPF-SPF-1	-	-	-	-	30,10	17,50	-	-	30,10	17,50
	REPSOL YPF-SPF-2	-	-	16,12	13,63	-	-	-	-	16,12	13,63
	REPSOL YPF-SPF-3	-	-	45,28	44,30	-	-	-	-	45,28	44,30
	REPSOL YPF-SSFD	-	-	1,85	1,60	7,50	5,60	-	-	9,35	7,20
Total Repsol		-	-	73,06	67,37	80,50	58,10	-	-	153,56	125,47
San Carlos	San Carlos	-	-	-	-	-	-	35,00	30,60	35,00	30,60
Total San Carlos		-	-	-	-	-	-	35,00	30,60	35,00	30,60
Sipec	MDC-CPF	-	-	7,15	5,60	-	-	-	-	7,15	5,60
	PBH-ESTACION	-	-	0,50	0,40	-	-	-	-	0,50	0,40
	PBH-HUA01	-	-	0,28	0,20	-	-	-	-	0,28	0,20
	PBH-HUA02	-	-	0,28	0,20	-	-	-	-	0,28	0,20
	PBH-PAR12	-	-	2,80	2,00	-	-	-	-	2,80	2,00
Total Sipec		-	-	11,00	8,40	-	-	-	-	11,00	8,40
Total		79,81	75,88	652,43	482,91	102,25	76,40	113,30	104,40	947,79	739,58

TABLA No. 131: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Nombre de la Subestación	Provincia	Cantón	Tipo de Subestación	Voltaje (kV)			Capacidad instalada (MVA)		
					V1	V2	V3	OA	FA	FOA
Agip	Agip Oil - Cpf	Pastaza	Pastaza	E	13,8	34,5	-	19,0	21,3	21,3
	Agip Oil - Sry	Napo	Archidona	R	13,8	4,2	-	4,0	4,6	4,6
	Agip Oil - Villano A	Pastaza	Arajuno		34,5	4,2	-	17,0	19,0	19,0
	Agip Oil - Villano B				34,5	4,2	-	5,3	6,0	6,0
Total Agip								45,30	50,88	50,88
Andes Petro	SWG-300	Sucumbios	Cuyabeno	E	13,8	34,5	4,2	72,0	108,0	108,0
Total Andes Petro								72,00	108,00	108,00
Ecoelectric	Sub21-023	Guayas	Milagro	E	13,8	69,0	-	5,0	6,3	6,3
Total Ecoelectric								5,00	6,25	6,25
Ecoluz	Loreto	Napo	Quijos	E	0,7	22,8	-	2,5	2,5	2,5
	Papallacta				22,8	43,6	-	6,6	6,6	6,6
	Pífo	Pichincha	Quito	R	43,6	22,8	-	6,6	6,6	6,6
Total Ecoluz								15,70	15,70	15,70
Ecudos	Ecudos 1	Cañar	La Troncal	E	69,0	13,8	-	22,0	31,6	31,6
	Ecudos 2			R	69,0	5,5	4,2	6,0	8,7	8,7
Total Ecudos								28,00	40,27	40,27



TABLA No. 131: CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Nombre de la Subestación	Provincia	Cantón	Tipo de Subestación	Voltaje (kV)			Capacidad instalada (MVA)		
					V1	V2	V3	OA	FA	FOA
Enermax	Calope	Cotopaxi	La maná	E	6,9	69,0	-	20,8	20,8	20,8
Total Enermax								20,80	20,80	20,80
Hidroabánico	SEHA1	Morona Santiago	Morona	E	4,2	69,0	-	45,0	45,0	45,0
	SEHA2			S	69,0	69,0	-	-	-	-
Total Hidroabánico								45,00	45,00	45,00
Lafarge	Selva Alegre	Imbabura	Otavaló	R	69,0	4,2	-	30,0	35,0	35,0
Total Lafarge								30,00	35,00	35,00
Moderna Alimentos	Se	Pichincha	Cayambe	R	13,8	0,2	0,5	1,6	1,6	1,6
Total Moderna Alimentos								1,64	1,64	1,64
Ocp	Mt	Esmeraldas	Esmeraldas	R	13,8	0,5	-	3,0	3,0	3,0
	Mt On Sh				13,8	0,5	-	0,1	0,1	0,1
	Páramo	Napo	Quijos		22,8	0,5	-	1,2	1,2	1,2
Total Ocp								4,28	4,28	4,28
Perlabí	Perlabí	Pichincha	Quito	E	0,7	22,8	-	3,2	3,2	3,2
Total Perlabí								3,15	3,15	3,15
Petroproducción	Culebra	Orellana	Orellana	R	69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Yuca 69 kV.				69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Shushufindi Central- Sur	Sucumbios	Shushufindi	E	13,8	69,0	-	5,0	6,3	6,3
	Shushufindi-Sacha-Atacapi				13,8	69,0	-	15,0	15,0	15,0
	Shushufindi Sur			R	69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3
	Atacapi		69,0		13,8	-	5,0	6,3	6,3	
	Secoya		E	13,8	69,0	-	15,0	15,0	15,0	
	Secoya 1a1			S	13,8	13,8	-	15,0	15,0	15,0
	Sucumbios	E	0,5	13,8	-	3,0	3,0	3,0		
	Lago Agrio 69 kV.		13,8	69,0	-	5,0	6,3	6,3		
	Parahuacu	R	69,0	13,8	-	5,0	6,3	6,3		
	Sacha 13.8 kV.	Orellana	La Joya de los Sachas	E	4,2	13,8	-	8,0	8,0	8,0
	Sacha 69 kV.				13,8	69,0	-	5,0	5,0	5,0
Total Petroproducción								96,00	104,75	104,75
Repsol	Npf	Orellana	Aguarico	E	13,8	34,5	-	40,0	53,5	60,0
	Spf				13,8	34,5	-	110,0	140,0	168,0
Total Repsol								150,00	193,50	228,00
San Carlos	Central San Carlos	Guayas	Coronel Marcelino Maridueña	E	4,2	13,8	69,0	40,8	51,2	51,2
Total San Carlos								40,75	51,15	51,15
Total								557,62	680,37	714,87



TABLA No. 132: CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Línea de Transmisión	Subestación de salida	Subestación de llegada	Voltaje (kV)	# de circuitos	Capacidad de Transmisión por Límite Térmico (MW)	Longitud (km)
Agip	Cpf - Villano A	Agip Oil - Cpf	Agip Oil - Villano A	34,5	1	-	44,00
	Villano A - Villano B	Agip Oil - Villano A	Agip Oil - Villano B	34,5	1	-	3,20
Total Agip							47,20
Agua y Gas de Sillunchi	LT - 001	T - 1002	T - 1003	6,3	1	-	3,00
	LT - 002	T - 1004	T - 1005	6,3	1	-	0,75
Total Agua y Gas de Sillunchi							3,75
Ecoelectric	Acometida 69 KV	Sub21 - 023		69,0	1	-	0,10
Total Ecoelectric							0,10
Ecoluz	Loreto - Papallacta	Loreto	Papallacta	22,0	1	-	5,66
	Papallacta - Pifo	Papallacta	Pifo	46,0	1	-	29,19
Total Ecoluz							34,85
Ecudos	LST - LUC - 69KV	Lucega	La Troncal	69,0	1	69,60	3,60
Total Ecudos							3,60
Enermax	Calope - Quevedo	Calope	Quevedo	69,0	1	70,00	29,70
Total Enermax							29,70
Hidroabanico	LSTHA	Seha1	Seha2	69,0	1	43,00	11,50
Total Hidroabanico							11,50
Petroproducción	LSATH	Atacapi	Shushufindi - Sacha - Atacapi	69,0	1	26,00	27,00
	LSATSE	Atacapi	Secoya	69,0	1	26,00	17,00
	LSCUYU	Culebra	Yuca 69 kV	69,0	1	26,00	16,00
	LSHS	Shushufindi - Sacha - Atacapi	Sacha 69 kV	69,0	1	26,00	41,00
	LSHSU	Shushufindi Central - Sur	Shushufindi Sur	69,0	1	26,00	8,00
	LSLPA	Lago Agrio 69 kV	Parahuacu	69,0	1	26,00	20,00
	LSPAAT	Parahuacu	Atacapi	69,0	1	26,00	6,00
LSSCU	Sacha 69 kV	Culebra	69,0	1	26,00	20,00	
Total Petroproducción							155,00
San Carlos	ST - SC	P00 - Derivación Papelera	S/E 69 kV San Carlos	69,0	1	43,27	0,85
Total San Carlos							0,85
Total							286,55



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Agip	Agip Oil - CPF	A	Térmica MCI	35.443,77	4,90	82,57	
		B		35.921,74	4,90	83,69	
		C		34.878,19	4,90	81,26	
		CAT - 1		1.960,80	1,20	18,65	
		CAT - 2		-	1,20	-	
		CAT - 3		3.239,94	1,30	28,45	
		D		36.046,98	4,90	83,98	
		E		32.333,36	4,90	75,33	
	F	25.383,95	8,03	36,07			
	Total Agip Oil - CPF				205.208,73	36,23	64,65
	Agip Oil - Sarayacu	A	Térmica MCI	4.587,34	3,89	13,46	
		B		7.772,22	3,89	22,81	
	Total Agip Oil - Sarayacu				12.359,56	7,78	18,14
	Agip Oil - Villano A	CAT_1 - VA	Térmica MCI	4.293,00	1,40	35,00	
		CAT_2 - VA		2.997,00	1,40	24,44	
		CAT_3 - VA		4.473,00	1,40	36,47	
	Total Agip Oil - Villano A				11.763,00	4,20	31,97
Total Agip				229.331,28	48,21	54,30	
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	U - 100	Hidráulica	410,17	0,09	52,03	
	Total Sillunchi I			410,17	0,09	52,03	
	Sillunchi II	U - 304	Hidráulica	1.783,77	0,30	67,88	
	Total Sillunchi II			1.783,77	0,30	67,88	
Total Agua y Gas de Sillunchi				2.193,94	0,39	64,22	
Andes Petro	Cami	GCV - 91	Térmica MCI	16,73	0,03	5,97	
		GCV - 92		89,37	0,13	7,97	
	Total Cami				106,10	0,16	7,57
	Campamento Base	GC - 24	Térmica MCI	41,31	0,40	1,18	
		GC - 25		41,31	0,40	1,18	
	Total Campamento Base				82,63	0,80	1,18
	CDP	GCV - 03	Térmica MCI	432,48	0,16	30,10	
		GCV - 04		163,44	0,16	11,38	
	Total CDP				595,92	0,33	20,74
	Chorongo A	GC - 34	Térmica MCI	413,74	0,65	7,27	
	Total Chorongo A				413,74	0,65	7,27
	Dorine Battery	EDB - SKID - G1	Térmica MCI	1.061,43	0,80	15,15	
		EDB - SKID - G3		1.467,17	0,80	20,94	
		EDB - SKID - G5		4.341,80	1,20	41,30	
		EDB - SKID - G6		3.831,60	1,20	36,45	
	Total Dorine Battery				10.702,00	4,00	30,54
	Estación Dayuma	GCV - 94	Térmica MCI	73,32	0,03	26,15	
GCV - 95		28,39		0,03	10,13		
GCV - 96		3,14		0,03	1,12		
Total Estación Dayuma				104,85	0,10	12,47	
Fanny 18B2	GC - 27	Térmica MCI	1.277,25	0,40	36,45		
Total Fanny 18B2				1.277,25	0,40	36,45	
Fanny 50	GC - ROTH - 66	Térmica MCI	2.379,74	0,55	49,85		



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Andes Petro	Total Fanny 50			2.379,74	0,55	49,85
	Fanny 60	GC - 39	Térmica MCI	1.533,64	0,73	24,15
	Total Fanny 60			1.533,64	0,73	24,15
	Hormiguero A	GCV - 42	Térmica MCI	2.602,19	0,64	46,41
	Total Hormiguero A			2.602,19	0,64	46,41
	Hormiguero B	GCV - 40	Térmica MCI	2.696,72	0,58	53,08
		GCV - 66		3.058,09	0,58	60,19
	Total Hormiguero B			5.754,81	1,16	56,63
	Hormiguero C	GCV - 43	Térmica MCI	156,00	0,50	3,56
		GCV - 46		1.653,35	0,50	37,75
		GCV - 81		5.732,74	1,80	36,36
		GCV - 83		4.955,76	1,60	35,36
		GCV - 84		7.066,54	1,45	55,63
	Total Hormiguero C			19.564,39	5,85	38,18
	Hormiguero D	GCV - 61	Térmica MCI	835,72	0,45	21,20
		ROTH - 119		3.636,52	0,60	69,19
		ROTH - 79		4.028,52	0,80	57,48
	Total Hormiguero D			8.500,77	1,85	52,45
	Hormiguero SUR	GCV - 72	Térmica MCI	2.033,47	1,36	17,07
		GCV - 73		2.104,08	1,36	17,66
		GCV - 74		1.897,56	1,36	15,93
	Total Hormiguero SUR			6.035,10	4,08	16,89
	Kupi 1	ROTH - GEN - 126	Térmica MCI	1.179,82	0,75	17,96
	Total Kupi 1			1.179,82	0,75	17,96
	Kupi 4	GCV - 20	Térmica MCI	526,32	0,28	21,46
		GCV - 21		535,85	0,28	21,85
	Total Kupi 4			1.062,17	0,56	21,65
	Lago Agrio LTF	GC - 16	Térmica MCI	2,90	0,83	0,04
		GC - 45		2,43	0,75	0,04
		GC - 56		14,10	0,40	0,40
	Total Lago Agrio LTF			19,43	1,98	0,11
	Lago Agrio Station	GC - 55	Térmica MCI	1,31	0,05	0,33
		GC - 61		0,66	0,05	0,17
	Total Lago Agrio Station			1,96	0,09	0,25
	Mahogany	ROTH - GEN - 64	Térmica MCI	2.763,27	0,60	52,57
	Total Mahogany			2.763,27	0,60	52,57
	Mariann 4A	GC - 04	Térmica MCI	580,71	0,30	22,10
		GC - 17		2.895,48	0,70	47,22
		GC - 31		2.029,10	0,60	38,61
	Total Mariann 4A			5.505,29	1,60	39,28
	Mariann 5 - 8	GC - 27	Térmica MCI	1.033,25	0,65	18,15
		ROTH - GEN - 134		2.141,20	0,75	32,59
	Total Mariann 5 - 8			3.174,45	1,40	25,88
Mariann 6	GC - 06	Térmica MCI	344,73	0,30	13,12	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Andes Petro	Total Mariann 6			344,73	0,30	13,12
	Mariann 9	ROTH - GEN - 84	Térmica MCI	2.224,52	0,65	39,07
	Total Mariann 9			2.224,52	0,65	39,07
	Mariann Battery	GC - 32	Térmica MCI	2.600,38	0,80	37,11
		GC - 90		532,38	0,80	7,60
	Total Mariann Battery			3.132,76	1,60	22,35
	Mariann Vieja	GC - 36	Térmica MCI	239,10	0,65	4,20
		GC - ROTH - 105		2.496,41	0,65	43,84
		GC - ROTH - 92		2.717,42	0,80	38,78
	Total Mariann Vieja			5.452,93	2,10	29,64
	Nantu B	ROTH - 132	Térmica MCI	2.367,29	0,58	46,59
		ROTH - 95		3.060,39	0,58	60,23
	Total Nantu B			5.427,68	1,16	53,41
	Nantu Battery	G - 900A	Térmica MCI	1.366,14	0,42	37,04
		G - 900B		1.420,20	0,42	38,51
		GCV - 47		230,53	0,43	6,12
	Total Nantu Battery			3.016,87	1,27	27,07
	Nantu C	GCV - 62	Térmica MCI	2.755,38	0,67	47,30
	Total Nantu C			2.755,38	0,67	47,30
	Nantu D	GCV - 63	Térmica MCI	1.972,31	0,67	33,86
		GCV - 64		2.323,62	0,67	39,89
		GCV - 65		3.215,63	0,67	55,20
		ROTH - GEN - 117		3.624,37	1,00	41,37
		ROTH - GEN - 128		3.852,69	1,00	43,98
	Total Nantu D			14.988,62	4,00	42,83
	Nantu E	GCV - 99	Térmica MCI	24,26	0,05	5,77
	Total Nantu E			24,26	0,05	5,77
	Penke B	GCV - 70	Térmica MCI	4.921,02	1,09	51,63
	Total Penke B			4.921,02	1,09	51,63
	Pindo	GCV - 01	Térmica MCI	87,29	0,16	6,23
		GCV - 44		578,12	0,43	15,35
		GCV - 45		538,32	0,43	14,29
	Total Pindo			1.203,73	1,02	13,47
Sonia A	GC - 01	Térmica MCI	248,71	0,20	14,20	
	GC - ROTH - 55		2.393,54	0,68	40,18	
Total Sonia A			2.642,25	0,88	34,28	
Sunka 1	ROTH - GEN - 82	Térmica MCI	2.199,86	0,80	31,39	
Total Sunka 1			2.199,86	0,80	31,39	
Sunka 2	GCV - 41	Térmica MCI	1.721,07	0,36	54,57	
Total Sunka 2			1.721,07	0,36	54,57	
Tarapuy	GC - 03	Térmica MCI	629,66	0,30	23,96	
Total Tarapuy			629,66	0,30	23,96	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Andes Petro	TPP	G - 101	Térmica MCI	5.108,00	2,50	23,32	
		G - 102		10.187,00	2,50	46,52	
		G - 103		7.146,00	2,50	32,63	
		G - 104		10.428,00	2,50	47,62	
		G - 105		9.622,00	2,50	43,94	
		G - 106		7.542,00	2,20	39,13	
		G - 107		4.525,00	2,20	23,48	
		G - 401		23.152,00	3,70	71,43	
		G - 402		23.520,00	3,70	72,57	
		G - 501		41.670,00	10,50	45,30	
		G - 601		47.144,00	7,50	71,76	
		G - 602		48.295,00	7,50	73,51	
		G - 611		52.331,00	7,50	79,65	
		G - 612		52.888,00	7,50	80,50	
		G - 900K		13,00	0,60	0,25	
	Total TPP				343.571,00	65,40	59,97
	Wanke 1	GCV - 60	Térmica MCI	3.008,07	0,58	59,20	
Total Wanke 1				3.008,07	0,58	59,20	
Total Andes Petro				470.623,91	110,48	48,63	
Consejo Provincial de Tungurahua	Tilivi	U1	Hidráulica	638,06	0,11	66,22	
	Total Tilivi			638,06	0,11	66,22	
Total Consejo Provincial de Tungurahua				638,06	0,11	66,22	
Ecoelectric	Ecoelectric	TURBO # 5	Térmica Turbovapor	1.129,26	2,20	5,86	
		TURBO # 6		14.394,56	5,50	29,88	
		TURBO # 7		95.316,01	27,50	39,57	
	Total Ecoelectric			110.839,82	35,20	35,95	
Total Ecoelectric				110.839,82	35,20	35,95	
Ecoluz	Loreto	Loreto	Hidráulica	14.171,63	2,11	76,85	
	Total Loreto			14.171,63	2,11	76,85	
	Papallacta	G1	Hidráulica	847,88	1,95	4,96	
		G2		24.774,32	4,25	66,54	
	Total Papallacta			25.622,20	6,20	47,18	
Total Ecoluz				39.793,83	8,31	54,70	
Ecudos	Ecudos A - G	TGE - 1	Térmica Turbovapor	9.956,97	2,40	47,36	
		TGE - 2		9.210,12	2,40	43,81	
		TGE - 3		21.158,72	6,00	40,26	
		TGE - 4		57.471,98	16,80	39,05	
	Total Ecudos A - G			97.797,79	27,60	40,45	
Total Ecudos				97.797,79	27,60	40,45	
Electroandina	Espejo	U2	Hidráulica	-	0,16	-	
	Total Espejo			-	0,16	-	
	Otavalo	U1	Hidráulica	-	0,40	-	
	Total Otavalo			-	0,40	-	
Total Electroandina				-	0,56	-	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Electrocórdova	Electrocórdova	Michael Banki	Hidráulica	134,10	0,20	7,65
	Total Electrocórdova			134,10	0,20	7,65
Total Electrocórdova				134,10	0,20	7,65
Enermax	Calope	U1	Hidráulica	46.250,63	7,50	70,40
		U2		46.250,63	7,50	70,40
	Total Calope			92.501,27	15,00	70,40
Total Enermax				92.501,27	15,00	70,40
Hidroabanico	Hidroabanico	U1	Hidráulica	63.080,49	7,55	95,38
		U2		63.080,49	7,55	95,38
		U3		63.080,49	7,63	94,38
		U4		63.080,49	7,63	94,38
		U5		63.080,49	7,63	94,38
Total Hidroabanico			315.402,45	37,99	94,77	
Total Hidroabanico				315.402,45	37,99	94,77
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Hidrocarolina 1	Hidráulica	993,14	0,24	47,15
		Hidrocarolina 2		993,14	0,25	44,89
	Total Hidrocarolina			1.986,27	0,49	45,99
Total Hidroimbabura				1.986,27	0,49	45,99
Hidroservice	Industrial Algodonera Atuntaqui	U2	Hidráulica	-	0,24	-
		U3		-	0,32	-
	Total Industrial Algodonera Atuntaqui			-	0,56	-
Total Hidroservice				-	0,56	-
I.M. Mejía	La Calera	Corazón	Hidráulica	2.317,71	0,50	52,92
		Cotopaxi		4.435,52	0,98	51,67
		Rumiñahui		1.757,49	0,50	40,13
Total La Calera			8.510,72	1,98	49,07	
Total I.M. Mejía				8.510,72	1,98	49,07
La Internacional	Ditroit	DITROIT1	Térmica MCI	-	0,40	-
	Total Ditroit			-	0,40	-
	Vindobona	U1	Hidráulica	6.590,23	1,43	52,61
		U2		6.581,10	1,43	52,54
		U3		15.980,12	3,00	60,81
Total Vindobona			29.151,45	5,86	56,79	
Total La Internacional				29.151,45	6,26	53,16
Lafarge	Selva Alegre	U1	Térmica MCI	22.077,00	3,30	76,37
		U2		17.386,00	3,30	60,14
		U3		22.675,00	3,30	78,44
		U4		1.216,00	3,30	4,21
		U5		15.611,53	4,70	37,92
		U6		40.157,45	4,70	97,54
		U7		37.086,47	4,70	90,08
Total Selva Alegre			156.209,46	27,30	65,32	
Total Lafarge				156.209,46	27,30	65,32



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Moderna Alimentos	Geppert	Geppert	Hidráulica	6.583,30	1,65	45,55
	Total Geppert			6.583,30	1,65	45,55
	Kohler	KOHLER	Térmica MCI	359,18	1,40	2,93
	Total Kohler			359,18	1,40	2,93
Total Moderna Alimentos				6.942,48	3,05	25,98
Municipio A. Ante	Atuntaqui	U1	Hidráulica	155,20	0,16	11,07
		U2		155,20	0,16	11,07
	Total Atuntaqui			310,40	0,32	11,07
Total Municipio A. Ante				310,40	0,32	11,07
Ocp	Amazonas	G - 0101	Térmica MCI	4.877,59	2,03	27,48
		G - 0102		5.280,96	2,03	29,76
		G - 0103		53,69	1,95	0,31
		G - 0104		0,27	0,14	0,02
	Total Amazonas			10.212,51	6,14	18,98
	Cayagama	G - 0201	Térmica MCI	2.411,31	1,64	16,78
		G - 0202		2.875,57	1,64	20,02
		G - 0203		-	0,08	-
	Total Cayagama			5.286,88	3,36	17,96
	Chiquilpe	G - 0601	Térmica MCI	0,71	0,08	0,10
		G - 0602		0,79	0,08	0,11
	Total Chiquilpe			1,50	0,16	0,11
	Páramo	G - 0401	Térmica MCI	44,14	1,24	0,41
		G - 0402		13,95	1,24	0,13
		G - 0403		-	0,08	-
	Total Páramo			58,08	2,56	0,26
	Puerto Quito	G - 0701	Térmica MCI	1,14	0,08	0,16
		G - 0702		0,09	0,08	0,01
	Total Puerto Quito			1,22	0,16	0,09
	Sardinas	G - 0301	Térmica MCI	4.191,17	1,70	28,14
		G - 0302		4.252,27	1,70	28,55
		G - 0303		30,30	1,79	0,19
		G - 0304		0,01	0,14	0,00
Total Sardinas			8.473,76	5,33	18,15	
Terminal Marítimo	G - 1001	Térmica MCI	12,62	1,64	0,09	
	G - 1002		0,02	0,08	0,00	
Total Terminal Marítimo			12,64	1,72	0,08	
Total Ocp				24.046,58	19,43	14,13
Perlabí	Perlabí	U1	Hidráulica	13.485,17	2,46	62,58
	Total Perlabí			13.485,17	2,46	62,58
Total Perlabí				13.485,17	2,46	62,58
Petroamazonas	Aguajal	MG101 - 5D	Térmica MCI	2.736,94	0,44	71,01
		MG512 - 1D		2.298,37	0,45	58,96
	Total Aguajal			5.035,31	0,89	64,95

TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroamazonas	Angel Norte	MG401 - 5	Térmica MCI	642,08	0,41	18,05	
		MG - 70		-	0,12	-	
		MG - W27		78,96	1,28	0,71	
	Total Angel Norte				721,04	1,81	4,56
	Cedros	MG401 - 7	Térmica MCI	360,97	0,45	9,16	
		MG8001 - 3		288,84	0,41	8,12	
	Total Cedros				649,82	0,86	8,67
	Coca		Coca CPF #1	Térmica MCI	1.823,61	0,40	51,78
			Coca CPF #2		1.934,93	0,40	54,95
			Coca CPF #4		-	0,40	-
			Coca CPF R/I #3		602,54	0,40	17,11
			HC - 1200 #02		1.589,99	0,51	35,73
			HC - 1200 #03		2.199,90	0,40	62,47
			HC - 1200 #04		70.185,72	0,40	1.993,05
			HC - 12000 #01		746,10	0,40	21,19
	Total Coca				79.082,79	3,32	271,76
	Concordia	MG - 2930	Térmica MCI	1.359,91	0,21	73,92	
		MG - 2940		480,33	0,21	26,11	
	Total Concordia				1.840,24	0,42	50,02
	CPF		MG101 - 1	Térmica MCI	4.181,21	0,53	90,30
			MG101 - 9G		2.501,47	0,61	46,65
			MG102 - G		2.519,93	0,66	43,59
			MG103 - G		1.809,58	0,66	31,30
			MG301 - 3G		1.866,50	0,67	31,80
			MG511 - 4		2.593,90	0,41	72,63
			MG521 - 4		2.557,37	0,41	70,72
			MG601 - 2		-	0,41	-
			MG601 - 4		2.510,83	0,41	69,79
			MG - W13		4.093,15	0,62	74,88
			MG - W20		965,76	0,67	16,45
MG - W30			871,57		0,89	11,14	
Total CPF					26.471,27	6,96	43,42
EPF - Eden Yuturi		DEG - 001	Térmica MCI	-	0,44	-	
		MG - W17		597,02	0,42	16,42	
		ZAN 100		39.320,29	4,15	108,27	
		ZAN 102		41.921,15	3,91	122,31	
		ZAN 103		19.619,26	3,08	72,76	
		ZAN 104		39.545,34	4,07	110,92	
		ZAN 105		31.638,15	3,05	118,27	
		ZAN 106		45.507,82	4,07	127,60	
		ZAN 107		30.672,33	3,10	112,87	
		ZAN - 109		41.768,27	4,15	114,98	
		ZAN - 110		65.636,72	4,15	180,68	
		ZAN - 111		61.827,30	4,15	170,20	
		ZAN - 112		61.082,44	4,15	168,15	
Total EPF - Eden Yuturi				479.136,08	42,88	127,57	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroamazonas	Gacela	Gacela CPF #01	Térmica MCI	554,61	0,36	17,39	
		Gacela CPF #02		1.622,63	0,58	31,94	
		Gacela CPF #03		857,03	0,58	16,87	
		Gacela CPF R/I #01		546,64	0,48	12,89	
	Total Gacela				3.580,92	2,01	20,36
	Indillana		MG513 - 1D	Térmica MCI	2.737,11	0,46	68,67
			MG601 - 5		3.047,89	0,46	75,64
			MG701 - 1		2.624,12	0,46	65,12
			MG701 - 3		1.894,53	0,46	47,02
			MG701 - 4		2.446,87	0,46	60,72
	Total Indillana				12.750,51	2,30	63,42
	Itaya A		MG1001 - 2	Térmica MCI	2.729,89	0,45	69,25
			MG1001 - 3		2.699,81	0,45	68,49
			MG1001 - 4		3.874,80	0,87	50,84
			MG101 - 6D		1.196,35	0,45	30,35
			MG601 - 3		1.815,44	0,45	46,05
			MG601 - 6		55.562,92	0,64	991,06
	Total Itaya A				67.879,21	3,31	234,10
	Itaya B		MG1002 - 1	Térmica MCI	1.859,66	0,37	58,16
			MG1002 - 2		1.524,27	0,37	47,67
			MG1002 - 3		1.788,72	0,37	55,94
	Total Itaya B				5.172,64	1,10	53,93
	Jaguar		CampJag #1	Térmica MCI	182,53	0,16	13,19
	Total Jaguar				182,53	0,16	13,19
	Jivino A		MG101 - 2D	Térmica MCI	3.744,81	0,38	112,50
			MG301 - 4D		3.923,09	0,44	101,78
			MG602 - 1D		3.448,56	0,38	103,60
	Total Jivino A				11.116,46	1,20	105,75
	Jivino B		MGW - 10	Térmica MCI	7.434,76	0,90	94,30
	Total Jivino B				7.434,76	0,90	94,30
	Jivino C		MG - 2920	Térmica MCI	1.360,11	0,24	65,24
			MGW - 16		150,66	0,53	3,28
	Total Jivino C				1.510,77	0,76	22,60
	Laguna		MG 601 - 8	Térmica MCI	3.071,43	0,44	79,69
			MG1001 - 1		3.291,35	0,44	85,39
			MG101 - 3D		2.171,73	0,44	56,34
			MG101 - 4D		2.744,00	0,44	71,19
			MG701 - 2		3.192,07	0,44	82,82
	Total Laguna				14.470,57	2,20	75,09
	Limoncocha		JENBACHER 01	Térmica MCI	-	0,70	-
MG2101 - 10G			-		0,32	-	
MG2101 - 11G			4.265,54		0,45	108,21	
MG2101 - 12G			4.826,81		0,53	103,96	
MG2101 - 13G			3.593,33		0,70	58,60	
MG2101 - 14G			4.118,40		0,70	67,16	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroamazonas	Limoncocha	MG2101 - 15G	Térmica MCI	3.751,75	0,70	61,18	
		MG2101 - 16G		3.711,14	0,70	60,52	
		MG2101 - 1D		-	0,35	-	
		MG2101 - 1G		2.512,94	0,35	81,96	
		MG2101 - 2G		2.452,94	0,38	74,67	
		MG2101 - 3G		2.200,02	0,40	62,79	
		MG2101 - 4G		-	0,38	-	
		MG2101 - 5G		1.856,75	0,40	52,99	
		MG2101 - 6G		2.582,61	0,40	73,70	
		MG2101 - 9G		-	0,33	-	
	Total Limoncocha				35.872,24	7,77	52,70
	Lobo	KOHLER		Térmica MCI	-	0,13	-
		Lobo 3, 6,7 #01			1.652,41	0,44	43,26
		Lobo 3, 6,7 #02			766,42	0,44	20,07
		Pay CPF R/I #1			-	0,36	-
	Total Lobo				2.418,82	1,36	20,29
	Mono	Gen. Estacionario		Térmica MCI	42,56	0,48	1,01
		Inyecc Mo 12 y Transf.			399,88	0,15	30,84
		Mono CPF #1			3.366,46	0,60	64,16
		Mono CPF #1.1			-	0,51	-
	Total Mono				3.808,90	1,74	24,95
	Oso	M - 034/GG - 034		Térmica MCI	3.201,63	0,70	52,21
		M - 035/GG - 035			3.139,25	0,70	51,19
		Oso 3 - 1			766,89	1,12	7,82
		Oso 3 - 2			1.943,57	1,12	19,81
		Oso 9 - 1			4.332,24	1,12	44,16
		Oso 9 - 2			3.131,24	0,84	42,71
		Oso A - 2			1.279,77	0,64	22,83
		Oso A - 3			631,40	0,42	17,16
		Oso A - 4			655,21	0,46	16,44
		Oso B - 01			3.818,41	0,38	114,11
		Oso B - 02			4.016,13	0,64	71,63
		Oso B - 03			3.612,33	0,38	107,95
Oso CPF #01		408,38	0,38		12,20		
Oso CPF #05		3.402,85	0,46		85,37		
Oso CPF #06		1.287,43	0,46		32,30		
Oso CPF #2		-	0,32		-		
Oso CPF #4		1.023,49	0,40		29,06		
Oso CPF#3		426,26	0,40		12,10		
Pay 18 - 23		2.860,51	0,84		38,87		
Pay CPF		145,68	0,36		4,57		
Total Oso				40.082,67	12,14	37,71	
Paka Norte	MGW - 02		Térmica MCI	1.810,56	1,15	18,00	
	MG - W12			2.885,67	0,36	91,50	
	MG - W14			2.340,82	0,36	74,23	
Total Paka Norte				7.037,05	1,87	43,00	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroamazonas	Paka Sur	MG - 8901/MG - JB018	Térmica MCI	3.595,90	0,73	56,23	
		MG - 8902/MG - JB019		3.416,76	0,73	53,43	
		MG - JB03		-	0,35	-	
		MG - JB04		-	0,35	-	
		MG - W03		675,12	0,25	30,83	
		MGW - 18		3.026,74	0,50	69,52	
		MGW - 19		3.119,54	0,50	71,65	
	Total Paka Sur				13.834,06	3,40	46,50
	Pakay	MG - 14001	Térmica MCI	2.334,89	0,89	29,85	
		MG - 14002		2.449,41	0,89	31,31	
		MG - W29		422,56	0,89	5,40	
	Total Pakay				5.206,87	2,68	22,19
	Palmar Oeste	MG 501 - 7	Térmica MCI	8,43	0,10	0,96	
		MG401 - 6		1.568,36	0,57	31,63	
		MG601 - 1		23,69	0,35	0,77	
		MG8001 - 1		2.392,87	0,46	59,38	
		MG8001 - 2		1.652,41	0,61	31,18	
		MG - W28		1.249,01	0,89	15,97	
	Total Palmar Oeste				6.894,78	2,97	26,47
	Palo Azul PGE	MG1	Térmica MCI	14.243,40	5,00	32,52	
		MG - 91301		1.224,20	0,74	18,88	
		MG - 91302		1.550,80	0,74	23,92	
		MG - 91303		1.251,50	0,74	19,31	
		MG - 91304		835,50	0,74	12,89	
		MGW - 05		1.789,30	0,74	27,60	
		MGW - 08		650,60	0,54	13,75	
		ST - 1701A	Térmica Turbopapor	28.932,64	5,50	60,05	
	ST - 1701B	Térmica Turbopapor	29.254,30	5,50	60,72		
	Total Palo Azul PGE				79.732,24	20,24	44,97
	Pañayacu	MG2508	Térmica MCI	571,07	0,43	15,16	
		MG2608		434,63	0,35	14,18	
		MG - 58		-	0,12	-	
MG - 77		-		0,12	-		
Total Pañayacu				1.005,69	1,02	11,23	
Payamino	CampPay #1	Térmica MCI	1.157,96	0,26	51,64		
	CampPay #2		880,08	0,38	26,16		
	MG - W06		630,86	0,82	8,78		
	Pay 10		556,40	0,38	16,54		
	Pay 18 - 23 #02		954,62	0,38	28,38		
	Pay CPF R/I #2		949,15	0,48	22,57		
	RENTADO CETAGU.		354,91	0,51	7,98		
Total Payamino				5.483,96	3,22	19,47	
Santa Elena	MG 531 - 4	Térmica MCI	1.347,48	0,06	279,68		
	MG - W15		69,30	0,41	1,92		
Total Santa Elena				1.416,78	0,47	34,63	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)
Petroamazonas	SRF Shushufindi	MG 501 - 8	Térmica MCI	15,46	0,10	1,76
		MG103 - C		460,01	0,25	21,00
		MG - 501 - 6		147,28	0,10	16,81
	Total SRF Shushufindi			622,74	0,45	15,80
	Tuntiak	MG - 501 - 6T	Térmica MCI	-	0,10	-
	Total Tuntiak			-	0,10	-
	Yamanunka	MG - JB01	Térmica MCI	3.021,50	0,44	78,39
		MG - JB02		3.022,58	0,44	78,42
	Total Yamanunka			6.044,07	0,88	78,40
	Yanaq.Este	MGW - 21	Térmica MCI	80,81	0,44	2,10
		MGW - 22		3.835,01	1,02	43,13
		MGW - 23		3.455,23	1,02	38,86
		MGW - 24		3.615,00	1,02	40,66
	Total Yanaq.Este			10.986,04	3,49	35,99
	Yanaq.Oeste	MGW - 01	Térmica MCI	1.612,44	1,15	16,03
		MG - W04		121,25	0,70	1,98
		MG - W07		2.649,49	0,42	72,71
		MGW - 09		-	1,15	-
		MG - W11		64.879,13	0,83	892,32
	Total Yanaq.Oeste			69.262,30	4,24	186,39
Yuralpa	G1	Térmica MCI	22.001,27	1,43	175,38	
	G2		13.811,61	1,54	102,43	
	G3		14.566,19	2,01	82,65	
	G4		14.165,47	2,01	80,38	
	GE - 001		-	0,25	-	
Total Yuralpa			64.544,54	7,25	101,67	
Total Petroamazonas				1.071.288,68	146,33	83,57
Petroproducción	ARCOLANDS Shushufindi Central	ARCOLANDS 1	Térmica MCI	-	1,16	-
		ARCOLANDS 2		279,26	1,16	2,76
		ARCOLANDS 3		1.091,94	1,16	10,78
		ARCOLANDS 4		6.610,55	1,16	65,28
		ARCOLANDS 5		6.400,88	0,96	76,11
		ARCOLANDS 6		6.024,05	0,96	71,63
		ARCOLANDS 7		6.080,12	0,96	72,30
	Total ARCOLANDS Shushufindi Central			26.486,80	7,50	40,29
	Cuyabeno	MCO - 0414 UND - 01	Térmica MCI	948,03	0,60	18,04
		MCO - 0594 UND - 02		1.866,50	0,60	35,51
		MCO - 0589 UND - 03		2.285,74	0,60	43,49
		MCO - 0593 UND - 04		2.724,77	0,60	51,84
MCO - 0590 UND - 05		2.379,67		0,60	45,28	
MCO - 0410 UND - 06	2.289,45	0,60	43,56			



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroproducción	Cuyabeno	MCO - 0591 UND - 07	Térmica MCI	2.586,97	0,60	49,22	
		UND 8		5.024,38	0,90	63,73	
		UND 9		4.475,25	0,90	56,76	
		UND 91		-	0,90	-	
	Total Cuyabeno				24.580,76	6,90	40,67
	Guanta	UND 1	Térmica MCI	3.486,35	1,20	33,17	
		UND 2		Térmica MCI	3.683,64	1,20	35,04
		UND 3		Térmica MCI	3.660,68	1,20	34,82
	Total Guanta				10.830,66	3,60	34,34
	JUSTICE Culebra	UNI 1	Térmica MCI	5.602,20	1,00	63,95	
		UNI 2		4.016,49	1,00	45,85	
		UNI 3		4.375,88	1,00	49,95	
		UNI 4		5.530,01	1,00	63,13	
		UNI 5		5.126,38	1,00	58,52	
		UNI 6		4.452,11	1,00	50,82	
	Total JUSTICE Culebra				29.103,06	6,00	55,37
	JUSTICE Sacha	UND 1	Térmica MCI	-	1,00	-	
		UND 2		-	1,00	-	
		UND 3		-	1,00	-	
		UND 4		-	1,00	-	
		UND 5		-	1,00	-	
	Total JUSTICE Sacha				-	5,00	-
	JUSTICE Shushufindi Central	UND 1	Térmica MCI	-	1,00	-	
		UND 2		-	1,00	-	
		UND 3		-	1,00	-	
		UND 4		-	1,00	-	
		UND 5		-	1,00	-	
	Total JUSTICE Shushufindi Central				-	5,00	-
	JUSTICE Shushufindi Sur	UNI 1	Térmica MCI	6.065,38	1,00	69,24	
		UNI 2		5.136,17	1,00	58,63	
UNI 3		6.175,70		1,00	70,50		
UNI 4		6.134,44		1,00	70,03		
UNI 5		5.758,73		1,00	65,74		
UNI 6		1.778,90		1,00	20,31		
Total JUSTICE Shushufindi Sur				31.049,32	6,00	59,07	
Lago Agrio	TGT - 0001	Térmica Turbogas	1.272,30	0,80	18,15		
	TGT - 0002		2.261,30	0,80	32,27		
	TGT - 0003		5.103,11	2,55	22,84		
Total Lago Agrio				8.636,71	4,15	23,76	
RS ROTH Aguarico	CATERPILLAR 1		6.213,39	0,90	78,81		
	CATERPILLAR 2		7.773,90	1,30	68,26		
Total RS ROTH Aguarico				13.987,29	2,20	72,58	
RS ROTH Shushufindi Drago N1	CAT 1		3.057,33	1,00	34,90		
	CAT 2		2.305,80	1,40	18,80		
Total RS ROTH Shushufindi Drago N1				5.363,13	2,40	25,51	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Petroproducción	Sacha	TA	Térmica Turbogas	-	0,80	-	
		TB		-	2,55	-	
	Total Sacha				-	3,35	-
	Secoya	MCO - 0250 UNI - 01	Térmica MCI	24.281,87	5,50	50,40	
		MCO - 0251 UNI - 02		24.201,09	5,50	50,23	
	Total Secoya				48.482,96	11,00	50,31
	Shushufindi	TGT - 0009 TA1		Térmica Turbogas	48,65	0,80	0,69
		TA2			-	0,80	-
		TGT - 0012 TA3			153,51	0,80	2,19
		TGT - 0008 TB1			13.976,22	2,55	62,57
		TGT - 0011 TB2			13.531,84	2,55	60,58
		TGT - 0010 TY			10.140,39	3,30	35,08
	Total Shushufindi				37.850,60	10,80	40,01
	Sucumbios	UND 1		Térmica MCI	261,87	0,48	6,23
		UND 2			616,48	0,48	14,66
		UND 3			226,00	0,48	5,37
		UND 4			-	0,48	-
		UND 5			-	0,50	-
		UND 6			-	0,65	-
	Total Sucumbios				1.104,35	3,07	4,11
VHR	MCO - 0475 UND - 01		Térmica MCI	4.212,13	1,67	28,88	
	MCO - 0476 UND - 02			7.738,82	1,67	53,06	
	MCO - 0477 UND - 03			5.254,72	1,67	36,03	
	MCO - 0625 UND - 04			3.533,80	0,91	44,33	
Total VHR				20.739,46	5,91	40,09	
Total Petroproducción				258.215,11	82,88	35,57	
Repsol	REPSOL YPF - NPF - 1	G - 1170A	Térmica Turbogas	122.569,20	17,50	79,95	
		G - 1170B		121.176,00	17,50	79,05	
	Total REPSOL YPF - NPF - 1				243.745,20	35,00	79,50
	REPSOL YPF - NPF - 2	G - 1171		Térmica MCI	193,60	0,50	4,42
		G - 1172A			4.317,37	0,95	51,88
		G - 1172B			5.204,98	0,95	62,54
		G - 1172C			3.318,78	0,95	39,88
		G - 1172D			1.833,27	0,95	22,03
		G - 1172E			4.126,24	0,95	49,58
		G - 1172F			3.160,07	0,92	39,21
		G - 1172G			3.318,02	0,92	41,17
	G - 2943		463,25	0,75	7,05		
	Total REPSOL YPF - NPF - 2				25.935,57	7,84	37,76
REPSOL YPF - SPF - 1	G - 2170B		Térmica Turbogas	147.293,00	17,50	96,08	
Total REPSOL YPF - SPF - 1				147.293,00	17,50	96,08	



TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Repsol	REPSOL YPF - SPF - 2	G - 2942	Térmica MCI	916,87	0,75	13,96	
		G - 3001		2.705,10	0,92	33,57	
		G - 3002		3.041,16	0,92	37,74	
		G - 3003		3.487,48	0,92	43,27	
		G - 3005		3.400,99	0,92	42,20	
		G - 3006		3.455,56	0,92	42,88	
		G - 3007		2.799,31	0,92	34,73	
		G - 3008		3.088,04	0,92	38,32	
		G - 3009		1.866,69	0,92	23,16	
		G - 3010		1.463,01	0,92	18,15	
		G - 3011		2.799,08	0,92	34,73	
		G - 3012		3.123,20	0,92	38,75	
		G - 3014		4.056,01	0,92	50,33	
		G - 3015		3.246,84	0,92	40,29	
		G - 3016		2.424,24	0,92	30,08	
	Total REPSOL YPF - SPF - 2				41.873,56	13,63	35,07
	REPSOL YPF - SPF - 3	REPSOL YPF - SPF - 3	G - 3170 A	Térmica MCI	46.426,60	6,30	84,12
			G - 3170 B		47.310,39	6,30	85,73
			G - 3170 C		50.997,51	6,30	92,41
			G - 3170 D		48.267,43	6,30	87,46
			G - 3170 E		50.766,20	6,30	91,99
			G - 3170 F		50.304,17	6,30	91,15
			G - 3170 G		47.557,87	6,30	86,17
			G - KOLHER		-	0,20	-
	Total REPSOL YPF - SPF - 3				341.630,17	44,30	88,03
	REPSOL YPF - SSFD	REPSOL YPF - SSFD	G - 1670A	Térmica Turbogas	5.199,60	2,80	21,20
			G - 1670B	Térmica Turbogas	7.053,94	2,80	28,76
G - 1671			Térmica MCI	-	0,20	-	
G - 3516			Térmica MCI	116,90	1,40	0,95	
Total REPSOL YPF - SSFD				12.370,44	7,20	19,61	
Total Repsol				812.847,95	125,47	73,95	
San Carlos	San Carlos	Turbo 1	Térmica Turbovapor	738,00	2,40	3,51	
		Turbo 2		14.285,63	3,20	50,96	
		Turbo 3		36.996,00	14,00	30,17	
		Turbo 4		35.696,00	11,00	37,04	
	Total San Carlos				87.715,63	30,60	32,72
Total San Carlos				87.715,63	30,60	32,72	
Sipac	MDC - CPF	Grupo Electrónico Auxiliar MDC	Térmica MCI	11,73	0,20	0,67	
		Grupo Electrónico Waukesha 1		5.132,69	0,90	65,10	
		Grupo Electrónico Waukesha 2		5.479,11	0,90	69,50	

TABLA No. 133: FACTOR DE PLANTA DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Unidad	Subtipo de Generación	Energía Bruta (MWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
Sipac	MDC - CPF	Grupo Electrónico Waukesha 3	Térmica MCI	5.503,15	0,90	69,80	
		Grupo Electrónico Waukesha 4		4.800,54	0,90	60,89	
		Grupo Electrónico Waukesha 5		5.936,54	0,90	75,30	
		Grupo Electrónico Waukesha 6		5.770,23	0,90	73,19	
	Total MDC - CPF				32.634,00	5,60	66,52
	PBH - ESTACIÓN	Equipo Electrónico Auxiliar GE - 3406	Térmica MCI	8,13	0,15	0,62	
		Equipo Electrónico Auxiliar GE - 3408		-	0,25	-	
	Total PBH - ESTACIÓN				8,13	0,40	0,23
	PBH - HUA01	Grupo Electrónico GE - 3406 Huachito 1	Térmica MCI	-	0,20	-	
	Total PBH - HUA01				-	0,20	-
	PBH - HUA02	Grupo Electrónico GE - 3406 Huachito 2	Térmica MCI	745,81	0,20	42,57	
	Total PBH - HUA02				745,81	0,20	42,57
	PBH - PAR12	Grupo Electrónico GE - 3412	Térmica MCI	889,39	0,35	29,01	
		Grupo Electrónico GE - 3508A		1.165,93	0,75	17,75	
		Grupo Electrónico GE - 3508B		800,29	0,75	12,18	
		Grupo Electrónico Waukesha L36		33,93	0,15	2,58	
Total PBH - PAR12				2.889,54	2,00	16,49	
Total Sipac				36.277,49	8,40	49,30	
Total				3.866.243,82	739,58	59,68	



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 134: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Gas Natural		Cruudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
Agip	Agip Oil - CPF	205,21	-	-	585,55	1.933,67	-	-	14.113,24	48.051,85	-	-	-	-	-	-
	Agip Oil - Sarayacu	12,36	-	-	7,27	24,00	-	-	808,11	2.751,41	-	-	-	-	-	-
	Agip Oil - Villano A	11,76	-	-	790,58	2.610,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Agip		229,33	-	-	1.383,40	4.568,41	-	-	14.921,35	50.803,26	-	-	-	-	-	-
Andes Petro	Carni	0,11	-	-	11,91	39,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Campamento Base	0,08	-	-	3,79	12,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CDP	0,60	-	-	65,90	217,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Chorongo A	0,41	-	-	61,82	204,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Dorine Battery	10,70	-	-	790,24	2.609,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Estación Dayuma	0,10	-	-	12,44	41,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 1852	1,28	-	-	103,34	341,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 50	2,38	-	-	196,23	647,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fanny 60	1,53	-	-	129,50	427,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero A	2,60	-	-	197,80	653,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero B	5,75	-	-	556,72	1.838,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero C	19,56	-	-	1.696,29	5.601,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero D	8,50	-	-	803,60	2.653,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hormiguero SUR	6,04	-	-	567,82	1.875,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kupi 1	1,18	-	-	115,17	380,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kupi 4	1,06	-	-	108,09	356,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lago Agrio LTF	0,02	-	-	7,53	24,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lago Agrio Station	0,00	-	-	0,70	2,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mahogany	2,76	-	-	191,33	631,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mariann 4A	5,51	-	-	501,91	1.657,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mariann 5-8	3,17	-	-	344,66	1.138,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mariann 6	0,34	-	-	44,08	145,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mariann 9	2,22	-	-	210,69	695,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mariann Battery	3,13	-	-	278,30	919,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mariann Vieja	5,45	-	-	504,93	1.667,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nantu B	5,43	-	-	440,85	1.455,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nantu Battery	3,02	-	-	28,99	95,72	45,85	1.021,47	-	-	-	-	-	-	-	-	

TABLA No. 134: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
Andes Petro	Nantu C	2,76	-	261,84	864,69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu D	14,99	-	1.618,65	5.345,29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nantu E	0,02	-	6,31	20,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Penke B	4,92	-	470,93	1.555,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pindo	1,20	-	109,14	360,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sonia A	2,64	-	209,63	692,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sunka 1	2,20	-	216,19	713,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sunka 2	1,72	-	167,75	553,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tarapuy	0,63	-	72,45	239,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TPP	343,57	-	2.670,43	8.818,57	1.496,05	33.330,28	3.898,05	13.271,82	5.625,60	18.577,44	6.295,76	12.886,16	-	-	-
	Wanke 1	3,01	-	283,13	934,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Andes Petro			-	14.061,06	46.433,90	1.541,90	34.351,75	3.898,05	13.271,82	18.577,44	6.295,76	12.886,16	-	-	-	
Ecoelectric	ECOELLECTRIC	110,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	435,04	79.175,76
Total Ecoelectric		110,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	435,04	79.175,76
Ecudos	Ecudos A-G	97,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400,09	72.814,76
Total Ecudos		97,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400,09	72.814,76
Lafarge	Selva Alegre	156,21	-	892,57	2.947,52	-	-	1.747,93	5.951,25	8.226,65	27.166,88	-	-	-	-	-
Total Lafarge		156,21	-	892,57	2.947,52	-	-	1.747,93	5.951,25	8.226,65	27.166,88	-	-	-	-	-
Moderna Alimentos	Kohler	0,36	-	40,00	132,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Moderna Alimentos		0,36	-	40,00	132,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ocp	Amazonas	10,21	-	5,76	19,03	-	-	691,31	2.353,74	-	-	-	-	-	-	-
	Cayagama	5,29	-	414,76	1.369,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Chiquilpe	0,00	-	0,38	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Parano	0,06	-	5,72	18,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puerto Quito	0,00	-	0,17	0,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sardinas	8,47	-	3,74	12,34	-	-	583,24	1.985,78	-	-	-	-	-	-	-
Total Ocp	Terminal Marítimo	0,01	-	1,91	6,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		24,05	-	432,44	1.428,05	-	-	1.274,55	4.339,52	-	-	-	-	-	-	-



14. Producción de Energía Eléctrica

TABLA No. 134: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)		
Petroamazonas	Aguajal	5,04	-	349,00	1.152,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Angel Norte	0,72	-	78,76	260,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cedros	0,65	-	61,96	204,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coca	79,08	-	859,23	2.837,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Concordia	1,95	-	197,02	650,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CPF	25,60	-	1.214,97	4.012,19	79,75	1.776,65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EPF-Eden Yuturi	479,14	-	122,30	403,87	1.800,19	40.106,21	14.037,57	47.794,22	-	-	-	-	-	-	-
	Gacela	3,58	-	285,48	942,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Indiliana	12,75	-	870,33	2.874,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ilaya A	67,88	-	1.271,82	4.199,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ilaya B	5,17	-	358,52	1.183,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jaguar	0,18	-	27,11	89,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino A	11,24	-	850,41	2.808,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino B	7,43	-	644,20	2.127,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Jivino C	1,51	-	111,25	367,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Laguna	14,47	-	1.284,19	4.240,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Limoncocha	35,87	-	-	-	294,83	6.568,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lobo	2,42	-	191,91	633,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mono	3,81	-	319,11	1.053,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Oso	40,08	-	3.169,89	10.467,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paka Norte	7,91	-	602,86	1.990,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paka Sur	13,83	-	619,96	2.047,29	388,54	8.656,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pakay	5,10	-	303,80	1.003,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palmar Oeste	6,89	-	445,93	1.472,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Palo Azul PGE	79,73	-	573,01	1.892,26	1.788,76	39.851,53	1.108,31	3.773,49	-	-	-	-	-	-	-	
Parayacu	1,01	-	77,04	254,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Payamino	5,48	-	379,46	1.253,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Santa Elena	1,42	-	75,13	248,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SRF Shushufindi	0,62	-	42,11	139,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Tuntiak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



TABLA No. 134: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
Petroamazonas	Yamanunka	6,04	-	-	-	-	56,42	1.256,88	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yanaq, Este	10,93	-	946,43	3.125,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yanaq, Oeste	69,20	-	513,23	1.694,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yuralpa	64,54	-	7,07	23,34	-	-	-	4.071,52	13.862,45	-	-	-	-	-	-
Total Petroamazonas		1.071,29	-	16.853,45	55.655,21	4.408,48	98.216,02	19.217,40	65.430,17	-	-	-	-	-	-	-
Petroproducción	ARCOLANDS Shushufindi Central	26,49	-	-	-	287,88	6.413,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cuyabeno	24,58	-	2.032,37	6.711,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Guanta	10,83	-	743,60	2.455,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	JUSTICE Culebra	29,10	-	2.293,63	7.574,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	JUSTICE Shushufindi Sur	31,05	-	2.484,15	8.203,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lago Agrio	8,64	-	1.738,14	5.739,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RS ROTH Aguatico	13,99	-	955,81	3.156,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RS ROTH Shushufindi Drago N1	5,36	-	473,16	1.562,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Secoya	48,48	-	-	-	2,49	55,39	2.944,34	10.024,69	-	-	-	-	-	-	-
	Sucumbios	1,10	-	-	-	19,22	428,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VHR	20,74	-	298,84	986,86	-	-	1.232,30	4.195,65	-	-	-	-	-	-	-	
Total Petroproducción		258,22	-	11.156,07	36.840,72	991,02	22.078,87	4.176,64	14.220,34	-	-	-	-	-	-	-
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	243,75	-	20.428,88	67.462,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-NPF-2	25,94	-	42,92	141,74	278,52	6.205,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SPF-1	147,29	-	1.283,01	4.236,90	1.211,44	26.989,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SPF-2	41,87	-	62,35	205,91	506,37	11.281,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SPF-3	341,63	-	-	-	-	-	21.919,50	74.630,10	-	-	-	-	-	-	-
Total Repsol		812,85	-	23.562,17	77.809,44	1.996,33	44.476,08	21.919,50	74.630,10	-	-	-	-	-	-	-

TABLA No. 134: CONSUMO DE COMBUSTIBLE DE LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Fuel Oil		Diésel 2		Gas Natural		Crudo		Residuo		LPG		Bagazo de caña	
			(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles mpc)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles gal)	(TEP)	(Miles Tn)	(TEP)
San Carlos	San Carlos	87,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	287,22	52.272,60
Total San Carlos		87,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	287,22	52.272,60
Sipac	MDC-CPF	32,63	-	1,04	3,44	291,01	6.483,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-ESTACION	0,01	-	0,73	2,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-HUA01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-HUA02	0,75	-	62,85	207,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PBH-PAR12	2,89	-	247,89	818,62	8,44	188,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Sipac		36,28	-	312,52	1.032,05	299,46	6.671,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	3.355,55	-	68.693,69	226.847,39	9.237,20	205.794,27	67.155,41	228.646,45	13.357,25	45.744,32	6.295,76	12.886,16	1.122,34	204.263,12	



TABLA No. 135: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Tipo de Transacción	Comprador	Ecoluz			Enermax			Hidroabánico		
		Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CNEL-Bolívar	0,28	0,02	8,72	0,15	0,01	5,30	0,86	0,04	5,10
	CNEL-El Oro	1,59	0,08	4,92	1,80	0,10	5,30	3,41	0,17	5,10
	CNEL-Esmeraldas	1,09	0,06	5,67	1,08	0,06	5,30	2,27	0,12	5,10
	CNEL-Guayas Los Ríos	3,02	0,15	4,88	3,37	0,18	5,30	6,53	0,33	5,10
	CNEL-Los Ríos	0,70	0,04	5,21	0,73	0,04	5,30	1,51	0,08	5,10
	CNEL-Manabí	2,79	0,14	4,87	3,18	0,17	5,30	6,00	0,31	5,10
	CNEL-Milagro	1,18	0,06	4,91	1,32	0,07	5,30	2,63	0,13	5,10
	CNEL-Sta. Elena	0,97	0,05	5,16	1,09	0,06	5,30	1,99	0,10	5,10
	CNEL-Sto. Domingo	0,85	0,04	4,82	0,94	0,05	5,30	1,87	0,10	5,10
	CNEL-Sucumbios	0,49	0,03	5,97	0,45	0,02	5,30	0,96	0,05	5,10
	E.E. Ambato	1,00	0,05	4,78	1,10	0,06	5,30	3,52	0,18	5,10
	E.E. Azogues	0,27	0,02	6,84	0,22	0,01	5,30	0,99	0,05	5,10
	E.E. Centro Sur	-	-	-	1,89	0,10	5,30	3,85	0,20	5,10
	E.E. Cotopaxi	2,49	0,12	4,99	0,85	0,04	5,30	1,90	0,10	5,10
	E.E. Norte	0,95	0,05	5,10	1,01	0,05	5,30	2,10	0,11	5,10
	E.E. Quito	7,72	0,39	5,10	7,91	0,42	5,30	15,12	0,77	5,10
	E.E. Riobamba	0,60	0,03	5,10	0,66	0,03	5,30	1,35	0,07	5,10
	E.E. Sur	0,56	0,03	5,10	0,60	0,03	5,30	1,26	0,06	5,10
	Eléctrica de Guayaquil	9,75	0,50	5,10	10,52	0,56	5,30	21,15	1,08	5,10
Subtotal Contratos		36,29	1,85	5,10	38,88	2,06	5,30	79,28	4,04	5,10

Tipo de Transacción	Empresa	Comprador	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Agua y Gas de Sillunchi	E.E. Quito	0,07	0,00	3,00
	Hidroimbabura	E.E. Norte	1,99	0,14	7,17
	I.M. Mejía	E.E. Quito	8,46	0,45	5,33
	Perlabí	E.E. Quito	0,66	0,02	2,40
	Municipio A. Ante	E.E. Norte	0,31	0,01	3,50
	Electrocórdova	E.E. Norte	0,13	0,00	3,50
	Moderna Alimentos	E.E. Norte	3,07	0,12	4,00
	Electroandina	E.E. Norte	-	-	-
	Hidroservice	E.E. Norte	-	-	-
Subtotal Contratos			14,69	0,75	5,10
Total Contratos			169,14	8,70	5,15



TABLA No. 135: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS (cont.)

Tipo de Transacción	Empresa	Comprador	Energía Vendida (GWh)	Total (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Mercado Ocasional	Ecoelectric	M. Ocasional	61,80	5,83	9,43
	Ecudos	M. Ocasional	50,83	4,89	9,62
	La Internacional	M. Ocasional	0,30	0,01	2,80
	San Carlos	M. Ocasional	43,02	4,40	10,23
Total Mercado Ocasional			155,95	15,13	9,70

En la figura No. 69, se grafican los precios medios de venta de la energía de las autogeneradoras.

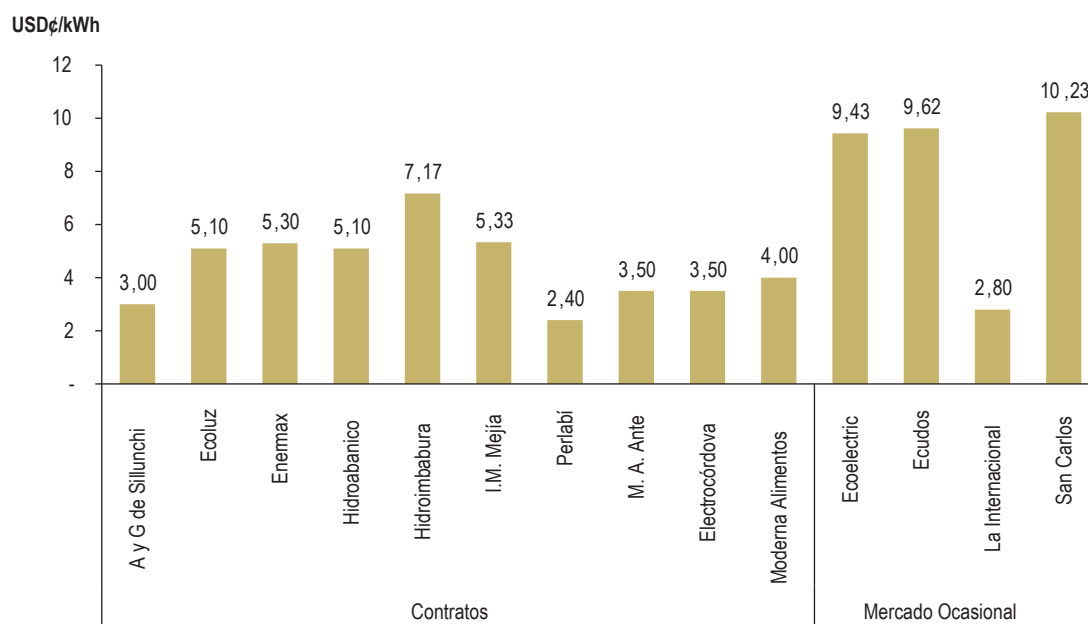


FIG. No. 69: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS



15

Transporte de Energía Eléctrica



15.1. Características Técnicas del Sistema Nacional de Transmisión

La empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), a través de su Unidad de Negocio CELEC EP - TRANSELECTRIC, se encarga de planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión S.N.T.; por consiguiente, su actividad principal es la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano.

El anillo troncal de 230 kV está constituido por el circuito Molino (Paute) - Zhoray (Azogues) - Milagro - Pascuales (Guayaquil) – Quevedo - Sto. Domingo - Santa Rosa (Quito) - Totoras (Ambato) - Riobamba - Molino (Paute). De este anillo se derivan líneas radiales a 230 y 138 kV para unir otras subestaciones que también cumplen la función de receptor y entregar la energía generada, completando así el Sistema Nacional de Transmisión. La longitud total de estas líneas de transmisión es 3.950,70 km. Aquí se incluye la interconexión con Colombia, con sus dos enlaces a 230 kV (Pomasqui - Jamondino y Pomasqui - Jamondino 2) y un enlace a 138 kV (Tulcán - Panamericana); y, la interconexión con Perú con su enlace a 230 kV (Machala - Zorritos).

En el 2011, el S.N.T. contó con dos nuevas subestaciones, Caraguay y Nueva Prosperina ubicadas en Guayaquil, con voltajes 138/69/13,8 kV, 230/69/13,8 kV respectivamente y las dos con 225 MVA de potencia.

Igualmente hubieron cambios en líneas de transmisión de S.N.T.; la línea Las Juntas - Santa Elena 138 kV fue reemplazada por la línea Pascuales - Santa Elena; y, debido al ingreso de la subestación de seccionamiento Zhoray, la línea de transmisión Molino - Milagro 230 kV fue reemplazada por las líneas Molino - Zhoray y Zhoray - Milagro. Adicionalmente ingresaron cuatro nuevas líneas: Conocoto - Vicentina y Santa Rosa - Conocoto de 138 kV, a nivel de 230 kV Pascuales - Nueva Prosperina y Nueva Prosperina - Trinitaria.

En la tabla No. 136 se encuentra la descripción de cada una de las subestaciones que son parte del S.N.T. y que están a cargo de la unidad de negocios CELEC EP - TRANSELECTRIC. De acuerdo al sistema de enfriamiento de los transformadores, la capacidad de las subestaciones del S.N.T., incluida la capacidad de reserva, es la siguiente:

- Enfriamiento natural de aire (OA): 5.264,08 MVA
- Enfriamiento por aire forzado (FA): 6.938,15 MVA
- Enfriamiento por aire y aceite forzado (FOA): 8.841,50 MVA

TABLA No. 136: SUBESTACIONES DE LA TRANSMISORA

Nombre de la Subestación	Ubicación		Tipo	Voltaje (kV)				Capacidad de la Subestación (MVA)		
	Provincia	Canton		1	2	3	4	OA	FA	FOA
Ambato	Tungurahua	Ambato	R	138,0	69,0	13,8	-	33,0	43,0	43,0
Babahoyo	Los Ríos	Babahoyo		138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Baños			S	138,0	69,0	-	-	-	-	-
Caraguay	Guayas	Guayaquil	R	138,0	69,0	13,8	-	135,0	180,0	225,0
Chone	Manabí	Chone		138,0	69,0	13,8	-	40,0	50,0	60,0
Cuenca	Azuay	Cuenca		138,0	69,0	13,8	-	80,0	106,7	133,3
Dos Cerritos	Guayas	Guayaquil		230,0	69,0	13,8	-	132,0	176,0	220,0
Esclusas			S	230,0	138,0	-	-	-	-	225,0
Esmeraldas	Esmeraldas	Esmeraldas	R	138,0	69,0	13,8	-	44,8	59,7	75,0
Ibarra	Imbabura	Ibarra		138,0	69,0	13,8	-	90,0	119,6	139,3
Limón				138,0	13,8	-	-	5,0	6,7	-
Loja	Loja	Loja		138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Macas				138,0	69,0	-	-	43,0	-	-
Machala	El oro	Machala		230,0	138,0	69,0	13,8	252,0	336,0	420,0
Méndez				138,0	13,8	-	-	5,0	6,7	-
Milagro	Guayas	Milagro		230,0	138,0	69,0	13,8	268,3	357,8	447,0
Molino	Morona Santiago	Santiago	E	230,0	138,0	13,8	-	525,0	700,0	875,0
Montecristi			R	138,0	69,0	13,8	-	60,0	80,0	100,0
Móvil				138,0	69,0	46,0	13,8	30,0	32,0	32,0
Móvil 2				69,0	13,8	-	-	10,0	10,0	10,0
Mulaló	Cotopaxi	Latacunga		138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Nueva Prosperina	Guayas	Guayaquil		230,0	69,0	13,8	-	135,0	185,0	225,0
Orellana	Orellana	Orellana		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Pascuales	Guayas	Guayaquil		230,0	138,0	69,0	13,8	584,4	768,0	974,0
Policentro	Guayas	Guayaquil		138,0	69,0	13,8	-	120,0	160,0	200,0
Pomasqui	Pichincha	Quito		230,0	138,0	13,8	-	180,0	240,0	300,0
Portoviejo	Manabí	Portoviejo		138,0	69,0	13,8	-	89,6	119,4	150,0
Posorja	Guayas	Playas	138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3	
Pucará	Tungurahua	Píllaro	S	138,0	138,0	-	-	-	-	-
Puyo	Pastaza	Pastaza	R	138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Quevedo	Los ríos	Quevedo		230,0	138,0	69,0	13,8	266,6	355,5	444,0
Riobamba	Chimborazo	Riobamba		230,0	69,0	13,8	-	80,0	106,8	133,3
Salitral	Guayas	Guayaquil		138,0	69,0	13,8	-	240,0	320,0	400,0
San Gregorio	Manabí	Portoviejo		230,0	138,0	13,8	-	135,0	180,0	225,0
San Idelfonso	El Oro	El Guabo	S	138,0	138,0	-	-	-	-	-
Santa Elena	Santa Elena	Santa elena	R	138,0	69,0	13,8	-	40,0	53,3	66,7
Santa Rosa	Pichincha	Mejía		230,0	138,0	46,0	13,8	615,0	820,0	1.025,0
Santo Domingo	Santo Domingo	Santo Domingo		230,0	138,0	69,0	13,8	193,3	257,8	322,0
Sinincay	Azuay	Cuenca		230,0	69,0	13,8	-	100,0	133,2	165,5
Tena	Napo	Tena		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Totoras	Tungurahua	Ambato		230,0	138,0	69,0	13,8	160,0	213,6	266,6
Trinitaria	Guayas	Guayaquil		230,0	138,0	69,0	13,8	255,0	340,0	425,0
Tulcán	Carchi	Tulcán		138,0	69,0	13,8	-	20,0	26,7	33,3
Vicentina	Pichincha	Quito		138,0	46,0	6,3	-	97,0	128,1	148,1
Zhoray	Cañar	Azogues		S	230,0	230,0	-	-	-	-
Total								5.264,1	6.938,2	8.841,5



15. Transporte de Energía Eléctrica

En la siguiente tabla se detallan las principales características de los transformadores y autotransformadores, equipos que se encuentran ubicados en las subestaciones del S.N.T. En algunos casos, el nombre y las características están referidos a un banco conformado por tres transformadores u autotransformadores. En este listado no se incluyen los equipos que se encuentran como reserva.

TABLA No. 137: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE LA TRANSMISORA

Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Tipo	Marca	Voltaje (kV)			Potencia (MVA)			Potencia Terciario (MVA)		
				1	2	3	OA	FA	FOA	OA	FA	FOA
Ambato	AT1	A	Federal Pioner	138	69	13,8	33,00	43,00	43,00	11,00	14,61	18,35
Babahoyo	ATQ	A	Cenemesa	138	69	13,8	40,00	53,30	66,70	12,00	16,00	20,00
Chone	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	40,00	50,00	60,00	12,00	16,00	20,00
Cuenca	ATQ	A	Osaka	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	5,40	7,20	9,00
Dos Cerritos	ATK	A	Mitsubishi	230	69	13,8	99,00	132,00	165,00	9,00	12,00	15,00
Esmeraldas	AA1	T	Italrafo	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
	AA2	T	(en blanco)	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
Ibarra	ATQ	A	Cenemesa	138	69	13,8	20,00	26,60	33,30	6,00	8,00	10,00
	ATR	A	Siemens	138	69	13,8	40,00	53,00	66,00	8,00	10,00	12,00
	T1	T	D'legnano	138	35	13,8	30,00	40,00	40,00	10,00	11,20	11,20
Loja	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	40,00	53,33	66,66	12,00	16,00	20,00
Machala	ATQ	A	Mitsubishi / Osaka	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	18,00	24,00	30,00
	ATR	A	Abb / Mitsubishi	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	12,00	21,60	27,00
	TRK	A	Siemens	230	69	13,8	99,00	132,00	165,00	18,00	24,00	30,00
Milagro	ATK	A	Osaka	230	69	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
	ATU	A	Chint	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	40,50	53,00	66,70
Molino	AT1	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
	AT2	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
Montecristi	ATQ	A	Chint	138	69	13,8	60,00	80,00	100,00	12,00	21,60	27,00
Mulaló	ATQ	A	Cenemesa	138	69	13,8	40,00	53,30	66,70	12,00	16,00	20,00
Orellana	ATQ	T	Osaka	138	69	13,8	20,00	26,70	33,30	6,00	8,00	10,00
Pascuales	ATQ	A	Chint	138	69	13,8	135,00	180,00	225,00	24,00	30,00	40,00
	ATR	A	Siemens	138	69	13,8	134,40	168,00	224,00	24,00	30,00	40,00
	ATT	A	Osaka / Abb / Cenemesa	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	100,00
	ATU	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	100,00
Policentro	ATQ	A	Ansaldo	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	33,60	44,70	55,80
Pomasqui	ATU	A	Siemens	230	138	13,8	180,00	240,00	300,00	60,00	78,00	99,00
Portoviejo	AA1	A	Ansaldo	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
	AA2	A	Abb	138	69	13,8	44,80	59,70	75,00	13,44	17,91	22,50
Posorja	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	20,00	26,67	33,33	6,00	8,00	10,00
Puyo	ATQ	A	Trafo	138	69	13,8	20,00	26,67	33,33	6,67	8,89	11,10
Quevedo	ATR	A	Osaka	138	69	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
	ATT	A	Osaka	230	138	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
Riobamba	TRK	T	Mitsubishi	230	69	13,8	60,00	80,10	99,90	18,00	24,00	30,00
Salitral	ATQ	A	D'legnano	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	30,00	40,00	50,00
	ATR	A	Mitsubishi	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	30,00	40,00	50,00
San Gregorio	ATT	A	Chint	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	40,00	53,00	66,00
Santa Elena	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	40,00	53,33	66,70	12,00	16,00	20,00
	ATR	A	Chint	138	69	13,8	40,00	53,33	66,70	12,00	16,00	20,00



TABLA No. 137: TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE LA TRANSMISORA (cont.)

Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Tipo	Marca	Voltaje (kV)			Potencia (MVA)			Potencia Terciario (MVA)		
				1	2	3	OA	FA	FOA	OA	FA	FOA
Santa Rosa	ATT	A	Abb	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
	ATU	A	Osaka	230	138	13,8	225,00	300,00	375,00	60,00	78,00	99,00
	TRN	T	D'legnano	138	46	13,8	45,00	60,00	75,00	13,44	17,91	22,50
	TRP	T	D'legnano	138	46	13,8	45,00	60,00	75,00	13,44	17,91	22,50
Santo Domingo	ATR	A	Osaka	138	69	13,8	60,00	80,01	99,99	16,20	21,60	27,00
	ATU	A	Osaka	230	138	13,8	99,99	133,32	166,50	27,00	36,00	45,00
Sinincay	TRK	T	Siemens	230	69	13,8	100,00	133,20	165,50	30,00	36,00	45,00
Tena	TRQ	T	Ansaldo	138	69	13,8	20,00	26,70	33,30	6,00	8,00	10,00
Totoras	ATQ	A	Ansaldo	138	69	13,8	60,00	80,10	99,99	20,10	26,70	33,30
	ATT	A	Ansaldo	230	138	13,8	60,00	80,10	99,99	20,00	26,70	33,30
Trinitaria	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	90,00	120,00	150,00	30,00	40,00	50,00
	ATT	A	Pauwels	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	45,00	60,00	75,00
Tulcán	ATQ	A	Mitsubishi	138	69	13,8	20,00	26,70	33,30	6,00	8,00	10,00
Vicentina	T1	T	Federal Pioneer	138	46	6,3	37,00	48,10	48,10	12,00	21,60	21,60
	T2	T	Siemens	138	46	6,3	60,00	80,00	100,00	20,00	26,70	33,30
Móvil	MOVIL	T	Mitsubishi	138	69	13,8	30,00	32,00	32,00	12,00	12,00	12,00
Móvil 2	MOVIL 2	T	Pauwels	69	14	-	10,00	10,00	10,00	-	-	-
Nueva Prosperina	Transformador	T	Chint	230	69	13,8	135,00	185,00	225,00	41,00	56,00	67,00
Caraguay	ATQ	A	Chint	138	69	13,8	135,00	180,00	225,00	40,50	60,00	67,50
Esclusas	ATT	A	Chint	230	138	13,8	135,00	180,00	225,00	40,50	60,00	67,50
Total							5.016,56	6.665,32	8.292,79	1.388,11	1.850,56	2.301,65

En la tabla No. 138 se describen las características de las líneas de transmisión tanto de 138 kV como de 230 kV con una longitud total de 1.940,38 km y 2.010,32 km, respectivamente.

TABLA No. 138: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT

Voltaje (kV)	Nombre de la L/T	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)		Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
				Límite Térmico	Regulación de Voltaje	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (km)
138	Baños - Puyo	R	1	90,00	-	ACSR	266,8	-	-	-	45,80
	Chone - Severino	R	1	113,20	-	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	61	29,80
	Cuenca - Gualaceo	R	1	88,80	-	ACSR	266,8	H.S. 7hilos	3/8"	-	22,50
	Gualaceo - Limón	R	1	88,80	-	ACSR	266,8	H.S. 7hilos	3/8"	-	48,30
	Limón - Mendez	R	1	88,80	-	ACSR	266,8	H.S. 7hilos	3/8"	-	38,50
	Mendez - Macas	R	1	88,80	-	ACSR	266,8	H.S. 7hilos	3/8"	114	51,50
	Cuenca - Loja	R	1	99,50	25,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	417	134,20
	Daule Peripa - Chone	R	1	113,20	-	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	80	63,30
	Daule Peripa - Portoviejo	R	2	113,20	140,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	187	91,20
	Electroquil - Posorja	R	1	113,50	50,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	191	83,34
	Ibarra - Tulcán	R	1	115,50	16,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	207	74,48
	Loja - Cumarbatza	R	1	90,00	-	ACSR	266	H.S. 7hilos	3/8"	103	54,10
	Milagro - Babahoyo	R	1	113,50	40,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	145	47,30
	Milagro - San Idelfonso	R	2	113,50	112,78	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	508	112,78
	Mulalo - Vicentina	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	229	74,00
	Pascuales - Electroquil	R	1	113,50	80,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	56	38,03



15. Transporte de Energía Eléctrica

TABLA No. 138: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT (cont.)

Voltaje (kV)	Nombre de la L/T	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)		Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
				Límite Térmico	Regulación de Voltaje	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (km)
138	Pascales - Salitral1	R	2	126,00	85,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	53	17,40
	Pascales - Santa Elena	R	1	113,50	42,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	346	105,48
	Paute - Cuenca	R	2	99,50	35,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	158	67,08
	Policentro - Pascales1	R	2	126,00	80,00	ACSR	477	Acero+OPWG	3/8"	89	15,10
	Pomasqui-Ibarra	R	2	112,00	28,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	226	60,40
	Pucará - Ambato	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	86	27,74
	Pucará - Mulalo	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	108	35,00
	Puyo - Tena	R	1	90,00	110,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	249	66,13
	Quevedo - Daule Peripa	R	2	113,20	140,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	80	43,20
	Salitral - Trinitaria	A	1	190,00	180,00	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	56	17,40
	San Idelfonso - Machala	R	2	113,50	21,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	94	21,00
	Sto. Domingo - Esmeraldas	R	2	113,20	22,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	410	154,80
	Tena - Francisco de Orellana	R	1	90,00	110,00	ACAR	477	H.S. 7hilos	3/8"	462	142,10
	Totoras - Ambato	R	1	99,50	100,00	ACSR	397,5	H.S. 7hilos	3/8"	22	7,00
	Tulcán - Panamericana	R	1	115,50	-	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	14	7,50
	Vicentina - Guagopolo	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	22	7,00
	Vicentina - Pomasqui	R	2	112,00	28,00	ACSR	477	H.S. 7hilos	3/8"	52	20,40
	Conocoto-Vicentina	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S.7 HILOS	3/8"	24	7,81
	Santa Rosa - Conocoto	R	1	112,00	100,00	ACSR	477	H.S. 7 HILOS	3/8"	33	10,71
	Baños - Agoyán	A	2	165,00	-	ACSR	636	-	-	-	1,90
	Totoras - Baños	A	2	165,00	-	ACSR	636	-	-	-	31,70
Esclusas - Caraguay	A	2	148,00	-	ACSR	750	-	-	-	5,40	
Jaramijó - Montecristi	A	1	148,00	-	ACAR	750	-	-	-	8,20	
Total 138 kV										4.882	1.889,58
230	Dos Cerritos - Pascales	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	24	9,90
	Machala - Zorritos	R	2	332,00	280,00	ACAR	1200	Acero+OPWG	3/8"	131	53,40
	Milagro - Dos Cerritos	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	96	42,80
	Milagro - Pascales	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	119	52,70
	Milagro -Zhoray	A	2	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S.7HILOS	3/8"	255	121,00
	Molino - Pascales	A	2	342,00	140,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	396	188,30
	Molino - Riobamba	A	1	342,00	140,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	578	157,32
	Molino - Totoras	A	1	342,00	140,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	578	200,20
	Pascales - Trinitaria	A	1	353,00	180,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	101	28,28
	Pomasqui - Jamondino	R	2	332,00	250,00	ACAR	1200	Acero+OPWG	3/8"	237	136,50
	Pomasqui - Jamondino 2	R	2	332,00	250,00	ACAR	1200	Acero + OPGW	3/8"	250	136,50
	Quevedo - Pascales	A	2	353,00	190,00	ACSR	1113	Acero+OPWG	3/8"	343	145,25
	Quevedo - San Gregorio	R	2	353,00	-	ACSR	1200	Acero + OPGW	3/8"	240	113,48
	Sta. Rosa - Pomasqui	R	2	332,00	280,00	ACAR	1200	H.S. 7hilos	3/8"	82	48,00
	Sta. Rosa - Sto. Domingo	A	2	342,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	176	78,34
	Sta. Rosa - Totoras	A	2	342,00	145,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	372	110,09
	Sto Domingo - Quevedo	A	2	353,00	150,00	ACSR	1113	Acero+OPWG	3/8"	256	104,00
Totoras - Riobamba	A	2	342,00	150,00	ACSR	1113	H.S. 7hilos	3/8"	135	42,88	



TABLA No. 138: LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNT (cont.)

Voltaje (kV)	Nombre de la LT	Topología	Circuitos	Capacidad de transmisión (MVA)		Conductor de fase		Cable de guardia		Estructuras de apoyo	
				Límite Térmico	Regulación de Voltaje	Material	Calibre	Material	Calibre	#	Longitud (km)
230	Zhoray - Molino	A	2	353,00	150,00	ACSR	1113	H.S.7HILOS	3/8"	22	15,00
	Zhoray - Sinincay	R	1	353,00	150,00	ACSR	1113	ACAR 1200	-	96	52,00
	Pascuales- Nueva Prosperina	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	-	11,75
	Nueva Prosperina - Trinitaria	A	1	353,00	150,00	ACSR	1113	Acero + OPGW	3/8"	-	19,29
	Esclusas-Termoguayas	A	1	247,00	-	ACAR	750	-	-	-	0,20
	Esclusas - Trinitaria	A	1	494,00	-	ACAR	2 x 750	-	-	-	7,40
Total 230 kV										4.487,00	1.874,58
Total										9.369,00	3.764,16


Las líneas de transmisión que poseen cable de guardia tipo Acero+OPGW son aquellas en las cuales la fibra óptica es parte del cable de guardia.


No proporcionado por el agente.


15.2. Características operativas del Sistema Nacional de Transmisión

Conforme a lo establecido en marzo del 2008 por el CONELEC, las bandas de voltaje que el Transmisor debe mantener en barras de las subestaciones son las siguientes:

- 230 kV: +7% / - 5%
- 138 kV: +5% / - 7%
- 69, 46, 34,5 kV: +3% / - 3%

 Valor menor al - 5% en 230 kV

 Valor mayor al +5% en 138 kV

 Valor menor al - 7% en 138 kV

 Valor mayor al +3% en 69, 46 y 34,5 kV

 Valor menor al +3% en 69, 46 y 34,5 kV



TABLA No. 139: NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (cont.)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max y Min	
Orellana	138	Máx (p.u.)	0,970	0,964	0,964	0,964	0,960	1,200	0,964	0,960	1,018	1,070	1,070	1,091	1,200	
		Min (p.u.)	0,957	0,964	0,964	0,964	0,960	0,960	0,964	0,960	0,920	0,900	0,890	0,916	0,890	
	69	Máx (p.u.)	1,025	1,076	1,042	1,084	1,030	1,080	1,056	1,080	1,064	1,080	1,120	1,036	1,120	
		Min (p.u.)	0,911	0,851	0,910	0,903	0,930	0,880	0,934	0,930	0,949	0,930	0,900	0,941	0,851	
Pascuales	230	Máx (p.u.)	1,009	1,015	1,030	1,008	1,000	1,000	1,006	1,010	1,005	1,010	1,010	1,010	1,030	
		Min (p.u.)	0,955	0,958	0,959	0,958	0,950	0,960	0,950	0,960	0,950	0,960	0,930	0,960	0,930	
	138	Máx (p.u.)	1,010	1,010	1,028	1,021	1,020	1,020	1,023	1,020	1,028	1,020	1,020	1,022	1,028	
		Min (p.u.)	0,950	0,952	0,952	0,951	0,970	0,970	0,970	0,980	0,971	0,970	0,820	0,933	0,820	
	69	Máx (p.u.)	1,032	1,032	1,045	1,033	1,020	1,020	1,019	1,020	1,031	1,020	1,030	1,025	1,045	
		Min (p.u.)	0,970	0,961	0,962	0,953	0,980	0,980	0,975	0,980	0,976	0,980	0,940	0,968	0,940	
Policentro	138	Máx (p.u.)	1,020	1,016	1,033	1,015	1,010	1,010	1,010	1,010	1,013	1,010	1,010	1,010	1,033	
		Min (p.u.)	0,952	0,954	0,952	0,954	0,950	0,960	0,944	0,940	0,948	0,960	0,960	0,961	0,940	
	69	Máx (p.u.)	1,032	1,036	1,068	1,030	1,030	1,030	1,028	1,040	1,031	1,030	1,030	1,028	1,068	
		Min (p.u.)	0,941	0,968	0,964	0,968	0,970	0,970	0,964	0,970	0,971	0,970	0,970	0,972	0,941	
Pomasqui	230	Máx (p.u.)	1,048	1,047	1,044	1,044	1,050	1,050	1,044	1,040	1,040	1,040	1,070	1,042	1,070	
		Min (p.u.)	0,976	0,971	0,969	0,973	0,970	0,980	0,978	0,980	0,974	0,980	0,960	0,972	0,960	
	138	Máx (p.u.)	1,052	1,049	1,046	1,049	1,050	1,050	1,046	1,050	1,045	1,040	1,080	1,042	1,080	
		Min (p.u.)	0,984	0,980	0,971	0,974	0,990	0,990	0,984	0,980	0,979	0,990	0,940	0,976	0,940	
Portoviejo	138	Máx (p.u.)	1,041	1,063	1,043	1,047	1,040	1,050	1,056	1,060	1,043	1,040	1,040	1,040	1,063	
		Min (p.u.)	0,983	0,967	0,930	0,952	0,980	0,980	0,973	0,960	0,972	0,980	0,980	0,986	0,930	
	69	Máx (p.u.)	1,030	1,065	1,047	1,035	1,040	1,040	1,049	1,050	1,029	1,030	1,040	1,028	1,065	
		Min (p.u.)	0,972	0,964	0,970	0,966	0,970	0,970	0,956	0,970	0,970	0,970	0,970	0,971	0,956	
Posorja	138	Máx (p.u.)	1,018	1,038	1,034	1,004	1,000	1,010	1,021	1,010	1,014	1,000	1,030	1,013	1,038	
		Min (p.u.)	0,928	0,930	0,918	0,925	0,910	0,910	0,918	0,880	0,928	0,930	0,920	0,932	0,880	
	69	Máx (p.u.)	1,044	1,088	1,062	1,033	1,030	1,040	1,038	1,050	1,042	1,030	1,060	1,051	1,088	
		Min (p.u.)	0,964	0,971	0,958	0,952	0,970	0,960	0,964	0,970	0,970	0,980	0,970	0,944	0,944	
Pucará	138	Máx (p.u.)	1,036	1,032	1,029	1,026	1,040	1,030	1,035	1,030	1,029	1,030	1,060	1,051	1,060	
		Min (p.u.)	0,950	0,959	0,952	0,914	0,950	0,950	0,945	0,950	0,942	0,950	0,910	0,972	0,910	
Puyo	138	Máx (p.u.)	1,057	1,063	1,044	1,060	1,050	1,180	1,050	1,150	1,050	1,050	1,050	1,060	1,180	
		Min (p.u.)	0,932	0,933	0,954	0,951	0,950	0,970	0,937	0,960	0,981	0,980	0,940	0,922	0,922	
	69	Máx (p.u.)	1,045	1,039	1,033	1,053	1,030	1,030	1,064	1,140	1,030	1,040	1,050	1,051	1,140	
		Min (p.u.)	0,934	0,970	0,968	0,939	0,970	0,970	0,931	0,970	0,970	0,980	0,930	0,938	0,930	
Quevedo	230	Máx (p.u.)	1,020	1,021	1,016	1,015	1,020	1,020	1,021	1,020	1,020	1,020	1,020	1,030	1,018	1,030
		Min (p.u.)	0,977	0,952	0,967	0,950	0,960	0,970	0,971	0,950	0,956	0,970	0,970	0,976	0,950	
	138	Máx (p.u.)	1,034	1,033	1,027	1,030	1,030	1,040	1,038	1,040	1,033	1,040	1,040	1,026	1,040	
		Min (p.u.)	0,950	0,972	0,976	0,968	0,960	0,940	0,982	0,970	0,978	0,980	0,980	0,958	0,940	
	69	Máx (p.u.)	1,022	1,030	1,028	1,024	1,030	1,030	1,031	1,040	1,030	1,030	1,040	1,026	1,040	
		Min (p.u.)	0,947	0,974	0,970	0,970	0,970	0,970	0,940	0,970	0,970	0,980	0,980	0,944	0,940	
Riobamba	230	Máx (p.u.)	1,028	1,026	1,030	1,033	1,030	1,030	1,026	1,020	1,028	1,060	1,030	1,022	1,060	
		Min (p.u.)	0,972	0,966	0,970	0,967	0,970	0,970	0,959	0,940	0,950	0,970	0,970	0,967	0,940	
	69	Máx (p.u.)	1,028	1,031	1,026	1,028	1,030	1,030	1,028	1,030	1,030	1,060	1,040	1,028	1,060	
		Min (p.u.)	0,967	0,964	0,970	0,965	0,970	0,970	0,941	0,940	0,970	0,970	0,970	0,964	0,940	
Salitral	138	Máx (p.u.)	1,034	1,034	1,039	1,015	1,010	1,010	1,011	1,020	1,019	1,010	1,020	1,013	1,039	
		Min (p.u.)	0,946	0,943	0,935	0,948	0,950	0,930	0,941	0,940	0,952	0,970	0,930	0,961	0,930	
	69	Máx (p.u.)	1,059	1,036	1,050	1,028	1,030	1,030	1,028	1,030	1,029	1,030	1,050	1,027	1,059	
		Min (p.u.)	0,941	0,971	0,970	0,970	0,980	0,980	0,937	0,970	0,971	0,990	0,950	0,960	0,937	
San Gregorio	230	Máx (p.u.)	1,020	1,050	1,018	1,032	1,030	1,030	1,042	1,050	1,025	1,030	1,030	1,024	1,050	
		Min (p.u.)	0,931	0,950	0,960	0,950	0,960	0,950	0,934	0,950	0,950	0,970	0,920	0,931	0,920	
	138	Máx (p.u.)	1,032	1,060	1,034	1,036	1,040	1,050	1,050	1,060	1,040	1,040	1,040	1,037	1,060	
		Min (p.u.)	0,933	0,934	0,933	0,931	0,930	0,940	0,946	0,940	0,956	0,990	0,950	0,975	0,930	
San Idelfonso	138	Máx (p.u.)	1,065	1,064	1,049	1,048	1,050	1,060	1,080	1,070	1,056	1,040	1,050	1,055	1,080	
		Min (p.u.)	0,866	0,893	0,940	0,923	0,920	0,970	0,931	0,980	0,970	0,980	0,940	0,927	0,866	

15. Transporte de Energía Eléctrica

TABLA No. 139: NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T. (cont.)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max y Min
Santa Elena	138	Máx (p.u.)	1,056	1,049	1,063	1,056	1,060	1,110	1,061	1,060	1,061	1,050	1,060	1,056	1,110
		Min (p.u.)	0,904	0,893	0,913	0,936	0,930	0,940	0,949	0,930	0,968	0,980	0,920	0,940	0,893
	69	Máx (p.u.)	1,033	1,046	1,064	1,037	1,050	1,060	1,034	1,040	1,030	1,030	1,070	1,032	1,070
		Min (p.u.)	0,960	0,955	0,952	0,968	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,973	0,980	0,940	0,968
Santa Rosa	230	Máx (p.u.)	1,038	1,036	1,033	1,037	1,040	1,040	1,035	1,040	1,039	1,030	1,080	1,033	1,080
		Min (p.u.)	0,945	0,964	0,957	0,950	0,960	0,970	0,947	0,960	0,969	0,970	0,950	0,935	0,935
	138	Máx (p.u.)	1,062	1,062	1,057	1,061	1,060	1,060	1,059	1,060	1,068	1,060	1,100	1,053	1,100
		Min (p.u.)	0,954	0,982	0,970	0,977	0,950	0,940	0,933	0,970	0,980	0,980	0,960	0,944	0,933
Santo Domingo	230	Máx (p.u.)	1,033	1,031	1,037	1,026	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,026	1,037
		Min (p.u.)	0,986	0,972	0,956	0,950	0,980	0,980	0,964	0,960	0,971	0,980	0,960	0,978	0,950
	138	Máx (p.u.)	1,009	1,004	1,010	1,009	1,010	1,010	1,007	1,040	1,037	1,040	1,030	1,024	1,040
		Min (p.u.)	0,961	0,949	0,938	0,955	0,930	0,950	0,956	0,960	0,974	0,980	0,960	0,978	0,930
	69	Máx (p.u.)	1,033	1,028	1,040	1,036	1,030	1,040	1,033	1,040	1,037	1,040	1,030	1,021	1,040
		Min (p.u.)	0,979	0,977	0,970	0,949	0,980	0,970	0,978	0,970	0,970	0,970	0,960	0,976	0,949
Sinincay	230	Máx (p.u.)	1,053	1,054	1,057	1,055	1,060	1,060	1,052	1,050	1,051	1,050	1,050	1,049	1,060
		Min (p.u.)	0,981	0,979	0,997	0,989	0,950	0,980	0,944	0,980	0,973	1,000	0,970	0,994	0,944
	69	Máx (p.u.)	1,031	1,033	1,040	1,026	1,030	1,030	1,029	1,030	1,029	1,030	1,030	1,026	1,040
		Min (p.u.)	0,950	0,971	0,970	0,972	0,970	0,930	0,966	0,970	0,974	0,980	0,960	0,953	0,930
Tena	138	Máx (p.u.)	1,056	1,067	1,050	1,065	1,060	1,170	1,058	1,200	1,050	1,060	1,060	1,078	1,200
		Min (p.u.)	0,956	0,944	0,937	0,944	0,940	0,960	0,945	0,950	0,979	0,970	0,900	0,933	0,900
	69	Máx (p.u.)	1,063	1,042	1,021	1,050	1,030	1,140	1,052	1,130	1,029	1,060	1,050	1,062	1,140
		Min (p.u.)	0,947	0,943	0,937	0,932	0,950	0,940	0,934	0,940	0,969	0,970	0,890	0,935	0,890
Totoras	230	Máx (p.u.)	1,036	1,032	1,036	1,040	1,040	1,040	1,033	1,030	1,036	1,030	1,050	1,036	1,050
		Min (p.u.)	0,947	0,968	0,971	0,967	0,980	0,980	0,965	0,940	0,952	0,980	0,960	0,973	0,940
	138	Máx (p.u.)	1,045	1,048	1,045	1,048	1,050	1,030	1,050	1,040	1,046	1,040	1,060	1,045	1,060
		Min (p.u.)	0,959	0,984	0,990	0,980	0,990	0,960	0,971	0,960	0,983	1,000	0,980	0,997	0,959
	69	Máx (p.u.)	1,025	1,028	1,022	1,028	1,030	1,010	1,030	1,020	1,018	1,020	1,030	1,016	1,030
		Min (p.u.)	0,947	0,970	0,970	0,956	0,970	0,950	0,949	0,950	0,956	0,970	0,950	0,944	0,944
Trinitaria	230	Máx (p.u.)	1,006	1,008	1,018	1,000	0,990	0,990	0,992	1,010	1,004	1,000	1,000	1,003	1,018
		Min (p.u.)	0,941	0,951	0,949	0,944	0,940	0,950	0,937	0,950	0,945	0,960	0,940	0,966	0,937
	138	Máx (p.u.)	1,028	1,030	1,039	1,019	1,020	1,020	1,015	1,020	1,024	1,020	1,020	1,017	1,039
		Min (p.u.)	0,953	0,932	0,958	0,957	0,950	0,960	0,952	0,930	0,949	0,980	0,950	0,983	0,930
	69	Máx (p.u.)	1,046	1,045	1,056	1,029	1,020	1,030	1,029	1,040	1,028	1,030	1,020	1,017	1,056
		Min (p.u.)	0,961	0,962	0,966	0,961	0,970	0,960	0,951	0,970	0,970	0,970	0,960	0,964	0,951
Tulcán	138	Máx (p.u.)	1,040	1,041	1,042	1,048	1,040	1,040	1,041	1,040	1,047	1,030	1,070	1,040	1,070
		Min (p.u.)	0,975	0,959	0,968	0,971	0,970	0,980	0,965	0,950	0,968	0,970	0,960	0,964	0,950
	69	Máx (p.u.)	1,030	1,030	1,031	1,031	1,040	1,030	1,030	1,030	1,030	1,030	1,070	1,033	1,070
		Min (p.u.)	0,967	0,961	0,966	0,968	0,970	0,970	0,966	0,970	0,970	0,970	0,970	0,970	0,961
Vicentina	138	Máx (p.u.)	1,044	1,039	1,039	1,043	1,040	1,040	1,039	1,040	1,036	1,040	1,060	1,034	1,060
		Min (p.u.)	0,963	0,938	0,956	0,962	0,970	0,970	0,956	0,960	0,967	0,970	0,970	0,962	0,938
	46	Máx (p.u.)	1,037	1,029	1,030	1,027	1,030	1,030	1,025	1,040	1,026	1,030	1,040	1,025	1,040
		Min (p.u.)	0,958	0,956	0,947	0,952	0,960	0,960	0,946	0,950	0,960	0,970	0,940	0,952	0,940
Zhoray	230	Máx (p.u.)	1,054	1,055	1,058	1,057	1,060	1,050	1,054	1,050	1,054	1,050	1,050	1,052	1,060
		Min (p.u.)	0,960	0,974	0,991	1,001	0,990	0,980	0,987	0,990	0,987	0,990	0,960	0,956	0,956
Caraguay	138	Máx (p.u.)	1,030	1,029	1,038	1,013	1,010	1,010	1,012	1,020	1,013	1,010	1,020	1,010	1,038
		Min (p.u.)	0,934	0,936	0,944	0,941	0,930	0,950	0,940	0,930	0,938	0,960	0,940	0,940	0,930
	69	Máx (p.u.)	1,035	1,040	1,054	1,030	1,030	1,040	1,027	1,050	1,028	1,030	1,040	1,025	1,054
		Min (p.u.)	0,941	0,964	0,968	0,969	0,970	0,970	0,944	0,950	0,970	0,970	0,940	0,951	0,940
Nueva Prosperina	230	Máx (p.u.)	1,008	1,008	1,026	1,002	0,990	1,000	0,995	1,010	1,004	1,000	1,010	1,007	1,026
		Min (p.u.)	0,946	0,950	0,951	0,951	0,940	0,950	0,935	0,930	0,950	0,950	0,930	0,957	0,930
	69	Máx (p.u.)	1,038	1,035	1,029	1,027	1,020	1,030	1,026	1,030	1,026	1,030	1,030	1,025	1,038
		Min (p.u.)	0,947	0,965	0,970	0,942	0,970	0,970	0,934	0,970	0,970	0,980	0,940	0,936	0,934



TABLA No. 140: DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/año
Ambato	AT1	43,00	39,17	37,31	37,82	38,50	39,16	39,16	39,81	49,38	40,24	40,72	41,10	42,72	49,38
Babahoyo	ATQ	66,70	73,17	45,49	56,84	87,29	54,83	54,83	55,44	52,00	56,85	59,45	63,51	60,88	87,29
Chone	ATQ	60,00	47,60	47,31	54,60	64,15	56,97	56,97	53,27	54,25	53,58	54,41	62,90	59,06	64,15
Cuenca	ATQ	100,00	64,97	54,40	49,09	53,15	61,77	61,77	60,61	60,27	59,64	57,39	51,89	53,34	64,97
Dos Cerritos	ATK	165,00	104,68	104,56	105,33	123,13	116,93	116,93	109,61	106,49	105,09	104,57	145,80	137,96	145,80
Esmeraldas	AA1	75,00	38,91	39,89	39,60	40,37	42,32	42,32	42,14	41,03	47,16	40,82	41,67	38,72	47,16
Esmeraldas	AA1	75,00	39,42	40,34	40,18	40,67	43,65	43,65	43,82	40,53	46,31	40,88	41,90	38,96	46,31
Ibarra	ATQ	33,30	35,87	34,01	35,37	86,34	32,68	32,68	31,76	34,19	32,93	32,92	32,39	31,71	86,34
	ATR	66,00	35,00	34,54	35,15	86,41	33,98	33,98	39,14	33,72	33,38	32,52	8,23	8,03	86,41
	T1	40,00	9,02	5,80	6,88	7,76	8,35	8,35	7,92	7,73	8,16	8,06	33,59	32,75	33,59
Loja	ATQ	66,66	47,46	46,75	47,66	46,46	49,64	49,64	49,70	49,20	51,77	52,02	53,49	50,83	53,49
Machala	ATQ	100,00	64,29	100,46	83,73	73,47	67,86	67,86	80,73	62,77	69,34	64,14	65,62	69,23	100,46
	ATR	100,00	62,59	79,74	85,31	74,94	69,46	69,46	98,54	64,44	65,07	65,77	67,36	71,15	98,54
	TRK	165,00	30,56	43,23	53,64	33,25	20,38	20,38	20,31	78,26	68,25	30,47	32,68	21,58	78,26
Milagro	ATK	166,50	218,89	120,45	121,53	217,36	135,56	135,56	112,08	101,90	113,93	99,32	187,84	101,62	218,89
	ATU	225,00	176,04	138,68	118,80	178,49	150,56	150,56	139,68	183,54	189,57	138,38	117,48	172,59	189,57
Molino	AT1	375,00	263,01	269,01	247,20	239,25	230,41	230,41	239,19	227,68	229,08	211,57	223,09	202,80	269,01
	AT2	375,00	236,04	237,67	367,13	243,61	235,02	235,02	241,86	230,99	233,74	244,34	225,07	204,98	367,13
Mulaló	ATQ	66,70	39,60	39,47	41,05	40,16	41,55	41,55	40,41	41,19	41,34	42,00	43,59	44,52	44,52
Orellana	ATQ	33,30	29,38	29,91	30,20	30,96	27,12	27,12	26,47	31,20	27,17	33,24	35,74	26,54	35,74
Pascuales	ATR	224,00	126,14	57,60	0,18	0,18	68,67	68,67	105,01	123,73	74,35	76,77	81,54	26,73	126,14
	ATT	375,00	230,12	227,55	306,98	230,10	222,73	222,73	263,97	248,17	227,58	196,54	202,17	113,52	306,98
	ATU	375,00	215,29	213,50	344,21	219,40	304,60	304,60	251,79	230,77	211,29	180,81	186,28	102,51	344,21
Policentro	ATQ	150,00	152,68	122,95	150,15	151,36	139,46	139,46	140,64	137,20	141,65	144,00	147,81	155,16	155,16
Pomasqui	ATU	300,00	232,07	217,26	195,59	219,53	222,20	222,20	227,14	207,19	226,00	206,29	248,48	202,75	248,48
Portoviejo	AA1	75,00	69,33	67,46	69,09	70,67	69,52	69,52	69,42	67,94	52,91	51,93	52,64	54,95	70,67
	AA2	75,00	58,10	57,69	59,68	60,01	60,62	60,62	60,41	60,14	48,66	46,85	47,13	48,68	60,62
Posorja	ATQ	33,33	22,72	22,65	22,90	24,21	25,74	25,74	25,37	24,82	23,49	25,87	26,15	27,44	27,44
Puyo	ATQ	33,33	17,48	9,90	14,48	14,41	14,52	14,52	10,15	10,47	10,83	11,01	11,01	11,23	17,48
Quevedo	ATR	166,50	54,74	51,31	59,99	58,36	62,97	62,97	60,68	59,50	64,13	64,42	67,55	67,95	67,95
	ATT	166,50	87,94	90,79	112,74	90,94	114,01	114,01	106,01	81,20	93,56	66,56	60,77	69,61	114,01
Riobamba	TRK	99,90	56,95	56,48	56,55	62,08	66,90	66,90	57,56	64,06	61,82	62,65	69,80	67,75	69,80
Salitral	ATQ	150,00	287,88	87,00	81,25	126,92	95,91	95,91	119,29	101,20	101,33	74,72	81,51	86,19	287,88
	ATR	150,00	287,64	88,39	81,91	96,15	96,18	96,18	120,09	103,27	102,53	75,50	82,50	87,53	287,64
San Gregorio	ATT	225,00	97,70	81,30	115,87	91,13	107,40	107,40	93,39	120,34	107,78	71,34	69,90	74,71	120,34
Santa Elena	ATQ	66,70	29,29	32,97	28,88	30,50	24,35	24,35	38,67	23,18	21,45	23,48	22,71	33,53	38,67
Santa Elena	ATQ	66,70	32,93	37,46	32,95	34,24	26,85	26,85	27,32	26,27	23,68	26,28	25,78	38,37	38,37
Santa Rosa	ATT	375,00	220,45	230,81	217,88	219,04	220,47	220,47	222,00	223,00	231,90	249,82	241,44	237,77	249,82
	ATU	375,00	188,48	197,35	186,58	185,87	187,22	187,22	189,98	191,83	234,14	212,71	206,05	205,81	234,14
	TRN	75,00	53,61	55,61	54,06	116,14	58,00	58,00	59,69	55,72	58,75	64,72	60,32	62,22	116,14
	TRP	75,00	115,57	57,91	56,13	117,17	60,55	60,55	63,17	61,09	61,34	68,00	63,50	65,25	117,17
Santo Domingo	ATR	99,99	78,33	76,73	78,12	80,74	81,98	81,98	84,60	83,32	82,30	81,96	84,06	49,91	84,60
	ATU	166,50	134,40	48,85	151,54	157,62	161,15	161,15	50,28	153,30	156,17	155,53	69,47	86,22	161,15
Sinincay	TRK	165,50	48,50	44,49	38,44	56,82	100,85	100,85	51,45	55,53	56,79	58,39	66,25	51,52	100,85
Tena	TRQ	33,30	11,26	8,65	10,54	14,77	13,07	13,07	8,53	8,59	8,96	9,52	10,46	11,49	14,77
Totoras	ATQ	99,99	54,88	49,16	53,20	49,35	50,75	50,75	50,05	51,24	52,37	53,69	54,88	55,42	55,42
	ATT	99,99	121,62	132,66	116,19	121,54	166,39	166,39	119,79	128,73	118,98	105,24	118,21	119,72	166,39



TABLA No. 140: DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL S.N.T (cont.)

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/año
Trinitaria	ATQ	150,00	98,94	106,77	124,75	123,55	122,66	122,66	116,22	114,56	113,25	114,38	111,16	127,14	127,14
	ATT	225,00	111,09	116,97	118,65	110,74	124,95	124,95	122,68	114,41	123,66	79,31	107,36	52,57	124,95
Tulcán	ATQ	33,30	14,12	14,50	16,39	14,43	14,47	14,47	14,63	14,80	16,80	15,93	16,99	14,69	16,99
Vicentina	T1	48,10	23,33	38,23	18,67	33,43	35,41	35,41	31,97	36,80	36,49	19,13	37,26	26,33	38,23
	T2	100,00	119,03	68,99	67,57	106,94	96,55	96,55	78,71	83,75	85,07	84,42	90,46	88,32	119,03
Nueva Prosperina	Transformador	225,00	287,63	94,33	225,00	111,26	117,51	117,51	109,42	128,26	105,85	126,15	121,24	117,50	287,63
Móvil	MOVIL	32,00	30,00	28,27	30,60	27,01	31,40	31,40	29,46	-	-	-	-	-	31,40
Caraguay	ATQ	225,00	111,41	114,98	97,80	100,19	92,86	92,86	88,51	86,97	89,80	135,57	104,38	100,22	135,57

■ Corresponde a la demanda máxima en el periodo de análisis.

Conforme a la tabla No. 141, durante el 2012, las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 17.486,28 GWh de energía y entregaron 16.822,04 GWh, con unas pérdidas totales de 664,24 GWh.

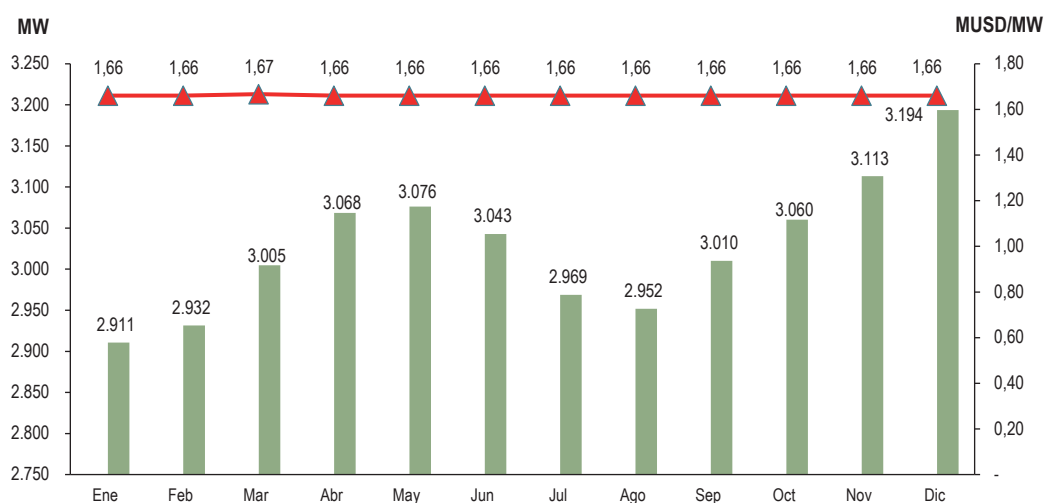
TABLA No. 141: PÉRDIDA DE ENERGÍA EN EL S.N.T.

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Pérdidas del S.N.T. (GWh)	Pérdidas del S.N.T. (%)
Ene	1.466,06	1.397,38	68,68	4,68
Feb	1.363,21	1.301,67	61,54	4,51
Mar	1.515,69	1.450,38	65,31	4,31
Abr	1.478,37	1.416,54	61,83	4,18
May	1.561,78	1.498,92	62,86	4,02
Jun	1.487,98	1.431,83	56,14	3,77
Jul	1.470,88	1.412,75	58,13	3,95
Ago	1.424,48	1.375,27	49,21	3,45
Sep	1.391,19	1.340,63	50,56	3,63
Oct	1.440,06	1.393,19	46,87	3,25
Nov	1.418,86	1.373,30	45,56	3,21
Dic	1.467,72	1.430,17	37,55	2,56
Total	17.486,28	16.822,04	664,24	3,80

15.3. Facturación de la Unidad de Negocios CELEC - TRANSELECTRIC

La facturación correspondiente a la tarifa fija de transmisión durante el año 2012 fue 60,33 MUSD, en los que se incluyen los valores facturados a las distribuidoras, autogeneradoras y grandes consumidores.

En la figura No. 70 y en la tabla No. 142, la demanda máxima corresponde a la máxima coincidente mensual. En la columna de los totales aparece la demanda máxima en el periodo para cada una de las empresas.



En noviembre está incluido un valor de reliquidación a la CNEL - Milagro por lo que el precio medio varía respecto a los otros meses.

FIG. No. 70: DEMANDA MÁXIMA MENSUAL Y PRECIO MEDIO

TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
CNEL-Bolívar	Potencia Máxima (MW)	14,04	14,45	14,19	14,10	14,21	14,23	13,94	14,31	14,75	14,89	15,10	15,69	173,90
	Facturación (kUSD)	23,31	23,99	23,56	23,41	23,58	23,62	23,14	23,76	24,49	24,72	25,06	26,04	288,67
CNEL-EI Oro	Potencia Máxima (MW)	126,85	127,09	131,92	137,93	138,36	133,54	128,64	123,59	123,83	124,53	129,33	137,42	1.563,01
	Facturación (kUSD)	210,57	210,96	218,98	228,96	229,68	221,67	213,54	205,15	205,57	206,72	214,69	228,11	2.594,60
CNEL-Esmeraldas	Potencia Máxima (MW)	77,85	79,50	79,40	81,66	82,39	88,40	84,50	81,13	80,24	84,26	82,81	80,33	982,47
	Facturación (kUSD)	129,23	131,97	131,81	135,55	136,77	146,75	140,27	134,68	133,20	139,88	137,46	133,34	1.630,91
CNEL-Guayas Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	232,62	234,96	229,68	248,76	248,45	248,24	236,41	236,82	238,46	247,28	259,34	264,61	2.925,64
	Facturación (kUSD)	386,16	390,04	381,26	412,95	412,43	412,09	392,44	393,13	395,85	410,48	430,50	439,25	4.856,56
CNEL-Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	57,00	55,48	56,70	60,96	63,63	60,61	57,19	56,93	59,08	61,00	62,50	65,83	716,90
	Facturación (kUSD)	94,61	92,09	94,11	101,19	105,62	100,61	94,93	94,51	98,08	101,26	103,75	109,28	1.190,05
CNEL-Manabí	Potencia Máxima (MW)	222,28	225,27	232,31	239,42	237,88	228,68	221,68	221,48	221,40	220,40	229,83	239,71	2.740,33
	Facturación (kUSD)	368,99	373,94	385,63	397,43	394,89	379,61	367,99	367,66	367,52	365,86	381,51	397,92	4.548,95
CNEL-Milagro	Potencia Máxima (MW)	95,21	98,03	99,24	98,70	100,87	97,68	92,55	97,41	97,94	95,49	100,87	101,10	1.175,10
	Facturación (kUSD)	158,05	162,73	164,73	163,85	167,44	162,14	153,64	161,70	162,58	158,52	167,45	167,83	1.950,66



15. Transporte de Energía Eléctrica

TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD) (cont.)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
CNEL-Sta. Elena	Potencia Máxima (MW)	79,67	85,94	81,08	82,12	80,66	75,26	76,38	73,51	69,67	74,01	74,00	89,32	941,62
	Facturación (kUSD)	132,25	142,66	134,59	136,31	133,90	124,94	126,79	122,03	115,65	122,86	122,84	148,27	1.563,09
CNEL-Sto. Domingo	Potencia Máxima (MW)	72,23	70,87	72,06	74,36	75,94	75,26	74,63	76,09	75,91	75,76	77,36	79,34	899,82
	Facturación (kUSD)	119,90	117,65	119,62	123,44	126,07	124,92	123,89	126,32	126,00	125,77	128,42	131,71	1.493,70
CNEL-Sucumbios	Potencia Máxima (MW)	28,28	28,23	29,12	36,53	37,19	37,09	35,94	42,21	44,75	45,93	45,83	44,52	455,62
	Facturación (kUSD)	46,95	46,86	48,34	60,64	61,73	61,57	59,66	70,06	74,28	76,24	76,07	73,91	756,32
E.E. Ambato	Potencia Máxima (MW)	90,37	92,24	92,88	93,30	93,67	94,32	92,07	94,13	96,07	98,14	99,06	100,79	1.137,03
	Facturación (kUSD)	150,01	153,11	154,18	154,88	155,49	156,57	152,84	156,25	159,48	162,91	164,44	167,31	1.887,47
E.E. Azogues	Potencia Máxima (MW)	16,52	16,47	16,42	16,07	16,50	16,58	16,26	16,60	16,49	16,75	16,75	17,09	198,51
	Facturación (kUSD)	27,42	27,35	27,25	26,67	27,40	27,51	27,00	27,56	27,38	27,80	27,81	28,37	329,52
E.E. Centro Sur	Potencia Máxima (MW)	146,30	146,18	147,42	147,79	148,04	146,60	145,77	145,53	151,42	153,15	154,63	156,02	1.788,84
	Facturación (kUSD)	242,86	242,65	244,72	245,33	245,74	243,35	241,98	241,58	251,36	254,23	256,68	258,99	2.969,47
E.E. Cotopaxi	Potencia Máxima (MW)	59,58	57,51	63,56	62,26	63,20	64,05	62,98	66,53	63,07	63,21	63,18	65,33	754,47
	Facturación (kUSD)	98,90	95,47	105,51	103,34	104,92	106,32	104,55	110,44	104,69	104,93	104,89	108,45	1.252,42
E.E. Norte	Potencia Máxima (MW)	89,78	86,38	84,78	84,00	87,37	85,74	83,18	87,64	88,30	86,95	89,03	87,01	1.040,15
	Facturación (kUSD)	149,04	143,40	140,73	139,43	145,04	142,32	138,07	145,49	146,57	144,33	147,78	144,43	1.726,65
E.E. Quito	Potencia Máxima (MW)	607,93	613,32	617,76	618,53	617,95	617,96	615,43	610,31	641,65	645,71	655,50	661,90	7.523,94
	Facturación (kUSD)	1.009,16	1.018,11	1.025,48	1.026,76	1.025,79	1.025,82	1.021,61	1.013,12	1.065,13	1.071,88	1.088,13	1.098,75	12.489,74
E.E. Riobamba	Potencia Máxima (MW)	54,19	54,46	54,35	55,59	54,63	55,33	55,33	53,16	55,68	56,84	56,77	58,06	664,41
	Facturación (kUSD)	89,96	90,41	90,23	92,28	90,69	91,86	91,85	88,25	92,43	94,35	94,23	96,37	1.102,91
E.E. Sur	Potencia Máxima (MW)	51,01	51,42	51,32	52,28	52,22	52,71	51,65	51,59	54,28	54,12	54,74	55,13	632,48
	Facturación (kUSD)	84,67	85,36	85,20	86,79	86,69	87,50	85,75	85,64	90,11	89,84	90,86	91,52	1.049,92
Ecoelectric	Potencia Máxima (MW)	2,48	-	-	-	-	5,43	10,13	8,97	9,39	8,57	9,89	7,52	62,37
	Facturación (kUSD)	4,11	-	-	-	-	9,02	16,81	14,88	15,58	14,22	16,42	12,48	103,53
Ecoluz	Potencia Máxima (MW)	0,41	0,41	0,41	0,42	0,41	0,41	0,40	0,45	0,48	0,41	0,41	0,41	5,04
	Facturación (kUSD)	0,68	0,69	0,68	0,69	0,67	0,68	0,67	0,74	0,80	0,67	0,69	0,68	8,36
Ecudos	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	1,75	-	0,47	0,06	-	1,66	3,95
	Facturación (kUSD)	-	-	-	-	-	-	2,91	-	0,78	0,10	-	2,76	6,55



TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD) (cont.)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
Eléctrica de Guayaquil	Potencia Máxima (MW)	729,87	738,94	795,30	810,39	808,46	790,33	755,74	742,69	752,16	776,40	781,63	810,93	9.292,86
	Facturación (kUSD)	1.211,58	1.226,64	1.320,20	1.345,26	1.342,04	1.311,95	1.254,53	1.232,87	1.248,59	1.288,83	1.297,51	1.346,15	15.426,14
Enermax	Potencia Máxima (MW)	16,40	16,05	16,20	15,31	15,48	16,18	7,71	7,57	7,70	7,72	7,83	8,05	142,22
	Facturación (kUSD)	27,22	26,65	26,90	25,42	25,70	26,86	12,80	12,56	12,78	12,82	13,00	13,36	236,09
Hidroabánico	Potencia Máxima (MW)	38,53	38,35	38,56	37,97	38,54	38,24	39,11	38,60	38,40	38,95	38,17	38,39	461,81
	Facturación (kUSD)	63,95	63,65	64,01	63,03	63,98	63,48	64,92	64,08	63,74	64,66	63,37	63,73	766,60
San Carlos	Potencia Máxima (MW)	1,21	-	-	-	-	-	9,30	4,55	8,44	9,60	8,72	7,56	49,39
	Facturación (kUSD)	2,01	-	-	-	-	-	15,44	7,56	14,02	15,93	14,48	12,56	81,99
Otros Sistemas	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Facturación (kUSD)	0,19	0,38	19,64	0,38	0,30	0,03	-	0,42	0,21	0,16	0,23	0,20	22,12
Total	Potencia Máxima (MW)	2.910,59	2.931,56	3.004,65	3.068,45	3.076,06	3.042,87	2.968,68	2.951,82	3.010,05	3.060,13	3.113,28	3.193,72	36.331,86
	Facturación (kUSD)	4.831,77	4.866,77	5.007,35	5.094,00	5.106,55	5.051,20	4.928,01	4.900,44	4.996,88	5.079,97	5.168,28	5.301,77	60.333,00



16

**Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica, Año 2012**



Los sistemas de distribución tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, a través de los elementos que conforman la red de distribución.

Las distribuidoras, para atender la demanda eléctrica de los clientes de su área de concesión, deben adquirir la energía mediante la compra por contratos en el Mercado Eléctrico Mayorista, y proveerse empleando la red de transporte (subestaciones y líneas de transmisión de CELEC - TRANSELECTRIC), o por abastecimiento con generación propia (en sistemas de distribución no incorporados al Sistema Nacional de Transmisión, SNT).

16.1. Generalidades

Desde el 2009 se han realizado cambios en la normativa jurídica y operativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano, sobre la base del Mandato Constituyente No. 15, que introduce reformas a la estructura operativa del sistema de prestación del servicio de energía eléctrica, relacionadas con tarifas, ajustes contables y financiamiento.

Cumpliendo con las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15 y con la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la CNEL se integró con diez empresas distribuidoras y con el objetivo de tener una administración descentralizada en la actualidad funcionan como gerencias regionales que se detalla a continuación:

1. CNEL - Esmeraldas
2. CNEL - Manabí
3. CNEL - Santo Domingo
4. CNEL - Guayas Los Ríos
5. CNEL - Los Ríos
6. CNEL - Milagro
7. CNEL - Santa Elena
8. CNEL - El Oro
9. CNEL - Bolívar
10. CNEL - Sucumbíos

Las empresas cuya denominación dejó de existir son:

1. Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A, (EMELESA)
2. Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A., (EMELMANABI)
3. Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A, (EMELSAD)
4. Empresa Eléctrica Regional Guayas - Los Ríos S.A. (EMELGUR)

5. Empresa Eléctrica Los Ríos C.A
6. Empresa Eléctrica Milagro C.A
7. Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A
8. Empresa Eléctrica El Oro S.A, (EMELORO)
9. Empresa Eléctrica Bolívar S.A, (EMELBOSA)
10. Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

Se mantienen con la denominación de Empresas Eléctricas – (EsEs) - las siguientes:

1. Empresa Eléctrica Norte
2. Empresa Eléctrica Quito
3. Empresa Eléctrica Ambato
4. Empresa Eléctrica Cotopaxi
5. Empresa Eléctrica Riobamba
6. Empresa Eléctrica Azogues
7. Empresa Eléctrica Centro Sur
8. Empresa Eléctrica Sur
9. Empresa Eléctrica Galápagos

La Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) en sus secciones de generación y distribución, a través del Decreto Ejecutivo No. 1786 de 18 de junio de 2009, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil (Eléctrica de Guayaquil), pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas y desconcentradas, por lo que su gestión administrativa y financiera es propia, actuando adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) como empresa pública.

Por otra parte, alrededor del 97% de la demanda de energía eléctrica de la empresa de distribución CNEL - Sucumbíos fue atendida por el sistema nacional, a través de la línea de transmisión Totoras - Agoyán - Puyo - Tena - Coca. Esta empresa posee además varios sistemas aislados en Puerto El Carmen, Nuevo Rocafuerte, Tiputini y otros, cuya demanda es abastecida por generación local; esta situación ha hecho que el CONELEC defina a éste como un sistema no incorporado.

Asimismo la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se considera como un sistema no incorporado.

16.2. Concesión de la distribución de energía eléctrica

En base al artículo 39 de la Sección VII, de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC ha realizado la concesión de servicios de distribución de energía eléctrica a 11 empresas eléctricas del país, las mismas que están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.



En el anexo “Mapa de áreas de concesión para la distribución de energía eléctrica” se muestra la delimitación geográfica de las áreas de concesión de las empresas prestatarias del servicio público de electricidad, estas son: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y las diez Gerencias Regionales que conforman la CNEL.

TABLA No. 143: ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Provincias a las que sirve de manera total o parcial	Área de Concesión (km ²)
E.E. Ambato	Tungurahua, Pastaza, %Morona, %Napo	40.805
CNEL-Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37.842
E.E. Centro Sur	Azuay, %Cañar, Morona	28.962
E.E. Sur	Loja, Zamora, %Morona	22.721
CNEL-Manabí	Manabí	16.865
CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas	15.366
E.E. Quito	Pichincha, %Napo	14.971
E.E. Norte	Carchi, Imbabura, %Pichincha, %Sucumbíos	11.979
CNEL-Guayas Los Ríos	Guayas, Los Ríos, %Manabí, %Cotopaxi, %Azuay	10.511
E.E. Galápagos	Galápagos	7.942
CNEL-Sta. Elena	% Guayas, Sta. Elena	6.774
CNEL-El Oro	El Oro, %Azuay	6.745
CNEL-Sto. Domingo	Sto. Domingo, % Esmeraldas	6.574
CNEL-Milagro	% Guayas, %Cañar, % Chimborazo	6.175
E.E. Riobamba	Chimborazo	5.940
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi	5.556
CNEL-Los Ríos	% Los Ríos, %Guayas, %Bolívar, %Cotopaxi	4.059
CNEL-Bolívar	Bolívar	3.997
Eléctrica de Guayaquil	% Guayas	1.399
E.E. Azogues	% Cañar	1.187
Total		256.370

% Servicio parcial en provincia

En la tabla No. 143, se presenta la superficie en km², concesionada a cada empresa para la distribución de energía eléctrica. La Empresa Eléctrica Ambato posee una superficie concesionada de 40.805 km², mientras que la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) abarca una superficie de 114.907,38 km², equivalente al 44,82 % del territorio del país, donde se encuentra el 36,07 % (1.586.610 usuarios) de los clientes a nivel nacional.

Existen provincias que están atendidas en su totalidad por una distribuidora, tal es el caso de Manabí, que es atendida por CNEL - Manabí, así también, existen provincias que son atendidas parcialmente (%), como por ejemplo, la provincia de Napo que es atendida por las siguientes distribuidoras: Quito, Sucumbíos y Ambato.

16.3. Características Físicas y Técnicas de las Empresas Eléctricas Distribuidoras

A continuación se presenta las características físicas y técnicas de las distribuidoras; recursos humanos y la principal infraestructura eléctrica con que contaron las empresas a diciembre de 2012.

TABLA No. 144: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Centrales de Generación			Subestaciones de Distribución (#)	Subestaciones de Distribución (MVA)	Número de Primarios	Líneas de transmisión y subtransmisión (km)	Redes de Medio Voltaje (km)	Transformadores de Distribución			Redes de Bajo Voltaje (km)	Luminarias		Acometidas (#)	Medidores (#)
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Cantidad (#)						Monofásico #	Trifásico #	Total (MVA)		Cantidad (#)	Potencia (kW)		
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	1,66	1,33	1	6	26	15	116	875,94	782	164	27,71	1,306	11,665	2,549,29	54,826	54,294
	CNEL-El Oro	0,27	0,22	2	17	249	61	259	3,536,61	7,930	1,281	295,78	4,735	67,533	11,848,18	210,869	209,708
	CNEL-Esmeraldas				16	112	35	289	2,695,25	5,436	652	202,17	5	31,417	5,354,90	138,044	129,227
	CNEL-Guayas Los Ríos				28	400	87	380	2,118,60	18,871	1,206	505,70	5,677	58,731	11,133,46	293,531	271,921
	CNEL-Los Ríos				9	65	22	116	1,652,83	5,280	245	139,35	1,597	16,550	3,105,35	107,899	107,900
	CNEL-Manabí				25	327	79	550	8,561,28	22,143	544	580,39	17,996	93,285	20,002,51	305,563	301,310
	CNEL-Milagro				13	173	48	231	2,199,35	6,519	293	159,92	1,115	35,267	6,173,92	138,623	136,847
	CNEL-Sta. Elena				15	120	49	184	608,05	5,000	583	169,39	1,358	31,167	4,760,12	102,433	113,226
	CNEL-Sto. Domingo				15	138	34	160	4,526,48	11,316	674	245,48	1,631	34,974	4,969,17	128,482	162,121
	CNEL-Sucumbios	19,06	12,64	7	5	126	16	174	2,863,32	3,639	419	105,06	2,753	20,478	2,490,50	76,606	74,968
Total CNEL		20,99	14,19	10	149	1,735	446	2,457	29,637,71	86,916	6,061	2,430	38,172	401,067	72,387	1,556,876	1,561,522
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	8,00	6,20	2	17	209	56	124	4,425,64	9,851	1,851	277,00	6,337	71,079	10,761,51	226,179	228,018
	E.E. Azogues				1	13	4	27	670,93	1,289	159	28,79	1,112	11,285	1,658,25	33,362	33,363
	E.E. Centro Sur	0,79	0,69	3	16	271	54	290	7,682,13	13,307	3,257	487,95	10,289	86,645	14,272,00	261,146	323,150
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	5	16	120	30	124	3,033,58	4,938	442	109,22	4,929	34,302	4,904,30	109,521	110,618
	E.E. Galápagos	15,24	12,03	8	4	14	9	12	175,61	469	93	17,76	214	2,719	236,64	7,731	9,218
	E.E. Norte	12,27	12,27	3	20	189	57	326	5,271,23	11,800	2,102	344,64	5,366	66,861	8,321,36	159,682	209,008
	E.E. Quito	131,30	128,15	7	47	1,476	172	268	7,625,11	20,657	13,986	2,215,00	6,668	225,935	33,838,81	433,837	928,399
	E.E. Riobamba	14,33	13,75	3	13	115	34	154	3,322,91	8,598	546	168,96	3,970	29,328	4,031,39	158,518	156,364
	E.E. Sur	22,14	19,57	2	24	110	66	554	6,663,16	11,928	496	187,10	3,914	43,407	5,122,86	122,653	
	Eléctrica de Guayaquil	236,07	212,00	3	36	1,098	163	301	2,176,52	29,716	1,521	2,066,37	2,674	137,519	21,135,77	447,376	181,276
Total Empresas Eléctricas	452,32	416,54	36	194	3,614	645	2,180	41,047	112,553	24,453	5,902	45,471	709,080	104,283	1,960,005	2,179,414	
Total Nacional	473,31	430,73	46	343	5,349	1,091	4,637	70,685	199,469	30,514	8,332	83,643	1,110,147	176,670	3,516,881	3,740,936	

En la tabla No. 144, se puede apreciar las principales características técnicas de las empresas distribuidoras en el campo de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Es así que, se cuenta con un total de 46 centrales de generación a cargo de las distribuidoras, de las cuales, 10 están a cargo de la Corporación Nacional de Electricidad, de donde CNEL Sucumbíos tiene la mayor cantidad de centrales (7); y las 36 restantes están a cargo de las Empresas Eléctricas, de donde, la EE Galápagos tiene el mayor número de centrales (8) y la EE Quito (7).

La potencia nominal y efectiva a nivel nacional es de 473,31 MW y 430,73 MW respectivamente, concentrándose la mayor capacidad de éstas en las Empresas Eléctricas con: 452,32 MW de potencia nominal y 416,54 MW de potencia efectiva.

La capacidad en subestaciones a nivel nacional es de 5.349 MVA, de donde 1.735 MVA corresponde a CNEL y 3.614 MVA corresponde a las Es.Es.

Para la transmisión y subtransmisión se cuenta con 4.637 km de red, con 2.457 en CNEL y para las Es.Es. se tiene 2.180 km.

Los kilómetros de redes de medio voltaje a nivel nacional ascienden a 70.685 km, de los cuales 29.638 km se encuentran en CNEL y 41.047 km se encuentran en las Es.Es. En cuanto a las redes de bajo voltaje se tiene a nivel nacional 83.643 km, de donde 38.172 km se encuentran en CNEL y los 45.471 km se encuentran en las Es.Es.

Se dispone de 30.514 transformadores trifásicos y 199.469 transformadores monofásicos, lo que representa una capacidad instalada de 8.332 MVA, de los cuales, 2.430 MVA se encuentran en CNEL y 5.902 se encuentran en las Es.Es.

A nivel nacional se cuenta con 1.110.147 luminarias (401.067 luminarias en CNEL y 709.080 en las Es.Es.), que corresponde a una potencia de 176.670 kW (72.387 kW en la CNEL y 104.283 kW en las Es.Es.).

En cuanto al número de acometidas a nivel nacional se cuenta con 3.516.881 (1.556.876 acometidas en CNEL y 1.960.005 en las Es.Es.), y 3.740.936 medidores (1.561.522 medidores en CNEL y 2.179.414 en las Es.Es.).

TABLA No. 145: REDES DE MEDIO VOLTAJE DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Grupo de Empresa	Empresa	Nivel de Voltaje	Monofásico	Bifásico	Trifásico	TOTAL
		(kV)	(km)	(km)	(km)	(km)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	13,8	339	5	532	876
	CNEL-EI Oro	13,2	420	3	359	782
		13,8	1.632	10	1.113	2.755
	CNEL-Esmeraldas	13,2	206	0	88	293
		13,8	1.524	13	865	2.402
	CNEL-Guayas Los Ríos	13,8	1.108	146	865	2.119
	CNEL-Los Ríos	13,8	889	7	757	1.653
	CNEL-Manabí	13,8	6.262	472	1.429	8.163
		34,5	281	4	114	398
	CNEL-Milagro	8,8	1	0	10	11
		13,8	1.642	11	535	2.188
	CNEL-Sta. Elena	13,2	38	9	62	108
13,8		225	30	245	500	
CNEL-Sto. Domingo	13,8	3.493	50	983	4.526	
CNEL-Sucumbíos	13,8	2.168	2	694	2.863	
Total CNEL			20.227	762	8.650	29.638
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	13,8	2.961	44	1.421	4.426
	E.E. Azogues	22	529	4	138	671
	E.E. Centro Sur	6,3	0	0	49	50
		13,8	996	0	462	1.458
		22	4.436	26	1.713	6.174
	E.E. Cotopaxi	13,8	2.246	1	787	3.034
	E.E. Galápagos	13,2	78	0	24	102
		13,8	44	0	30	73
	E.E. Norte	6,3	0	0	9	9
		13,8	3.817	74	1.371	5.262
	E.E. Quito	6,3	0	86	752	838
		13,8	1.042	37	220	1.299
		22,8	2.950	203	2.334	5.487
	E.E. Riobamba	4,16	4	0	10	13
		13,8	2.656	94	560	3.310
	E.E. Sur	13,8	4.080	29	1.067	5.176
22		1.035	3	449	1.487	
Eléctrica de Guayaquil	13,8	1.028	187	961	2.177	
Total Empresas Eléctricas			27.900	790	12.356	41.047
Total Nacional			48.127	1.552	21.006	70.685

En la tabla No. 145 se pueden apreciar los varios niveles de voltaje que manejan las distribuidoras a nivel nacional, así tenemos: 4,16; 6,3; 8,8; 13,2; 13,8; 22; 22,8 y 34,5 kV.

En cuanto a los kilómetros de redes de media tensión monofásica, bifásica y trifásica a nivel nacional se tienen: 48.127 km (20.227 km que corresponden a la CNEL y 27.900 km a las Es.Es.), 1.552 km (762 km que corresponden a la CNEL y 790 km a las Es.Es.) y 21.006 km (8.650 km que corresponden a la CNEL y 12.356 km a las Es.Es.) respectivamente, obteniendo un total a nivel nacional de 70.685 km de donde 29.638 km corresponden a CNEL y 41.047 km a las Es.Es.



TABLA No. 146: PERSONAL DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Grupo de Empresa	Empresa	Empleados
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	214
	CNEL-EI Oro	540
	CNEL-Esmeraldas	365
	CNEL-Guayas Los Rios	767
	CNEL-Los Rios	201
	CNEL-Manabí	705
	CNEL-Milagro	259
	CNEL-Sta. Elena	382
	CNEL-Sto. Domingo	342
	CNEL-Sucumbios	292
Total CNEL		4.067
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	318
	E.E. Azogues	152
	E.E. Centro Sur	556
	E.E. Cotopaxi	381
	E.E. Galápagos	112
	E.E. Norte	590
	E.E. Quito	1.661
	E.E. Riobamba	472
	E.E. Sur	475
	Eléctrica de Guayaquil	1.755
Total Empresas Eléctricas		6.472
Total Nacional		10.539

A diciembre de 2012 las empresas distribuidoras han reportado el número de trabajadores como se indica en la tabla No. 146, donde se puede apreciar que a nivel nacional se contó con 10.539 trabajadores, de los cuales, 4.067 en CNEL y 6.472 en las Es.Es.

16.4. Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución

Las “pérdidas de los sistemas de distribución” se definen como aquella energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema (transmisión, subestaciones, redes de media tensión, transformadores de distribución, luminarias, cometidas y medidores) más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a consumidores que se proveen de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

En la tabla No. 147 se muestra un cuadro comparativo de las pérdidas entre el 2011 y 2012.



TABLA No. 147: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS

Empresa	Distribuidora	2011			2012		
		Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Totales 2011 (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Totales 2012 (%)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	67,81	8,57	12,64	70,86	7,29	10,28
	CNEL-El Oro	749,12	136,97	18,28	824,92	139,93	16,96
	CNEL-Esmeraldas	451,16	114,99	25,49	504,88	116,44	23,06
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	330,68	21,78	1.590,19	318,76	20,05
	CNEL-Los Ríos	343,44	107,17	31,20	350,00	93,70	26,77
	CNEL-Manabí	1.392,44	407,62	29,27	1.455,11	375,81	25,83
	CNEL-Milagro	600,61	137,82	22,95	608,27	124,43	20,46
	CNEL-Sta. Elena	449,25	76,28	16,98	484,14	83,37	17,22
	CNEL-Sto. Domingo	437,10	46,42	10,62	465,88	47,97	10,30
	CNEL-Sucumbíos	211,55	47,18	22,30	241,61	52,09	21,56
Total CNEL		6.221,00	1.413,69	22,72	6.595,87	1.359,77	20,62
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	502,93	39,32	7,82	532,88	39,84	7,48
	E.E. Azogues	97,20	4,90	5,04	100,29	4,31	4,30
	E.E. Centro Sur	838,98	56,65	6,75	886,98	60,40	6,81
	E.E. Cotopaxi	446,52	31,54	7,06	472,14	28,03	5,94
	E.E. Galápagos	35,23	2,71	7,69	39,13	2,93	7,49
	E.E. Norte	520,95	50,30	9,66	495,88	49,88	10,06
	E.E. Quito	3.814,23	257,50	6,75	4.003,35	256,10	6,40
	E.E. Riobamba	285,34	33,84	11,86	306,80	37,10	12,09
	E.E. Sur	270,12	28,53	10,56	287,36	29,46	10,25
	Eléctrica de Guayaquil	4.850,38	715,10	14,74	5.000,26	683,55	13,67
Total Empresas Eléctricas		11.661,88	1.220,39	10,46	12.125,08	1.191,60	9,83
Total		17.882,88	2.634,08	14,73	18.720,95	2.551,37	13,63

Para la CNEL, la variación del porcentaje de pérdidas es de 2,11%, observándose reducciones importantes en las regionales: Los Ríos (4,43%), Manabí (3,45%), Milagro (2,49%), Esmeraldas (2,42%) y Bolívar (2,36%), mientras que para las Empresas Eléctricas la variación es de 0,64%, destacándose la E.E. Cotopaxi con una disminución de 1,13%, Eléctrica de Guayaquil (1,07%) y la E.E. Azogues (0,74%). La variación del porcentaje de pérdidas a nivel nacional es de 1,10%.



16. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Año 2012

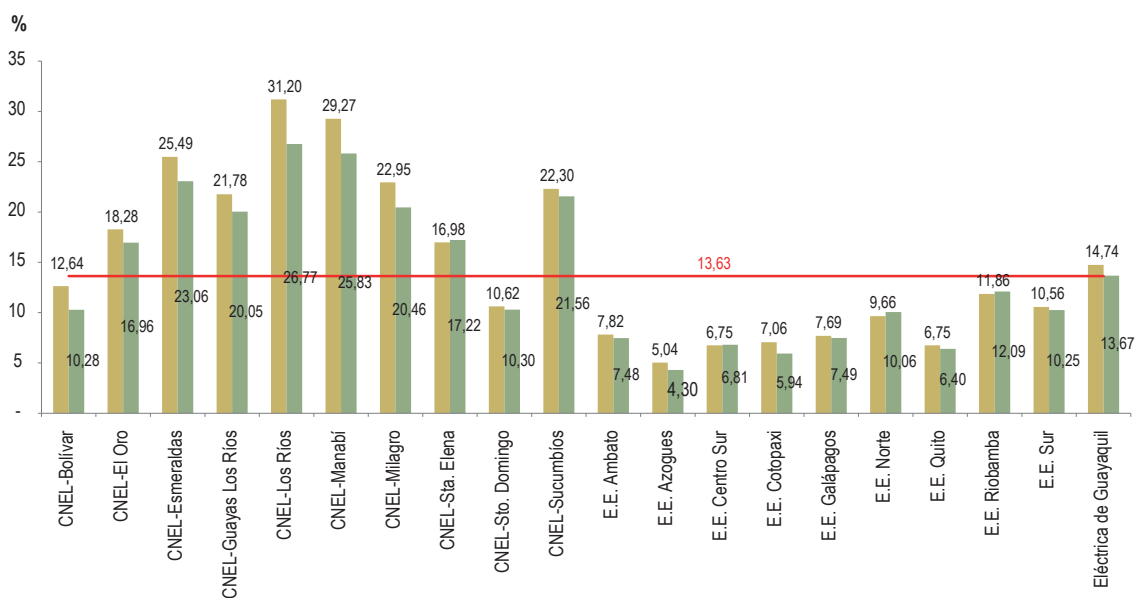


FIG. No. 71: COMPARATIVO DE PÉRDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En la figura No. 71 se observa una comparación 2011 vs. 2012, de los niveles de pérdidas por empresa distribuidora. De donde, se puede determinar que, para todas las distribuidoras, los índices han mejorado, excepto para la regional Santa Elena de CNEL y E.E. Norte de las empresas eléctricas, a diciembre de 2012.

En la figura No. 72 se observan los promedios anuales de las pérdidas técnicas y no técnicas, para cada distribuidora, indicándose, adicionalmente, el valor en porcentaje. En la figura se presentan los valores ordenados de mayor a menor, en función del total de pérdidas en términos de energía, por tanto, se ubican en primer lugar aquellas empresas que mayor cantidad de energía comercializan.

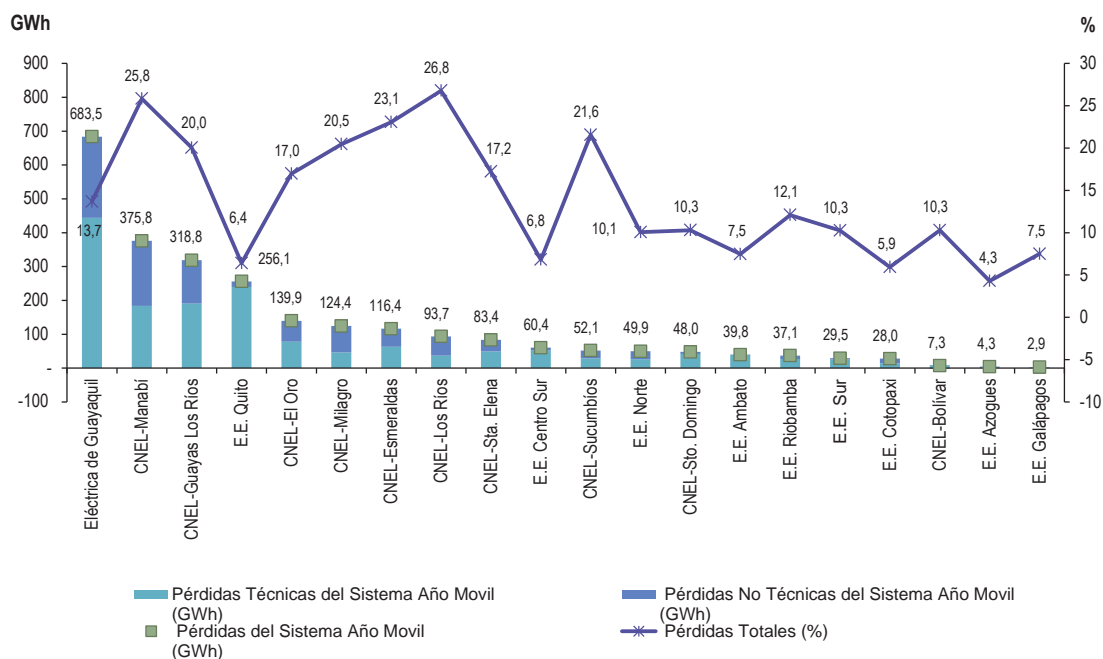


FIG. No. 72: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En la figura No. 73 se muestra la evolución del porcentaje de pérdidas totales en distribución a nivel nacional durante los años 2011 y 2012.

Para diciembre de 2011, a nivel nacional, el porcentaje de pérdidas en distribución fue de 14,73 %, mientras que para el 2012, fue de 13,63 %, lo que representa una reducción de 1,1 puntos porcentuales.

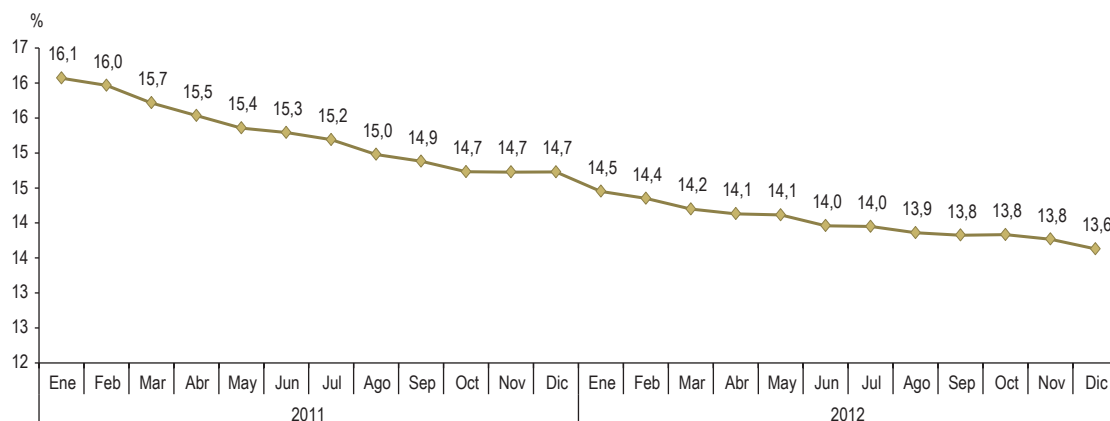


FIG. No. 73: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS PORCENTUALES TOTALES

Gráficamente, la energía disponible por área de concesión se presenta de la siguiente figura, donde se puede observar que las empresas eléctricas: Guayaquil, Quito, Centro Sur, Ambato y Norte, tienen una participación del 27%, 21%, 5%, 3% y 3% de la energía disponible total respectivamente, así también en el caso de las regionales de CNEL se tiene la siguiente participación: Manabí 8%, Guayas los Ríos 8%, El Oro 4%, Esmeraldas, Santa Elena, Milagro del 3% de la energía disponible total.

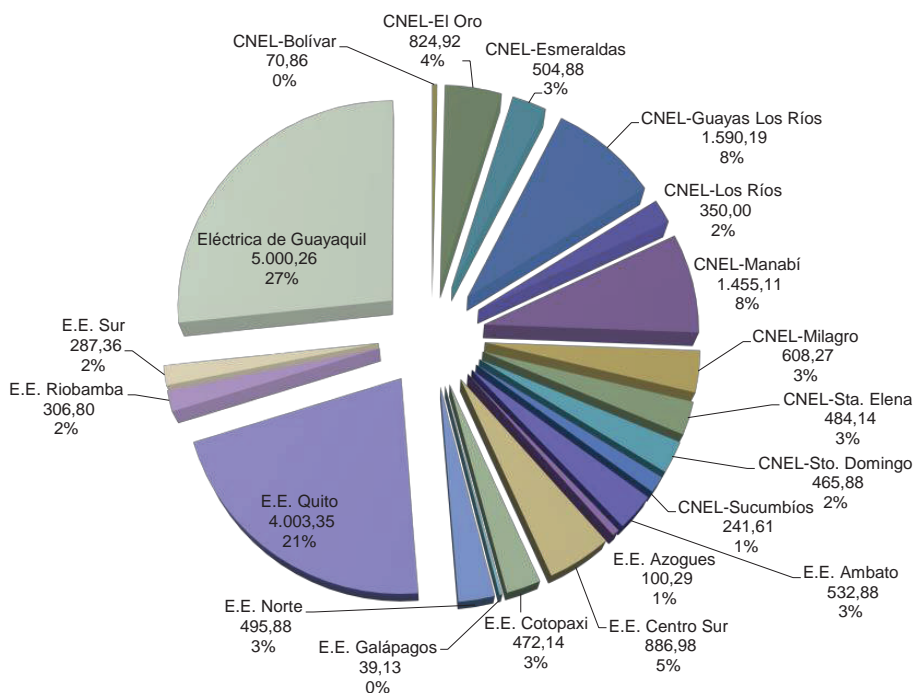


FIG. No. 74: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %, AÑO 2012

En la figura No. 75 se pueden observar los indicadores en porcentaje de las pérdidas tanto técnicas como no técnicas por área de concesión de las distribuidoras.

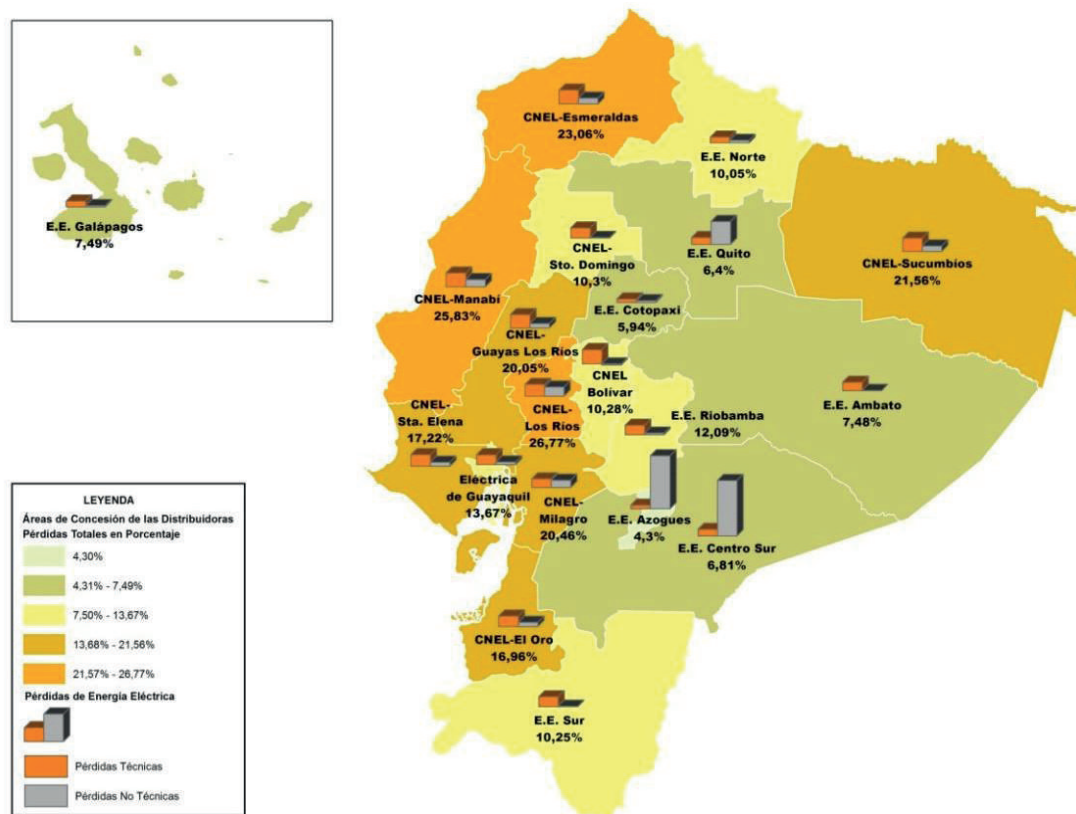


FIG. No. 75: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA, A DICIEMBRE DE 2012

TABLA No. 148: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2012

Grupo	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas de Energía Eléctrica						Meta a Dic_12 (%)	Desvio Meta a Dic_12 (%)
			Totales (GWh)	Técnicas (GWh)	No Técnicas (GWh)	Totales (%)	Técnicas (%)	No Técnicas (%)		
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Los Ríos	70,86	7,29	37,03	56,67	26,77	10,58	16,19	25,00	-1,77
	CNEL-Manabí	824,92	139,93	183,81	192,00	25,83	12,63	13,19	24,00	-1,83
	CNEL-Esmeraldas	504,88	116,44	63,00	53,44	23,06	12,48	10,59	21,00	-2,06
	CNEL-Milagro	1.590,19	318,76	46,17	78,26	20,46	7,59	12,87	18,00	-2,46
	CNEL-Sucumbios	350,00	93,70	28,84	23,24	21,56	11,94	9,62	18,00	-3,56
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.455,11	375,81	190,84	127,92	20,05	12,00	8,04	18,00	-2,05
	CNEL-EI Oro	608,27	124,43	77,92	62,01	16,96	9,45	7,52	15,70	-1,26
	CNEL-Sta. Elena	484,14	83,37	49,61	33,76	17,22	10,25	6,97	14,00	-3,22
	CNEL-Bolívar	465,88	47,97	9,05	-1,77	10,28	12,78	-2,49	12,00	1,72
	CNEL-Sto. Domingo	241,61	52,09	42,23	5,74	10,30	9,06	1,23	10,00	-0,30
Total CNEL		6.595,87	1.359,77	728,50	631,27	20,62	11,04	9,57	18,74	-1,88



TABLA No. 148: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE DE 2012 (cont.)

Grupo	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas de Energía Eléctrica						Meta a Dic. 12 (%)	Desvío Meta a Dic. 12 (%)
			Totales (GWh)	Técnicas (GWh)	No Técnicas (GWh)	Totales (%)	Técnicas (%)	No Técnicas (%)		
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	532,88	39,84	444,24	239,31	13,67	8,88	4,79	13,00	-0,67
	E.E. Riobamba	100,29	4,31	26,72	10,38	12,09	8,71	3,38	10,00	-2,09
	E.E. Sur	886,98	60,40	25,92	3,54	10,25	9,02	1,23	9,60	-0,65
	E.E. Norte	472,14	28,03	26,43	23,45	10,05	5,33	4,73	8,80	-1,25
	E.E. Ambato	39,13	2,93	38,95	0,89	7,48	7,31	0,17	7,50	0,02
	E.E. Galápagos	496,22	49,88	1,99	0,94	7,49	5,09	2,40	7,60	0,11
	E.E. Cotopaxi	4.003,35	256,10	13,89	14,14	5,94	2,94	3,00	7,00	1,06
	E.E. Centro Sur	306,80	37,10	51,58	8,82	6,81	5,82	99,00	6,60	-0,21
	E.E. Quito	287,36	29,46	239,64	16,46	6,40	5,99	41,00	6,60	0,20
	E.E. Azogues	5.000,26	683,55	3,36	0,96	4,30	3,35	95,00	5,00	0,70
Total Empresas Eléctricas		12.125,42	1.191,60	872,72	318,88	9,83	7,20	2,63	8,17	0,15
Total Nacional		18.721,29	2.551,37	1.601,22	950,15	13,63	8,55	5,08	12,80	-0,83

*SIGOB: Sistema de Gobernabilidad

A diciembre de 2012, el indicador de pérdidas de energía a nivel nacional se ubica en 13,63%, con una disminución de 1,1% respecto del 2011. El desvío a nivel nacional respecto de la meta SIGOB (12,8% a diciembre de 2012) es de -0,83%, alcanzando en el grupo de la CNEL -1,88%, y en las empresas eléctricas 0,15%.

Analizando las magnitudes físicas de las pérdidas de energía eléctrica, es decir los GWh, se puede observar en la tabla No. 148 que, ciertas distribuidoras, a diciembre de 2012, mantienen valores elevados de pérdidas; y, de manera específica, las no técnicas. Los mayores valores de pérdidas no técnicas se presentan en la Eléctrica de Guayaquil y E.E. Norte, así como también en las regionales de CNEL: Los Ríos, Manabí, Milagro, Esmeraldas y Sucumbíos.

Si bien el porcentaje de pérdidas totales en la Eléctrica de Guayaquil, es menor a los que tienen las regionales antes indicadas, en magnitudes físicas, el panorama cambia y es la que más pérdidas no técnicas presenta.

En la figura No. 76 se observa la magnitud tanto en GWh como en porcentaje de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica totales que aportan cada una de las distribuidoras en el porcentaje a nivel nacional.



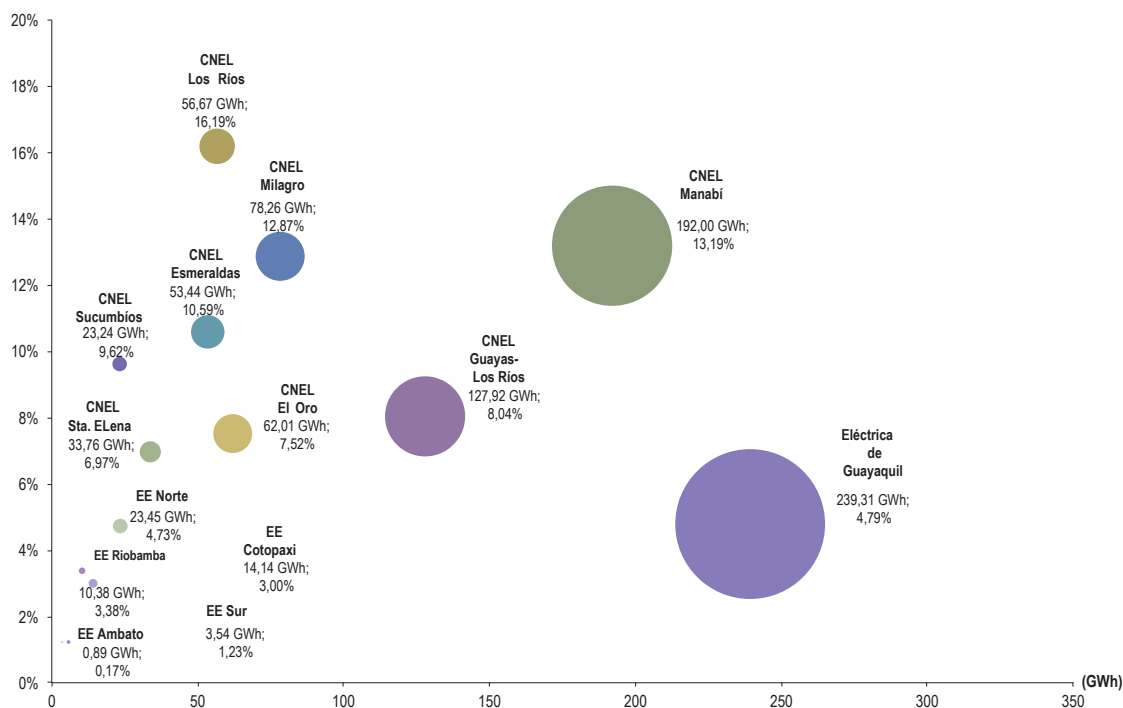


FIG. No. 76: PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GWh Y %, A DICIEMBRE DE 2012

16.5. Compra y Venta de Energía de los Sistemas de Distribución

Las distribuidoras compraron la mayor parte de la energía requerida en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM; en menor cantidad a autogeneradoras y a distribuidoras vecinas para atender a pequeñas localidades que estando dentro de su área de concesión, sus redes eléctricas no podían atenderlas.

Las distribuidoras durante el 2012, compraron 18.323,11 GWh, de los cuales, 17.411,01 GWh (95,02%) fueron adquiridos a través de contratos, 911,46 GWh (4,97%) se captaron del Mercado Ocasional y 0,64 GWh mediante transacciones realizadas por el Consejo Provincial de Tungurahua.

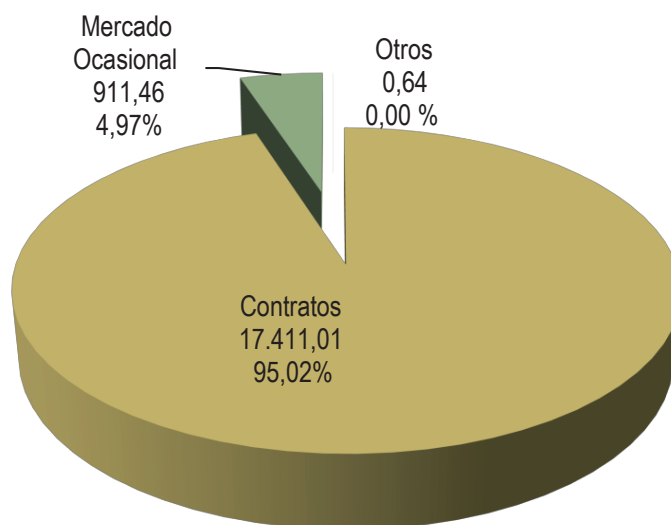


FIG. No. 77: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE TRANSACCIÓN EN GWh Y %



Por el total de la compra de energía en contratos (17.411,01 GWh), se facturaron 656,11 MUSD por energía. El precio medio de la energía en contratos fue de 4,06 USD ¢/kWh.

Por el total de la compra de energía en el mercado ocasional (911,46 GWh) se facturaron 33,68 MUSD, 110,52 MUSD por servicios y 62,85 MUSD por transmisión, facturándose en total 863,18 MUSD. El precio medio de la energía en el mercado ocasional fue de 3,70 USD ¢/kWh.

Por la compra de energía en Otros (638,1 MWh) se facturaron USD 22.334, no se registra facturación por servicios y/o transmisión. El precio medio de la energía en el segmento Otros fue de 3,50 USD ¢/kWh.

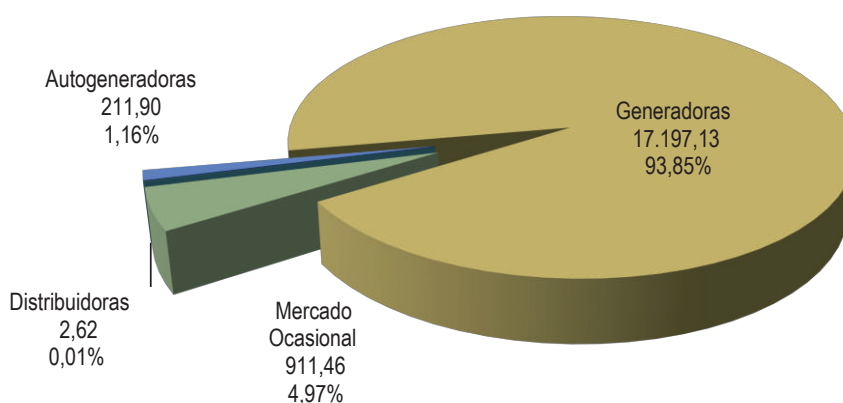


FIG. No. 78: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS, POR TIPO DE PROVEEDOR EN GWh Y %

De los 17.411,01 GWh, la mayor parte de esa energía fue abastecida por generadoras con 17.197,13 GWh (93,85%). El Mercado Ocasional aportó 911,46 GWh (4,97%), autogeneradoras 211,90 GWh (1,16%) y entre distribuidoras se registraron transacciones por 2,62 GWh (0,01%).

Según consta en tabla No. 149, por el total de la compra de energía de las distribuidoras (18.323,11 GWh), se facturaron 863,17 MUSD por energía, 110,52 MUSD por servicios y 62,85 MUSD por transmisión; en total se ha facturado 689,81 MUSD. El precio medio de la energía fue de 3,76 USD ¢/kWh.

TABLA No. 149: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo Empresa	Empresa	Energía Comprada (GWh)	Factura Energía (kUSD)	Servicios (kUSD)	Transmisión (kUSD)	Total Facturado (kUSD)	Precio Medio USD ¢/kWh	Valor Pagado (kUSD)	Valor Pagado (%)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	70,91	3.400,47	465,05	288,67	2.646,75	4,80	2.069,15	60,85
	CNEL-El Oro	821,03	38.609,93	6.384,69	2.594,60	29.630,64	4,70	-	-
	CNEL-Esmeraldas	501,14	23.726,81	508,17	1.630,91	21.587,73	4,73	16.426,80	69,23
	CNEL-Los Ríos	350,03	17.099,25	3.793,21	1.046,19	12.259,84	4,89	-	-
	CNEL-Manabí	1.452,48	68.193,20	11.198,67	4.548,95	52.445,58	4,69	57.615,61	84,49
	CNEL-Milagro	609,29	28.668,41	3.626,65	2.952,34	22.089,43	4,71	21.454,97	74,84
	CNEL-Sta. Elena	483,11	22.716,68	3.967,76	1.563,09	17.185,83	4,70	-	-
	CNEL-Sto. Domingo	457,06	21.790,39	4.122,40	1.493,70	16.174,30	4,77	18.258,90	83,79
	CNEL-Sucumbios	225,74	10.958,55	76,87	756,32	10.125,36	4,85	10.958,55	100,00
CNEL-Guayas Los Ríos	1.577,26	74.538,37	3.223,31	7.462,34	63.852,73	4,73	-	-	
Total CNEL		6.548,05	309.702,07	37.366,77	24.337,12	247.998,18	3,79	126.783,98	51,12



TABLA No. 149: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo Empresa	Empresa	Energía Comprada (GWh)	Factura Energía (kUSD)	Servicios (kUSD)	Transmisión (kUSD)	Total Facturado (kUSD)	Precio Medio USD c/kWh	Valor Pagado (kUSD)	Valor Pagado (%)
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	530,42	21.343,50	266,98	0,00	21.076,52	4,02	18.883,15	88,47
	E.E. Azogues	100,29	4.720,35	175,92	329,52	4.214,91	4,71	3.669,42	77,74
	E.E. Centro Sur	885,68	42.195,76	1.598,87	4.453,52	36.143,37	4,76	42.195,76	100,00
	E.E. Cotopaxi	390,42	18.489,92	2.634,84	1.886,87	13.968,21	4,74	18.489,92	100,00
	E.E. Galápagos	2,39	307,47	0,00	0,00	307,47	12,87	307,47	100,00
	E.E. Norte	485,22	23.192,03	1.512,72	1.726,65	19.952,66	4,78	-	-
	E.E. Quito	3.847,53	182.604,82	25.090,43	12.489,74	145.024,65	4,75	153.615,19	84,12
	E.E. Riobamba	302,60	14.400,17	1.316,75	1.102,91	11.980,50	4,76	11.454,68	79,55
	E.E. Sur	287,36	13.749,13	2.173,53	1.101,30	10.474,30	4,78	-	-
	Eléctrica de Guayaquil	4.943,13	232.472,58	38.378,69	15.426,14	178.667,75	4,70	-	-
Total Empresas Eléctricas		11.775,06	553.475,73	73.148,74	38.516,66	441.810,33	3,75	248.615,59	56,27
Total		18.323,11	863.177,80	110.515,51	62.853,78	689.808,51	3,76	375.399,57	54,42

Agente no presentó información

Servicios: Incluye valores por Energía Reactiva, Inflexibilidades o Generación Obligada, Restricciones, Potencia y Otros.

Las transacciones realizadas por las distribuidoras de energía eléctrica, a nivel nacional, así como sus precios medios, gráficamente se muestran a continuación:

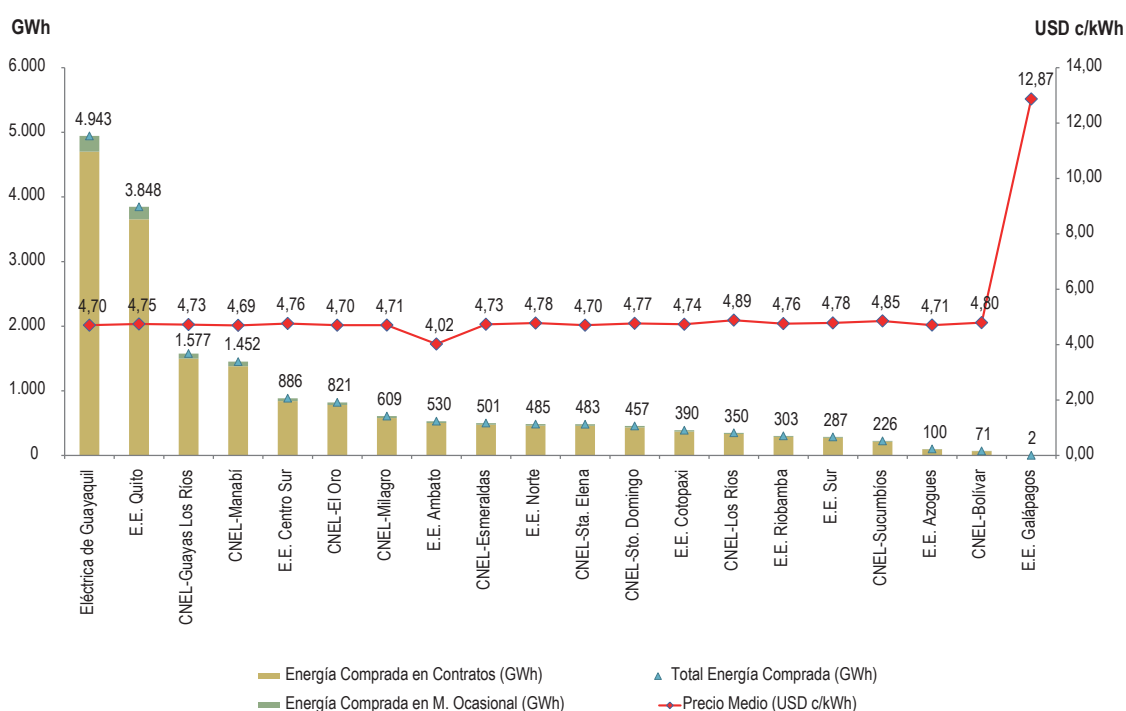


FIG. No. 79: TRANSACCIONES TOTALES DE COMPRA Y PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORA

En el 2012, las distribuidoras entregaron 1.174,52 GWh, por excedentes de energía; 390,76 GWh (33,27%) en contratos; 783,36 GWh (66,70%) en el mercado ocasional y 0,41 MWh en Otros (0,03%).

TABLA No. 150: VENTA DE ENERGÍA POR EXCEDENTES

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Factura Energía (kUSD)	Servicios (kUSD)	Total Facturado (kUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)	Valor Pagado (kUSD)	Valor Pagado (%)
Contratos	Eléctrica de Guayaquil	390,76	33.031,30	2.514,35	35.545,65	9,10	26.657,91	75,00
Total Contratos		390,76	33.031,30	2.514,35	35.545,65	9,10	26.657,91	75,00
M. Ocasional	E.E. Ambato	13,02	432,95	0,00	432,95	3,33	184,22	42,55
	CNEL-Bolívar	1,49	2,97	0,00	2,97	0,20	0,00	0,00
	CNEL-El Oro	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00
	E.E. Cotopaxi	44,73	1.474,11	286,37	1.760,49	3,94	1.760,49	100,00
	E.E. Norte	53,28	1.976,94	-8,25	1.968,69	3,69	0,00	0,00
	E.E. Quito	537,38	26.064,11	330,42	26.394,54	4,91	20.594,80	78,03
	E.E. Riobamba	105,77	2.736,97	-16,56	2.720,41	2,57	2.036,16	74,85
E.E. Sur	27,69	3.657,98	85,93	3.743,91	13,52	0,00	0,00	
Total M. Ocasional		783,36	36.346,04	677,91	37.023,95	4,73	24.575,67	66,38
Otros	CNEL-Bolívar	0,05	5,38	0,00	5,38	10,12	0,00	0,00
	E.E. Sur	0,35	37,41	0,00	37,41	-	0,00	0,00
Total M. Otros		0,41	42,791	0,00	42,79	10,53	0,00	0,00
Total		1.174,52	69.420,13	3.192,26	72.612,39	6,18	51.233,58	70,56

Servicios: Incluye valores por Inflexibilidades o Generación Obligada, Potencia y Otros.

Se registra por concepto de facturación de energía 69,42 MUSD, en servicios 3,19 MUSD; sumando un total de 72,61 MUSD, el precio medio por venta de energía fue de 6,18 USD ¢/kWh.

16.6. Balance de Energía en Sistemas de Distribución

El balance de energía en sistemas de distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los clientes finales.

La energía disponible en los sistemas de distribución en el 2012 fue de 18.720,95 GWh; de los cuales, 15.842,68 GWh (84,62%) fueron demandados por clientes regulados, 327,24 GWh (1,75%) por clientes no regulados; las pérdidas de energía fueron de 2.551,37 GWh (13,63%); de los cuales 1.601,22 GWh (62,76%) corresponden a pérdidas técnicas y 950,15 GWh (37,24%) a pérdidas no técnicas.

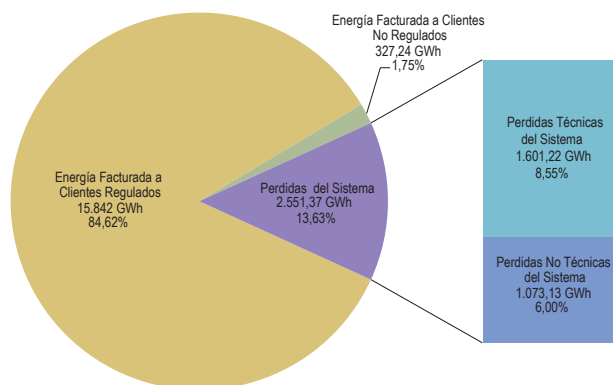


FIG. No. 80: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



En la tabla No. 151, se presenta el balance de energía en sistemas de distribución, del cual se tiene que el total de la energía disponible (18.720,95 GWh), los sistemas de distribución de CNEL tuvieron una participación de 6.595,87 GWh (35,23%), siendo 1.359,77 GWh netamente pérdidas de energía, de igual manera, los sistemas de las empresas eléctricas tuvieron una participación de 12.125,08 GWh (64,77%), de los cuales, 1.191,60 GWh corresponden a pérdidas de energía.

TABLA No. 151: BALANCE DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Grupo Empresa	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Energía Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Perdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Perdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	70,86	-	63,58	7,29	10,28	9,05	(1,77)
	CNEL-EI Oro	824,92	-	685,00	139,93	16,96	77,92	62,01
	CNEL-Esmeraldas	504,88	4,10	384,33	116,44	23,06	63,00	53,44
	CNEL-Los Ríos	350,00	-	256,30	93,70	26,77	37,03	56,67
	CNEL-Manabí	1.455,11	2,63	1.076,67	375,81	25,83	183,81	192,00
	CNEL-Milagro	608,27	2,82	481,02	124,43	20,46	46,17	78,26
	CNEL-Sta. Elena	484,14	1,03	399,74	83,37	17,22	49,61	33,76
	CNEL-Sto. Domingo	465,88	8,78	409,14	47,97	10,30	42,23	5,74
	CNEL-Sucumbíos	241,61	-	189,53	52,09	21,56	28,84	23,24
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.590,19	10,94	1.260,50	318,76	20,05	190,84	127,92
Total CNEL		6.595,87	30,29	5.205,80	1.359,77	20,62	728,50	631,27
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	532,88	2,18	490,86	39,84	7,48	38,95	0,89
	E.E. Azogues	100,29	-	95,98	4,31	4,30	3,36	0,96
	E.E. Centro Sur	886,98	2,26	824,32	60,40	6,81	51,58	8,82
	E.E. Cotopaxi	472,14	70,86	373,25	28,03	5,94	13,89	14,14
	E.E. Galápagos	39,13	-	36,20	2,93	7,49	1,99	0,94
	E.E. Norte	495,88	10,66	435,35	49,88	10,06	26,43	23,45
	E.E. Quito	4.003,35	153,17	3.594,08	256,10	6,40	239,64	16,46
	E.E. Riobamba	306,80	-	269,70	37,10	12,09	26,72	10,38
	E.E. Sur	287,36	0,35	257,55	29,46	10,25	25,92	3,54
	Eléctrica de Guayaquil	5.000,26	57,13	4.259,59	683,55	13,67	444,24	239,31
Total Empresas Eléctricas		12.125,08	296,61	10.636,88	1.191,60	9,83	872,72	318,88
Total Nacional		18.720,95	326,90	15.842,68	2.551,37	13,63	1.601,22	950,15

En la figura No. 81, se puede apreciar la energía disponible por área de concesión, donde las distribuidoras: Eléctrica de Guayaquil (5.000,26 GWh) y E.E. Quito (4.003,35 GWh) corresponden al 26,71% y 21,38% de la energía nacional disponible respectivamente.



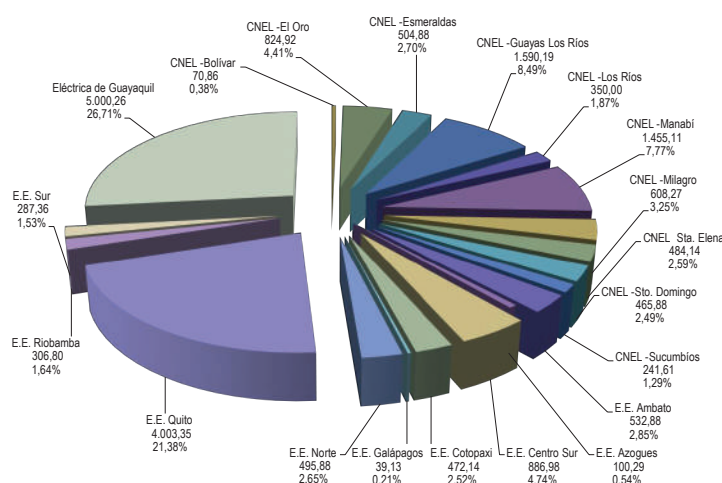


FIG. No. 81: ENERGÍA DISPONIBLE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN GWh Y %

16.7. Consumos Promedios

En la tabla No. 152 se pueden apreciar los consumos promedios clasificados por grupo de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros, tanto para la Corporación Nacional de Electricidad - CNEL, como para las empresas eléctricas.

TABLA No. 152: CONSUMOS PROMEDIOS POR GRUPO DE CONSUMO (kWh/cliente)

Grupo Empresa	Empresa	Grupo de Consumo					Total general
		Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	54,35	290,73	368,80	21,11	422,43	95,18
	CNEL-El Oro	118,87	463,89	8.150,27	24,52	1.886,57	278,34
	CNEL-Esmeraldas	107,99	595,66	14.775,09	15,65	1.773,27	265,11
	CNEL-Guayas Los Ríos	170,21	1.051,09	32.801,74	16,05	4.707,64	389,14
	CNEL-Los Ríos	102,50	600,13	5.272,82	11,69	1.856,37	196,31
	CNEL-Manabí	120,88	829,11	179.441,80	31,21	2.738,49	300,04
	CNEL-Milagro	105,18	552,50	87.521,30	17,88	2.395,96	304,85
	CNEL-Sta. Elena	110,80	901,93	34.103,65	23,95	3.863,48	314,26
	CNEL-Sto. Domingo	110,00	512,41	26.276,81	13,42	953,03	222,87
CNEL-Sucumbios	114,38	499,08	2.989,59	12,30	1.218,54	240,50	
Total CNEL		1.115,17	6.296,54	391.701,86	187,78	21.815,78	2.606,60
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	88,81	296,62	1.396,08	16,91	1.027,72	184,45
	E.E. Azogues	75,59	324,12	10.197,45	19,57	377,51	259,61
	E.E. Centro Sur	95,01	426,45	3.337,73	16,79	699,43	216,31
	E.E. Cotopaxi	67,45	352,34	3.260,42	17,94	2.008,85	278,26
	E.E. Galápagos	159,10	617,87	203,08	11,88	2.036,45	309,31
	E.E. Norte	82,52	296,53	2.698,95	14,42	705,71	170,12
	E.E. Quito	145,15	600,46	6.091,40	18,41	3.312,82	338,83
	E.E. Riobamba	65,24	252,21	5.944,07	14,00	537,38	140,75
	E.E. Sur	82,63	335,41	802,66	13,51	186,34	129,47
	Eléctrica de Guayaquil	173,22	1.113,23	44.864,45	15,29	12.152,08	556,23
Total Empresas Eléctricas		1.034,71	4.615,24	78.796,29	158,70	23.044,27	2.583,35
Total		2.149,88	10.911,78	470.498,14	346,48	44.860,05	5.189,95



16.8. Clientes Finales de las Distribuidoras

Los clientes finales de las empresas de distribución de energía eléctrica se clasifican en dos grandes grupos:

- Clientes regulados.** - son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario; y
- Clientes no regulados.** - son aquellos cuya facturación por el suministro de energía eléctrica, obedecen a un contrato a término, realizado entre la empresa que suministra la energía y la que la recibe.

El CONELEC establece las tarifas que las empresas eléctricas aplicarán a sus clientes regulados; y, en el caso de los no regulados estos precios se establecen mediante un contrato a término.

Según la etapa funcional del punto de medición de energía y el tipo de contrato, los clientes deberán pagar servicios que provee el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), los cuales se dividen en: “Servicios de Mercado”, cuyo cálculo, para el cliente regulado, lo realiza el CONELEC incluyéndolo en el pliego tarifario; mientras que para el caso de los clientes no regulados, el cálculo de estos servicios (o liquidación de servicios) los realiza el CENACE y “Servicios de Transmisión” que son brindados por CELEC - TRANSELECTRIC.

Las operaciones dentro del MEM, implican la facturación de servicios de mercado, los cuales incluyen los siguientes rubros: potencia remunerable puesta a disposición (PRPD) y servicios complementarios, generación obligada y/o forzada, reconocimiento de combustibles, reactivos, reconocimiento a la generación no convencional y reliquidaciones.

A diciembre de 2012, el total de clientes finales de las distribuidoras fue de 4.398.624, de los cuales 4.398.567 son clientes regulados. Existen 57 clientes no regulados, de los cuales, 56 pertenecen al sector industrial.

Varios clientes del norte del Perú son atendidos por la E.E. Sur, que los considera como un cliente no regulado del sector comercial.

TABLA No. 153: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2012

Grupo	Empresa	Sector de Consumo							Clientes Regulados	Clientes No Regulados	Clientes Finales	
		Residencial		Comercial		Industrial		A. Público				Otros
		R	R	NR	R	NR	R	R				
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	51.842	2.412	-	89	-	1	1.360	55.704	-	55.704	
	CNEL-EI Oro	186.270	21.177	-	1.958	-	-	3.201	212.606	-	212.606	
	CNEL-Esmeraldas	112.211	8.827	-	642	1	-	2.302	123.982	1	123.983	
	CNEL-Guayas Los Ríos	272.571	16.046	-	850	3	144	3.923	293.534	3	293.537	
	CNEL-Los Ríos	98.914	7.238	-	532	-	3	1.441	108.128	-	108.128	
	CNEL-Manabí	285.945	16.662	-	141	4	-	3.411	306.159	4	306.163	
	CNEL-Milagro	121.647	15.366	-	172	3	1	1.561	138.747	3	138.750	
	CNEL-Sta. Elena	102.589	9.041	-	231	1	5	1.430	113.296	1	113.297	
	CNEL-Sto. Domingo	138.707	19.450	-	243	3	-	2.212	160.612	3	160.615	
	CNEL-Sucumbios	60.539	10.310	-	640	-	-	2.353	73.842	-	73.842	
Total CNEL		1.431.235	126.529	-	5.498	15	154	23.194	1.586.610	15	1.586.625	

TABLA No. 153: CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS DE LAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2012 (cont.)

Grupo	Empresa	Sector de Consumo							Clientes Regulados	Clientes No Regulados	Clientes Finales
		Residencial	Comercial		Industrial		A. Público	Otros			
		R	R	NR	R	NR	R	R			
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	194.239	22.684	-	6.871	3	-	4.564	228.358	3	228.361
	E.E. Azogues	29.954	2.103	-	467	-	-	719	33.243	-	33.243
	E.E. Centro Sur	286.297	27.049	-	6.740	4	-	5.288	325.374	4	325.378
	E.E. Cotopaxi	96.597	7.132	-	4.740	2	-	2.151	110.620	2	110.622
	E.E. Galápagos	7.318	1.390	-	167	-	17	338	9.230	-	9.230
	E.E. Norte	186.710	20.705	-	3.394	6	-	3.876	214.685	6	214.691
	E.E. Quito	780.878	125.963	-	14.817	11	1	5.398	927.057	11	927.068
	E.E. Riobamba	136.963	16.037	-	884	-	1	3.097	156.982	-	156.982
	E.E. Sur	148.945	15.342	1	1.706	-	-	6.076	172.069	1	172.070
	Eléctrica de Guayaquil	554.040	74.320	-	2.840	15	38	3.101	634.339	15	634.354
Total Empresas Eléctricas		2.421.941	312.725	1	42.626	41	57	34.608	2.811.957	42	2.811.999
Total Nacional		3.853.176	439.254	1	48.124	56	211	57.802	4.398.567	57	4.398.624

La participación de los clientes finales por sector de consumo, a nivel nacional, se expresa gráficamente a continuación y se puede observar que los clientes residenciales tienen mayor participación con 3.853.176 que equivale al 87,60%, le siguen los clientes comerciales con 439.254 que representan el 9,99%.

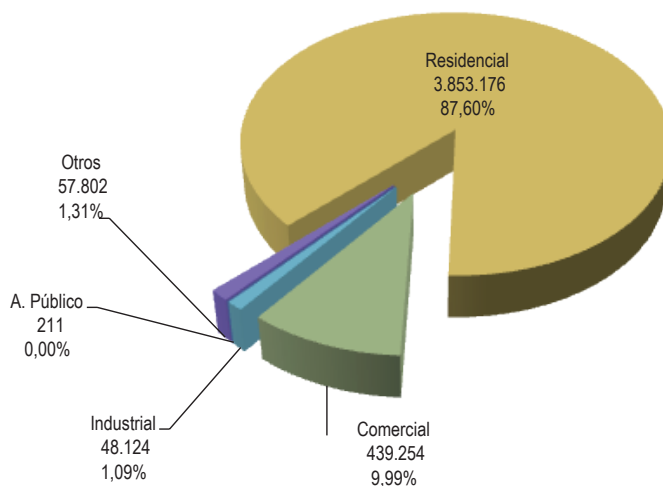


FIG. No. 82: COMPOSICIÓN DE CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO

Durante el 2012 se incrementaron 209.032 clientes finales, lo que significa un crecimiento anual de 5,50%. En el mismo periodo, el sector residencial creció 4,60%, el comercial 5,77%, el industrial 1,93% y otros 9,90%.

En la tabla No. 154 se muestra el crecimiento anual de los clientes finales y de la demanda de energía eléctrica por distribuidora.



TABLA No. 154: CRECIMIENTO DE CLIENTES FINALES Y ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Grupo	Empresa	Crecimiento 2011 vs 2012			
		Cientes	(%)	(GWh)	(%)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	1.419	2,55	0,31	5,79
	CNEL-El Oro	8.134	3,83	4,21	7,12
	CNEL-Esmeraldas	8.904	7,18	5,14	15,49
	CNEL-Guayas Los Ríos	16.179	5,51	12,89	11,18
	CNEL-Los Ríos	11.090	10,26	1,36	6,41
	CNEL-Manabí	14.729	4,81	3,39	3,68
	CNEL-Milagro	4.494	3,24	4,77	11,21
	CNEL-Sta. Elena	9.335	8,24	1,98	5,54
	CNEL-Sto. Domingo	8.312	5,18	2,04	5,57
	CNEL-Sucumbíos	6.104	8,27	4,25	23,96
Total CNEL		88.700	5,59	40,34	9,64
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	9.438	4,13	1,38	3,26
	E.E. Azogues	1.103	3,32	0,83	9,63
	E.E. Centro Sur	12.767	3,92	5,56	7,88
	E.E. Cotopaxi	4.653	4,21	0,93	2,54
	E.E. Galápagos	485	5,25	0,36	12,48
	E.E. Norte	7.319	3,41	(2,95)	(7,91)
	E.E. Quito	38.295	4,13	16,84	5,22
	E.E. Riobamba	4.952	3,15	0,24	1,09
	E.E. Sur	7.531	4,38	1,06	4,74
	Eléctrica de Guayaquil	33.789	5,33	7,49	2,09
Total Empresas Eléctricas		120.332	4,28	31,73	3,56
Total Nacional		209.032	4,75	72,08	5,50

El 25% de las distribuidoras del país (5), presentaron un crecimiento de clientes finales menor al 4%, estas son las regionales de CNEL: Manabí y de la empresas eléctrica tenemos: Ambato, Cotopaxi, Riobamba, Eléctrica de Guayaquil.

El 40% de las distribuidoras del país (8) presentaron un crecimiento de clientes finales mayor al 7%, estas son: CNEL - El Oro, CNEL - Esmeraldas, CNEL - Guayas Los Ríos, CNEL - Milagro y CNEL - Sucumbíos, de las empresas eléctricas: Azogues, Centro Sur y Galápagos.

El 35% de las distribuidoras del país (7) presentaron un crecimiento de clientes entre el 4% y 7%.

El crecimiento de la demanda de energía a nivel nacional en el 2012 se ubicó en 5,50%, esto es 72,08 GWh por encima del 2011; el sector residencial tuvo un crecimiento de 4,48%, (21,26 GWh); el comercial 6,75% (18,80 GWh); el industrial 1,83% (7.68 GWh); en alumbrado público 6,47% (5,08 GWh) y otros 14,79% (19,26 GWh), todo respecto al 2011.

16.9. Energía facturada a clientes finales

La energía facturada a los clientes finales de las distribuidoras fue de 16.224,65 GWh; de esta energía 15.842,68 GWh (97,65%) fueron demandados por sus clientes regulados, y 381,97 GWh (2,35%) por sus clientes no regulados.



De la figura No. 83, se puede notar que el sector de mayor consumo es el residencial, el que registró una demanda de 5.623,78 GWh; esto es, 35,50% del total de la energía facturada a los clientes finales; el segundo lugar lo tiene el sector industrial con una demanda de 4.685,82 GWh (29,58%), le sigue el sector comercial con una demanda de 3.208,50 GWh (20,25%), luego el sector otros y alumbrado público con una participación del 8,91% y 5,76% respectivamente.

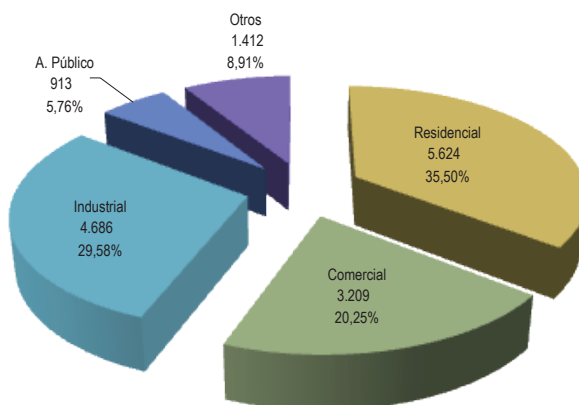


FIG. No. 83: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO (GWh)

En el 2012 se presentó un promedio nacional de consumo mensual por cliente de 121 kWh en el sector residencial, 595 kWh en el comercial y 8.472 kWh en el Industrial.

Los clientes finales de las empresas eléctricas demandaron una energía de 16.224,65 GWh, por un valor facturado de 1.285,98 MUSD.

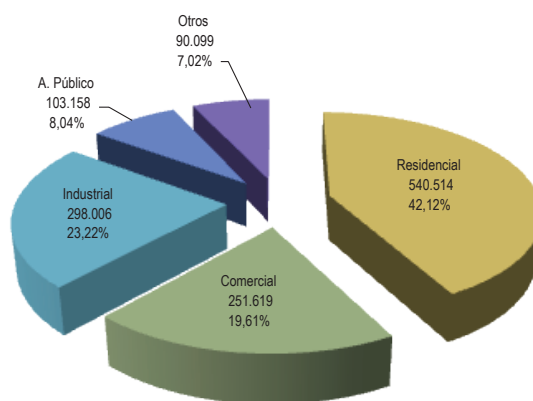


FIG. No. 84: COMPOSICIÓN DE FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CLIENTES FINALES POR SECTOR DE CONSUMO (MUSD)

Donde el sector residencial, recibió 5.623,78 GWh, por 504,51 MUSD; el sector comercial 3.208,85 GWh, por 251,66 MUSD; el sector industrial 5.067,43 GWh, por 300,56 MUSD; el alumbrado público 913,01 GWh, por 103,16 MUSD; y el grupo de consumo otros 1.411,56 GWh por 90,09 MUSD.

16.10. Precio Medio a Clientes Finales

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados fue de 8,10 USD ϕ /kWh; y por sectores: residencial 9,61 USD ϕ /kWh; comercial 7,84 USD ϕ /kWh; Industrial 6,36 USD ϕ /kWh; Alumbrado Público 11,30 USD ϕ /kWh y en otros 6,38 USD ϕ /kWh.



TABLA No. 155: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Tipo Cliente	Grupo Consumo	Energía Facturada (MWh)	Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Regulado	Residencial	5.623.780	540.514.416	9,61
	Comercial	3.208.503	251.618.627	7,84
	Industrial	4.685.815	298.006.088	6,36
	A. Público	913.013	103.158.135	11,30
	Otros	1.411.565	90.098.884	6,38
Total Regulado		10.218.903	1.283.396.149	8,10
No Regulado	Comercial	353	37.415	10,59
	Industrial	381.617	2.553.786	0,67
Total No Regulado		381.970	2.591.201	0,68
Total Nacional		10.600.874	1.285.987.350	7,93

La energía facturada por los clientes no regulados de las distribuidoras fue de 381,97 GWh por un valor de 2.591.201 USD con un precio medio de 0,68 USD ¢/kWh.

El cliente no regulado de la E.E. Sur, corresponde a un grupo de consumidores que están localizados al norte del Perú, por lo que se lo clasifica como exportación; éste registró un consumo de 0,35 GWh y una facturación de energía de 37.408 USD.

En la tabla No. 155, el precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales regulados y no regulados es de 7,93 usd ¢/kwh (8,10 regulados y 0,68 no regulados), se calcula con el total general de energía facturada (GWh) y de la facturación por servicio eléctrico (USD).

Los dos gráficos siguientes detallan los precios medios por mes y por área de concesión.

En la figura No. 85, se representan los precios medios mensuales, el valor máximo obtenido es de 8,33 USD ¢/kWh en el mes de abril y el valor mínimo es de 7,92 USD ¢/kWh en el mes de agosto.

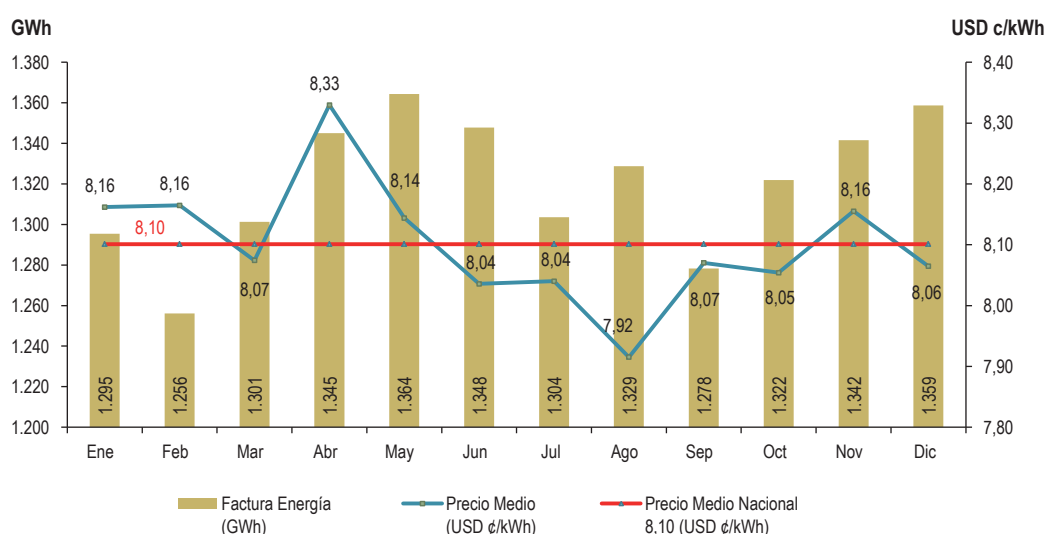


FIG. No. 85: FACTURACIÓN DE ENERGÍA Y PRECIO MEDIO MENSUAL A CLIENTES FINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En la figura No. 86, se puede apreciar los precios medios a diciembre de 2012 de cada una de las distribuidoras, en donde, el precio medio más alto se lo tiene en la Empresa Eléctrica Sur, con un valor de 9,70 USD ¢/kWh, mientras que el valor más bajo se lo tiene en la Eléctrica de Guayaquil.

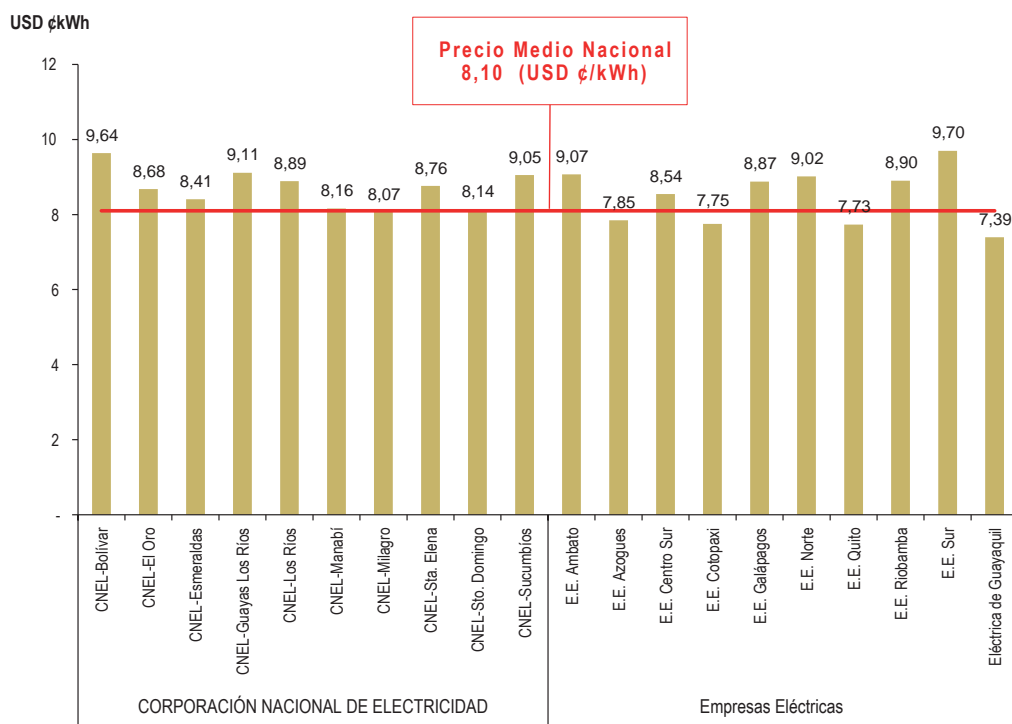


FIG. No. 86: PRECIOS MEDIOS EN LAS DISTRIBUIDORAS (USD ¢/KWH)

16.11. Facturación de Energía a Clientes Regulados de Empresas Eléctricas de Distribución

La facturación de la energía consumida por clientes regulados, se rige por el contenido del pliego tarifario establecido por el CONELEC, el que está sujeto a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Ley Orgánica de Defensa del Consumidor y a sus respectivos Reglamentos; en lo referente a la prestación del servicio de energía eléctrica.

De acuerdo a las características de consumo, se consideran tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión, tres grupos: alta, media y baja tensión.

A diciembre de 2012, se registra un total de 4.398.510 clientes regulados, en la figura No. 87 se los presenta clasificados por sector de consumo en residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros: 87,60% (3.853.176 clientes); 9,99% (439.253 clientes); 1,09% (48.068 clientes); 0,005% (211 clientes) y 1,31% (57.802) respectivamente.



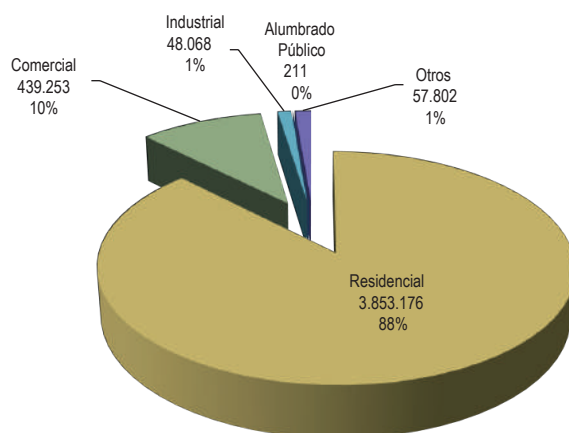


FIG. No. 87: COMPOSICIÓN DE CLIENTES REGULADOS POR SECTOR DE CONSUMO

La facturación de energía eléctrica a los Clientes Regulados de las empresas distribuidoras durante el 2012 fue de 15.842.677 MWh, por 1.590,72 MUSD, y por grupo de consumo se facturó a: los clientes residenciales 5.623.780 MWh (35,5%), clientes industriales 4.685.815 MWh (29,6%), los clientes comerciales 3.208.503 MWh (20,3%), clientes otros 1.411.565 MWh (8,9%) y a clientes de alumbrado público 913.013 MWh (5,8%).

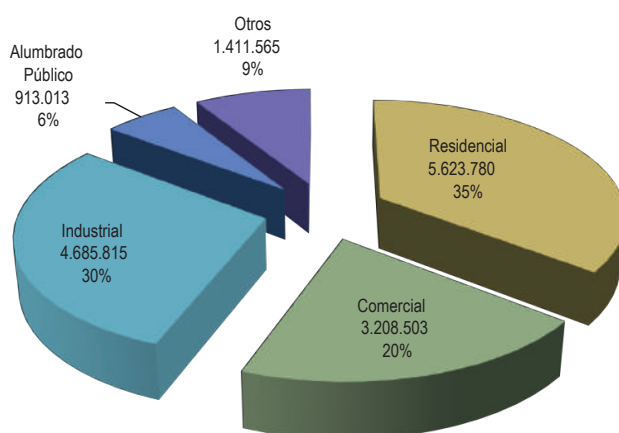


FIG. No. 88: COMPOSICIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh)

En la figura No. 89 se aprecian los dólares facturados por tipo de consumo, es así que para el sector residencial se facturó 540.514.416 USD equivalente al 42,12% del total facturado, le sigue el sector industrial con 298.006.088 USD que corresponde al 23,22%, el sector comercial ha facturado 251.618.627 USD equivalente al 19,61%, el sector de consumo de alumbrado público facturó un valor de 103.158.135 USD que representa el 8,04% y el sector de consumo otros, facturó 90.098.884 USD que corresponde al 7,02%.

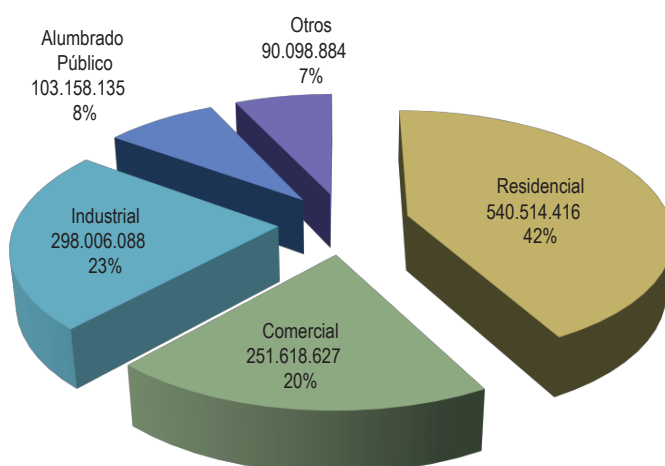


FIG. No. 89: COMPOSICIÓN DE LA FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (USD)

TABLA No. 156: NÚMERO TOTAL DE CLIENTES REGULADOS

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	Residencial	1.359.415	1.366.345	1.376.147	1.368.449	1.387.270	1.390.672	1.402.255	1.409.871	1.415.050	1.421.258	1.426.272	1.431.235
	Comercial	119.047	119.607	120.706	120.208	121.574	122.564	124.457	124.913	126.683	126.370	126.205	126.529
	Industrial	5.558	5.556	5.571	5.218	5.419	5.394	5.454	5.432	5.495	5.457	5.473	5.483
	A. Público	254	255	246	206	185	179	191	191	219	223	146	154
	Otros	22.211	22.251	22.400	21.686	22.684	22.777	22.988	23.425	23.241	22.831	22.951	23.194
Total CNEL		1.506.485	1.514.014	1.525.070	1.515.767	1.537.132	1.541.586	1.555.345	1.563.832	1.570.688	1.576.139	1.581.047	1.586.595
Empresas Eléctricas	Residencial	2.331.640	2.331.805	2.341.877	2.351.611	2.361.582	2.371.367	2.380.088	2.389.720	2.400.369	2.409.011	2.416.005	2.421.941
	Comercial	296.391	297.068	297.911	298.833	299.998	301.139	302.057	302.854	303.363	304.044	311.820	312.724
	Industrial	41.447	41.500	41.566	41.858	41.967	42.089	42.190	42.332	42.442	42.415	42.524	42.585
	A. Público	155	153	154	124	126	120	124	124	124	100	78	57
	Otros	31.418	38.122	38.216	39.238	39.071	39.529	40.037	40.063	40.537	41.046	34.458	34.608
Total Empresas Eléctricas		2.701.051	2.708.648	2.719.724	2.731.664	2.742.744	2.754.244	2.764.496	2.775.093	2.786.835	2.796.616	2.804.885	2.811.915
Nacional	Residencial	3.691.055	3.698.150	3.718.024	3.720.060	3.748.852	3.762.039	3.782.343	3.799.591	3.815.419	3.830.269	3.842.277	3.853.176
	Comercial	415.438	416.675	418.617	419.041	421.572	423.703	426.514	427.767	430.046	430.414	438.025	439.253
	Industrial	47.005	47.056	47.137	47.076	47.386	47.483	47.644	47.764	47.937	47.872	47.997	48.068
	A. Público	409	408	400	330	311	299	315	315	343	323	224	211
	Otros	53.629	60.373	60.616	60.924	61.755	62.306	63.025	63.488	63.778	63.877	57.409	57.802
Total Nacional		4.207.536	4.222.662	4.244.794	4.247.431	4.279.876	4.295.830	4.319.841	4.338.925	4.357.523	4.372.755	4.385.932	4.398.510



16. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Año 2012

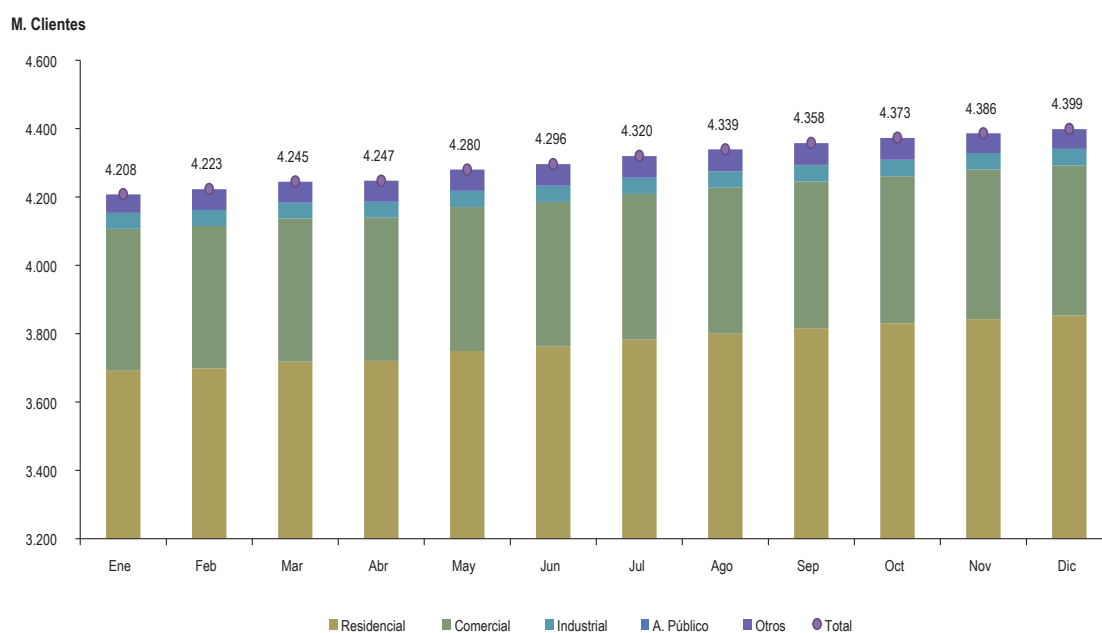


FIG. No. 90: NÚMERO TOTAL DE CLIENTES REGULADOS

TABLA No. 157: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS POR EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolivar	54.465	54.567	54.898	54.929	55.052	55.168	55.310	55.397	55.496	55.472	55.546	55.704	55.167
	CNEL-EI Oro	204.903	205.325	205.900	206.393	206.776	207.578	208.672	209.547	210.502	211.220	211.985	212.606	208.451
	CNEL-Esmeraldas	115.060	115.722	116.096	116.644	118.488	119.352	119.976	121.103	122.171	122.712	123.187	123.981	119.541
	CNEL-Guayas Los Ríos	278.119	278.861	281.439	282.496	283.825	285.005	286.394	288.404	289.484	290.981	292.134	293.531	285.889
	CNEL-Los Ríos	100.348	102.402	104.119	105.499	106.239	105.821	106.465	107.131	107.131	107.500	108.090	108.128	105.739
	CNEL-Manabí	293.397	294.760	296.712	298.001	299.840	301.082	302.282	303.594	304.749	305.361	305.907	306.155	300.987
	CNEL-Milagro	134.576	135.114	135.652	135.997	136.744	136.969	137.441	137.938	138.177	138.161	137.935	138.744	136.954
	CNEL-Sta. Elena	104.155	104.852	106.526	108.435	108.898	110.150	110.694	111.313	111.785	112.455	112.961	113.295	109.627
	CNEL-Sto. Domingo	153.189	153.834	154.838	155.495	156.546	157.221	158.234	159.008	159.657	159.560	160.047	160.609	157.353
	CNEL-Sucumbios	68.273	68.577	68.890	51.878	64.724	63.240	69.877	70.397	71.536	72.717	73.255	73.842	68.101
Total CNEL		1.506.485	1.514.014	1.525.070	1.515.767	1.537.132	1.541.586	1.555.345	1.563.832	1.570.688	1.576.139	1.581.047	1.586.595	1.547.808
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	219.661	220.160	220.768	221.570	222.388	223.168	224.131	224.994	225.751	226.834	227.975	228.355	223.813
	E.E. Azogues	32.257	32.300	32.362	32.522	32.566	32.659	32.775	32.855	33.076	33.116	33.234	33.243	32.747
	E.E. Centro Sur	313.615	314.649	315.566	316.404	317.708	319.595	320.723	321.787	322.879	323.586	324.292	325.370	319.681
	E.E. Cotopaxi	105.893	105.802	106.830	107.715	107.917	108.473	108.763	109.211	109.565	109.804	110.223	110.618	108.401
	E.E. Galápagos	8.798	8.805	8.849	8.886	8.924	8.971	9.022	9.051	9.099	9.114	9.169	9.230	8.993
	E.E. Norte	207.909	208.089	208.759	209.425	210.164	210.993	211.524	212.143	213.128	213.944	214.020	214.679	211.231
	E.E. Quito	891.235	893.752	896.293	900.720	903.897	906.832	910.260	914.325	918.044	920.774	924.114	927.047	908.941
	E.E. Riobamba	152.562	153.040	153.356	153.753	154.229	154.593	155.183	155.662	155.986	156.296	156.659	156.982	154.858
	E.E. Sur	165.343	165.430	166.306	167.080	167.372	168.292	169.246	169.988	170.590	171.154	171.687	172.068	168.713
	Eléctrica de Guayaquil	603.779	606.622	610.636	613.590	617.580	620.669	622.870	625.078	628.718	631.995	633.513	634.324	620.781
Total Empresas Eléctricas		2.701.052	2.708.649	2.719.725	2.731.665	2.742.745	2.754.245	2.764.497	2.775.094	2.786.836	2.796.617	2.804.886	2.811.916	2.758.161
Total Nacional		4.207.537	4.222.663	4.244.795	4.247.432	4.279.877	4.295.831	4.319.842	4.338.926	4.357.524	4.372.756	4.385.933	4.398.511	4.305.969



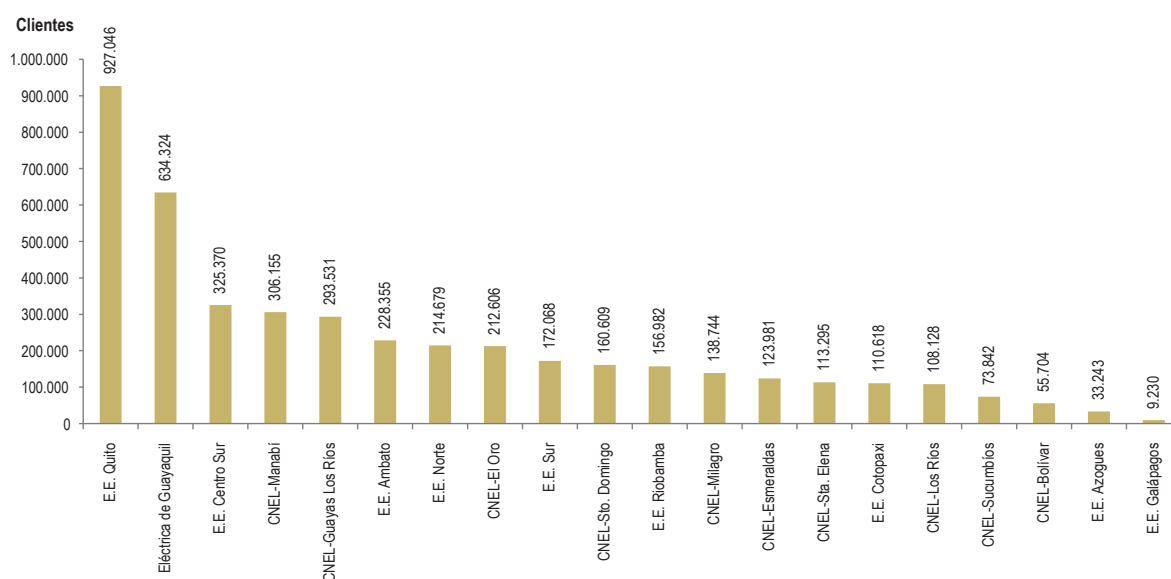


FIG. No. 91: NÚMERO DE CLIENTES REGULADOS A DICIEMBRE DE 2012, POR EMPRESA ELÉCTRICA DISTRIBUIDORA

TABLA No. 158: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS (GWh)

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad	Residencial	162,91	162,55	172,88	184,85	174,20	171,79	164,20	160,41	160,36	161,81	164,51	174,52	2.015,00
	Comercial	71,04	70,99	73,79	79,43	79,57	78,46	76,92	76,72	75,33	76,56	78,69	82,56	920,07
	Industrial	96,23	93,56	96,13	99,41	111,02	109,43	107,60	107,88	104,18	110,67	111,36	111,49	1.258,95
	A. Público	31,24	31,02	28,56	31,29	31,27	31,40	31,28	31,44	31,54	31,53	31,00	32,12	373,69
	Otros	52,70	49,83	48,63	52,14	53,97	51,07	54,68	56,15	52,37	53,86	57,28	55,42	638,09
Total CNEL		414,12	407,96	419,99	447,12	450,03	442,14	434,68	432,60	423,78	434,44	442,84	456,11	5.205,80
Empresas Eléctricas	Residencial	307,80	293,75	297,59	314,43	312,02	311,94	290,93	293,01	287,18	295,19	304,59	300,36	3.608,78
	Comercial	191,01	182,77	183,74	192,54	193,62	195,53	188,19	191,09	186,54	190,80	196,59	196,02	2.288,44
	Industrial	273,08	265,26	285,89	281,55	295,23	286,39	286,74	303,13	284,98	290,17	289,41	285,01	3.426,86
	A. Público	44,83	42,71	44,41	43,59	45,01	44,18	45,62	46,05	45,17	46,14	45,16	46,45	539,32
	Otros	64,53	63,68	69,65	65,76	68,39	67,66	57,46	62,88	50,58	65,15	62,98	74,77	773,47
Total Empresas Eléctricas		881,26	848,17	881,27	897,87	914,27	905,70	868,94	896,16	854,45	887,45	898,73	902,60	10.636,88
Nacional	Residencial	470,71	456,30	470,47	499,28	486,22	483,73	455,13	453,42	447,54	457,00	469,10	474,88	5.623,78
	Comercial	262,05	253,76	257,53	271,96	273,19	273,99	265,11	267,82	261,88	267,36	275,28	278,58	3.208,50
	Industrial	369,32	358,82	382,02	380,96	406,25	395,82	394,34	411,01	389,16	400,85	400,77	396,50	4.685,82
	A. Público	76,07	73,73	72,97	74,89	76,28	75,58	76,90	77,49	76,71	77,67	76,16	78,57	913,01
	Otros	117,22	113,51	118,28	117,90	122,36	118,73	112,14	119,02	102,95	119,00	120,26	130,19	1.411,56
Total Nacional		1.295,37	1.256,13	1.301,26	1.344,99	1.364,30	1.347,84	1.303,62	1.328,76	1.278,23	1.321,89	1.341,57	1.358,72	15.842,68



16. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Año 2012

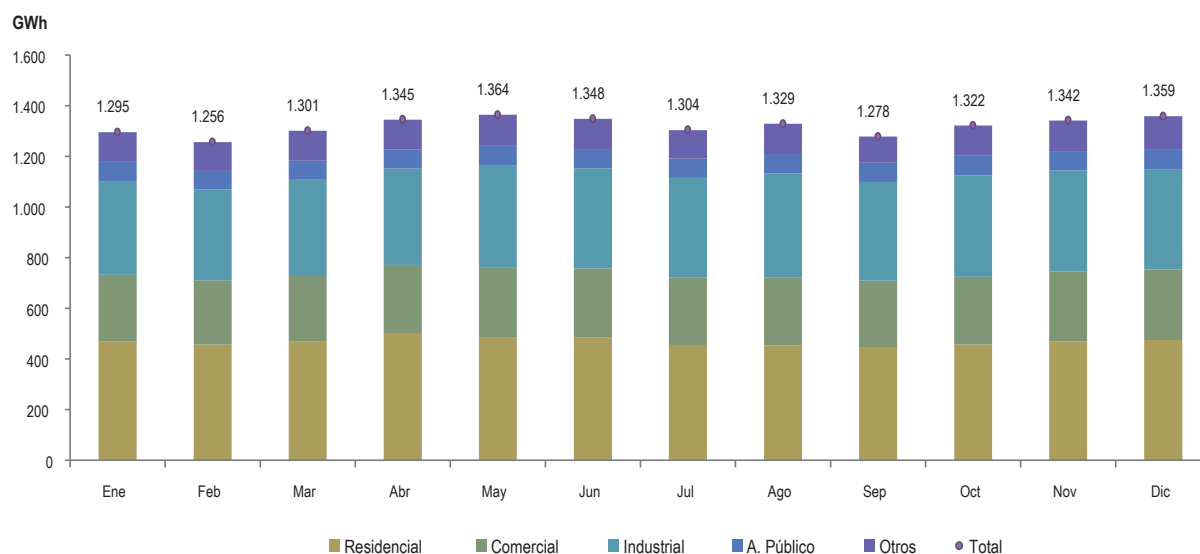


FIG. No. 92: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS (GWh)

TABLA No. 159: ENERGÍA MENSUAL FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (GWh)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolivar	5,22	5,23	5,14	5,30	5,19	5,24	5,38	5,77	5,30	5,14	5,37	5,30	63,58
	CNEL-EI Oro	55,30	56,95	57,84	59,64	62,34	59,83	55,72	55,72	53,51	53,77	55,21	59,18	685,00
	CNEL-Esmeraldas	27,28	31,60	27,07	30,69	32,33	34,01	34,67	33,44	33,77	32,35	34,25	32,87	384,33
	CNEL-Guayas Los Ríos	99,91	95,63	102,93	105,27	108,95	105,60	102,09	103,44	103,64	105,32	113,50	114,22	1.260,50
	CNEL-Los Ríos	20,83	20,30	20,43	23,09	23,03	22,46	20,39	20,40	21,95	21,05	21,13	21,23	256,30
	CNEL-Manabí	86,53	82,62	87,06	94,15	94,63	93,34	89,82	88,93	86,12	89,28	92,33	91,86	1.076,67
	CNEL-Milagro	39,35	38,19	37,78	40,94	40,24	42,04	39,75	40,16	39,56	39,41	41,32	42,30	481,02
	CNEL-Sta. Elena	32,53	33,02	34,84	37,03	34,05	31,34	32,70	32,94	30,40	36,38	28,93	35,60	399,74
	CNEL-Sto. Domingo	32,94	30,42	33,72	33,50	35,61	34,38	35,23	35,05	34,09	34,79	33,61	35,79	409,14
	CNEL-Sucumbios	14,24	13,99	13,19	17,51	13,66	13,92	18,92	16,77	15,45	16,95	17,18	17,76	189,53
Total CNEL		414,12	407,96	419,99	447,12	450,03	442,14	434,68	432,60	423,78	434,44	442,84	456,11	5.205,80
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	39,43	38,59	39,91	39,65	40,97	40,69	40,27	41,53	41,61	42,51	43,58	42,12	490,86
	E.E. Azogues	7,95	7,54	7,42	8,03	8,21	8,36	8,37	8,35	8,32	6,81	7,99	8,63	95,98
	E.E. Centro Sur	68,53	65,83	66,86	67,82	68,99	68,44	68,56	69,51	68,94	70,71	69,76	70,38	824,32
	E.E. Cotopaxi	31,35	25,60	32,34	29,60	31,87	31,28	31,89	32,83	31,58	32,42	31,72	30,78	373,25
	E.E. Galápagos	3,15	2,89	3,26	3,35	3,57	3,26	2,86	2,82	2,74	2,75	2,70	2,85	36,20
	E.E. Norte	38,40	36,94	35,06	35,66	34,99	36,55	35,19	36,35	36,13	36,07	37,47	36,52	435,35
	E.E. Quito	293,84	288,61	288,58	298,46	292,70	299,62	297,46	301,37	301,05	303,48	314,80	314,11	3.594,08
	E.E. Riobamba	22,76	21,96	22,41	22,13	22,29	22,52	23,28	22,41	22,37	22,62	22,86	22,10	269,70
	E.E. Sur	20,46	21,72	19,85	21,09	21,01	21,44	21,24	22,04	21,74	21,69	22,98	22,28	257,55
	Eléctrica de Guayaquil	355,40	338,48	365,59	372,08	389,67	373,55	339,82	358,94	319,97	348,40	344,87	352,83	4.259,59
Total Empresas Eléctricas		881,26	848,17	881,27	897,87	914,27	905,70	868,94	896,16	854,45	887,45	898,73	902,60	10.636,88
Total Nacional		1.295,37	1.256,13	1.301,26	1.344,99	1.364,30	1.347,84	1.303,62	1.328,76	1.278,23	1.321,89	1.341,57	1.358,72	15.842,68



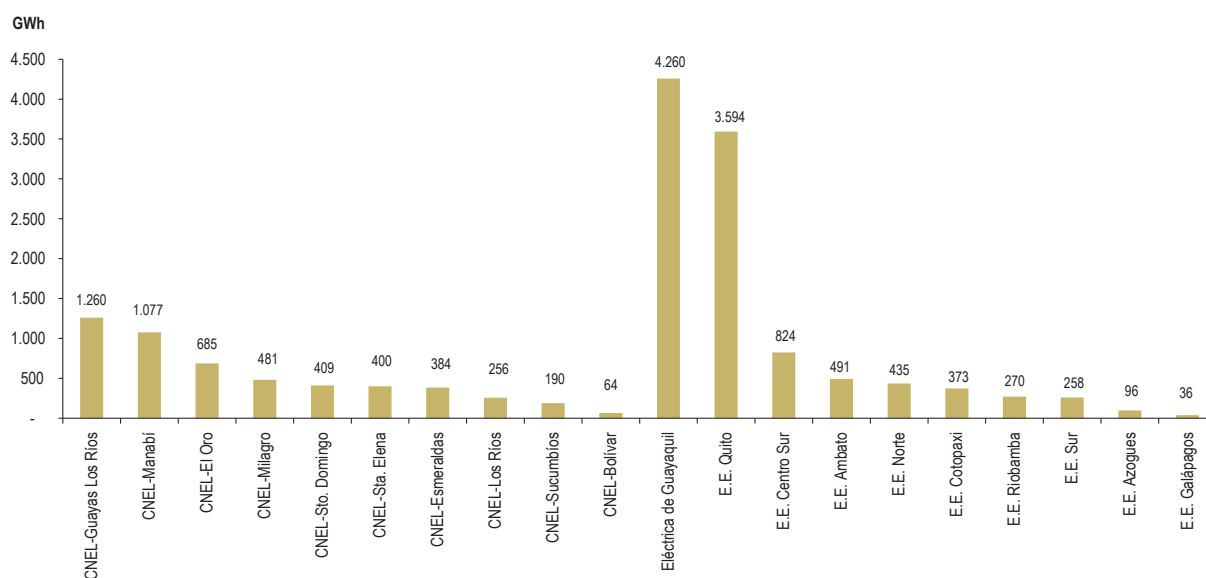


FIG. No. 93: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (GWh)

TABLA No. 160: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Corporación Nacional de Electricidad	Residencial	16,44	16,32	17,50	19,81	17,84	17,62	16,46	16,11	16,06	16,09	16,48	17,50	204,24
	Comercial	5,84	5,81	6,03	6,53	6,44	6,47	6,27	6,25	6,20	6,25	6,44	6,72	75,25
	Industrial	6,64	6,58	6,72	6,92	7,57	7,51	7,31	7,42	7,10	7,51	7,64	7,60	86,52
	A. Público	3,13	3,11	2,57	3,22	3,44	3,40	3,36	3,18	3,09	3,49	3,56	3,77	39,32
	Otros	3,47	3,49	3,31	4,20	3,05	2,64	3,64	3,69	3,40	3,78	3,86	3,86	42,38
Total CNELE		35,52	35,31	36,14	40,67	38,34	37,64	37,05	36,65	35,84	37,12	37,98	39,45	447,71
Empresas Eléctricas	Residencial	28,81	27,18	27,72	29,54	30,19	29,05	26,87	26,95	26,50	27,20	28,70	27,58	336,28
	Comercial	14,68	14,09	14,16	14,95	14,90	15,03	14,58	14,65	14,35	14,78	15,05	15,14	176,37
	Industrial	17,01	16,61	17,57	17,38	17,99	17,64	17,67	18,45	17,58	17,91	18,00	17,66	211,48
	A. Público	5,90	5,09	4,95	5,07	5,39	5,36	5,11	5,15	5,10	5,30	5,73	5,69	63,83
	Otros	3,81	4,28	4,52	4,43	4,30	3,58	3,53	3,32	3,79	4,16	3,94	4,06	47,72
Total Empresas Eléctricas		70,20	67,25	68,93	71,37	72,77	70,67	67,76	68,52	67,32	69,35	71,43	70,12	835,68
Nacional	Residencial	45,25	43,50	45,22	49,35	48,04	46,67	43,33	43,06	42,55	43,29	45,18	45,08	540,51
	Comercial	20,52	19,90	20,20	21,47	21,34	21,50	20,86	20,90	20,55	21,03	21,50	21,86	251,62
	Industrial	23,64	23,20	24,29	24,30	25,56	25,16	24,98	25,87	24,68	25,42	25,65	25,26	298,01
	A. Público	9,03	8,20	7,53	8,29	8,83	8,76	8,47	8,33	8,19	8,79	9,28	9,46	103,16
	Otros	7,28	7,76	7,83	8,62	7,34	6,22	7,18	7,01	7,19	7,94	7,80	7,92	90,10
Total Nacional		105,73	102,56	105,07	112,03	111,11	108,31	104,81	105,18	103,16	106,47	109,41	109,58	1.283,40



16. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Año 2012

MUSD

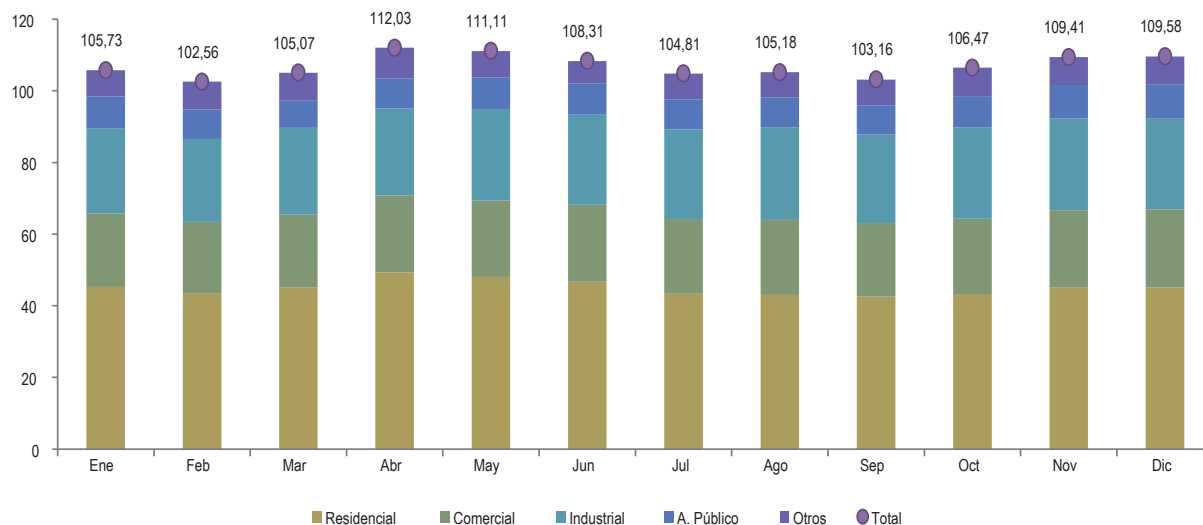


FIG. No. 94: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO (MUSD)

TABLA No. 161: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (MUSD)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Guayas Los Ríos	8,65	8,33	9,12	10,14	10,23	9,91	9,29	9,38	9,39	9,51	10,28	10,66	114,88
	CNEL-Manabí	7,08	6,80	7,13	7,90	7,81	7,82	7,33	7,20	6,97	7,00	7,43	7,37	87,85
	CNEL-EI Oro	4,83	4,90	5,04	5,19	5,44	5,25	4,85	4,79	4,64	4,62	4,80	5,12	59,46
	CNEL-Milagro	3,28	3,20	3,18	3,39	3,33	3,25	3,05	3,01	3,09	3,24	3,35	3,44	38,81
	CNEL-Sta. Elena	2,84	2,95	2,91	4,55	1,65	2,59	2,91	2,89	2,76	3,24	2,55	3,17	35,02
	CNEL-Sto. Domingo	2,89	2,71	2,69	2,69	2,83	2,74	2,81	2,81	2,74	2,79	2,71	2,91	33,31
	CNEL-Esmeraldas	2,17	2,68	2,36	2,67	2,89	2,72	2,95	2,89	2,33	2,85	2,93	2,87	32,31
	CNEL-Los Ríos	1,89	1,88	1,91	2,19	2,09	1,97	1,74	1,77	1,97	1,75	1,82	1,81	22,78
	CNEL-Sucumbios	1,37	1,33	1,27	1,46	1,59	0,90	1,62	1,42	1,46	1,57	1,57	1,59	17,16
	CNEL-Bolívar	0,53	0,53	0,52	0,49	0,48	0,49	0,50	0,51	0,50	0,55	0,53	0,50	6,13
Total CNEL		35,52	35,31	36,14	40,67	38,34	37,64	37,05	36,65	35,84	37,12	37,98	39,45	447,71
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	27,33	25,59	27,18	28,58	29,84	27,12	24,58	24,96	23,76	25,16	25,27	25,62	314,99
	E.E. Quito	22,73	22,18	22,00	22,90	22,70	23,25	23,02	23,18	23,22	23,51	25,21	23,93	277,85
	E.E. Centro Sur	5,81	5,66	5,66	5,80	5,85	5,83	5,86	5,91	5,94	6,13	5,93	6,05	70,42
	E.E. Ambato	3,61	3,56	3,63	3,62	3,70	3,71	3,62	3,72	3,73	3,86	3,95	3,80	44,51
	E.E. Norte	3,37	3,27	3,17	3,24	3,19	3,30	3,18	3,23	3,23	3,26	3,48	3,33	39,25
	E.E. Cotopaxi	2,44	2,10	2,51	2,30	2,52	2,42	2,44	2,50	2,41	2,48	2,46	2,35	28,93
	E.E. Sur	1,97	2,07	1,92	2,02	2,05	2,12	2,06	2,11	2,12	2,13	2,24	2,16	24,98
	E.E. Riobamba	2,05	1,97	1,99	1,99	1,98	1,99	2,08	2,01	2,01	2,02	1,98	1,96	24,00
	E.E. Azogues	0,62	0,61	0,58	0,63	0,63	0,64	0,66	0,66	0,64	0,57	0,65	0,66	7,53
	E.E. Galápagos	0,27	0,25	0,29	0,29	0,31	0,28	0,25	0,25	0,26	0,23	0,25	0,26	3,21
Total Empresas Eléctricas		70,20	67,25	68,93	71,37	72,77	70,67	67,76	68,52	67,32	69,35	71,43	70,12	835,68
Total Nacional		105,73	102,56	105,07	112,03	111,11	108,31	104,81	105,18	103,16	106,47	109,41	109,58	1.283,40

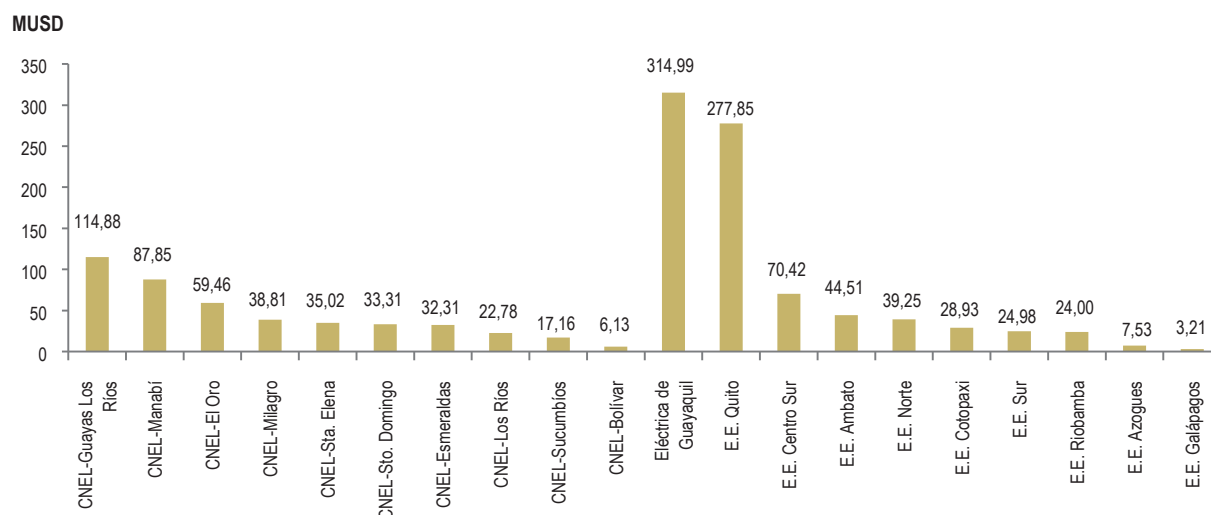


FIG. No. 95: VALOR TOTAL DE ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (MUSD)

Los clientes regulados de las empresas eléctricas demandaron una energía de 15.843 GWh, por un valor facturado de 1.283,40 MUSD; recaudando 1.230,48 MUSD lo que representa el 95,88 % del valor facturado.

Bajo este contexto, el sector residencial, recibió 5.624 GWh, por 540,51 MUSD; el sector comercial 3.209 GWh, por 252 MUSD; el sector industrial 4.686 GWh, por 298 MUSD; el alumbrado público 913 GWh, por 103 MUSD; y el grupo de consumo otros 1.412 GWh por 90 MUSD.

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados fue de 8,10 USD ¢/ kWh y por sectores se detalla a continuación.

TABLA No. 162: PRECIOS MEDIOS NACIONALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

Grupo de Consumo	(USD ¢/kWh)
Comercial	7,84
Residencial	9,61
Industrial	6,36
A. Público	11,30
Otros	6,38
Total	8,10



TABLA No. 163: PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

Grupo Empresa	Grupo de Consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Corporación Nacional de Electricidad	Residencial	10,09	10,04	10,12	10,72	10,24	10,26	10,02	10,04	10,01	9,94	10,01	10,03	10,14
	Comercial	8,22	8,18	8,18	8,22	8,09	8,24	8,15	8,15	8,22	8,16	8,19	8,14	8,18
	Industrial	6,90	7,04	6,99	6,96	6,82	6,87	6,79	6,88	6,81	6,79	6,86	6,82	6,87
	A. Público	10,03	10,02	9,01	10,28	10,99	10,82	10,75	10,12	9,79	11,08	11,47	11,75	10,52
	Otros	6,58	6,99	6,81	8,05	5,64	5,18	6,66	6,57	6,49	7,02	6,74	6,96	6,64
Total CNEL		8,58	8,65	8,60	9,10	8,52	8,51	8,52	8,47	8,46	8,54	8,58	8,65	8,60
Empresas Eléctricas	Residencial	9,36	9,25	9,31	9,39	9,68	9,31	9,23	9,20	9,23	9,21	9,42	9,18	9,32
	Comercial	7,69	7,71	7,71	7,76	7,70	7,69	7,75	7,67	7,69	7,75	7,66	7,72	7,71
	Industrial	6,23	6,26	6,15	6,17	6,09	6,16	6,16	6,09	6,17	6,17	6,22	6,20	6,17
	A. Público	13,15	11,91	11,15	11,63	11,98	12,14	11,20	11,18	11,29	11,48	12,68	12,25	11,84
	Otros	5,91	6,72	6,49	6,73	6,28	5,29	6,15	5,28	7,50	6,38	6,26	5,43	6,17
Total Empresas Eléctricas		7,97	7,93	7,82	7,95	7,96	7,80	7,80	7,65	7,88	7,81	7,95	7,77	7,86
Nacional	Residencial	9,61	9,53	9,61	9,88	9,88	9,65	9,52	9,50	9,51	9,47	9,63	9,49	9,61
	Comercial	7,83	7,84	7,84	7,90	7,81	7,85	7,87	7,80	7,85	7,87	7,81	7,85	7,84
	Industrial	6,40	6,47	6,36	6,38	6,29	6,36	6,34	6,30	6,34	6,34	6,40	6,37	6,36
	A. Público	11,87	11,12	10,31	11,07	11,57	11,59	11,02	10,75	10,68	11,32	12,19	12,04	11,30
	Otros	6,21	6,84	6,62	7,31	6,00	5,24	6,40	5,89	6,99	6,67	6,49	6,08	6,38
Total Nacional		8,16	8,16	8,07	8,33	8,14	8,036	8,04	7,92	8,07	8,05	8,16	8,06	8,10

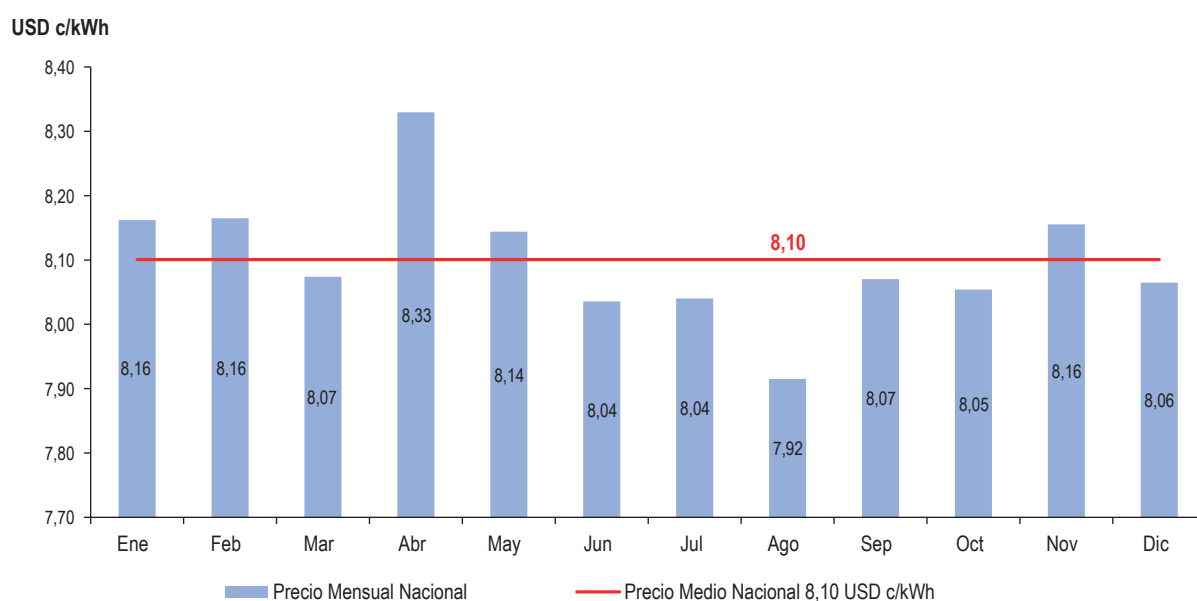


FIG. No. 96: PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

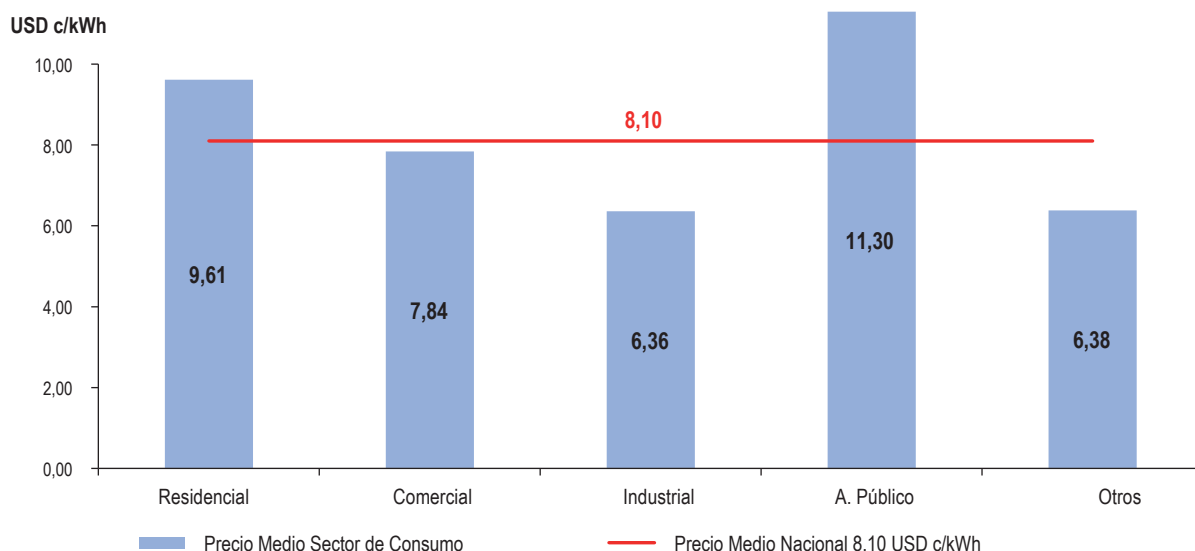


FIG. No. 97: PRECIOS MEDIOS POR GRUPO DE CONSUMO DE CLIENTES REGULADOS (USD ¢/kWh)

En la tabla No. 164 se aprecia los precios medios (USD ¢/kWh) de las distribuidoras mes a mes en el 2012, en el mes de junio se observa el precio medio nacional más bajo y es 8,0356 USD ¢/kWh, donde CNEL obtuvo un precio medio de 8,60 USD ¢/kWh y las empresas eléctricas alcanza un precio medio de 7,86 USD ¢/kWh, mientras que en el mes de abril, se tiene el precio medio nacional más alto del periodo con un valor de 8,33 USD ¢/kWh.

TABLA No. 164: PRECIOS MEDIOS MENSUALES A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Precio Medio
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	10,10	10,11	10,15	9,31	9,30	9,29	9,30	8,80	9,35	10,75	9,80	9,51	9,64
	CNEL-Guayas Los Ríos	8,65	8,71	8,86	9,63	9,39	9,39	9,10	9,06	9,06	9,03	9,05	9,33	9,11
	CNEL-Sucumbios	9,65	9,50	9,64	8,31	11,65	6,49	8,56	8,48	9,45	9,23	9,17	8,97	9,05
	CNEL-Los Ríos	9,08	9,24	9,33	9,48	9,08	8,79	8,51	8,70	8,97	8,30	8,59	8,54	8,89
	CNEL-Sta. Elena	8,73	8,94	8,37	12,30	4,83	8,27	8,90	8,77	9,08	8,92	8,82	8,91	8,76
	CNEL-EI Oro	8,73	8,60	8,71	8,70	8,72	8,77	8,70	8,60	8,67	8,59	8,70	8,65	8,68
	CNEL-Esmeraldas	7,96	8,48	8,72	8,70	8,94	7,99	8,50	8,63	6,91	8,82	8,56	8,75	8,41
	CNEL-Manabí	8,18	8,23	8,19	8,39	8,26	8,37	8,17	8,09	8,09	7,84	8,05	8,03	8,16
	CNEL-Sto. Domingo	8,77	8,90	7,99	8,03	7,94	7,98	7,97	8,01	8,04	8,01	8,08	8,12	8,14
	CNEL-Milagro	8,33	8,38	8,41	8,28	8,28	7,73	7,68	7,49	7,81	8,22	8,12	8,13	8,07
Total CNEL		8,58	8,65	8,60	9,10	8,52	8,51	8,52	8,47	8,46	8,54	8,58	8,65	8,60



TABLA No. 164: PRECIOS MEDIOS MENSUALES A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh) (cont.)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Precio Medio
Empresas Eléctricas	E.E. Sur	9,62	9,54	9,69	9,57	9,77	9,91	9,68	9,55	9,76	9,83	9,76	9,70	9,70
	E.E. Ambato	9,16	9,21	9,09	9,12	9,02	9,12	9,00	8,97	8,97	9,08	9,07	9,01	9,07
	E.E. Norte	8,77	8,85	9,04	9,10	9,13	9,03	9,04	8,88	8,94	9,04	9,28	9,11	9,02
	E.E. Riobamba	9,00	8,97	8,86	8,98	8,87	8,83	8,95	8,95	8,97	8,92	8,64	8,87	8,90
	E.E. Galápagos	8,61	8,73	8,79	8,79	8,75	8,72	8,79	8,78	9,55	8,51	9,39	9,24	8,87
	E.E. Centro Sur	8,48	8,59	8,46	8,55	8,48	8,51	8,55	8,50	8,61	8,67	8,50	8,59	8,54
	E.E. Azogues	7,83	8,08	7,86	7,81	7,61	7,64	7,83	7,89	7,65	8,34	8,12	7,65	7,85
	E.E. Cotopaxi	7,77	8,19	7,77	7,78	7,90	7,73	7,67	7,61	7,64	7,65	7,75	7,64	7,75
	E.E. Quito	7,74	7,69	7,62	7,67	7,76	7,76	7,74	7,69	7,71	7,75	8,01	7,62	7,73
	Eléctrica de Guayaquil	7,69	7,56	7,43	7,68	7,66	7,26	7,23	6,95	7,42	7,22	7,33	7,26	7,39
Total Empresas Eléctricas		7,97	7,93	7,82	7,95	7,96	7,80	7,80	7,65	7,88	7,81	7,95	7,77	7,86
Total Nacional		8,16	8,16	8,07	8,33	8,14	8,04	8,04	7,92	8,07	8,05	8,16	8,06	8,10

USD c/kWh

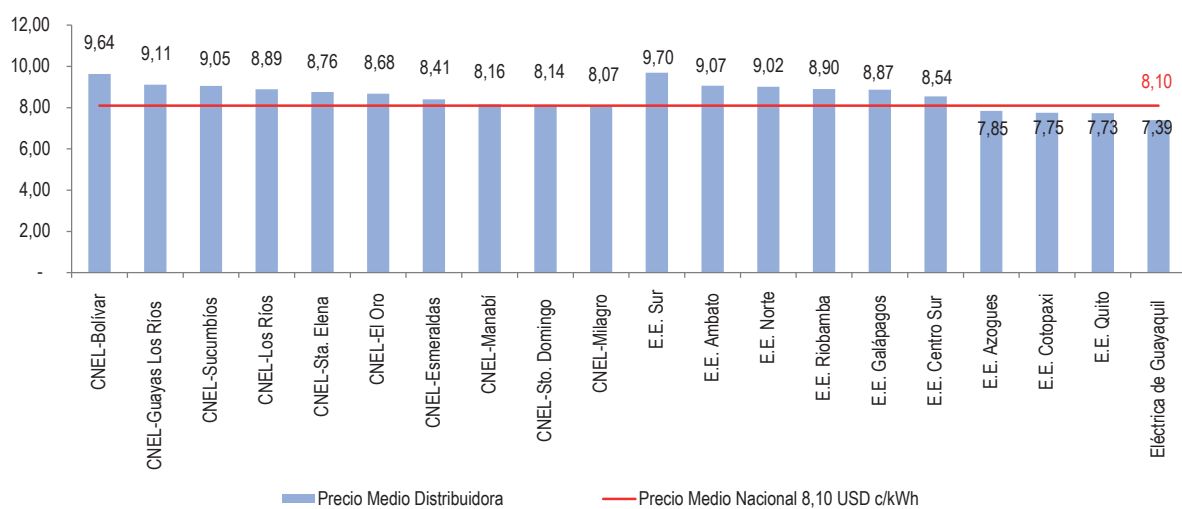


FIG. No. 98: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS POR DISTRIBUIDORA (USD ¢/kWh)

TABLA No. 165: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
CNEL-Bolivar	Clientes	54.465	54.567	54.898	54.929	55.052	55.168	55.310	55.397	55.496	55.472	55.546	55.704	55.704
	Energía Facturada (GWh)	5,22	5,23	5,14	5,30	5,19	5,24	5,38	5,77	5,30	5,14	5,37	5,30	63,58
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	10,10	10,11	10,15	9,31	9,30	9,29	9,30	8,80	9,35	10,75	9,80	9,51	9,64
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	527	529	522	493	482	487	500	508	495	552	526	504	6.126
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	381	496	462	472	503	487	505	457	503	484	559	578	5.887
	Recaudación (%)	72	94	89	96	104	100	101	90	102	88	106	115	96
CNEL-El Oro	Clientes	204.903	205.325	205.900	206.393	206.776	207.578	208.672	209.547	210.502	211.220	211.985	212.606	212.606
	Energía Facturada (GWh)	55,30	56,95	57,84	59,64	62,34	59,83	55,72	55,72	53,51	53,77	55,21	59,18	685,00
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,73	8,60	8,71	8,70	8,72	8,77	8,70	8,60	8,67	8,59	8,70	8,65	8,68
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	4.828	4.898	5.038	5.190	5.436	5.248	4.847	4.792	4.638	4.621	4.803	5.119	59.459
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	4.528	4.959	4.715	5.033	5.151	5.002	4.572	4.849	4.892	4.953	4.610	5.156	58.420
	Recaudación (%)	94	101	94	97	95	95	94	101	105	107	96	101	98
CNEL-Esmeraldas	Clientes	115.060	115.722	116.096	116.644	118.488	119.352	119.976	121.103	122.171	122.712	123.187	123.981	123.981
	Energía Facturada (GWh)	27,28	31,60	27,07	30,69	32,33	34,01	34,67	33,44	33,77	32,35	34,25	32,87	384,33
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	7,96	8,48	8,72	8,70	8,94	7,99	8,50	8,63	6,91	8,82	8,56	8,75	8,41
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	2.171	2.678	2.360	2.671	2.890	2.718	2.947	2.885	2.332	2.853	2.932	2.875	32.313
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	1.916	2.069	2.082	2.018	2.473	2.441	2.700	2.671	2.917	2.617	2.398	2.306	28.607
	Recaudación (%)	88	77	88	76	86	90	92	93	125	92	82	80	89
CNEL-Guayas Los Ríos	Clientes	278.119	278.861	281.439	282.496	283.825	285.005	286.394	288.404	289.484	290.981	292.134	293.531	293.531
	Energía Facturada (GWh)	99,91	95,63	102,93	105,27	108,95	105,60	102,09	103,44	103,64	105,32	113,50	114,22	1.260,50
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,65	8,71	8,86	9,63	9,39	9,39	9,10	9,06	9,06	9,03	9,05	9,33	9,11
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	8.646	8.331	9.121	10.142	10.231	9.913	9.292	9.376	9.385	9.507	10.275	10.658	114.880
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	8.772	8.651	8.348	10.230	10.619	10.359	9.781	9.353	10.260	9.666	9.549	11.069	116.655
	Recaudación (%)	101	104	92	101	104	104	105	100	109	102	93	104	102
CNEL-Los Ríos	Clientes	100.348	102.402	104.119	105.499	106.239	105.821	106.465	107.131	107.131	107.500	108.090	108.128	108.128
	Energía Facturada (GWh)	20,83	20,30	20,43	23,09	23,03	22,46	20,39	20,40	21,95	21,05	21,13	21,23	256,30
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9,08	9,24	9,33	9,48	9,08	8,79	8,51	8,70	8,97	8,30	8,59	8,54	8,89
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	1.891	1.875	1.907	2.188	2.092	1.974	1.736	1.774	1.968	1.748	1.816	1.813	22.782
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	1.637	1.958	1.258	1.568	1.551	1.805	1.752	1.452	1.685	1.648	1.439	1.792	19.544
	Recaudación (%)	87	104	66	72	74	91	101	82	86	94	79	99	86

TABLA No. 165: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL) (cont.)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
CNEL-Manabí	Clientes	293.397	294.760	296.712	298.001	299.840	301.082	302.282	303.594	304.749	305.361	305.907	306.155	306.155
	Energía Facturada (GWh)	86,53	82,62	87,06	94,15	94,63	93,34	89,82	88,93	86,12	89,28	92,33	91,86	1.076,67
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,18	8,23	8,19	8,39	8,26	8,37	8,17	8,09	8,09	7,84	8,05	8,03	8,16
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	7.079	6.802	7.134	7.898	7.812	7.817	7.334	7.196	6.969	7.001	7.433	7.374	87.849
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	6.244	6.111	6.867	6.430	7.094	6.899	6.975	7.624	6.255	6.546	11.649	6.138	84.834
	Recaudación (%)	88	90	96	81	91	88	95	106	90	93	157	83	97
CNEL-Milagro	Clientes	134.576	135.114	135.652	135.997	136.744	136.969	137.441	137.938	138.177	138.161	137.935	138.744	138.744
	Energía Facturada (GWh)	39,35	38,19	37,78	40,94	40,24	42,04	39,75	40,16	39,56	39,41	41,32	42,30	481,02
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,33	8,38	8,41	8,28	8,28	7,73	7,68	7,49	7,81	8,22	8,12	8,13	8,07
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	3.277	3.202	3.177	3.389	3.332	3.250	3.053	3.007	3.090	3.240	3.353	3.438	38.808
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	3.183	3.221	3.151	3.134	3.029	3.179	3.192	3.344	3.179	2.991	2.954	2.635	37.192
	Recaudación (%)	97	101	99	92	91	98	105	111	103	92	88	77	96
CNEL-Sta. Elena	Clientes	104.155	104.852	106.526	108.435	108.898	110.150	110.694	111.313	111.785	112.455	112.961	113.295	113.295
	Energía Facturada (GWh)	32,53	33,02	34,84	37,03	34,05	31,34	32,70	32,94	30,40	36,38	28,93	35,60	399,74
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,73	8,94	8,37	12,30	4,83	8,27	8,90	8,77	9,08	8,92	8,82	8,91	8,76
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	2.841	2.953	2.914	4.553	1.646	2.590	2.910	2.889	2.759	3.244	2.551	3.174	35.024
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	2.609	2.392	2.168	1.972	4.129	3.472	2.666	3.311	2.983	3.145	2.834	3.424	35.104
	Recaudación (%)	92	81	74	43	251	134	92	115	108	97	111	108	100
CNEL-Sto. Domingo	Clientes	153.189	153.834	154.838	155.495	156.546	157.221	158.234	159.008	159.657	159.560	160.047	160.609	160.609
	Energía Facturada (GWh)	32,94	30,42	33,72	33,50	35,61	34,38	35,23	35,05	34,09	34,79	33,61	35,79	409,14
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	8,77	8,90	7,99	8,03	7,94	7,98	7,97	8,01	8,04	8,01	8,08	8,12	8,14
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	2.888	2.708	2.694	2.690	2.827	2.742	2.809	2.806	2.742	2.787	2.714	2.906	33.313
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	2.613	2.548	2.491	2.624	2.965	2.942	2.972	3.008	2.934	2.506	2.464	2.563	32.630
	Recaudación (%)	90	94	92	98	105	107	106	107	107	90	91	88	98

TABLA No. 165: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CNEL) (cont.)

Empresa	Valores	MES												Total Anual	
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
CNEL-Sucumbios	Clientes	68.273	68.577	68.890	51.878	64.724	63.240	69.877	70.397	71.536	72.717	73.255	73.842	73.842	73.842
	Energía Facturada (GWh)	14,24	13,99	13,19	17,51	13,66	13,92	18,92	16,77	15,45	16,95	17,18	17,76	17,76	189,53
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9,65	9,50	9,64	8,31	11,65	6,49	8,56	8,48	9,45	9,23	9,17	8,97	8,97	9,05
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	1.374	1.329	1.272	1.455	1.591	903	1.620	1.422	1.460	1.565	1.575	1.593	1.593	17.159
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	1.103	1.103	1.229	1.053	1.142	1.282	1.414	1.492	1.361	1.534	1.447	1.280	1.280	15.441
	Recaudación (%)	80	83	97	72	72	142	87	105	93	98	92	80	80	90
Total Clientes		1.506,485	1.514,014	1.525,070	1.515,767	1.537,132	1.541,386	1.555,345	1.563,832	1.570,688	1.576,139	1.581,047	1.586,595	1.586,595	
Total Energía Facturada (GWh)		414,12	407,96	419,99	447,12	450,03	442,14	434,68	432,60	423,78	434,44	442,64	456,11	5.205,80	
Total Precio Medio (USD ¢/kWh)		8,58	8,65	8,60	9,10	8,52	8,51	8,52	8,47	8,46	8,54	8,58	8,65	8,60	
Total Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)		35.523	35.306	36.140	40.669	38.339	37.640	37.048	36.654	35.839	37.120	37.979	39.453	447.711	
Total Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)		32.986	33.510	32.770	34.534	38.656	37.867	36.528	37.560	36.969	36.090	39.902	36.940	434.312	
Total Recaudación (%)		92,86	94,91	90,68	84,91	100,83	100,60	98,59	102,47	103,15	97,23	105,06	93,63	97,01	

TABLA No. 166: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS

Empresa	Valores	MES												Total Anual	
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
E.E. Ambato	Clientes	219.661	220.160	220.768	221.570	222.388	223.168	224.131	224.994	225.751	226.834	227.975	228.355	228.355	228.355
	Energía Facturada (GWh)	39,43	38,59	39,91	39,65	40,97	40,69	40,27	41,53	41,61	42,51	43,58	42,12	42,12	490,86
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9,16	9,21	9,09	9,12	9,02	9,12	9,00	8,97	8,97	9,08	9,07	9,01	9,01	9,07
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	3.613	3.555	3.627	3.615	3.697	3.711	3.622	3.724	3.734	3.861	3.954	3.796	3.796	44.510
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	3.640	3.467	3.549	3.570	3.597	3.632	3.750	3.633	3.530	3.822	3.693	3.834	3.834	43.718
	Recaudación (%)	101	98	98	99	97	98	104	98	95	99	93	101	101	98
Total Clientes		32.257	32.300	32.362	32.522	32.566	32.659	32.775	32.855	33.076	33.116	33.234	33.243	33.243	
Energía Facturada (GWh)		7,95	7,54	7,42	8,03	8,21	8,36	8,37	8,35	8,32	8,61	7,99	8,63	95,98	
Precio Medio (USD ¢/kWh)		7,83	8,08	7,86	7,81	7,61	7,64	7,83	7,89	7,65	8,34	8,12	7,65	7,85	
Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)		622	609	583	627	626	638	655	659	637	568	649	660	7.533	
Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)		625	611	614	579	617	616	590	643	640	595	652	723	7.504	
Recaudación (%)		100	100	105	92	99	96	90	98	100	105	100	109	100	



TABLA No. 166: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (cont.)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
E.E. Centro Sur	Clientes	313.615	314.649	315.566	316.404	317.708	319.595	320.723	321.787	322.879	323.586	324.292	325.370	325.370
	Energía Facturada (GWh)	68.53	65.83	66.86	67.82	68.99	68.44	68.56	69.51	68.94	70.71	69.76	70.38	824.32
	Precio Medio (USD ϕ /kWh)	8,48	8,59	8,46	8,55	8,48	8,51	8,55	8,50	8,50	8,61	8,50	8,59	8,54
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	5.813	5.658	5.658	5.797	5.852	5.826	5.860	5.908	5.938	6.131	5.932	6.046	70.420
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	5.097	4.922	5.719	5.647	5.805	5.420	5.634	5.662	5.662	5.344	5.916	5.135	65.949
	Recaudación (%)	88	87	101	97	99	93	96	96	96	90	100	85	94
E.E. Cotopaxi	Clientes	105.893	105.802	106.830	107.715	107.917	108.473	108.763	109.211	109.565	109.804	110.223	110.618	110.618
	Energía Facturada (GWh)	31.35	25.60	32.34	29.60	31.87	31.28	31.89	32.83	31.58	32.42	31.72	30.78	373.25
	Precio Medio (USD ϕ /kWh)	7,77	8,19	7,77	7,78	7,90	7,73	7,67	7,61	7,64	7,65	7,75	7,64	7,75
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	2.437	2.095	2.512	2.303	2.518	2.417	2.445	2.497	2.413	2.480	2.459	2.351	28.927
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	2.382	2.094	2.079	2.177	2.207	1.617	2.275	2.204	2.262	2.319	2.273	2.312	26.199
	Recaudación (%)	98	100	83	95	88	67	93	88	94	93	92	98	91
E.E. Galápagos	Clientes	8.798	8.805	8.849	8.886	8.924	8.971	9.022	9.051	9.099	9.114	9.169	9.230	9.230
	Energía Facturada (GWh)	3,15	2,89	3,26	3,35	3,57	3,26	2,86	2,82	2,74	2,75	2,70	2,85	36,20
	Precio Medio (USD ϕ /kWh)	8,61	8,73	8,79	8,79	8,75	8,72	8,79	8,78	8,78	8,51	9,39	9,24	8,87
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	271	252	287	294	312	284	251	247	262	234	254	264	3.213
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	220	245	248	289	292	291	288	267	249	288	224	239	3.140
	Recaudación (%)	81	97	86	98	94	102	115	108	95	123	88	91	98
E.E. Norte	Clientes	207.909	208.089	208.759	209.425	210.164	210.993	211.524	212.143	213.128	213.944	214.020	214.679	214.679
	Energía Facturada (GWh)	38.40	36.94	35.06	35.66	34.99	36.55	35.19	36.35	36.13	36.07	37.47	36.52	435.35
	Precio Medio (USD ϕ /kWh)	8,77	8,85	9,04	9,10	9,13	9,03	9,04	8,88	8,94	9,04	9,28	9,11	9,02
	Facturación Servicio Eléctrico (KUSD)	3.368	3.269	3.171	3.244	3.193	3.299	3.183	3.228	3.232	3.261	3.477	3.328	39.253
	Recaudación Servicio Eléctrico (KUSD)	3.467	3.032	3.260	3.198	3.280	3.074	3.551	3.381	3.043	3.048	3.035	2.677	38.045
	Recaudación (%)	103	93	103	99	103	93	112	105	94	93	87	80	97

TABLA No. 166: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (cont.)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
E.E. Quito	Clientes	891.234	893.751	896.292	900.719	903.896	906.831	910.259	914.324	918.043	920.773	924.113	927.046	927.046
	Energía Facturada (GWh)	293,84	288,61	288,58	298,46	292,70	299,62	297,46	301,37	301,05	303,48	314,80	314,11	3.594,08
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	7,74	7,69	7,62	7,67	7,76	7,76	7,74	7,69	7,71	7,75	8,01	7,62	7,73
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	22.731	22.181	22.003	22.903	22.704	23.254	23.023	23.184	23.218	23.506	25.213	23.934	277.853
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	22.348	20.638	22.456	21.651	22.534	22.356	23.175	22.947	22.328	23.639	23.608	23.278	270.956
	Recaudación (%)	98	93	102	95	99	101	96	99	96	101	94	97	98
E.E. Riobamba	Clientes	152.562	153.040	153.356	153.753	154.229	154.593	155.183	155.662	155.986	156.296	156.659	156.982	156.982
	Energía Facturada (GWh)	22,76	21,96	22,41	22,13	22,29	22,52	23,28	22,41	22,37	22,62	22,86	22,10	269,70
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9,00	8,97	8,86	8,98	8,87	8,83	8,95	8,95	8,95	8,92	8,64	8,87	8,90
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	2.049	1.970	1.986	1.986	1.977	1.989	2.084	2.005	2.007	2.017	1.976	1.960	24.005
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	1.840	1.693	1.824	1.778	1.800	1.730	1.848	1.838	1.732	1.869	1.783	1.661	21.395
	Recaudación (%)	90	86	92	90	91	87	89	92	86	93	90	85	89
E.E. Sur	Clientes	165.343	165.430	166.306	167.080	167.372	168.292	169.246	169.988	170.590	171.154	171.687	172.068	172.068
	Energía Facturada (GWh)	20,46	21,72	19,85	21,09	21,01	21,44	21,24	22,04	21,74	21,69	22,98	22,28	257,55
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	9,62	9,54	9,69	9,57	9,77	9,91	9,68	9,55	9,76	9,83	9,76	9,70	9,70
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	1.969	2.073	1.923	2.019	2.051	2.124	2.057	2.106	2.121	2.132	2.243	2.160	24.979
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	1.550	1.716	1.778	1.904	1.764	1.911	1.851	1.704	1.991	1.961	1.796	2.121	22.049
	Recaudación (%)	79	83	92	94	86	90	90	81	94	92	80	98	88
Eléctrica de Guayaquil	Clientes	603.779	606.622	610.636	613.590	617.580	620.669	622.870	625.078	628.718	631.995	633.513	634.324	634.324
	Energía Facturada (GWh)	355,40	338,48	365,59	372,08	389,67	373,55	339,82	358,94	319,97	348,40	344,87	352,83	4.259,59
	Precio Medio (USD ¢/kWh)	7,69	7,56	7,43	7,68	7,66	7,26	7,23	6,95	7,42	7,22	7,33	7,26	7,39
	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	27.331	25.592	27.176	28.577	29.838	27.124	24.585	24.962	23.756	25.156	25.272	25.624	314.992
	Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)	23.452	22.992	25.477	25.682	27.399	26.659	26.685	23.683	22.661	25.378	23.849	23.297	297.213
	Recaudación (%)	86	90	94	90	92	98	109	95	95	101	94	91	94



TABLA No. 166: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN MENSUAL A CLIENTES REGULADOS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS (cont.)

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Total Clientes		2.701.051	2.708.648	2.719.724	2.731.664	2.742.744	2.754.244	2.764.496	2.775.093	2.786.835	2.796.616	2.804.885	2.811.915	2.811.915
Total Energía Facturada (GWh)		881,26	848,17	881,27	897,87	914,27	905,70	868,94	896,16	854,45	887,45	898,73	902,60	10.636,88
Total Precio Medio (USD ¢/kWh)		7,97	7,93	7,82	7,95	7,96	7,80	7,80	7,65	7,88	7,81	7,95	7,77	7,86
Total Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)		70.205	67.253	68.926	71.365	72.768	70.667	67.764	68.521	67.317	69.347	71.428	70.123	835.685
Total Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)		64.621	61.409	67.003	66.475	69.296	67.305	69.646	65.960	63.779	68.567	66.829	65.278	796.168
Total Recaudación (%)		92,05	91,31	97,21	93,15	95,23	95,24	102,78	96,26	94,74	98,87	93,56	93,09	95,27

TABLA No. 167: FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN TOTAL MENSUAL A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL

Empresa	Valores	MES												Total Anual
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Total Clientes		4.207.536	4.222.662	4.244.794	4.247.431	4.279.876	4.295.830	4.319.841	4.338.925	4.357.523	4.372.755	4.385.932	4.388.510	4.398.510
Total Energía Facturada (GWh)		1.295	1.256	1.301	1.345	1.364	1.348	1.304	1.329	1.278	1.322	1.342	1.359	15.843
Total Precio Medio (USD ¢/kWh)		8,16	8,16	8,07	8,33	8,14	8,04	8,04	7,92	8,07	8,05	8,16	8,06	8,10
Total Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)		105.728	102.559	105.066	112.034	111.107	108.307	104.813	105.175	103.156	106.467	109.407	109.576	1.283.396
Total Recaudación Servicio Eléctrico (kUSD)		97.606	94.919	99.774	101.009	107.952	105.172	106.174	103.520	100.748	104.657	106.731	102.218	1.230.480
Total Recaudación (%)		92,32	92,55	94,96	90,16	97,16	97,11	101,30	98,43	97,67	98,30	97,55	93,28	95,88

TABLA No. 168: RECAUDACIÓN MENSUAL DE VALORES FACTURADOS A CLIENTES REGULADOS (MUSD)

Grupo Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Precio Medio
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Guayas Los Ríos	8,77	8,65	8,35	10,23	10,62	10,36	9,78	9,35	10,26	9,67	9,55	11,07	116,66
	CNEL-Manabí	6,24	6,11	6,87	6,43	7,09	6,90	6,98	7,62	6,26	6,55	11,65	6,14	84,83
	CNEL-El Oro	4,53	4,96	4,71	5,03	5,15	5,00	4,57	4,85	4,89	4,95	4,61	5,16	58,42
	CNEL-Miagro	3,18	3,22	3,15	3,13	3,03	3,18	3,19	3,34	3,18	2,99	2,95	2,63	37,19
	CNEL-Sta. Elena	2,61	2,39	2,17	1,97	4,13	3,47	2,67	3,31	2,98	3,15	2,83	3,42	35,10
	CNEL-Sto. Domingo	2,61	2,55	2,49	2,62	2,97	2,94	2,97	3,01	2,93	2,51	2,46	2,56	32,63
	CNEL-Esmeraldas	1,92	2,07	2,08	2,02	2,47	2,44	2,70	2,67	2,92	2,62	2,40	2,31	28,61
	CNEL-Los Ríos	1,64	1,96	1,26	1,57	1,55	1,81	1,75	1,45	1,69	1,65	1,44	1,79	19,54
	CNEL-Sucumbios	1,10	1,10	1,23	1,05	1,14	1,28	1,41	1,49	1,36	1,53	1,45	1,28	15,44
	CNEL-Bolívar	0,38	0,50	0,46	0,47	0,50	0,49	0,51	0,46	0,50	0,48	0,56	0,58	5,89
Total CNEL		32,99	33,51	32,77	34,53	38,66	37,87	36,53	37,56	36,97	36,09	39,90	36,94	434,31
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	23,45	22,99	25,48	25,68	27,40	26,66	26,68	23,68	22,66	25,38	23,85	23,30	297,21
	E.E. Quito	22,35	20,64	22,46	21,65	22,53	22,36	23,17	22,95	22,33	23,64	23,61	23,28	270,96
	E.E. Centro Sur	5,10	4,92	5,72	5,65	5,80	5,42	5,63	5,66	5,34	5,65	5,92	5,14	65,95
	E.E. Ambato	3,64	3,47	3,55	3,57	3,60	3,63	3,75	3,63	3,53	3,82	3,69	3,83	43,72
	E.E. Norte	3,47	3,03	3,26	3,20	3,28	3,07	3,55	3,38	3,04	3,05	3,03	2,68	38,05
	E.E. Cotopaxi	2,38	2,09	2,08	2,18	2,21	1,62	2,27	2,20	2,26	2,32	2,27	2,31	26,20
	E.E. Sur	1,55	1,72	1,78	1,90	1,76	1,91	1,85	1,70	1,99	1,96	1,80	2,12	22,05
	E.E. Riobamba	1,84	1,69	1,82	1,78	1,80	1,73	1,85	1,84	1,73	1,87	1,78	1,66	21,39
	E.E. Azogues	0,62	0,61	0,61	0,58	0,62	0,62	0,59	0,64	0,64	0,60	0,65	0,72	7,50
	E.E. Galápagos	0,22	0,24	0,25	0,29	0,29	0,29	0,29	0,27	0,27	0,25	0,29	0,22	0,24
Total Empresas Eléctricas		64,62	61,41	67,00	66,47	69,30	67,31	69,65	65,96	63,78	68,57	66,83	65,28	796,17
Total Nacional		97,61	94,92	99,77	101,01	107,95	105,17	106,17	103,52	100,75	104,66	106,73	102,22	1.230,48

16. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, Año 2012

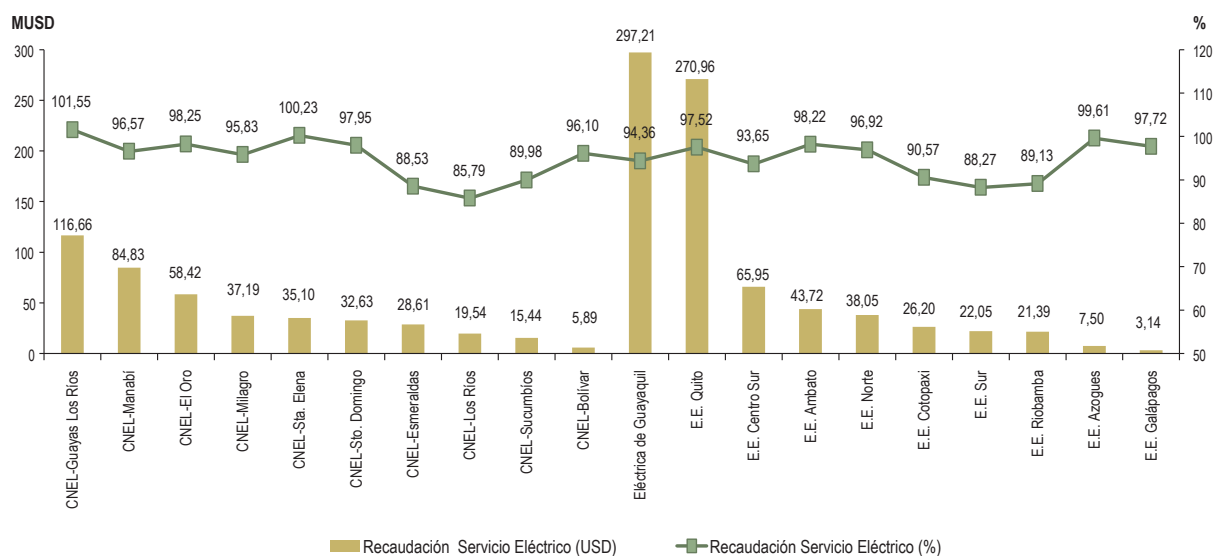


FIG. No. 99: RECAUDACIÓN MENSUAL DE VALORES FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS

16.12. Facturación de Impuestos a Clientes Regulados de las Empresas de Distribución

Las distribuidoras facturaron a sus clientes regulados, 307,32 MUSD por concepto de impuestos, recaudando 287,91 MUSD, lo que representa el 93,68% del valor facturado. La Eléctrica de Guayaquil y la E.E. Quito, fueron las empresas distribuidoras de mayor facturación.

TABLA No. 169: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS

Grupo Empresa	Empresa	FERUM (kUSD)	Bombrosos (kUSD)	Seguro contra Incendios (kUSD)	Recolección de basura o desechos sólidos (kUSD)	Alumbrado (kUSD)	Otros (kUSD)	Total Impuestos (kUSD)	Recaudación Impuestos (kUSD)	Recaudación Impuestos (%)
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Guayas Los Ríos	0,12	5.609,52	0,01	8.033,52	11.869,98	0,00	25.513,16	25.489,73	99,91
	CNEL-Manabí	-5,28	5.787,99	-0,03	7.692,25	7.887,79	0,00	21.362,72	19.491,81	91,24
	CNEL-EI Oro	0,00	4.518,90	0,00	5.843,60	7.217,03	0,00	17.579,53	17.270,93	98,24
	CNEL-Sto. Domingo	0,00	3.416,59	0,00	2.421,91	5.154,98	0,00	10.993,48	10.762,14	97,90
	CNEL-Sta. Elena	-0,03	2.221,12	0,07	3.661,77	4.856,78	0,00	10.739,71	11.919,57	110,99
	CNEL-Esmeraldas	-0,39	2.405,33	-0,00	2.762,05	3.408,08	0,00	8.575,07	7.438,12	86,74
	CNEL-Milagro	0,00	2.917,10	0,00	2.266,00	2.032,10	-158,59	7.056,60	7.257,44	102,85
	CNEL-Sucumbios	-0,90	1.713,07	0,00	896,74	1.888,17	0,00	4.497,08	4.209,56	93,61
	CNEL-Los Ríos	-1,09	2.077,12	0,00	0,00	2.112,44	0,00	4.188,47	3.529,38	84,26
	CNEL-Bolívar	0,00	1.021,75	0,00	256,95	1.093,01	-28,12	2.343,58	1.052,56	44,91
Total CNEL		-7,57	31.688,48	0,05	33.834,78	47.520,36	-186,71	112.849,39	108.421,24	96,08
Empresas Eléctricas	E.E. Quito	-0,12	21.348,54	-0,00	28.387,80	17.994,57	0,00	67.730,79	67.242,56	99,28
	Eléctrica de Guayaquil	1,74	13.870,47	-0,02	30.073,91	16.896,08	0,00	60.842,19	58.217,80	95,69
	E.E. Centro Sur	0,00	7.119,78	0,00	11.903,69	3.695,52	0,00	22.719,00	18.626,35	81,99
	E.E. Norte	0,01	4.674,64	0,00	3.027,58	4.131,82	0,00	11.834,06	12.139,26	102,58
	E.E. Ambato	0,00	5.290,19	0,00	3.272,03	0,00	0,00	8.562,22	8.301,96	96,96



TABLA No. 169: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS (cont.)

Grupo Empresa	Empresa	FERUM (kUSD)	Bombreros (kUSD)	Seguro contra Incendios (kUSD)	Recolección de basura o desechos sólidos (kUSD)	Alumbrado (kUSD)	Otros (kUSD)	Total Impuestos (kUSD)	Recaudación Impuestos (kUSD)	Recaudación Impuestos (%)
Empresas Eléctricas	E.E. Sur	0,00	3.560,40	0,00	0,00	3.554,95	0,00	7.115,35	3.486,33	49,00
	E.E. Cotopaxi	0,00	2.533,59	0,00	999,68	2.883,59	38,59	6.455,45	6.230,99	96,52
	E.E. Riobamba	0,00	3.276,56	0,00	0,00	3.128,65	0,00	6.405,21	3.118,30	48,68
	E.E. Azogues	0,00	689,26	0,00	745,61	378,12	0,00	1.812,99	1.462,99	80,69
	E.E. Galápagos	0,00	194,47	0,00	502,17	302,30	0,00	998,93	661,31	66,20
Total Empresas Eléctricas		1,64	62.557,90	-0,03	78.912,47	52.965,61	38,59	194.476,19	179.487,84	92,29
Total Nacional		-5,93	94.246,38	0,02	112.747,25	100.485,97	-148,12	307.325,57	287.909,08	93,68

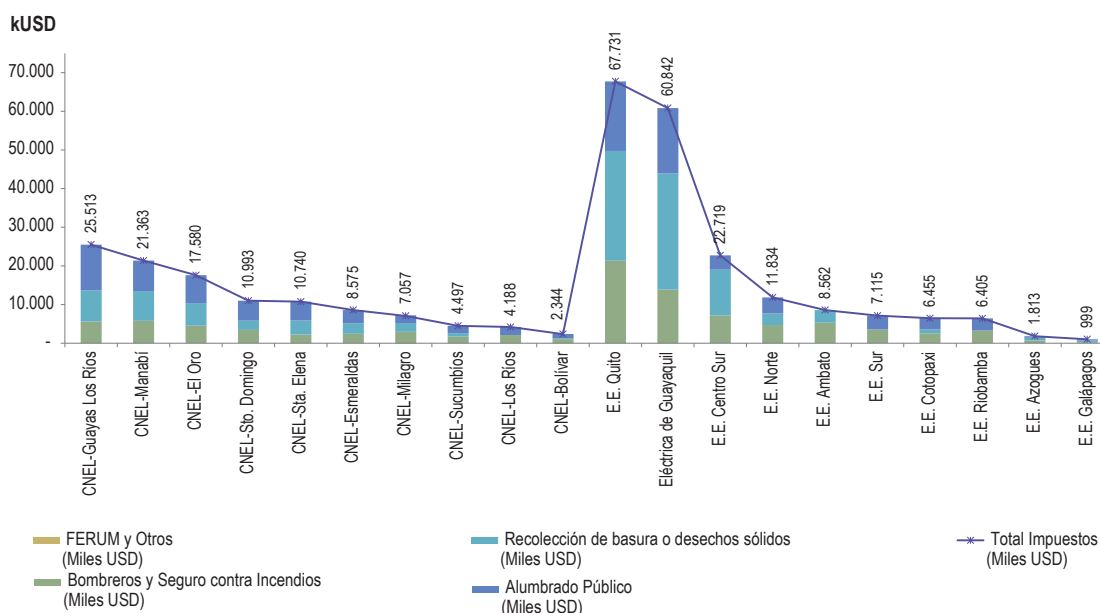


FIG. No. 100: IMPUESTOS FACTURADOS POR LAS DISTRIBUIDORAS A CLIENTES REGULADOS (kUSD)

La tabla No. 170 muestra un resumen de los valores totales de la energía facturada en GWh y USD, total de impuestos (USD) y el precio medio anual de la energía (USD ¢/kWh) de los clientes regulados clasificados por grupo de consumo.

TABLA No. 170: ENERGÍA FACTURADA EN GWh Y USD, IMPUESTOS Y PRECIO MEDIO DE CLIENTES REGULADOS POR GRUPO DE CONSUMO

Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	Total Impuestos (kUSD)	Total Facturación (kUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Residencial	5.623,78	540.514,42	173.438,93	713.953,34	9,61
Comercial	3.208,50	251.618,63	74.035,32	325.653,95	7,84
Industrial	4.685,82	298.006,09	47.362,19	345.368,27	6,36
A. Público	913,01	103.158,13	28,19	103.186,32	11,30
Otros	1.411,56	90.098,88	12.460,95	102.559,84	6,38
Total	15.842,68	1.283.396,15	307.325,57	1.590.721,72	8,10



16.13. Facturación de Impuestos a Clientes No Regulados de las Empresas de Distribución

Las E.E. distribuidoras, prestaron servicios a los clientes no regulados, suministrándoles energía mediante contratos a plazo o brindando el transporte de energía a través de sus sistemas de distribución.

En la tabla No. 171, se presenta la facturación por energía y peajes de distribución por parte de las E.E. distribuidoras a Clientes No Regulados, observándose que la energía entregada a estos clientes alcanzó los 326,55 GWh, emitiendo una facturación total (incluido peajes de distribución) de 2.565.020 USD.

Se indica también las transacciones por provisión de energía a aquellos clientes que mantienen contratos a plazos o que no fijan el precio del suministro de energía mediante el pliego tarifario; cabe indicar que la energía en esta tabla, corresponde a la entregada a grandes consumidores, clientes de las distribuidoras, así como a los consumos propios y a algunos grandes consumidores que no son clientes de la empresa, ya que adquieren su energía de otros agentes, pero reciben una factura por servicios de peajes de distribución por utilizar las instalaciones de la empresa eléctrica correspondiente para abastecerse de energía.

El precio medio por impuestos y peajes por la utilización de las redes de distribución para el transporte de la energía eléctrica se ubicó en 0,79 USD ¢/kWh.

TABLA No. 171: VALOR TOTAL FACTURADO POR DISTRIBUIDORA A CLIENTES NO REGULADOS

Area Concesión	Energía (GWh)	Total Peajes (kUSD)	Total Impuestos (kUSD)	Total Facturación (kUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)	Recaudación (kUSD)	Recaudación (%)
CNEL-Esmeraldas	4,10	67,82	26,24	94,06	2,29	-	-
CNEL-Guayas Los Ríos	10,94	105,86	6,38	112,24	1,03	112,24	100,00
CNEL-Manabí	2,63	25,06	28,05	53,11	2,02	-	-
CNEL-Milagro	2,82	58,36	13,25	71,61	2,54	70,69	98,72
CNEL-Sta. Elena	1,03	14,36	6,24	20,60	2,00	19,13	92,85
CNEL-Sto. Domingo	8,78	70,74	-	70,74	0,81	70,74	100,00
E.E. Ambato	2,18	18,10	11,42	29,52	1,35	29,36	99,45
E.E. Centro Sur	2,26	45,46	6,24	51,70	2,29	51,70	100,00
E.E. Cotopaxi	70,86	353,50	5,30	358,80	0,51	358,80	100,00
E.E. Norte	10,66	27,35	2,62	29,97	0,28	36,05	120,29
E.E. Quito	153,17	1.132,58	356,98	1.489,56	0,97	1.489,56	100,00
Eléctrica de Guayaquil	57,13	183,12	-	183,12	3,21	-	-
Total	326,55	2.102,29	462,73	2.565,02	0,79	2.238,27	87,26

La tabla No. 172 presenta la desagregación por tipo de cliente no regulado, esto es: consumo propio y gran consumidor.



TABLA No. 172: VALOR TOTAL FACTURADO POR DISTRIBUIDORA A CLIENTES NO REGULADOS

Tipo de Cliente	Cliente	Tipo de Vendedor	Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (kUSD)	Total Impuestos (kUSD)	Total Peajes Energía (kUSD)	Total Peajes Potencia (kUSD)	Total Facturación (kUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
Regulado	Regulado	Distribuidora	Residencial	5.623,78	540.514,42	173.438,93	-	-	713.953,34	9,61
			Comercial	3.208,50	251.618,63	74.035,32	-	-	325.653,95	7,84
			Industrial	4.685,82	298.006,09	47.362,19	-	-	345.368,27	6,36
			A. Público	913,01	103.158,13	28,19	-	-	103.186,32	11,30
			Otros	1.411,56	90.098,88	12.460,95	-	-	102.559,84	6,38
Total Regulado				15.842,68	1.283.396,15	307.325,57	-	-	1.590.721,72	8,10
	Total Consumo Propio			115,11		181,42	131,35	581,51	894,54	0,78
	Total Gran Consumidor			211,44		281,31	277,62	1.111,32	1.670,48	0,79
Total No Regulado				326,55	-	462,73	408,98	1.692,83	2.598,134	0,80
Total				16.169,23	1.283.396,15	307.788,30	408,98	1.692,83	1.593.352,97	*7,97

Precio Medio por Servicio Eléctrico (USD ¢/kWh): Facturación Servicio Eléctrico/Energía Facturada

Precio Medio por Servicio de Transporte de Energía e Impuestos (USD ¢/kWh): Total Facturación/Energía Facturada (Clientes No Regulados)

*Precio Medio por servicio eléctrico no considera facturación de energía de clientes no regulados (consumos propios y grandes consumidores no presentan información)

16.14. Cliente No Regulado - Exportación

El cliente no regulado de la E.E. Sur, corresponde a un grupo de consumidores que están localizados al norte del Perú, por lo que se lo clasifica como exportación; éste registró en el 2012 un consumo de 353 MWh, por los que se tiene una facturación por venta de energía de 37.415 USD; no se registra facturación por concepto de impuestos, ya que es el único cliente no regulado que registra facturación por energía.

16.15. Cliente No Regulado - Gran Consumidor

La Regulación No. CONELEC - 001/06 de 18 de enero de 2006, establece los requisitos para ser considerado como gran consumidor, y el procedimiento para su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

En la tabla No. 173 se presenta la facturación de impuestos y peajes a grandes consumidores que las distribuidoras han reportado como clientes no regulados.

TABLA No. 173: FACTURACIÓN A LOS GRANDES CONSUMIDORES

Cliente	Área Concesión	Energía (MWh)	Impuesto (USD)	Valor Peaje Energía (USD)	Valor Peaje Potencia (USD)	Total Facturación (USD)	Precio Medio (USD c/kWh)
Acosa	E.E. Cotopaxi	31.896,32	2.488,42	31.896,33	132.424,78	166.809,53	0,52
Alambrec	E.E. Quito	12.782,70	2.575,56	15.598,70	0,00	18.191,18	0,14
Avícola San Isidro	CNEL-Guayas Los Rios	7.270,86	1.111,07	23.924,38	45.048,18	70.083,63	0,96
Familia Sancela	E.E. Cotopaxi	38.961,73	2.811,37	38.961,71	150.217,31	191.990,39	0,49
Gus Uyumbicho	E.E. Quito	2.390,74	6.541,87	2.868,90	17.018,63	26.446,32	1,11
Hospital Vozandes	E.E. Quito	2.406,19	7.928,75	2.887,41	17.680,79	28.547,71	1,19
Interfibra	E.E. Quito	16.315,52	39.600,20	19.578,62	108.839,79	168.035,53	1,03
Kfc Planta Avícola Tambillo	E.E. Quito	163,50	1.291,79	196,69	3.739,51	5.244,91	3,21
Novopan	E.E. Quito	24.646,41	59.128,58	29.575,69	161.269,65	249.990,84	1,01
Pintex	E.E. Quito	15.884,57	37.865,27	19.061,48	99.787,05	156.730,72	0,99
Plastiguayas	Eléctrica de Guayaquil	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Plasticsacks	E.E. Quito	21.228,98	47.006,40	25.474,77	120.775,15	193.273,24	0,91
San Carlos	CNEL-Milagro	1.000,09	5.506,19	1.000,09	23.706,97	30.213,25	3,02
Sintofil	E.E. Quito	13.764,07	32.215,72	16.498,74	83.125,32	131.856,70	0,96
Urvia	E.E. Quito	1.635,26	1.252,49	1.987,40	3.397,18	6.687,83	0,41
Valdez	CNEL-Milagro	1.511,49	6.983,25	1.511,49	29.936,33	38.431,07	2,54
Ecudos	CNEL-Milagro	308,13	764,74	308,13	1.894,34	2.967,20	0,96
Codesa	CNEL-Esmeraldas	4.099,29	26.235,81	20.496,44	47.323,78	94.056,03	2,29
Delisoda	Eléctrica de Guayaquil	15.173,85	0,00	25.795,54	65.132,96	90.928,50	0,60
Total		211.439,67	281.307,48	277.622,51	1.111.317,72	1.670.484,59	0,79

16.16. Cliente No Regulado - Consumo Propio

La Regulación No. CONELEC - 001/02, de 6 de marzo de 2002, establece el procedimiento que deben cumplir los autoprodutores para comercializar sus excedentes de generación. Igualmente define el término consumo propio, como la demanda de potencia y energía de la instalación o las instalaciones de una persona natural o jurídica, que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en la empresa autogeneradora. Las instalaciones o empresas que bajo la categoría de consumo propio sean servidas por la autogeneradora podrán estar físicamente separadas de la central generadora.

Según la información brindada por los agentes, las autogeneradoras Electroandina, ElectroCórdova, Enermax, Ecoluz, Hidroabanico, Hidroservices, Hidrosibimbe, Perlabi, produjeron energía para ser entregada a través del Sistema Nacional de Transmisión y las instalaciones de las distribuidoras, a sus empresas asociadas.

Estas empresas no presentan información sobre los valores facturados a sus empresas filiales, ya que indican que al ser sus accionistas, no son susceptibles de facturación por el consumo de energía eléctrica.

Las empresas autogeneradoras que mayoritariamente hicieron uso de esta regulación, fueron Enermax, quien sirvió como consumos propios a toda la cadena Supermaxi y sus empresas asociadas en todo el país; mientras que Hidroabanico sirvió a Avícola San Isidro, EBC Sto. Domingo, KFC Planta Avícola Tambillo, GusUyumbicho, EBC Guayaquil, EBC Quito, Sintofil, Plasticsacks, Interfibra, Novopan, Pintex, Codesa, Familia Sancela y Delisoda.

Enermax S.A. informó al CONELEC la grave situación que atraviesa la central Calope en época de verano, lo cual imposibilita que con la energía generada por esa central, puedan abastecer la totalidad de los requerimientos de energía de sus consumos propios en los meses de estiaje. Para lo cual Enermax solicitó que se autorice el cambio de la condición de sus consumos propios a clientes regulados.



En la tabla No. 174 se presenta la facturación de impuestos y peajes de los consumos propios, generada por el transporte de energía eléctrica a través de las redes de distribución durante el 2012.

El precio medio por impuestos y peajes por la utilización de las redes de distribución para el transporte de la energía eléctrica se ubicó en 0,78 USD ¢/kWh.

Durante el 2012 se registraron un total de 61 empresas calificadas como consumos propios.

TABLA No. 174: FACTURACIÓN DE IMPUESTOS Y PEAJES DE CONSUMOS PROPIOS

Cliente	Área Concesión	Energía (MWh)	Impuesto (USD)	Valor Peaje Energía (USD)	Valor Peaje Potencia (USD)	Total Facturación (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Ebc Guayaquil	Eléctrica de Guayaquil	25.214,83	0,00	7.564,45	16.015,25	23.579,70	0,09
Ebc Quito	E.E. Quito	20.778,52	55.098,44	24.934,22	156.784,65	236.834,23	1,14
Ebc Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	4.469,24	0,00	7.150,79	34.031,05	41.181,84	0,92
Enermax_Akí Terminal Terrestre	Eléctrica de Guayaquil	1.236,93	0,00	371,08	1.051,10	1.422,17	0,11
Enermax_Camal Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	3.223,15	0,00	3.223,15	14.589,13	17.812,27	0,55
Enermax_Centro De Distribución	E.E. Quito	4.277,49	13.455,06	5.132,99	33.248,58	51.845,09	1,21
Enermax_CNEL-Sta. Elena	CNEL-Sta. Elena	1.028,54	6.241,13	2.292,06	12.068,35	20.601,54	2,00
Enermax_Flexiplast	E.E. Quito	5.174,04	12.836,94	6.208,84	36.327,87	55.382,11	1,07
Consumo Propio	E.E. Norte	9.577,44	0,00	12.647,88	2.401,20	15.049,08	0,16
Enermax_Gran Akí Manta	CNEL-Manabí	887,52	5.777,04	3.283,82	5.149,05	14.209,91	1,60
Enermax_Gran Akí Outlet Durán	CNEL-Guayas Los Rios	877,94	1.457,13	2.890,15	6.717,56	11.064,84	1,26
Enermax_Juguetón Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	434,55	0,00	130,37	446,60	576,97	0,13
Enermax_Juguetón Manta	CNEL-Manabí	228,10	4.475,58	843,98	1.854,43	7.173,98	3,15
Enermax_Juguetón Plaza Del Sur (Almendros)	Eléctrica de Guayaquil	401,25	0,00	682,12	2.289,43	2.971,55	0,74
Enermax_Megamaxi Ceibos	Eléctrica de Guayaquil	2.883,21	0,00	4.901,45	12.509,49	17.410,94	0,60
Enermax_Megamaxi Condado	E.E. Quito	685,21	2.371,87	822,26	6.139,97	9.342,56	1,36
Enermax_Megamaxi Mall De Los Andes	E.E. Ambato	1.108,76	3.807,37	887,01	8.196,69	12.891,07	1,16
Enermax_Megamaxi Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	3.036,08	0,00	910,82	2.721,33	3.632,15	0,12
Enermax_Megamaxi Mall Del Sur	Eléctrica de Guayaquil	2.599,26	0,00	4.418,75	11.107,32	15.526,07	0,60
Enermax_Megamaxi Quito Norte	E.E. Quito	163,91	541,37	196,69	1.286,49	2.033,01	1,24
Enermax_Megamaxi Quito Sur	E.E. Quito	706,42	2.296,16	847,71	6.027,20	9.179,53	1,30
Enermax_Megamaxi San Luis	E.E. Quito	768,22	2.661,77	921,86	7.108,00	10.700,09	1,39
Enermax_Multicentro	E.E. Quito	251,12	914,60	301,35	2.423,73	3.648,13	1,45
Enermax_S.S.G.G Mall De Los Andes	E.E. Ambato	632,83	3.807,37	506,27	5.017,39	9.331,02	1,47
Enermax_S.S.G.G. Centro Comercial El Jardín	E.E. Quito	466,87	1.737,45	560,25	5.672,97	7.979,12	1,71
Enermax_S.S.G.G. Megamaxi Quito	E.E. Quito	336,60	1.324,05	403,92	3.579,81	5.316,24	1,58
Enermax_Sukasa Cuenca	E.E. Centro Sur	213,77	689,89	213,77	4.735,90	5.639,56	2,64
Enermax_Sukasa El Bosque	E.E. Quito	202,80	836,19	243,36	2.213,13	3.301,14	1,63
Enermax_Sukasa El Jardín	E.E. Quito	496,63	1.761,78	595,95	4.691,71	7.057,91	1,42
Enermax_Sukasa Mall Del Sol	Eléctrica de Guayaquil	1.326,11	0,00	397,83	1.446,85	1.844,68	0,14
Enermax_Supermaxi 12 De Octubre	E.E. Quito	291,96	1.014,70	350,35	2.625,52	3.999,03	1,37
Enermax_Supermaxi Aeropuerto	E.E. Quito	285,72	1.149,02	342,86	2.646,79	4.147,13	1,45
Enermax_Supermaxi Albán Borja	Eléctrica de Guayaquil	1.597,66	0,00	2.716,02	8.274,56	10.990,58	0,69



TABLA No. 174: FACTURACIÓN DE IMPUESTOS Y PEAJES DE CONSUMOS PROPIOS (cont.)

Cliente	Área Concesión	Energía (MWh)	Impuesto (USD)	Valor Peaje Energía (USD)	Valor Peaje Potencia (USD)	Total Facturación (USD)	Precio Medio (USD c/kWh)
Enermax_Supermaxi Américas	E.E. Centro Sur	621,95	1.698,78	621,95	11.784,81	14.105,54	2,27
Enermax_Supermaxi Américas	E.E. Quito	388,24	1.301,59	465,89	3.319,90	5.095,84	1,31
Enermax_Supermaxi Arcos	CNEL-Guayas Los Ríos	2.789,18	3.815,43	9.181,31	18.096,03	31.092,77	1,11
Enermax_Supermaxi Atahualpa	E.E. Quito	266,27	854,48	319,52	2.107,65	3.290,11	1,24
Enermax_Supermaxi Caracol	E.E. Ambato	440,29	3.807,37	352,23	3.138,70	7.298,30	1,66
Enermax_Supermaxi Caracol	E.E. Quito	773,29	2.546,60	927,95	7.643,90	11.126,91	1,44
Enermax_Supermaxi Carcelén	E.E. Quito	344,25	1.159,43	413,09	2.854,86	4.435,84	1,29
Enermax_Supermaxi Cumbayá	E.E. Quito	402,29	1.374,72	482,75	3.546,43	5.412,36	1,35
Enermax_Supermaxi El Bosque	E.E. Quito	648,50	2.229,10	778,21	5.863,46	8.879,22	1,37
Enermax_Supermaxi El Jardín	E.E. Quito	430,97	1.563,04	517,16	4.297,68	6.386,34	1,48
Enermax_Supermaxi Eloy Alfaro	E.E. Quito	409,07	1.378,92	490,88	3.456,37	5.334,63	1,30
Enermax_Supermaxi Garzota	Eléctrica de Guayaquil	1.298,06	0,00	2.206,70	5.505,76	7.712,46	0,59
Enermax_Supermaxi Ibarra	E.E. Norte	1.080,05	2.622,74	2.160,10	10.139,79	14.922,63	1,38
Enermax_Supermaxi Iñaquito	E.E. Quito	387,39	1.322,38	464,87	3.432,15	5.227,86	1,35
Enermax_Supermaxi Manta	CNEL-Manabí	1.167,42	15.130,36	4.319,46	6.167,85	25.617,68	2,19
Enermax_Supermaxi Miraflores	E.E. Centro Sur	659,86	1.826,00	659,86	13.014,04	15.499,90	2,35
Enermax_Supermaxi Miraflores	E.E. Quito	742,67	2.204,30	891,21	5.280,97	8.384,94	1,13
Enermax_Supermaxi Parque California	Eléctrica de Guayaquil	795,43	0,00	1.352,23	3.892,57	5.244,80	0,66
Enermax_Supermaxi Plaza Norte	E.E. Quito	298,27	1.061,15	357,93	2.710,88	4.138,42	1,39
Enermax_Supermaxi Plaza Valle	E.E. Quito	301,49	984,92	361,79	2.468,48	3.823,64	1,27
Enermax_Supermaxi Policentro 220	Eléctrica de Guayaquil	960,98	0,00	288,29	685,58	973,88	0,10
Enermax_Supermaxi Policentro 440	Eléctrica de Guayaquil	169,81	0,00	50,94	250,79	301,73	0,18
Enermax_Supermaxi Quitumbe	E.E. Quito	624,60	2.117,24	749,52	5.605,96	8.481,18	1,36
Enermax_Supermaxi Recreo	E.E. Quito	582,98	1.982,00	699,58	5.251,17	7.941,21	1,36
Enermax_Supermaxi Sto. Domingo	CNEL-Sto. Domingo	1.085,82	0,00	1.737,31	10.007,11	11.744,43	1,08
Enermax_Supermaxi Tumbaco	E.E. Quito	462,83	1.497,06	555,40	3.768,83	5.829,75	1,26
Enermax_Supermaxi Vergel	E.E. Centro Sur	765,94	2.021,96	765,94	13.663,16	16.451,06	2,15
Enermax_Todo Hogar Manta	CNEL-Manabí	348,17	2.665,55	1.288,24	2.154,67	6.108,46	1,75
Total		115.108,75	181.420,03	131.354,69	581.508,60	894.537,12	0,78



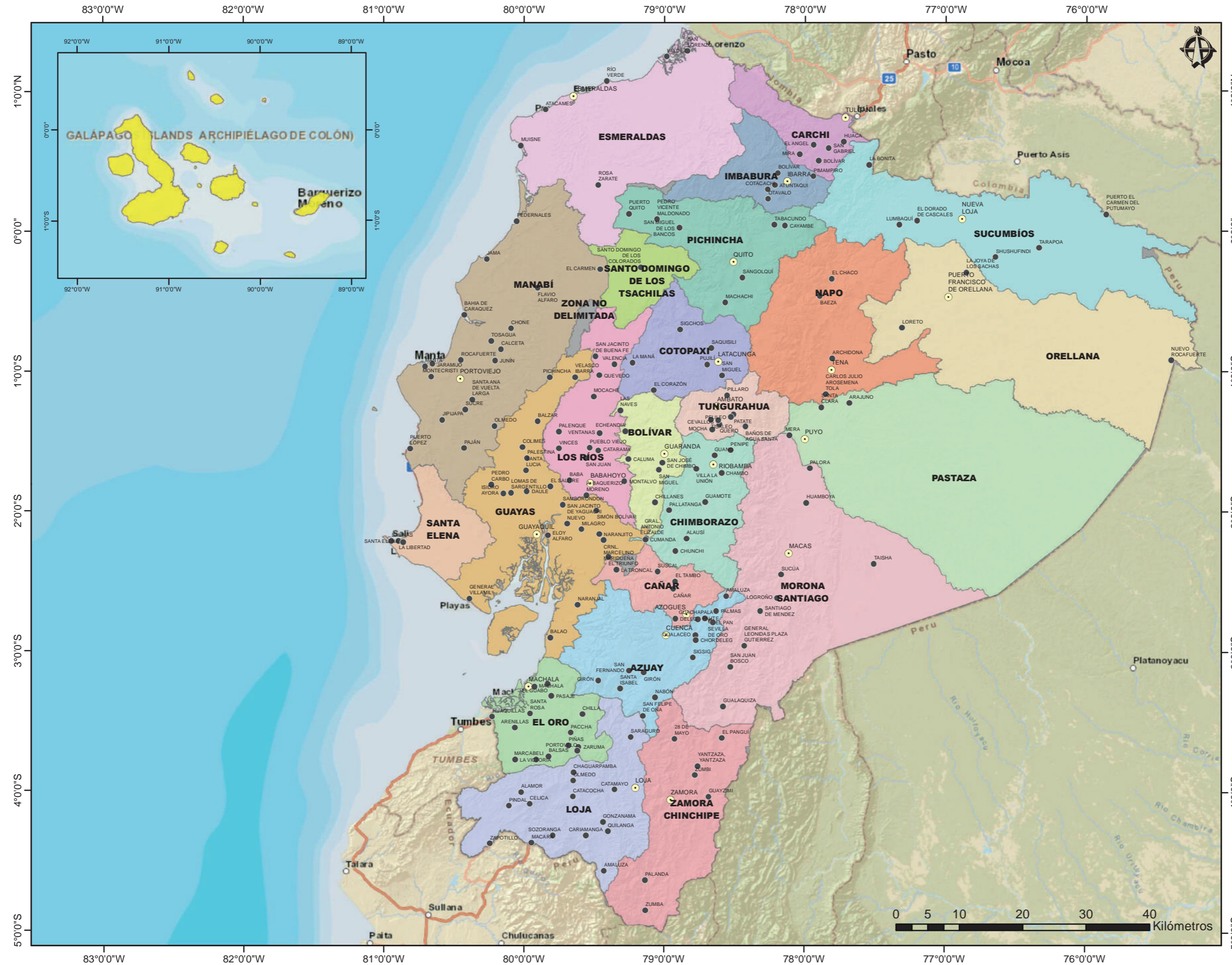
Mapas



Mapas del Sector Eléctrico Ecuatoriano



MAPA DE LA DIVISIÓN POLÍTICA ADMINISTRATIVA




UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Cabecera cantonal
- Cabecera provincial

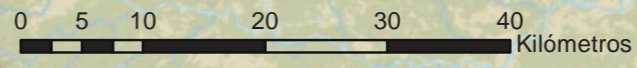


MAPA DE LA DIVISIÓN POLÍTICA ADMINISTRATIVA

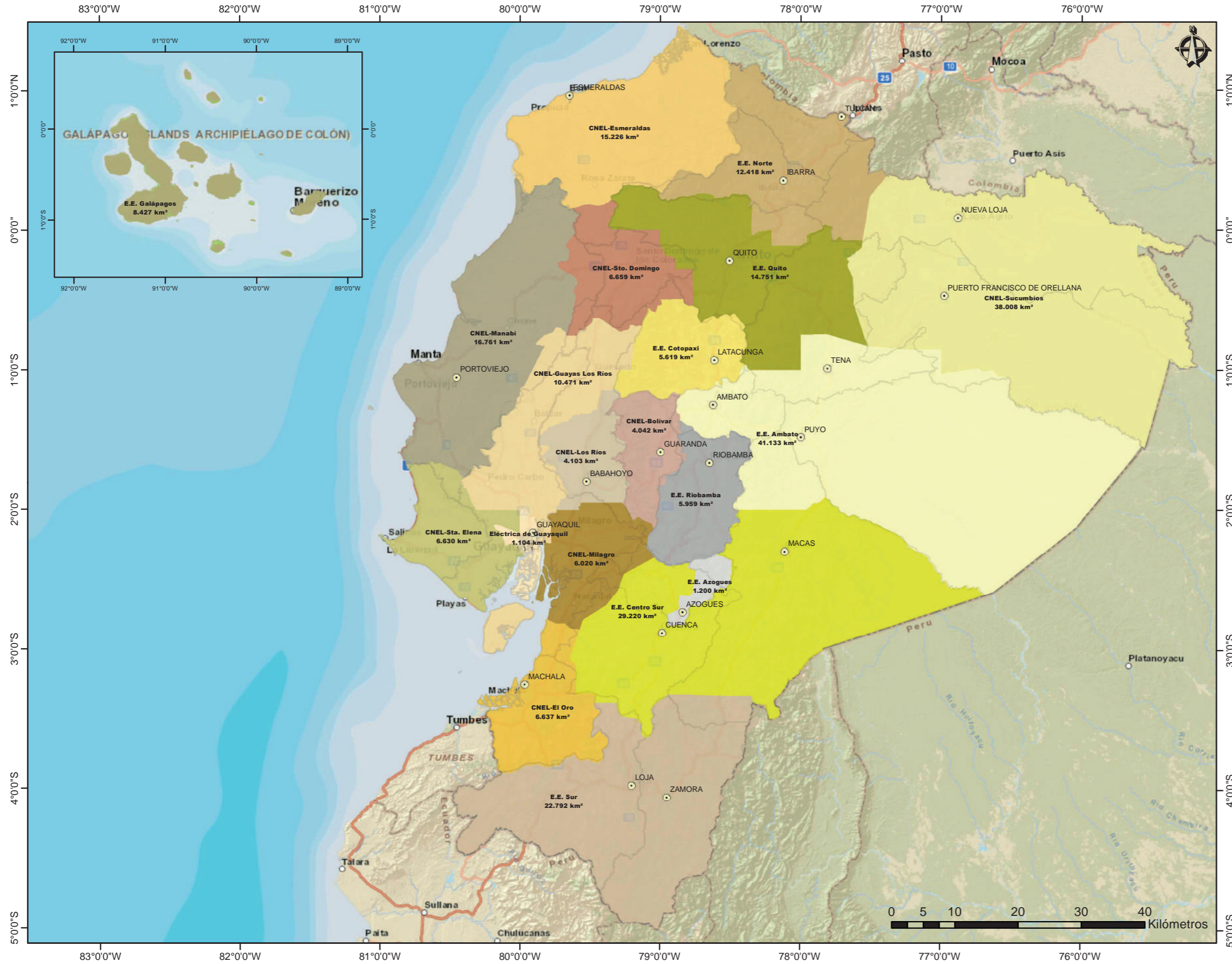
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Portal CONELEC www.conelec.gob.ec



MAPA DE ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas**
- CNEL-Bolívar
 - CNEL-El Oro
 - CNEL-Esmeraldas
 - CNEL-Guayas Los Ríos
 - CNEL-Los Ríos
 - CNEL-Manabí
 - CNEL-Milagro
 - CNEL-Sto. Elena
 - CNEL-Sto. Domingo
 - CNEL-Sucumbios
 - E.E. Ambato
 - E.E. Azogues
 - E.E. Centro Sur
 - E.E. Cotopaxi
 - E.E. Galápagos
 - E.E. Norte
 - E.E. Quito
 - E.E. Riobamba
 - E.E. Sur
 - Eléctrica de Guayaquil



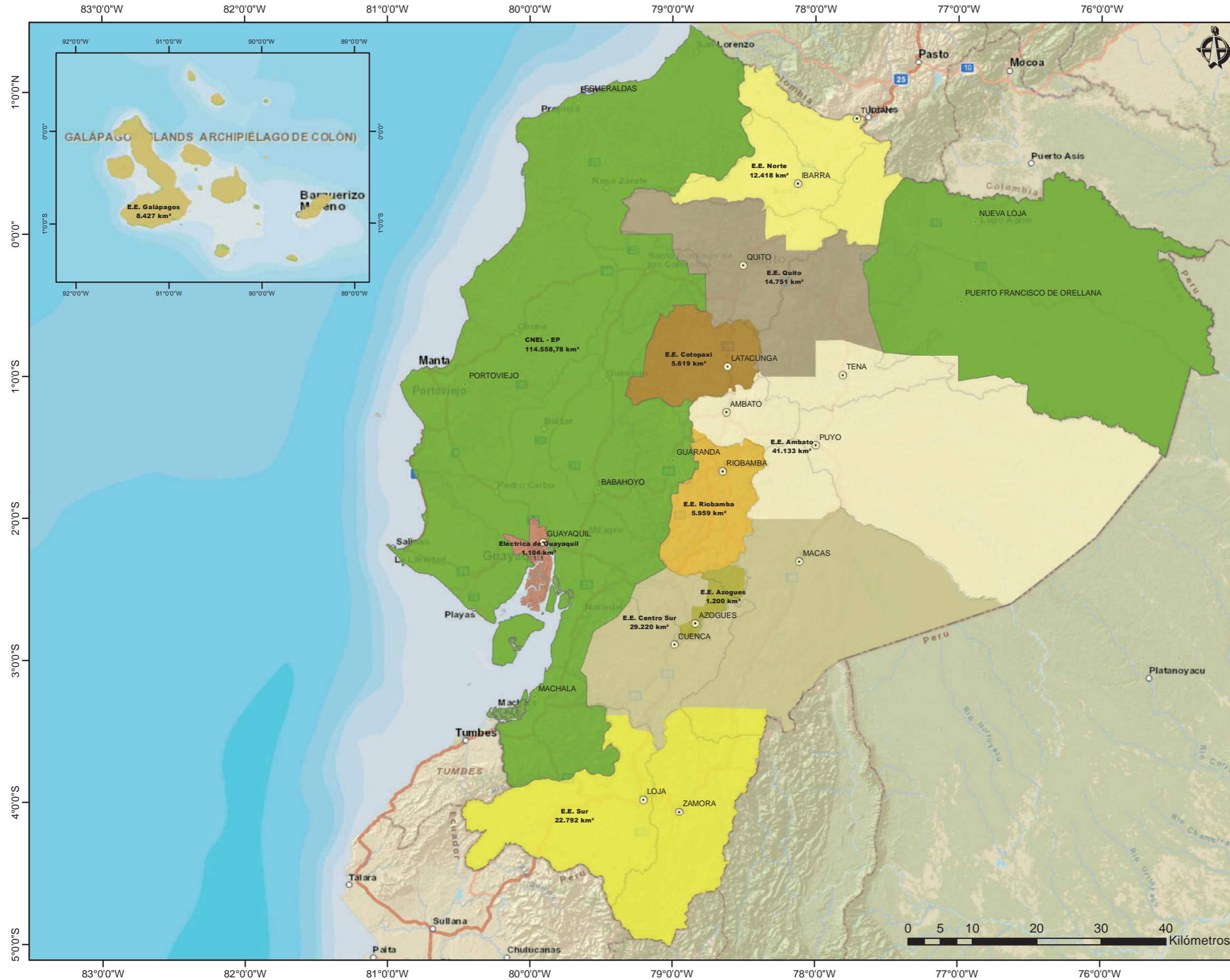
MAPA DE ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

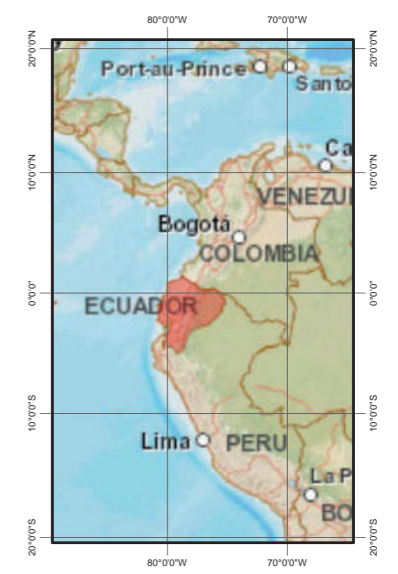
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec

MAPA DE ÁREAS GEOGRÁFICAS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO




UBICACIÓN DEL ECUADOR



- SIGNOS CONVENCIONALES**
- Área Total CNELEC-EP
 - Limite provincial
 - Cabecera provincial

- LEYENDA**
- Área Total CNELEC-EP
 - E.E. Ambato
 - E.E. Azogues
 - E.E. Centro Sur
 - E.E. Cotopaxi
 - E.E. Galápagos
 - E.E. Norte
 - E.E. Quito
 - E.E. Riobamba
 - E.E. Sur
 - Eléctrica de Guayaquil



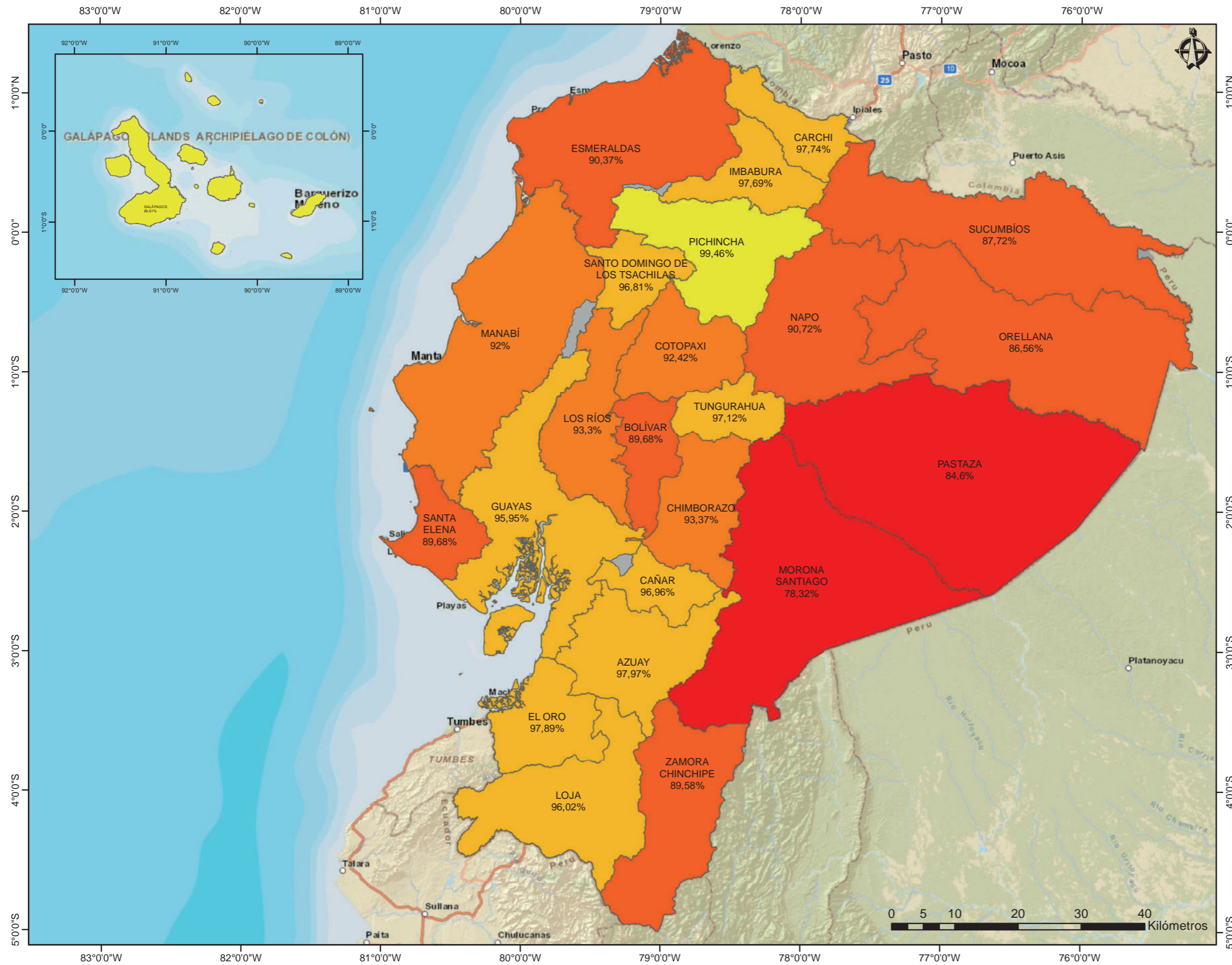
MAPA DE ÁREAS GEOGRÁFICAS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportail CONELEC www.conelec.gob.ec

MAPA DE COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL 2012



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

□ Limite provincial

LEYENDA

Cobertura del Suministro Eléctrico
Porcentaje

- 98,37% - 99,86%
- 95,39% - 98,36%
- 91,18% - 95,38%
- 85,72% - 91,17%
- 78,32% - 85,71%
- Zona no delimitada



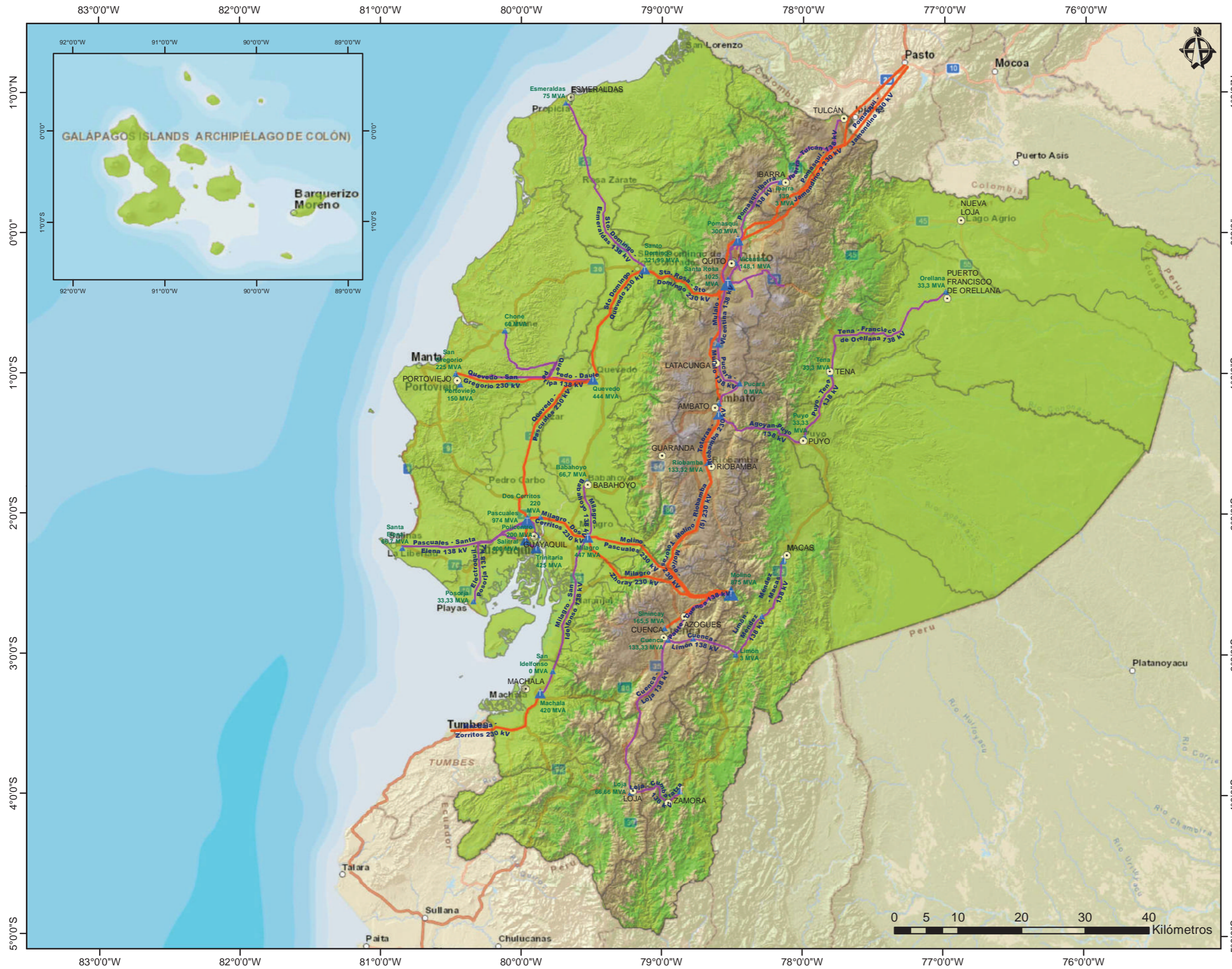
MAPA DE COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A NIVEL PROVINCIAL 2012

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

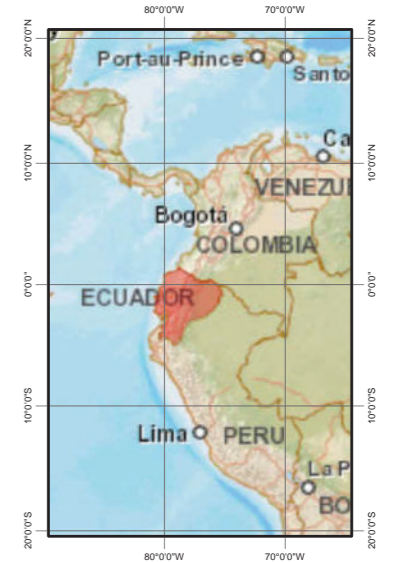
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec

MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- Subestaciones Eléctricas**
- ▲ 33,00 - 225,00 MVA
 - ▲ 225,01 - 447,00 MVA
 - ▲ 447,01 - 1025,00 MVA

- Líneas de Transmisión**
- Voltaje**
- 138
 - 230

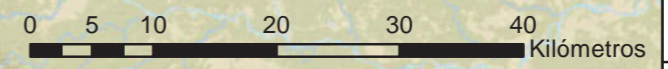


MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I.)

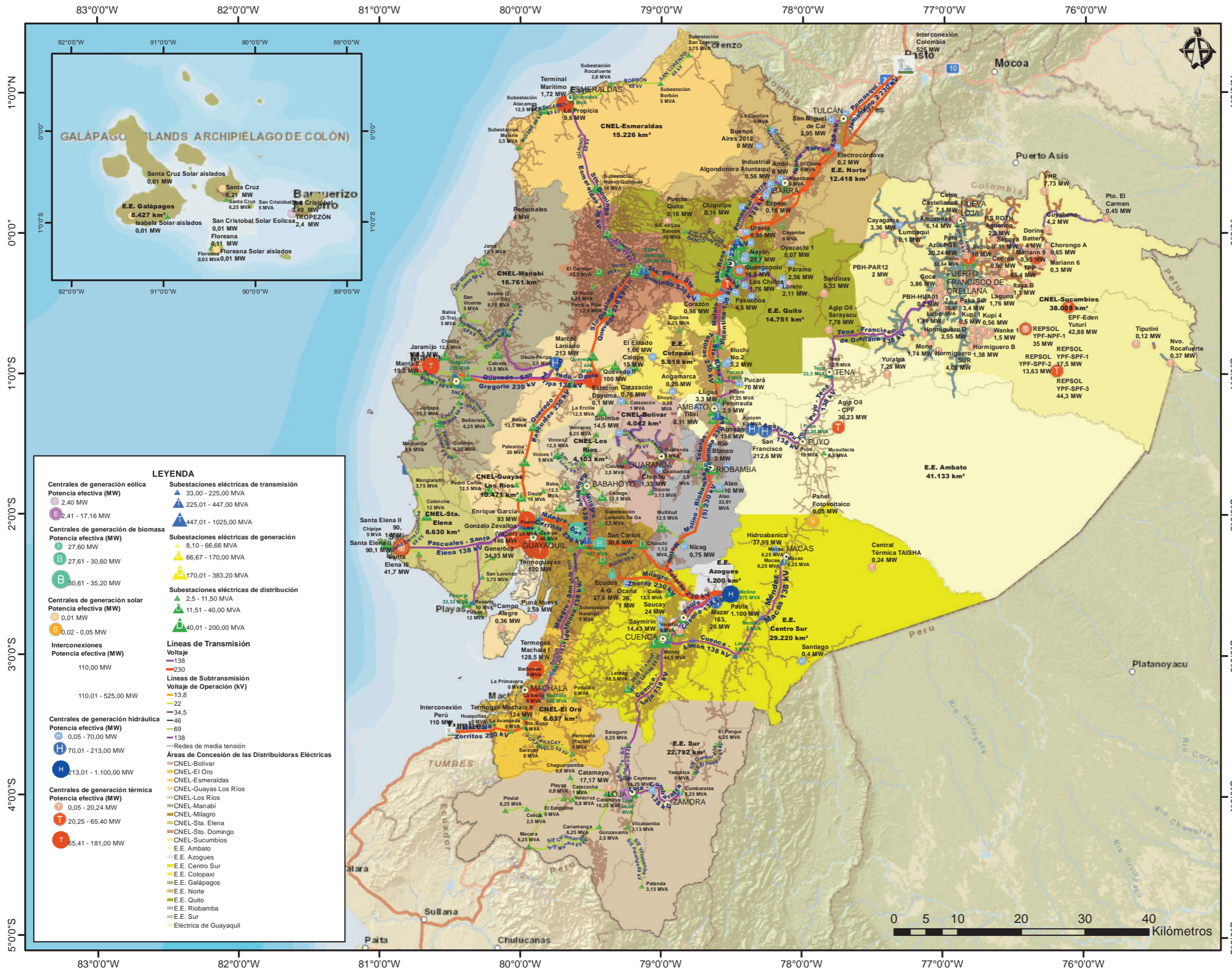
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportall CONELEC www.conelec.gob.ec



MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN (SNGTD)



SIGNOS CONVENCIONALES

- ▭ Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- Centrales de generación eólica**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 2,40 MW
 - 2,41 - 17,16 MW
- Centrales de generación de biomasa**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 27,60 MW
 - 27,61 - 30,60 MW
 - 30,61 - 35,20 MW
- Centrales de generación solar**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 0,01 MW
 - 0,02 - 0,05 MW
- Interconexiones**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 110,00 MW
- Centrales de generación hidráulica**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 0,05 - 70,00 MW
 - 70,01 - 213,00 MW
 - 213,01 - 1.100,00 MW
- Centrales de generación térmica**
 - Potencia efectiva (MW)
 - 0,05 - 20,24 MW
 - 20,25 - 65,40 MW
 - 65,41 - 181,00 MW
- Subestaciones eléctricas de transmisión**
 - 33,00 - 225,00 MVA
 - 225,01 - 447,00 MVA
 - 447,01 - 1025,00 MVA
- Subestaciones eléctricas de generación**
 - 8,10 - 66,66 MVA
 - 66,67 - 170,00 MVA
 - 170,01 - 383,20 MVA
- Subestaciones eléctricas de distribución**
 - 2,5 - 11,50 MVA
 - 11,51 - 40,00 MVA
 - 40,01 - 200,00 MVA
- Líneas de Transmisión**
 - Voltaje
 - 138
 - 230
 - Líneas de Subtransmisión
 - Voltaje de Operación (kV)
 - 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
- Áreas de Concesión de las Distribuidoras Eléctricas**
 - CNEL-Bolívar
 - CNEL-EI Oro
 - CNEL-Esmeraldas
 - CNEL-Guayas Los Ríos
 - CNEL-Los Ríos
 - CNEL-Manabí
 - CNEL-Milagro
 - CNEL-Sta. Elena
 - CNEL-Sto. Domingo
 - CNEL-Sucumbios
 - E.E. Ambato
 - E.E. Azogues
 - E.E. Centro Sur
 - E.E. Cotopaxi
 - E.E. Galápagos
 - E.E. Norte
 - E.E. Quito
 - E.E. Riobamba
 - E.E. Sur
 - Eléctrica de Guayaquil

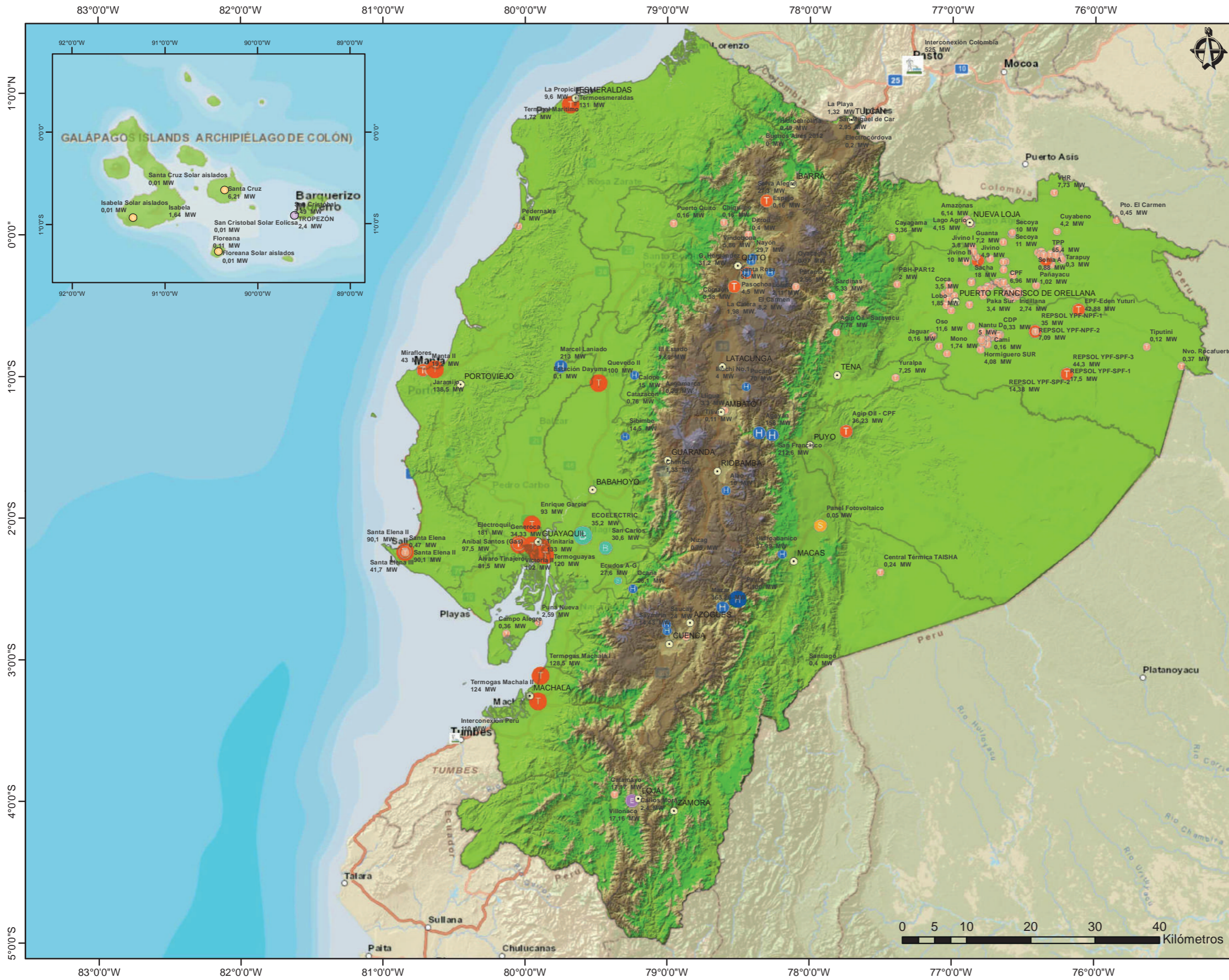
CONELEC
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD

MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN (SNGTD)

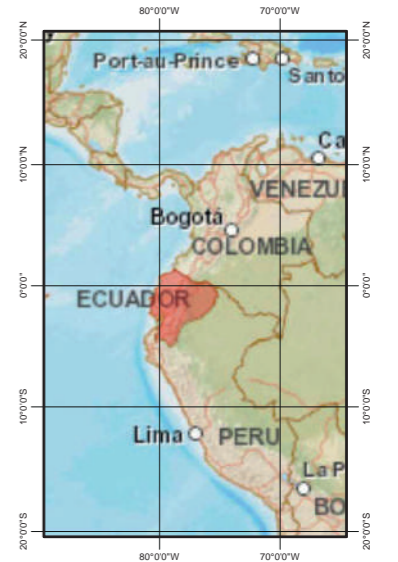
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvoña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis.com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	

* Para mayor detalle consulte el Geportal CONELEC www.conelec.gob.ec

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

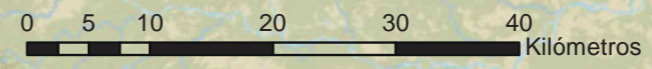
- Interconexiones**
Potencia efectiva (MW)
 110,00 MW
 110,01 - 525,00 MW
- Centrales de generación eólica**
Potencia efectiva (MW)
 2,40
 2,41 - 17,16
- Centrales de generación solar**
Potencia efectiva (MW)
 0,01
 0,02 - 0,05
- Centrales de generación hidráulica**
Potencia efectiva (MW)
 10,00 - 70,00 MW
 70,01 - 213,00 MW
 213,01 - 1.100,00 MW
- Centrales de generación de biomasa**
Potencia efectiva (MW)
 27,60 MW
 27,61 - 30,60 MW
 30,61 - 35,20 MW
- Centrales de generación térmica**
Potencia efectiva (MW)
 0,05 - 20,24
 20,25 - 65,40
 65,41 - 181,00

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN

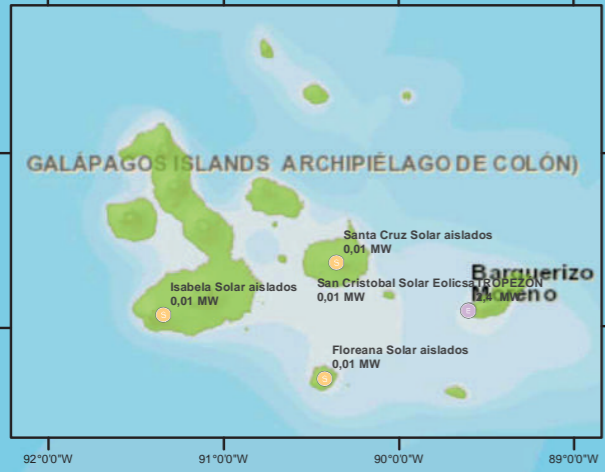
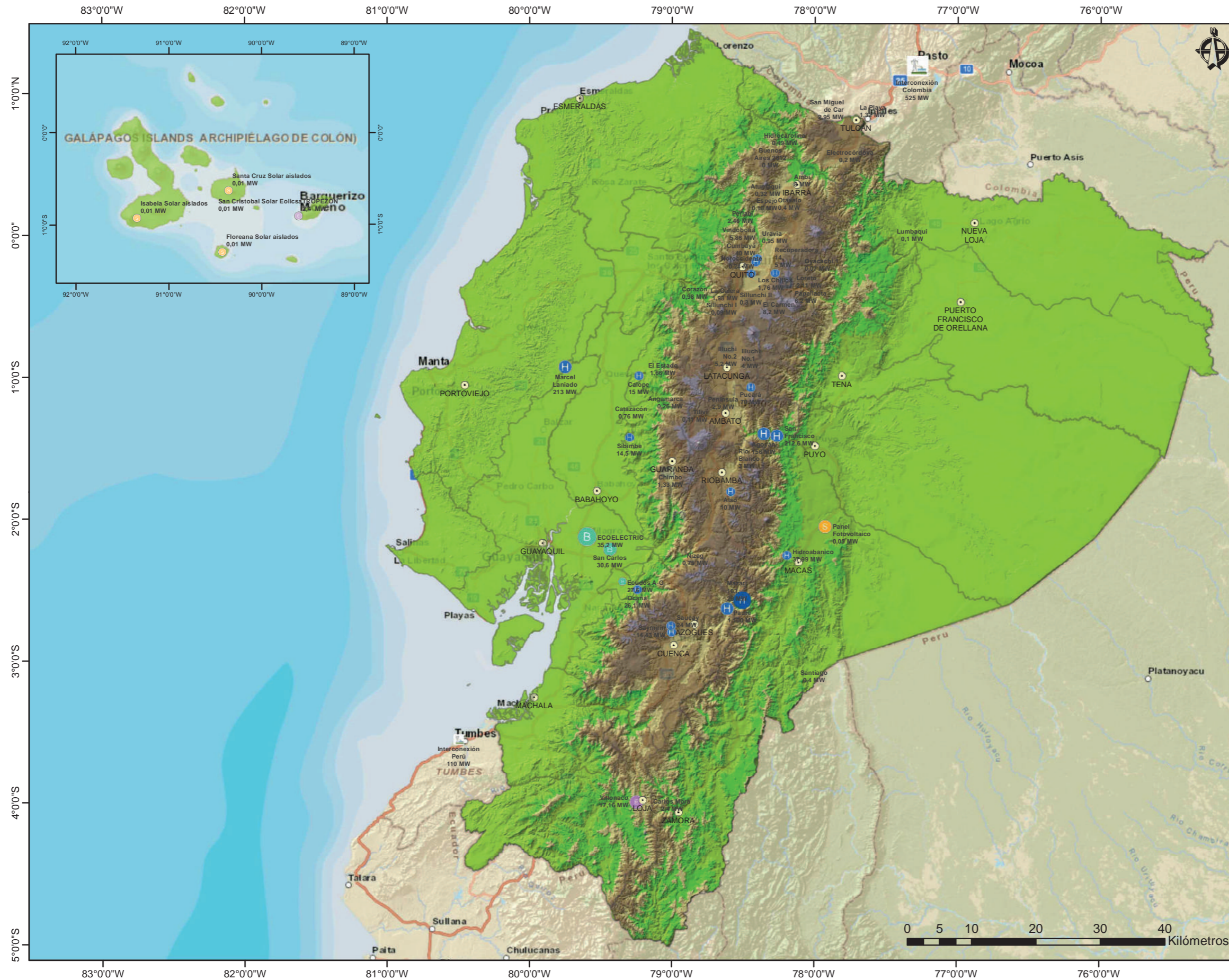
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Rodney Salgado	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec



MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- ▭ Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- Interconexiones**
Potencia efectiva (MW)
■ 110,00 MW
■ 110,01 - 525,00 MW
- Centrales de generación solar**
Potencia efectiva (MW)
● 0,01
● 0,02 - 0,05
● 0,06 - 0,10
● 0,11 - 0,20
● 0,21 - 0,50
● 0,51 - 1,00
● 1,01 - 2,00
● 2,01 - 5,00
● 5,01 - 10,00
● 10,01 - 20,00
● 20,01 - 50,00
● 50,01 - 100,00
● 100,01 - 200,00
● 200,01 - 500,00
● 500,01 - 1000,00
- Centrales de generación de biomasa**
Potencia efectiva (MW)
● 27,60 MW
● 27,61 - 30,60 MW
● 30,61 - 35,20 MW
- Centrales de generación hidráulica**
Potencia efectiva (MW)
● 10,00 - 70,00 MW
● 70,01 - 213,00 MW
● 213,01 - 1.100,00 MW
- Centrales de generación eólica**
Potencia efectiva (MW)
● 2,40
● 2,41 - 17,16

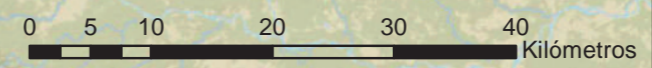


MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

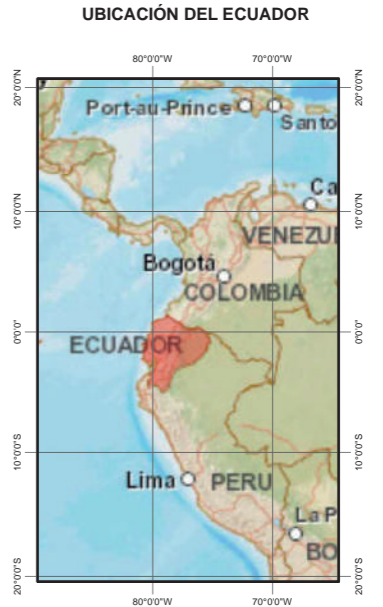
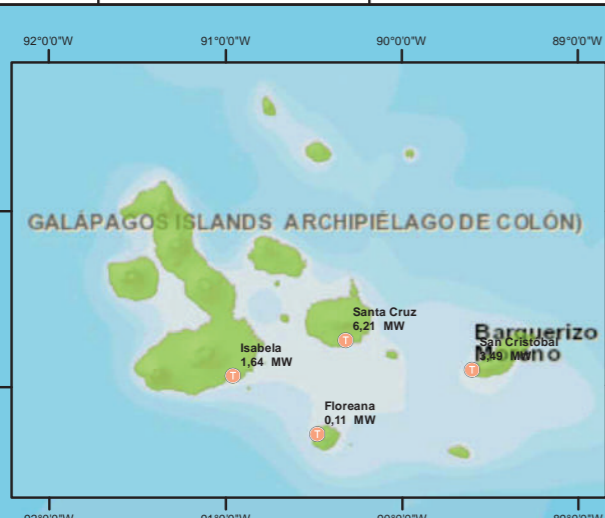
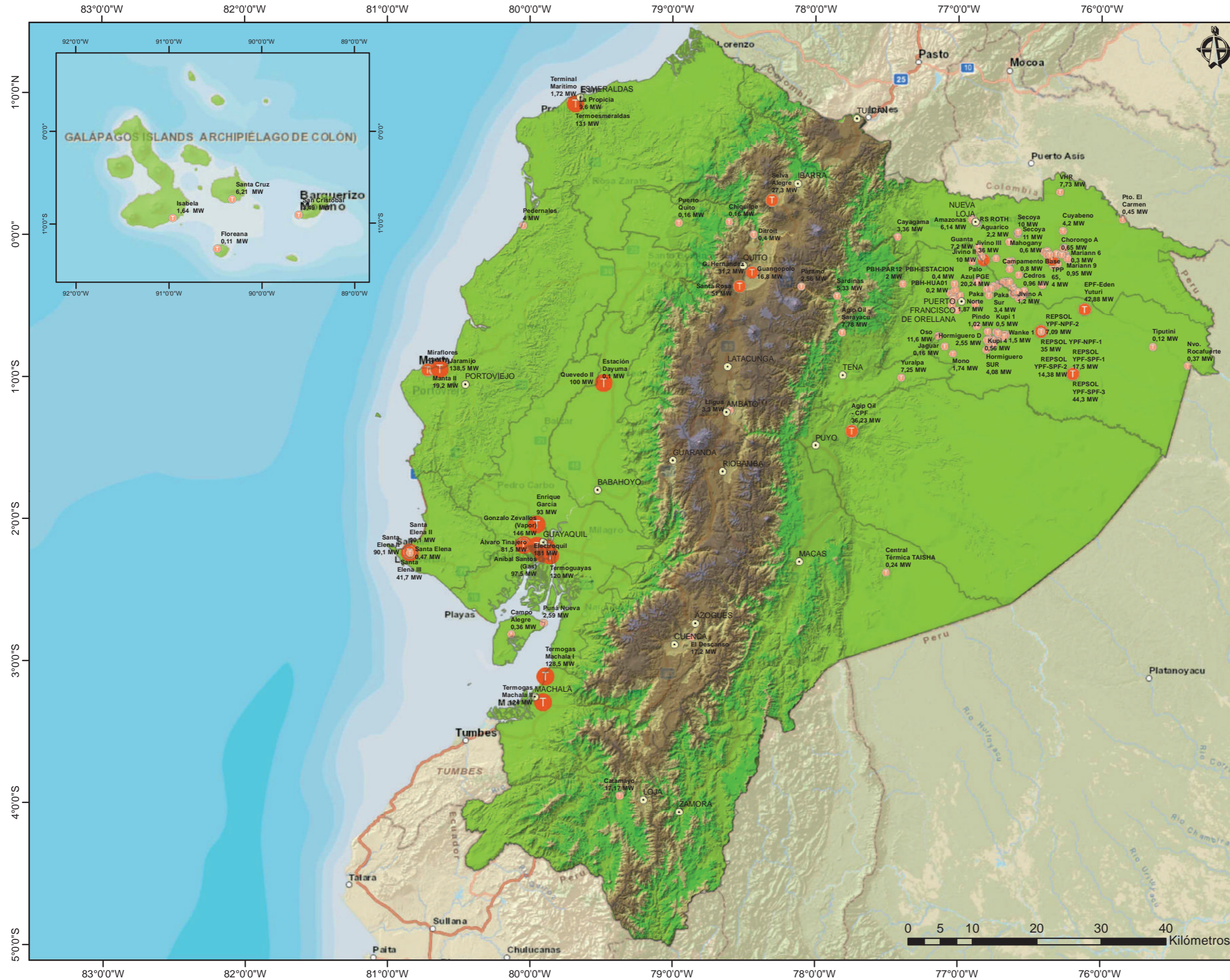
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportail CONELEC www.conelec.gob.ec

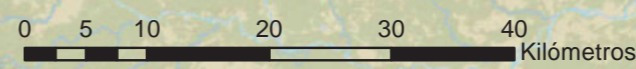


MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO RENOVABLE



SIGNOS CONVENCIONALES
 □ Límite provincial
 ● Cabecera provincial

LEYENDA
 Centrales de generación térmica
 Potencia efectiva (MW)
 ● 0,05 - 20,24
 T 20,25 - 65,40
 T 65,41 - 181,00





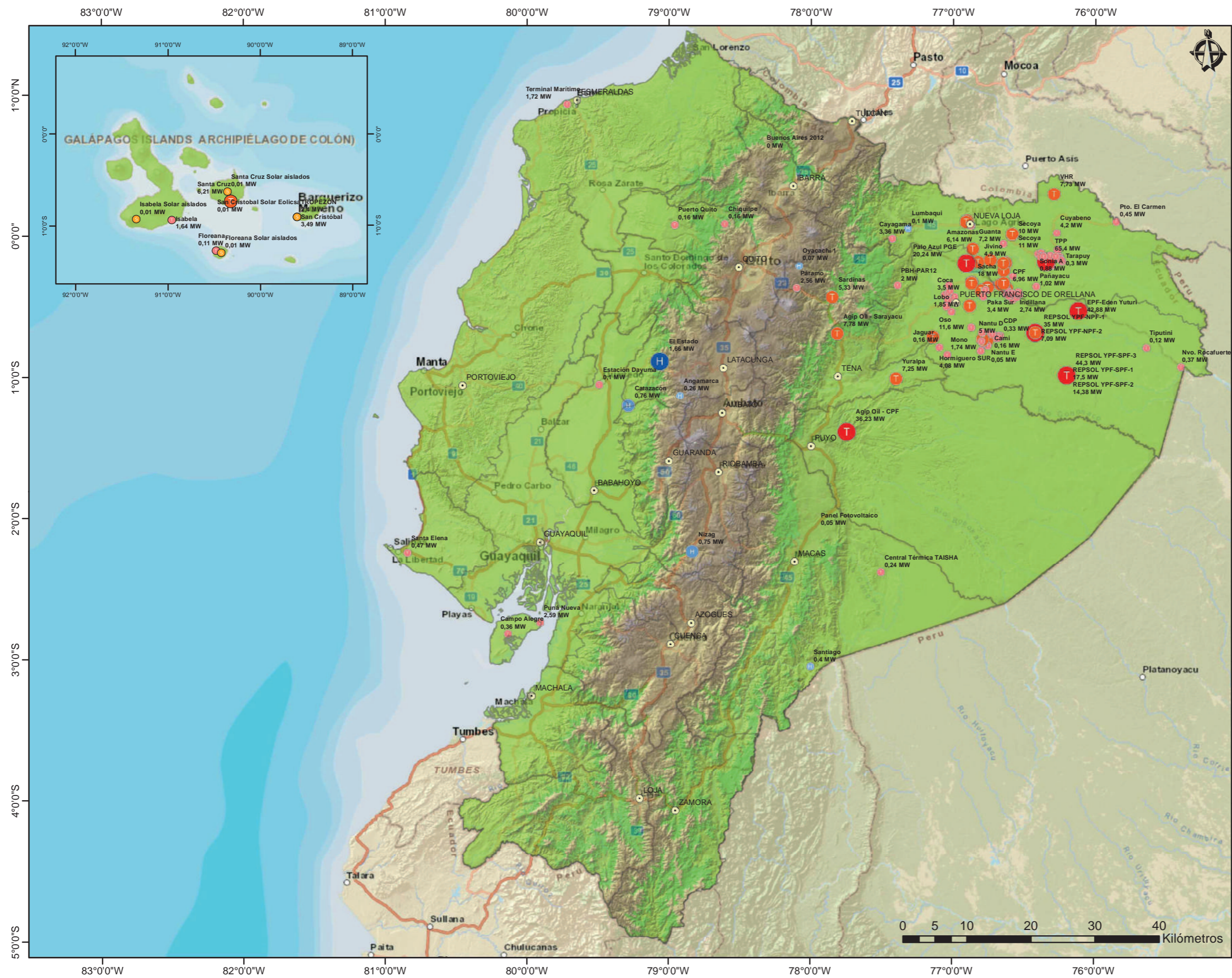
MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO RENOVABLE

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

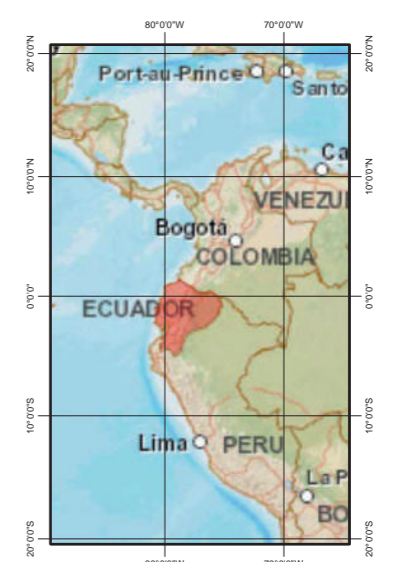
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

* Para mayor detalle consulte el Geoportail CONELEC www.conelec.gob.ec

MAPA DE SISTEMAS AISLADOS



UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

- ▭ Límite provincial
- Cabecera provincial

LEYENDA

- Centrales de generación hidráulica (No Incorporado)**
Potencia efectiva (MW)
 ● 0,07 - 0,40 MW
 ● 0,41 - 0,76 MW
 ● 0,77 - 1,66 MW
- Centrales de generación térmica (No Incorporado)**
Potencia efectiva (MW)
 ● 0,05 - 4,20 MW
 ● 4,21 - 18,00 MW
 ● 18,01 - 65,40 MW
- Centrales de generación solar (No Incorporado)**
Potencia efectiva (MW)
 ● 0,01 MW
- Centrales de generación eólica (No Incorporado)**
Potencia efectiva (MW)
 ● 2,40 MW

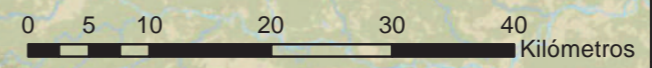


MAPA DE SISTEMAS AISLADOS

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección Geográfica Datum WGS84
Revisado por: Ing. Wilson Calvoña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis. com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

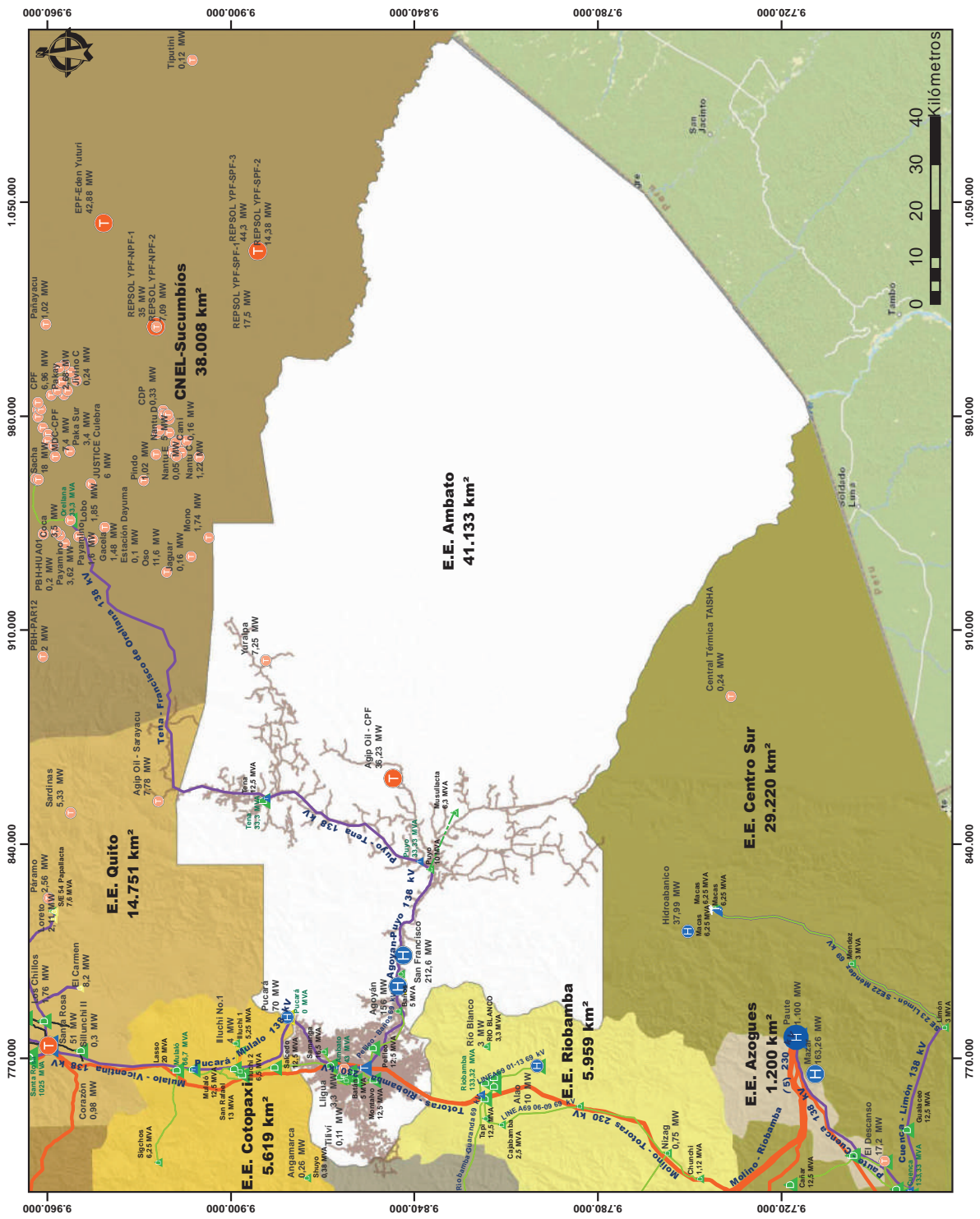
* Para mayor detalle consulte el Geportal CONELEC www.conelec.gob.ec



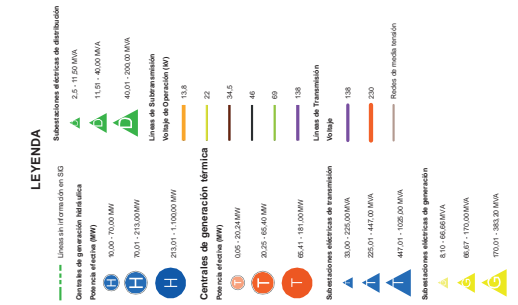
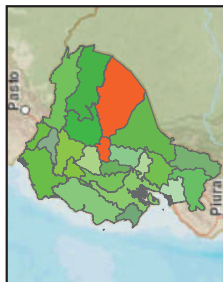
Mapas de las Empresas de Distribución



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AMBATO

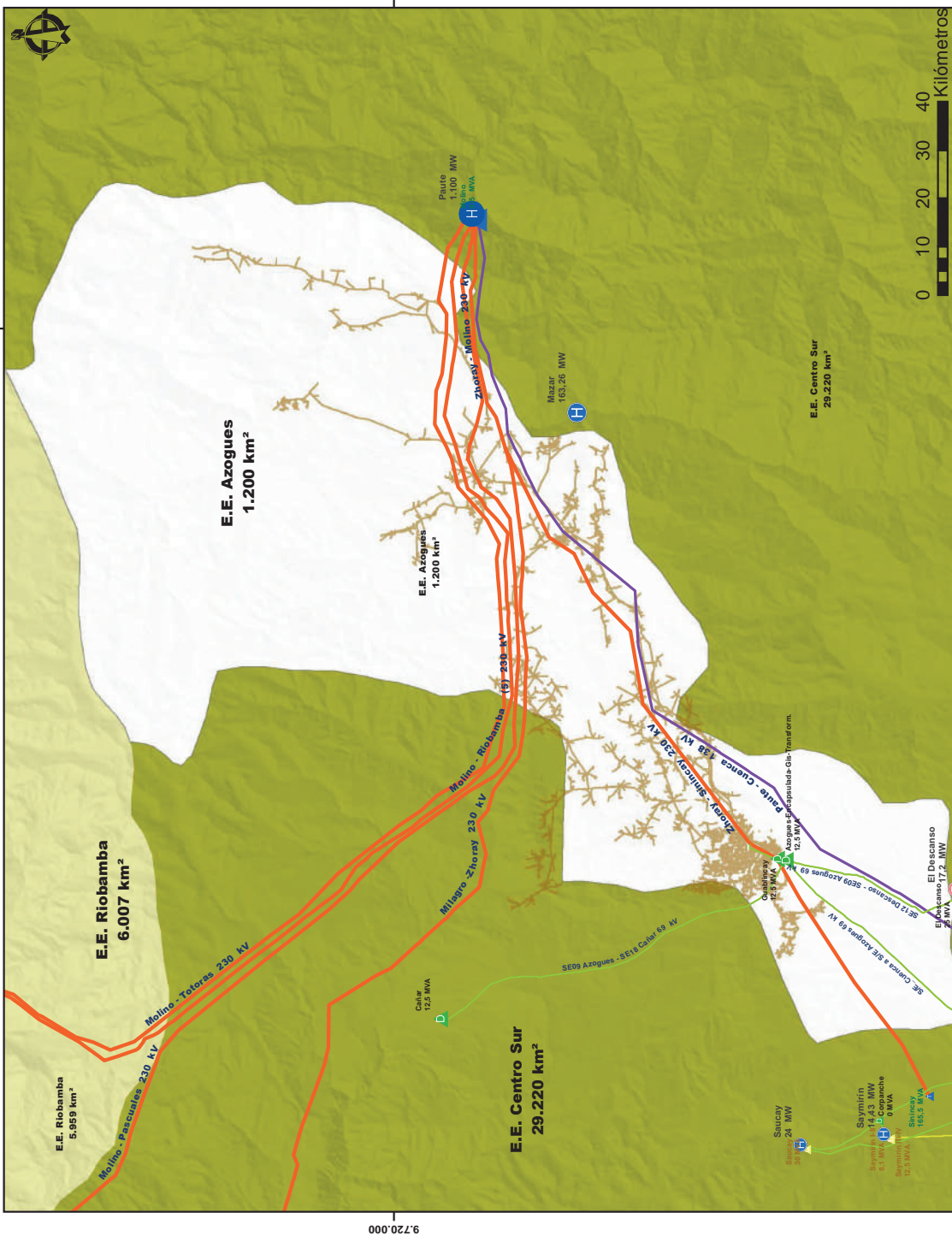


UBICACIÓN EN EL ECUADOR

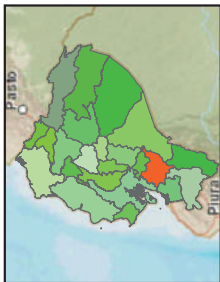


MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AMBATO	
Elaborado por: CONELEC	Proyección UTM
Local: Santa Fe	Datam: WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Cervantes	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Junio, 2010
Fuente: Base Arc Gis, con Cartografía Temática: CONELEC, 2012	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AZOGUES



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

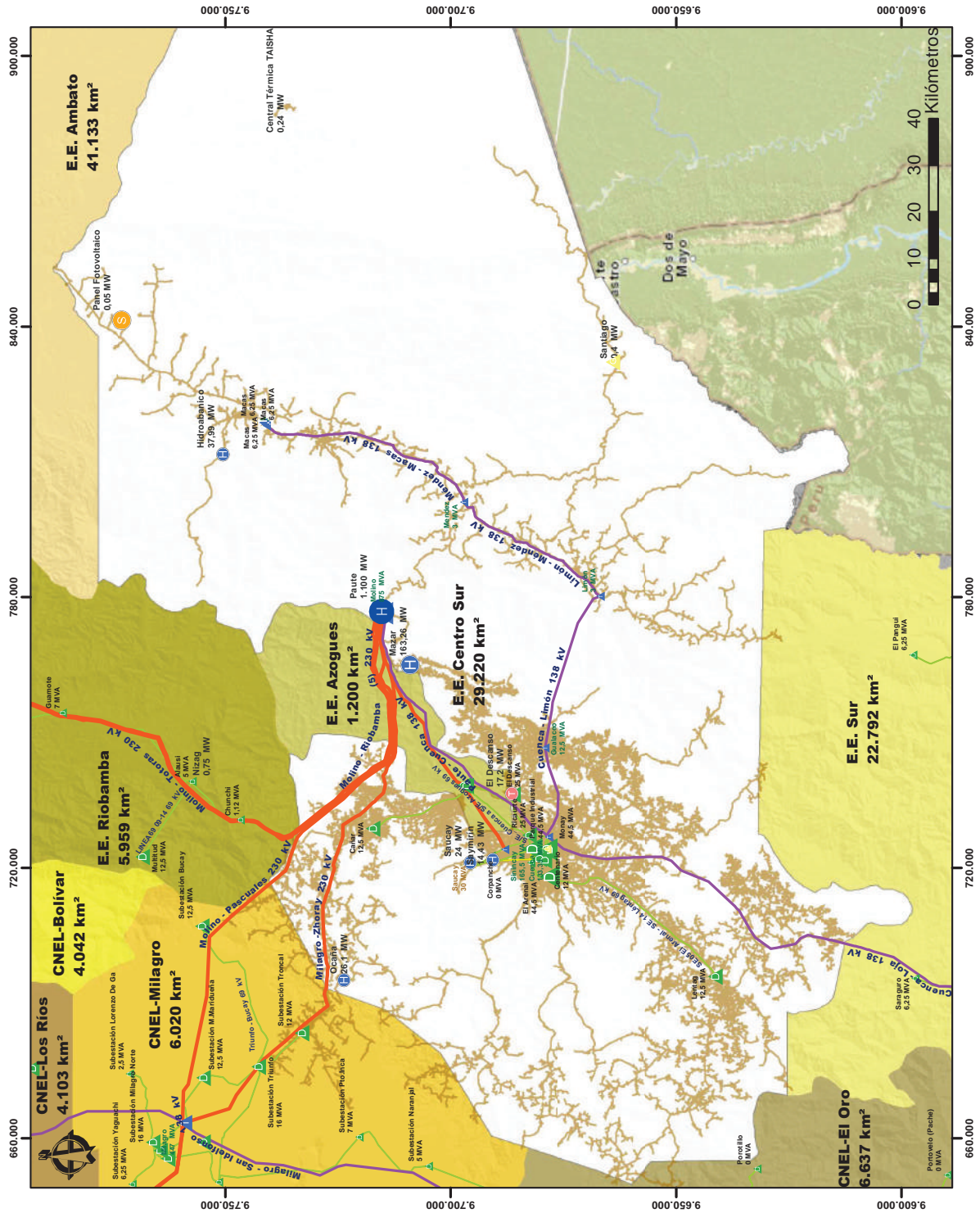


LEYENDA

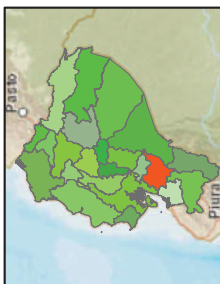
Centrales de generación hidroeléctrica	Subestaciones eléctricas de estación
Potencia eléctrica (MW)	
10000 - 70.000 MW	25 - 115,00 MVA
70001 - 213,00 MW	1151 - 40,00 MVA
213,01 - 1.100,00 MW	40,01 - 200,00 MVA
Centrales de generación térmica	Líneas de Transmisión
Potencia eléctrica (MW)	Voltaje
10000 - 27,30 MW	230
27,31 - 65,40 MW	138
65,41 - 181,00 MW	69
181,01 - 330,00 MW	33
330,01 - 447,00 MVA	18
447,01 - 1.025,00 MVA	Redes de Media Tensión
Subestaciones eléctricas de transmisión	
33000 - 225,00 MVA	46
22501 - 447,00 MVA	89
44701 - 1.025,00 MVA	138
Subestaciones eléctricas de generación	
8,10 - 66,06 MVA	4
66,07 - 170,00 MVA	5
170,01 - 383,20 MVA	6

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. AZOGUES	
Elaborado por: Leda Sara Davila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvepita	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc GIs, con Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
*Para mayor detalle consulte el Documento CONELEC, www.conelec.gov.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - CENTRO SUR



UBICACIÓN EN EL ECUADOR



LEYENDA

Subestaciones eléctricas de distribución

- ▲ 2.5 - 11.00 MVA
- ▲ 11.01 - 40.00 MVA
- ▲ 40.01 - 200.00 MVA

Centrales de generación solar

- 0.01 MW
- 0.02 - 0.05 MW

Centrales de generación hidroeléctrica

- 10.00 - 70.00 MW
- 70.01 - 210.00 MW
- 210.01 - 1,000.00 MW

Centrales de generación térmica

- 10.00 - 27.20 MW
- 27.21 - 65.40 MW
- 65.41 - 101.00 MW

Subestaciones eléctricas de generación

- ▲ 33.00 - 220.00 MVA
- ▲ 220.01 - 447.00 MVA
- ▲ 447.01 - 1,025.00 MVA
- ▲ 1,025.01 - 3,800.00 MVA
- ▲ 3,800.01 - 10,000.00 MVA
- ▲ 10,000.01 - 300,000.00 MVA

Subestaciones eléctricas de transmisión

- ▲ 138
- ▲ 230
- ▲ 345
- ▲ 46
- ▲ 69
- ▲ 138

Líneas de Transmisión

Voltaje

- 138
- 230
- 345
- 46
- 69
- 138

Líneas de Subtransmisión

Voltaje de Operación (kV)

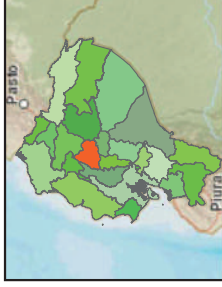
- 13.8
- 22
- 34.5
- 46
- 69
- 138

Redes de Media Tensión

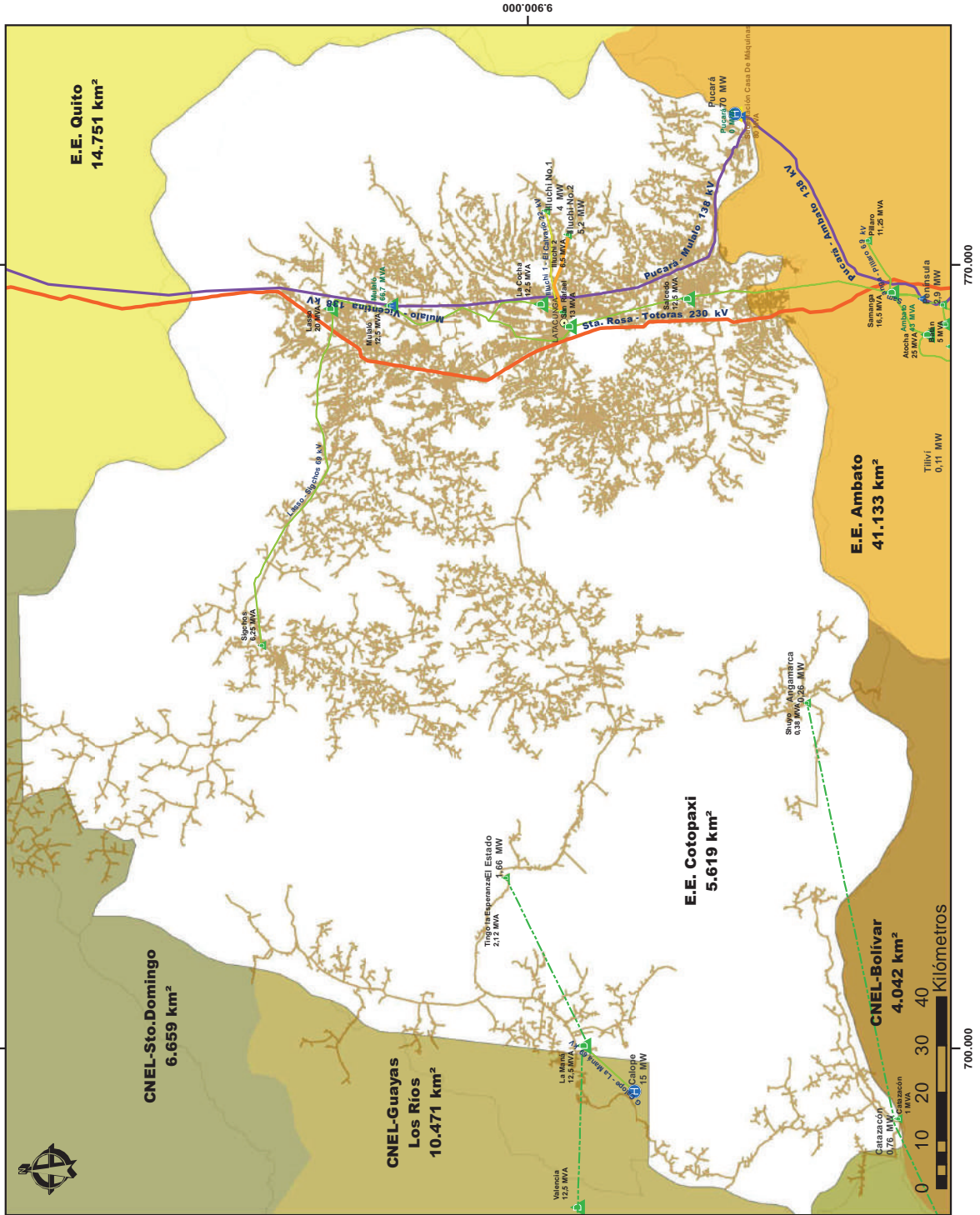
CONELEC	
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - CENTRO SUR	
Elaborado por: Luis Sandoval	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Castrogia	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Torres	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente de datos: Cartografía Base Arc Gis, com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. COTOPAXI

UBICACIÓN EN EL ECUADOR

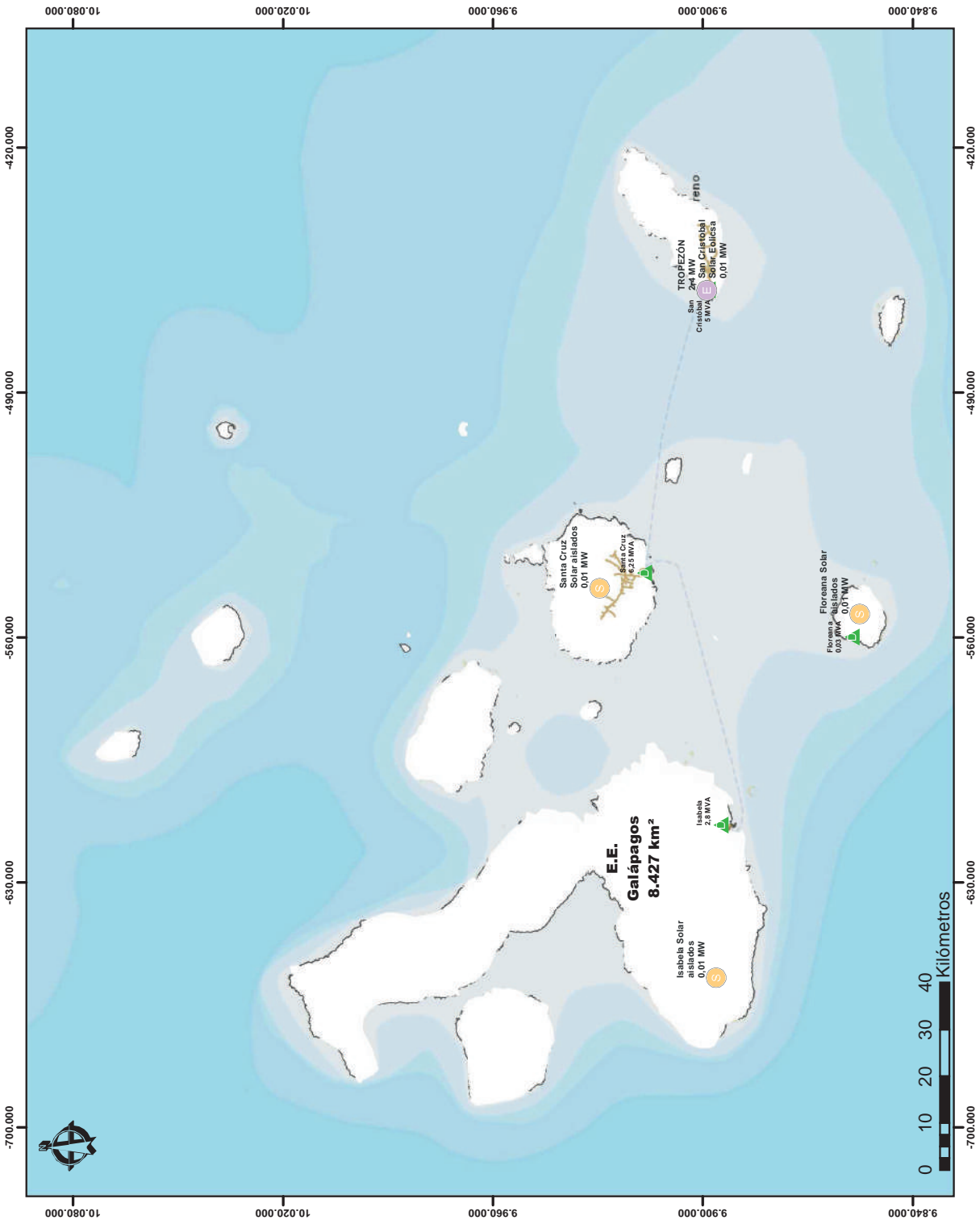
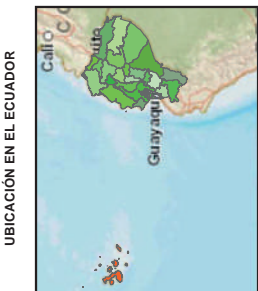


- LEYENDA**
- Centrales de generación hidroeléctrica
 Potencia eléctrica (MW)
 10,00 - 20,00 MW
 7,001 - 23,00 MW
 21,001 - 110,000 MW
- Subestaciones eléctricas de transmisión
 Voltaje
 138
 220
 252
 275
 330,00 - 250,000 MVA
 225,001 - 447,00 MVA
 447,001 - 1,000,00 MVA
- Subestaciones eléctricas de generación
 34,5
 49
 69
 138
 170,001 - 385,00 MVA
- Subestaciones eléctricas de distribución
 Potencia eléctrica (MW)
 2,5 - 11,50 MVA
 11,51 - 40,00 MVA
 40,01 - 200,00 MVA
- Lineas de Transmisión
 138
 220
 252
 275
 330,00 - 250,000 MVA
 225,001 - 447,00 MVA
 447,001 - 1,000,00 MVA
- Redes de Media Tensión
 49
 69
 138
 Líneas sin información en SOG



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. COTOPAXI	
Elaborado por: Lic. Sara Davila	Proyección UTM Datum WGS84 Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Castrogilja	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio 2012
Fuente: Cartografía Base: AEC GIG, con Cartografía Temática: CONELEC, 2012 Propósito: Actualización de la base de datos de CONELEC para análisis GIS.	

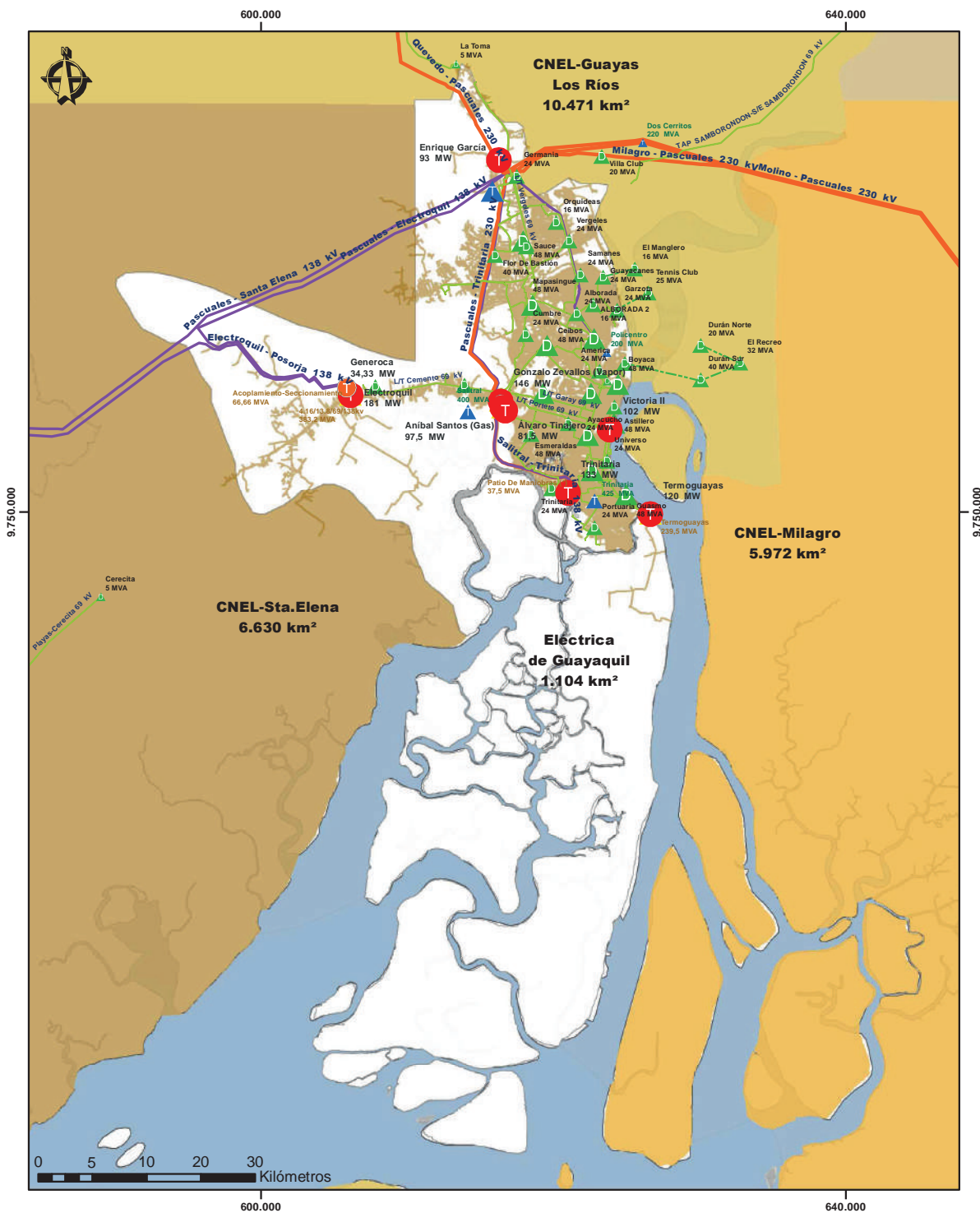
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. GALÁPAGOS



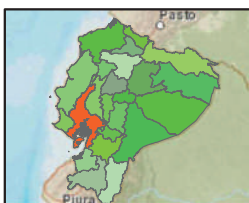
- LEYENDA**
- Centrales de generación eólica Potencia eléctrica (MW)
 - E 2,40 MW
 - E 2,41 - 17,16 MW
 - Centrales de generación solar Potencia eléctrica (MW)
 - S 0,01 MW
 - S 0,02 - 0,05 MW
 - Subestaciones eléctricas de distribución
 - A 2,5 - 11,50 MVA
 - A 11,51 - 40,00 MVA
 - A 40,01 - 200,00 MVA
 - Lineas de Subtransmisión
 - Voltaje de Operación (KV)
 - 13,8
 - 22
 - 34,5
 - 46
 - 69
 - 138
 - Redes de Media Tensión

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. GALÁPAGOS	
Elaborado por: Lcda. Sara Davila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvovilla	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc. Otilio, com Cartografía Temática: CONELEC, 2012 <small>*Para mayor información consulte el sitio web de CONELEC: www.conelec.gub.ec</small>	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. PÚBLICA DE GUAYAQUIL



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

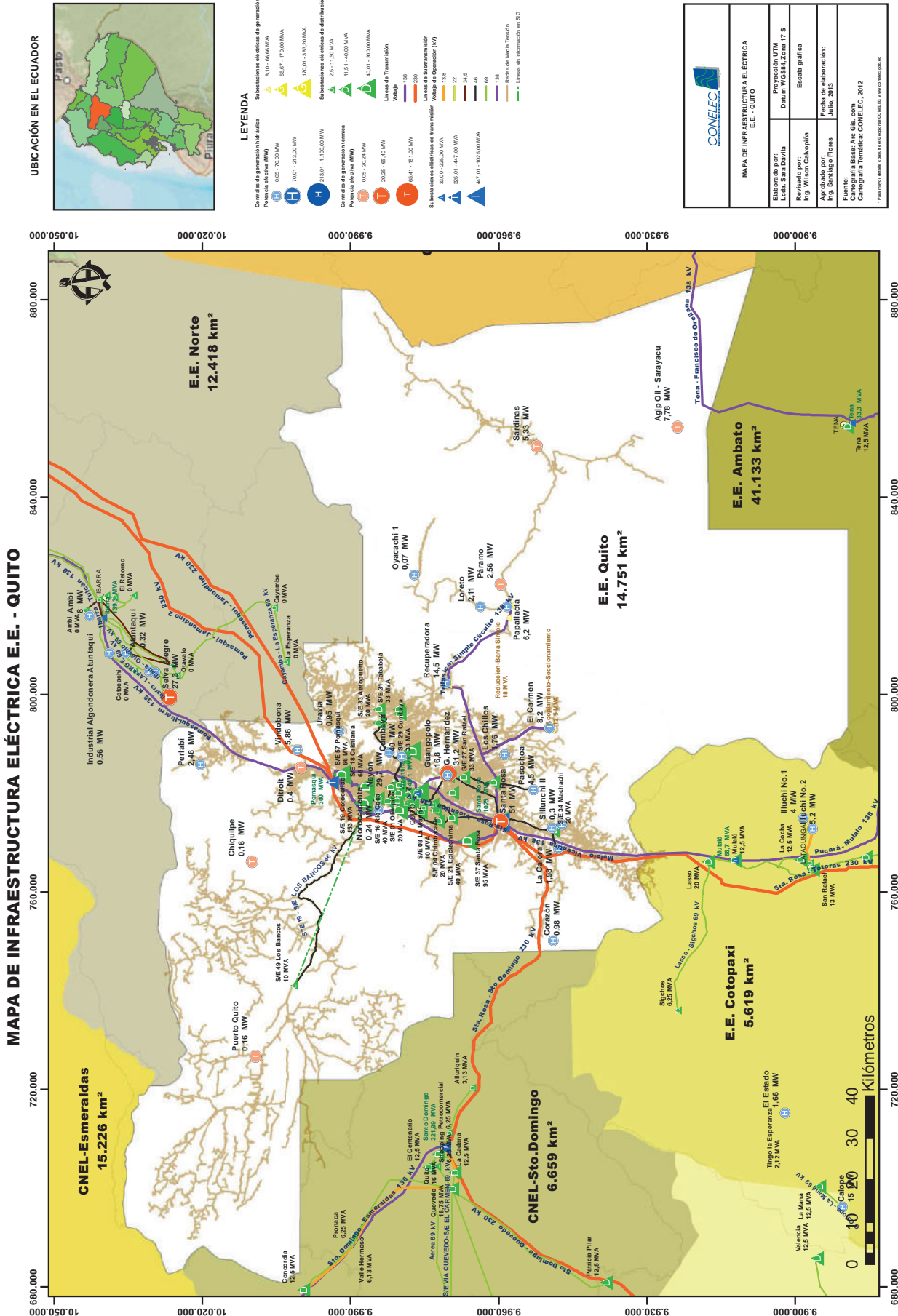


LEYENDA

Centrales de generación hidráulica	Subestaciones eléctricas de transmisión	Lineas de Transmisión
Potencia eléctrica (MW)	▲ 33,00 - 225,00 MVA	Voltaje
H 10,00 - 70,00 MW	▲ 225,01 - 447,00 MVA	— 138
H 70,01 - 213,00 MW	▲ 447,01 - 1025,00 MVA	— 230
H 213,01 - 1.100,00 MW	▲ Subestaciones eléctricas de generación	— Líneas de Subtransmisión
	▲ 8,10 - 66,66 MVA	Voltaje de Operación (kV)
	▲ 66,67 - 170,00 MVA	— 13,8
Centrales de generación térmica	▲ 170,01 - 383,20 MVA	— 22
Potencia eléctrica (MW)	▲ Subestaciones eléctricas de distribución	— 34,5
T 10,00 - 27,30 MW	▲ 2,5 - 11,50 MVA	— 46
T 27,31 - 65,40 MW	▲ 11,51 - 40,00 MVA	— 69
T 65,41 - 181,00 MW	▲ 40,01 - 200,00 MVA	— 138
		— Redes de Media Tensión
		— Líneas sin información en SIG

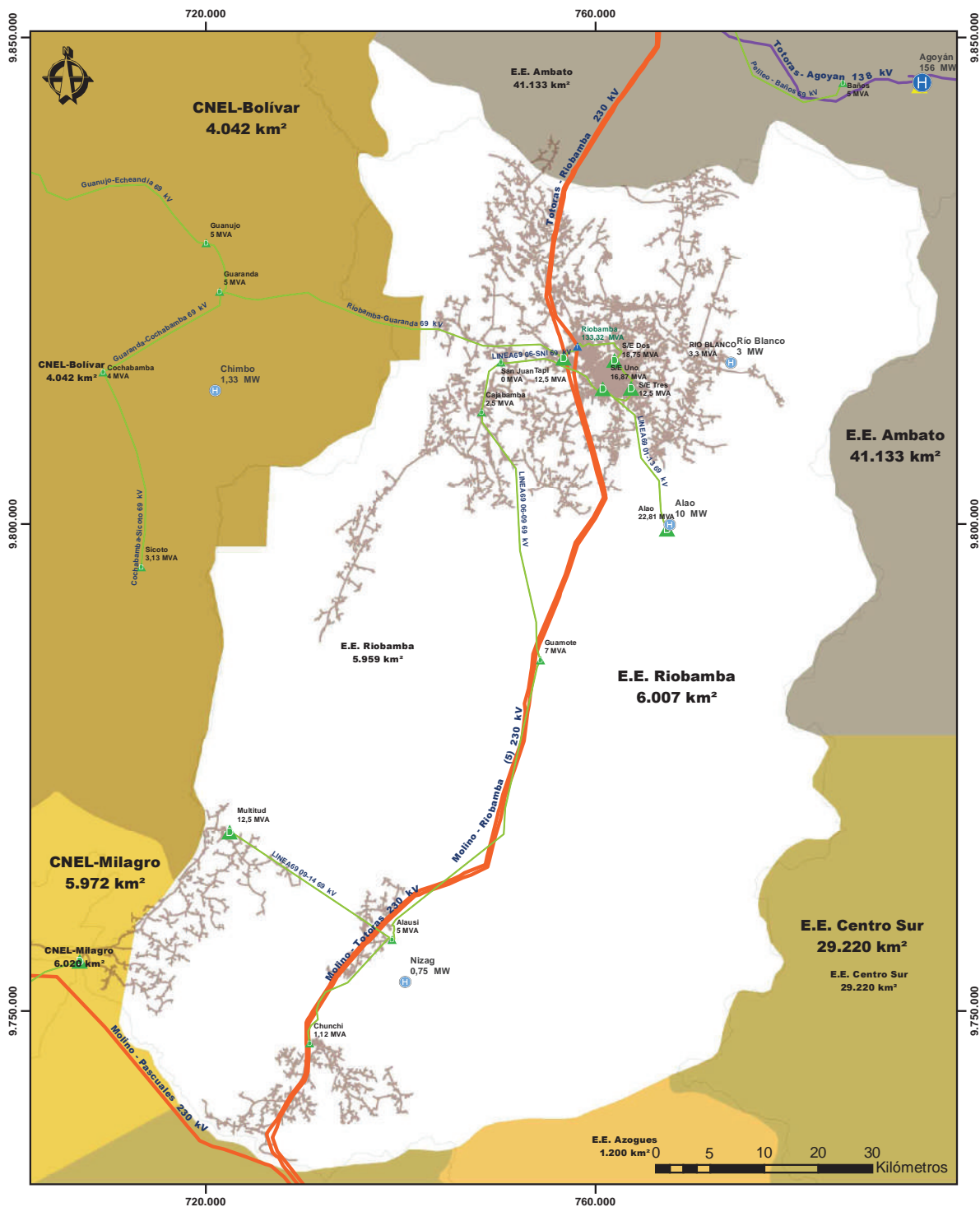


MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. PÚBLICA DE GUAYAQUIL	
Elaborado por: Loda Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvo Piña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis, com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
<small>*Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gub.ec</small>	

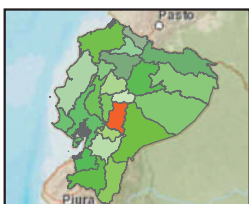


COMIELEC	
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - QUITO	
Elaborado por:	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por:	Escala gráfica
Aprobado por:	Fecha de elaboración:
Fuentes: Cartografía Base: Arc GIS, com Cartografía Temática: COMIELEC, 2012	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. RIOBAMBA



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

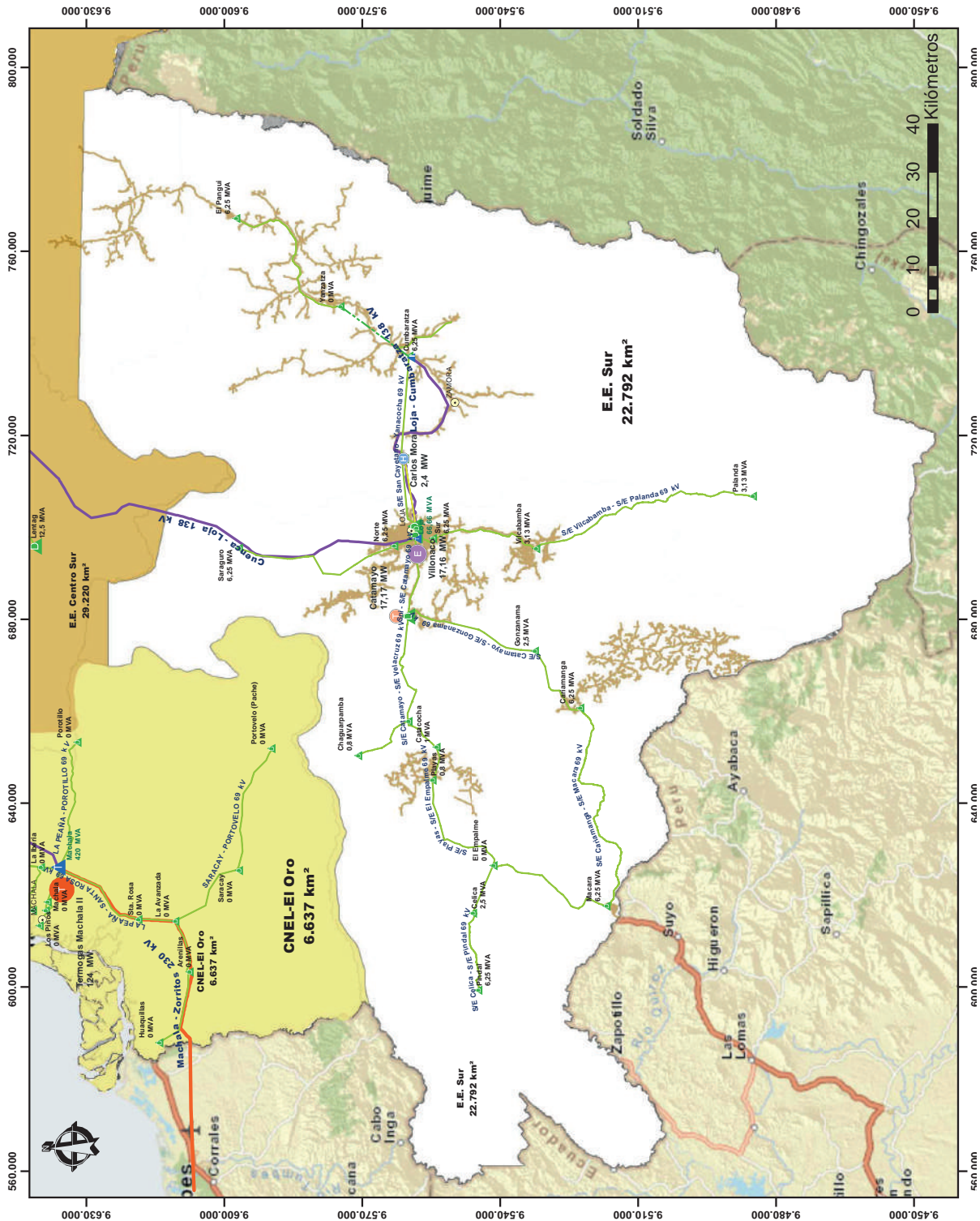


LEYENDA

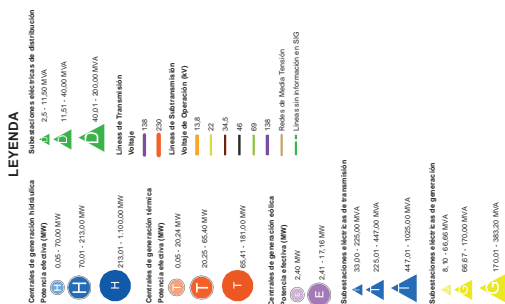
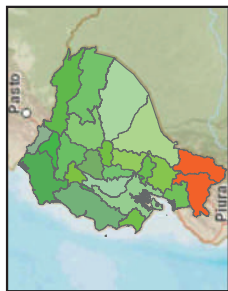
- | | | |
|--|---|---|
| <p>Centrales de generación hidráulica</p> <ul style="list-style-type: none"> 0.05 - 70.00 MW 70.01 - 213.00 MW 213.01 - 1.100,00 MW <p>Centrales de generación térmica</p> <ul style="list-style-type: none"> 0.05 - 20.24 MW 20.25 - 65.40 MW 65.41 - 181.00 MW | <p>Subestaciones eléctricas de transmisión</p> <ul style="list-style-type: none"> 33.00 - 225.00 MVA 225.01 - 447.00 MVA 447.01 - 1025.00 MVA <p>Subestaciones eléctricas de generación</p> <ul style="list-style-type: none"> 8.10 - 66.66 MVA 66.67 - 170.00 MVA 170.01 - 383.20 MVA <p>Subestaciones eléctricas de distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> 2.5 - 11.50 MVA 11.51 - 40.00 MVA 40.01 - 200.00 MVA | <p>Líneas de Transmisión</p> <ul style="list-style-type: none"> 138 230 <p>Líneas de Subtransmisión</p> <ul style="list-style-type: none"> 13.8 22 34.5 46 69 <p>Redes de media tensión</p> <ul style="list-style-type: none"> 138 |
|--|---|---|

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. RIOBAMBA	
Elaborado por: Lcda. Saira Davila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvoña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis.com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
* Para mayor detalle consulte el Geopunto CONELEC www.conelec.gub.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - SUR

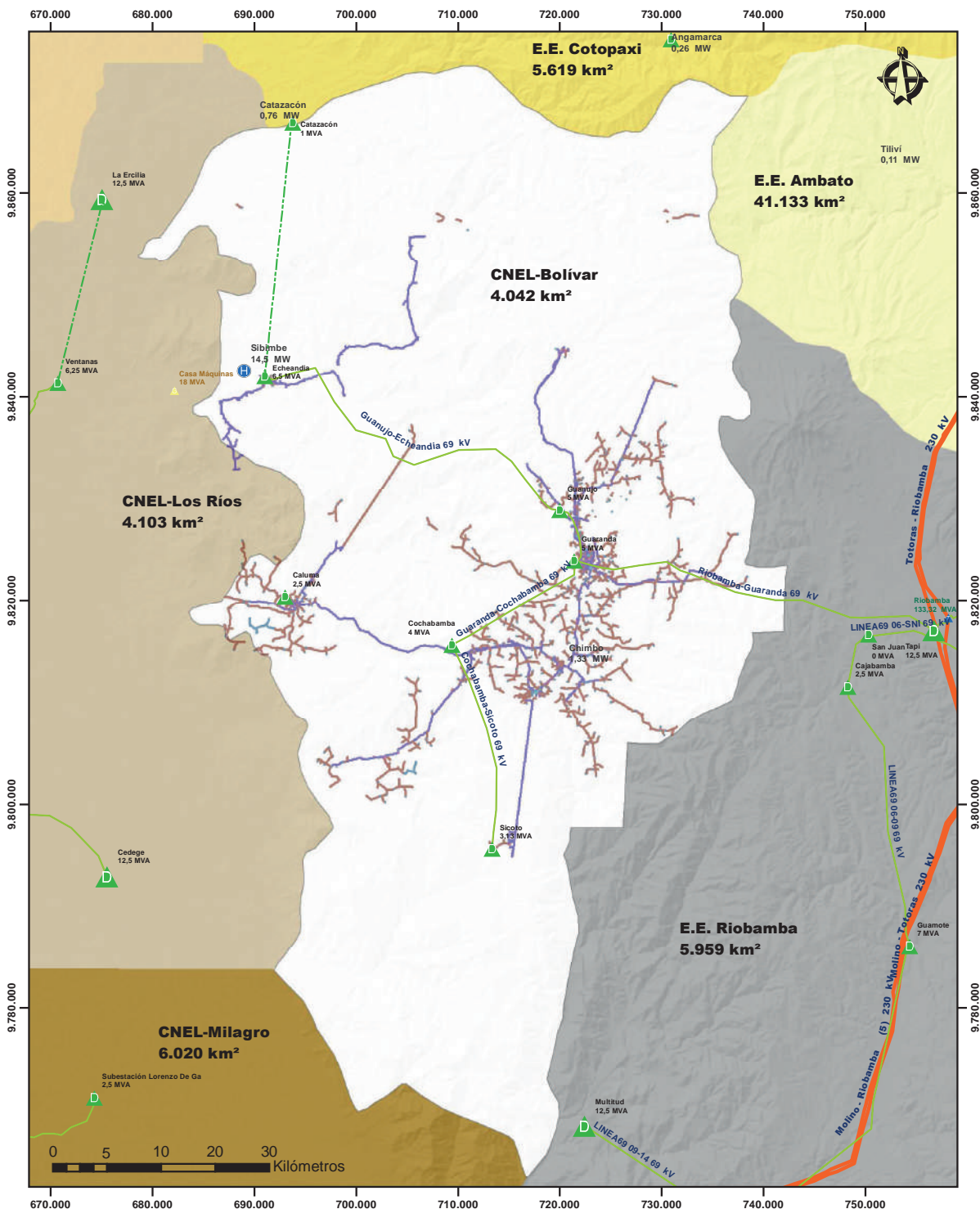


UBICACIÓN EN EL ECUADOR

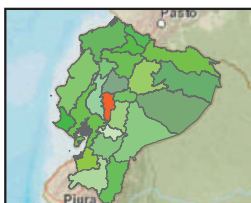


MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA E.E. - SUR	
Elaborado por: Lcda. Sara Davila	Proyección UTM Datum WGS84, Zone 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Catajilla	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Paredes	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Catastrales, Base de Datos Categorías Temáticas: CONELEC, 2012	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - BOLÍVAR



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

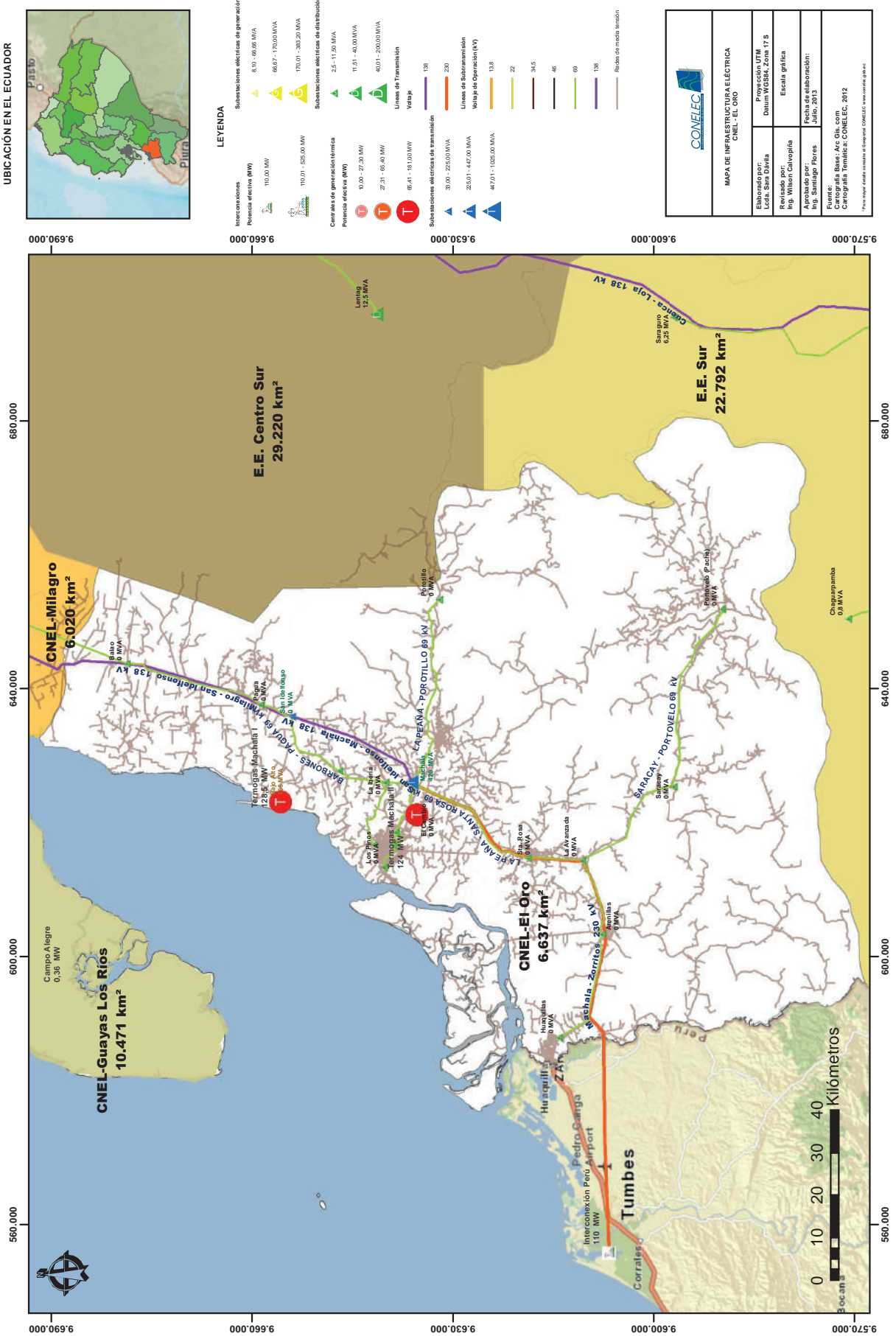


LEYENDA

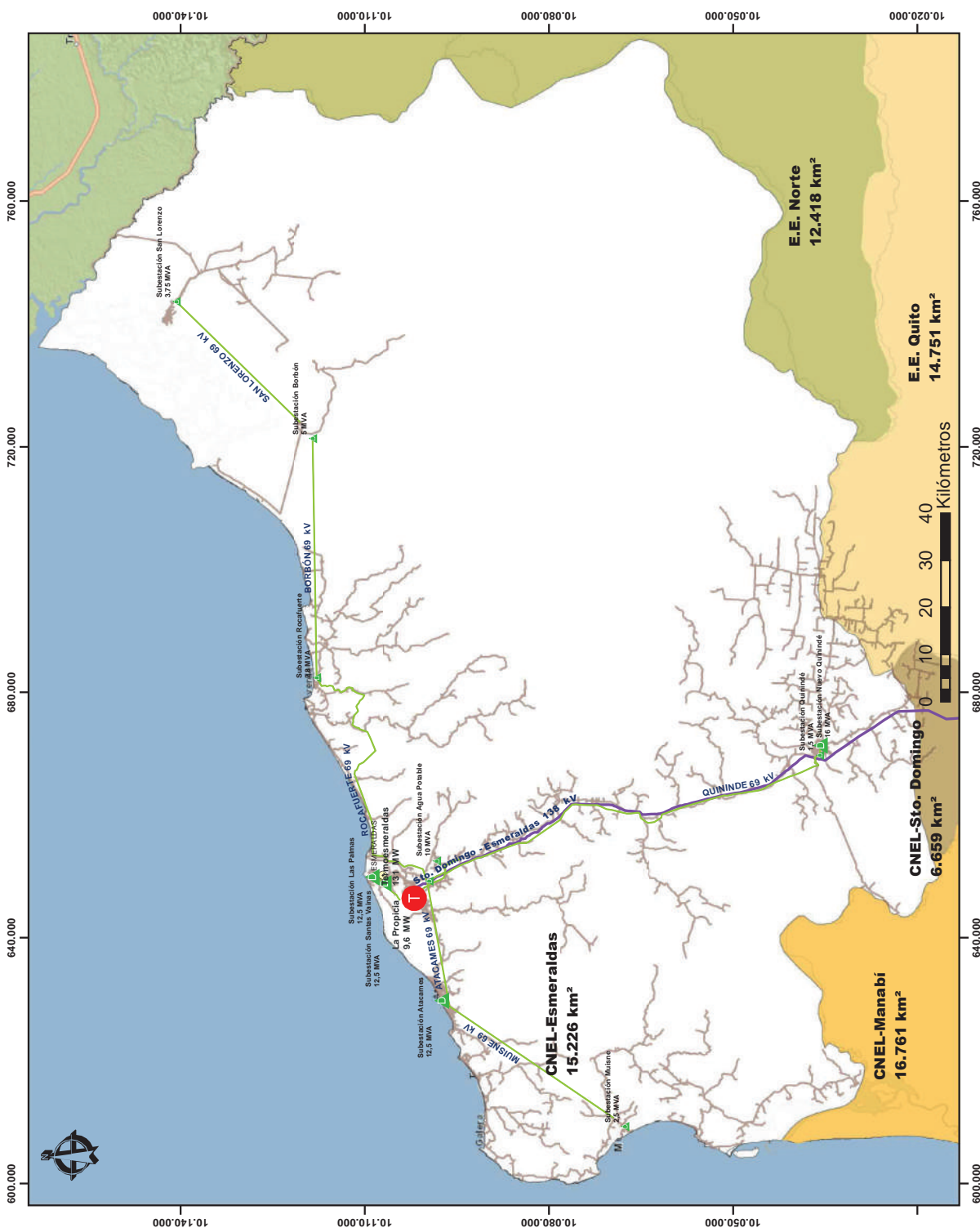
Centrales de generación hidráulica	Subestaciones eléctricas de transmisión	Lineas de Transmisión	Lineas de Subtransmisión
Potencia efectiva (MW)		Voltaje	Voltaje de Operación (kV)
10,000 - 70,000 MW	33,000 - 225,000 MVA	138	13,8
70,001 - 213,000 MW	225,001 - 447,000 MVA	230	22
213,001 - 1.100,000 MW	447,001 - 1.025,000 MVA		34,5
Subestaciones eléctricas de distribución	Subestaciones eléctricas de generación		46
2,5 - 11,500 MVA	8,100 - 66,660 MVA		69
11,501 - 40,000 MVA	66,667 - 170,000 MVA		138
40,001 - 200,000 MVA	170,001 - 383,200 MVA		Lineas sin información en SIG

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - BOLÍVAR	
Elaborado por: Leda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvoipita	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis, com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
<small>* Para mayor detalle consulte el Geopunto CONELEC www.conelec.gob.ec</small>	

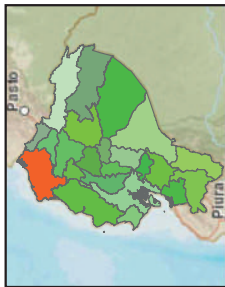
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - EL ORO



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - ESMERALDAS



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

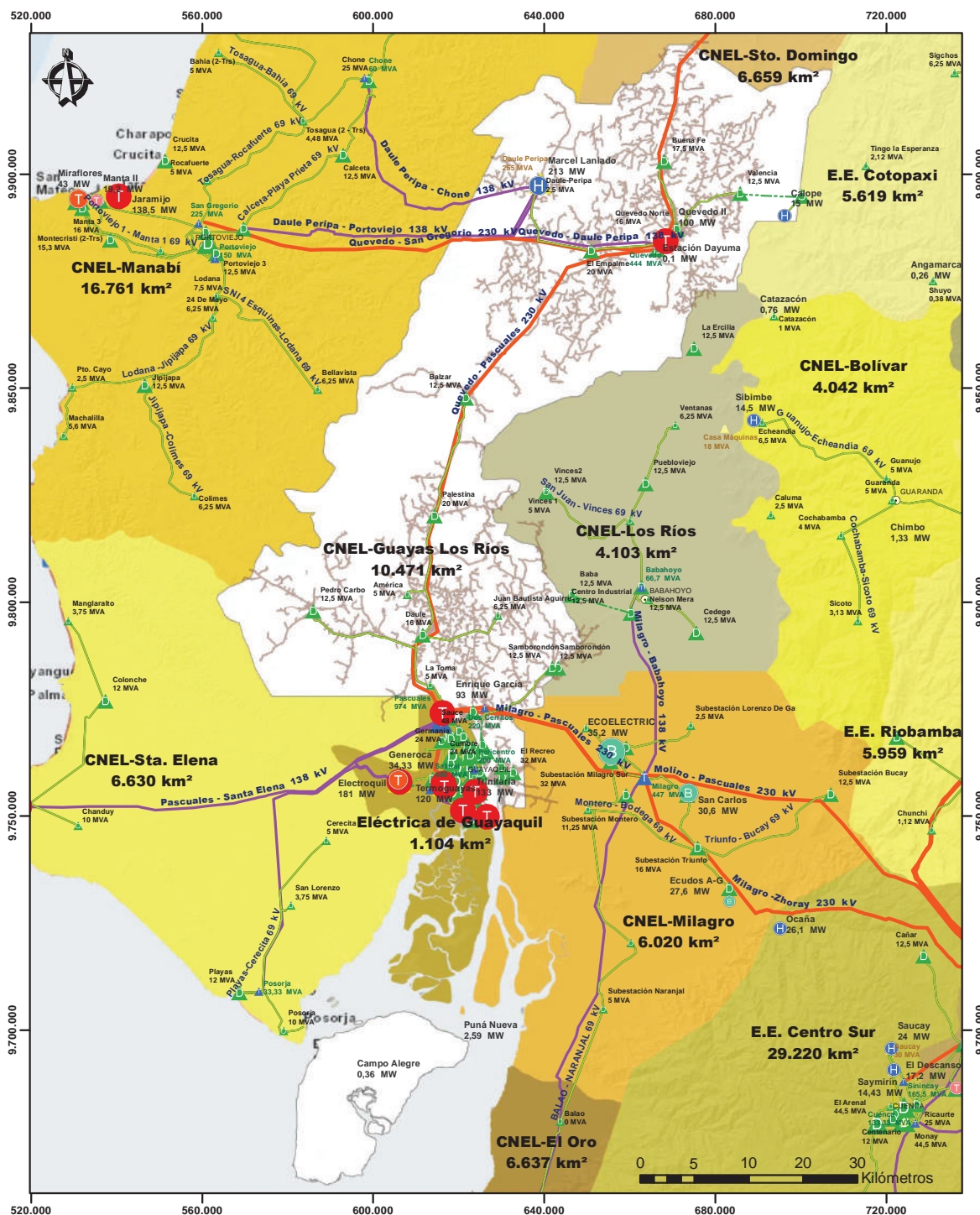


LEYENDA

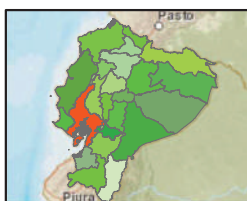
Ciudades de generación térmica	Lineas de Transmisión
Potencia eléctrica (MW)	Voltaje
10.000 - 27.30 MW	138
273.1 - 60.40 MW	230
0.641 - 101.00 MW	Lineas de Subtransmisión
	Voltaje de Operación (KV)
	13.8
Subestaciones eléctricas de transmisión	
33.000 - 225.00 MVA	22
226.01 - 447.00 MVA	34.5
447.01 - 1025.00 MVA	46
Subestaciones eléctricas de generación	69
8.10 - 66.05 MVA	138
66.67 - 170.00 MVA	Redes de media tensión
170.01 - 383.20 MVA	
Subestaciones eléctricas de distribución	
2.5 - 11.50 MVA	
11.51 - 40.00 MVA	
40.01 - 200.00 MVA	

CONELEC	
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - ESMERALDAS	
Elaborado por: Lucha Sara Davila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Catipolla	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc GIs.com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
* Este mapa es propiedad intelectual de la Corporación CONELEC - www.conelec.gub.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - GUAYAS LOS RÍOS



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

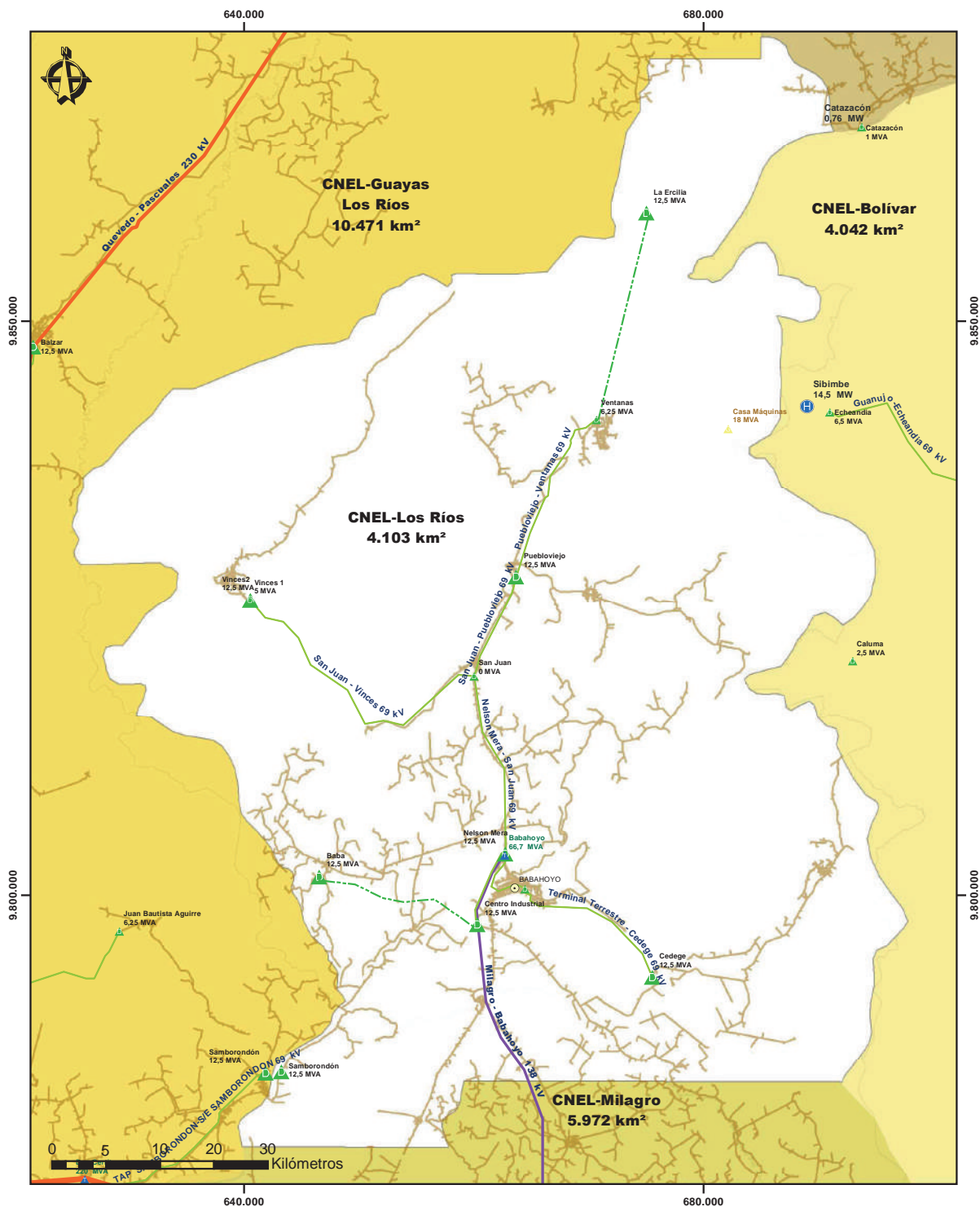


LEYENDA

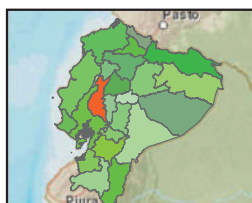
- Centrales de generación hidráulica**
Potencia efectiva (MW)
 (H) 10.00 - 70.00 MW
 (H) 70.01 - 213.00 MW
 (H) 213.01 - 1.100.00 MW
- Centrales de generación térmica**
Potencia efectiva (MW)
 (T) 10.00 - 27.20 MW
 (T) 27.21 - 65.45 MW
 (T) 65.46 - 181.00 MW
- Centrales de generación de biomasa**
Potencia efectiva (MW)
 (B) 27.21 - 30.00 MW
 (B) 30.01 - 35.20 MW
- Subestaciones eléctricas de transmisión**
Subestaciones de 220 kV de Transmisión
 (S) 220.01 - 413.00 MVA
 (S) 413.01 - 1020.00 MVA
- Subestaciones eléctricas de distribución**
 (D) 6.10 - 60.00 MVA
 (D) 60.01 - 170.00 MVA
 (D) 170.01 - 383.20 MVA
 (D) 383.21 - 11.00 MVA
 (D) 11.01 - 40.00 MVA
 (D) 40.01 - 200.00 MVA
- Lineas de Subtransmisión**
Válvula de Operación (VO)
 (L) 13.8
 (L) 22
 (L) 34.5
 (L) 66
 (L) 138
 (L) Línea de media tensión
 (L) Línea de información en GIS
- Lineas de Transmisión**
Válvula
 (L) 138
 (L) 230

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - GUAYAS LOS RÍOS	
Elaborado por: Loda Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
<small>* Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gub.ec</small>	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - LOS RÍOS



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

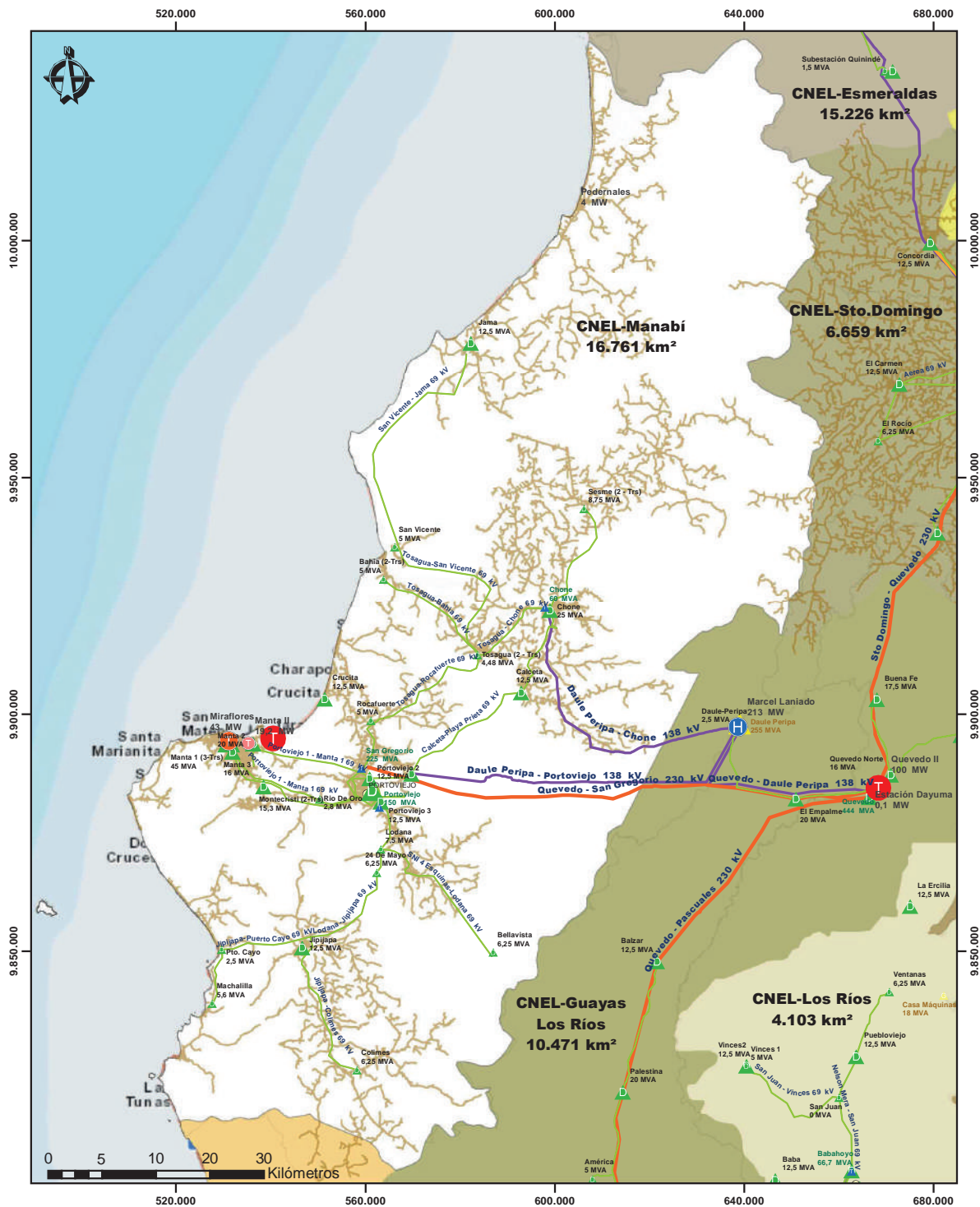


LEYENDA

Centrales de generación hidráulica Potencia efectiva (MW)	8,10 - 66,66 MVA	Lineas de Subtransmisión Voltaje de Operación (kV)	13,8
10,00 - 70,00 MW	66,67 - 170,00 MVA	22	34,5
70,01 - 213,00 MW	170,01 - 383,20 MVA	46	69
213,01 - 1.100,00 MW	2,5 - 11,50 MVA	138	Líneas sin información en SIG
Subestaciones eléctricas de transmisión	11,51 - 40,00 MVA	230	
Subestaciones Eléctricas de transmisión	40,01 - 200,00 MVA	Redes de media tensión	
33,00 - 225,00 MVA	Lineas de Transmisión		
225,01 - 447,00 MVA	138		
447,01 - 1025,00 MVA	230		

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - LOS RÍOS	
Elaborado por: Lidia Sara Davila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
<small>*Para mayor detalle consulte el Geoportail CONELEC www.conelec.gov.ec</small>	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MANABÍ



LEYENDA

Centrales de generación hidráulica	Subestaciones eléctricas de transmisión	Lineas de Transmisión
Potencia efectiva (MW)	▲ 33.00 - 225.00 MVA	Voltaje
● 10.00 - 70.00 MW	▲ 225.01 - 447.00 MVA	138
● 70.01 - 213.00 MW	▲ 447.01 - 1025.00 MVA	230
● 213.01 - 1,100.00 MW	▲ Subestaciones eléctricas de generación	Lineas de Subtransmisión
● 10.00 - 27.30 MW	▲ 8.10 - 66.66 MVA	Voltaje de Operación (kV)
● 27.31 - 65.40 MW	▲ 66.67 - 170.00 MVA	13.8
● 65.41 - 181.00 MW	▲ 170.01 - 383.20 MVA	22
	▲ Subestaciones eléctricas de distribución	34.5
	▲ 2.5 - 11.50 MVA	46
	▲ 11.51 - 40.00 MVA	69
	▲ 40.01 - 200.00 MVA	138
		Redes de Media Tensión

CONELEC

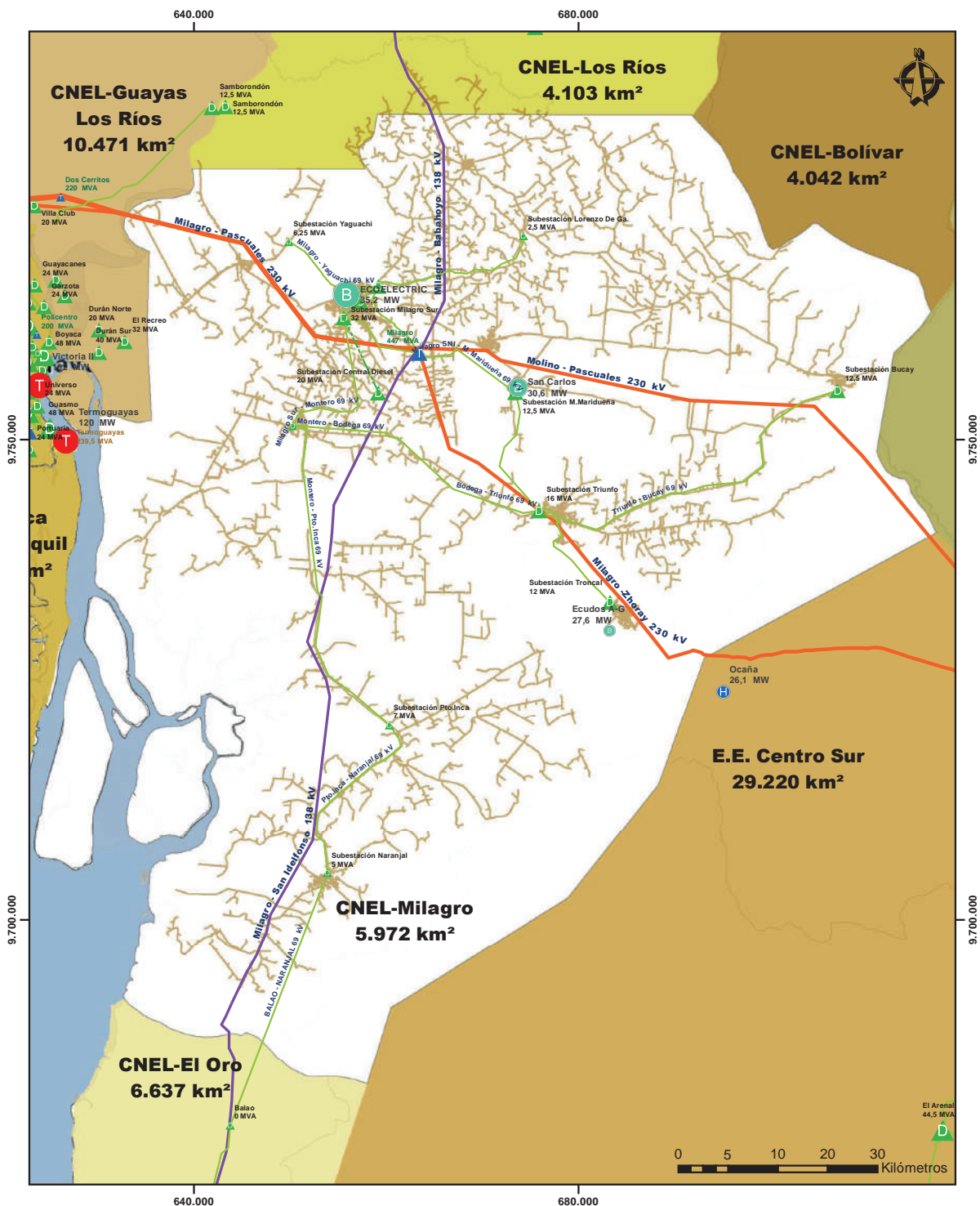
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MANABÍ

Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvoipaña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013

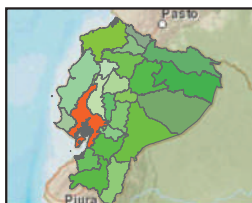
Fuente:
Cartografía Base: Arc Gis, com
Cartografía Temática: CONELEC, 2012

*Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gub.ec

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MILAGRO



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

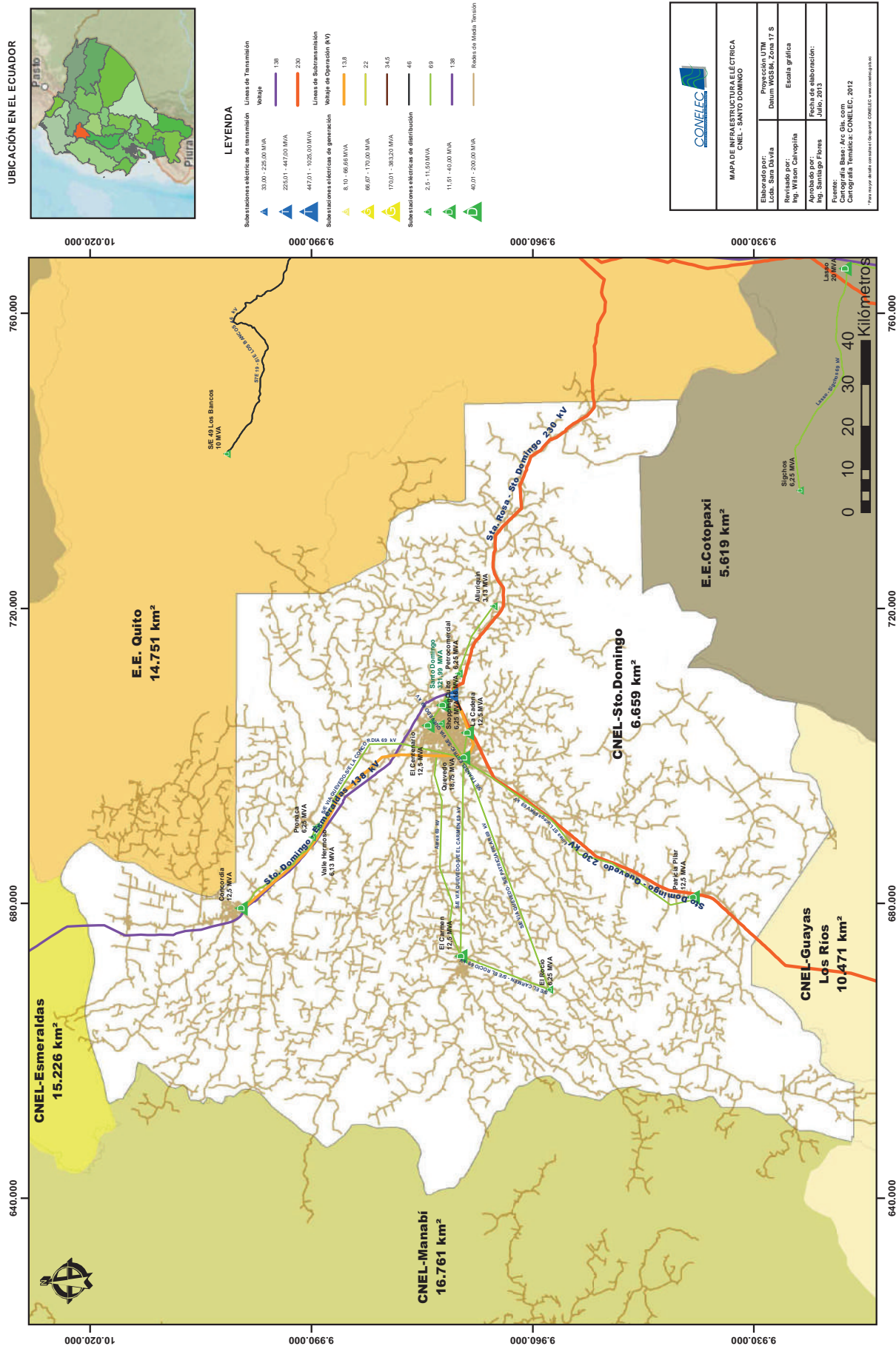


LEYENDA

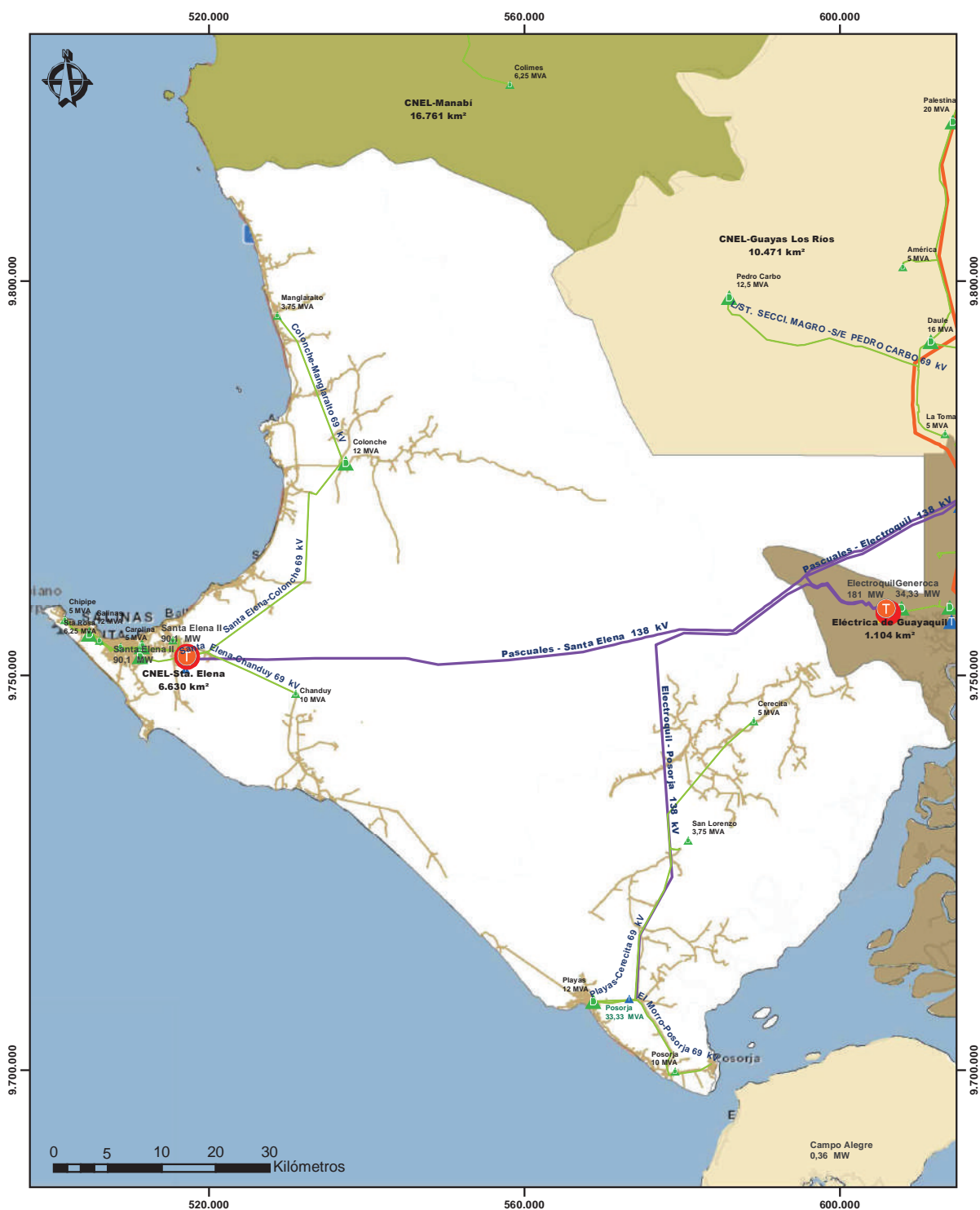
Centrales de generación de biomasa	Centrales de generación térmica	Subestaciones eléctricas de generación	Líneas de Subtransmisión
Potencia eléctrica (MW)	Potencia eléctrica (MW)	Potencia eléctrica (MW)	Voltaje de Operación (kV)
27,60 MW	10,00 - 27,30 MW	8,10 - 66,66 MVA	13,8
27,61 - 30,60 MW	27,31 - 65,40 MW	66,67 - 170,00 MVA	22
30,61 - 35,20 MW	65,41 - 181,00 MW	170,01 - 383,20 MVA	34,5
Centrales de generación hidráulica	Subestaciones eléctricas de transmisión	Subestaciones eléctricas de distribución	46
Potencia eléctrica (MW)	Potencia eléctrica (MW)	Potencia eléctrica (MW)	69
10,00 - 70,00 MW	33,00 - 225,00 MVA	2,5 - 11,50 MVA	138
70,01 - 213,00 MW	225,01 - 447,00 MVA	11,51 - 40,00 MVA	Redes de Media Tensión
213,01 - 1.100,00 MW	447,01 - 1025,00 MVA	40,01 - 200,00 MVA	Líneas sin información en SIG
		Líneas de Transmisión	
		Voltaje	
		138	
		230	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - MILAGRO	
Elaborado por: Lcda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvoipina	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis, com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
<small>*Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec</small>	

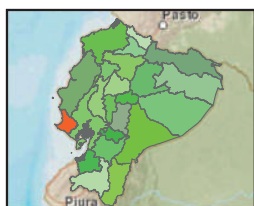
MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTO DOMINGO



MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTA ELENA



UBICACIÓN EN EL ECUADOR

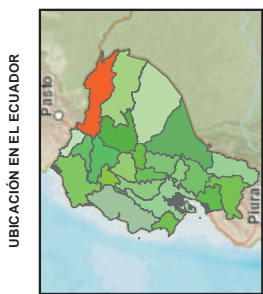
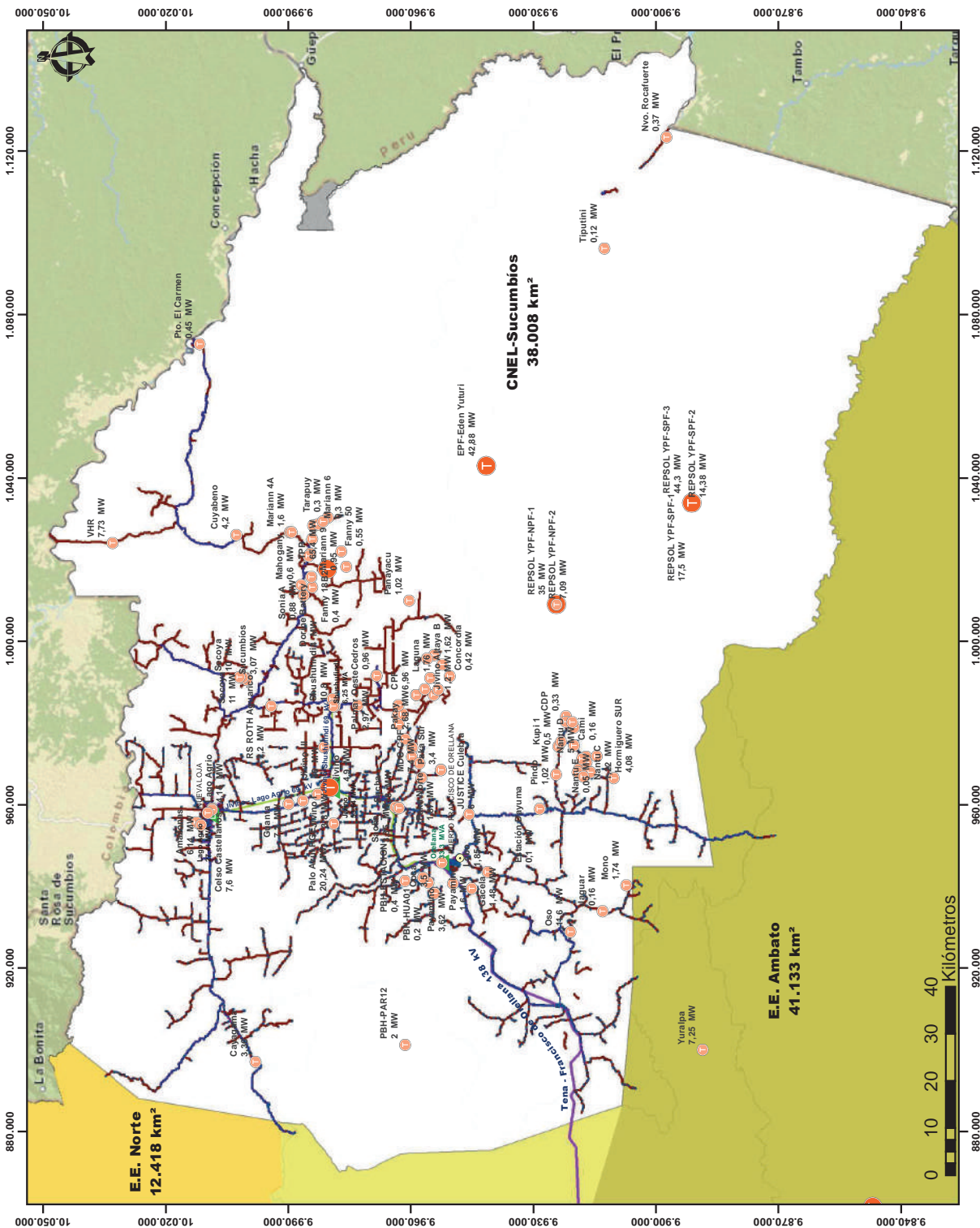


LEYENDA

- | | | |
|---|--|--|
| <p>Centrales de generación térmica</p> <ul style="list-style-type: none"> 10,00 - 27,30 MW 27,31 - 65,40 MW 65,41 - 181,00 MW <p>Subestaciones eléctricas de transmisión</p> <ul style="list-style-type: none"> 33,00 - 225,00 MVA 225,01 - 447,00 MVA 447,01 - 1025,00 MVA | <p>Subestaciones eléctricas de generación</p> <ul style="list-style-type: none"> 8,10 - 66,66 MVA 66,67 - 170,00 MVA 170,01 - 383,20 MVA <p>Subestaciones eléctricas de distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> 2,5 - 11,50 MVA 11,51 - 40,00 MVA 40,01 - 200,00 MVA | <p>Lineas de Transmisión</p> <p>Voltaje</p> <ul style="list-style-type: none"> 138 230 <p>Lineas de Subtransmisión</p> <p>Voltaje de Operación (kV)</p> <ul style="list-style-type: none"> 13,8 22 34,5 46 69 138 <p> Redes de Media Tensión</p> |
|---|--|--|

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SANTA ELENA	
Elaborado por: Lidia Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calvopiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de elaboración: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: Arc Gis. com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	
* Para mayor detalle consulte el Geoportal CONELEC www.conelec.gob.ec	

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SUCUMBÍOS



LEYENDA

Centrales de generación térmica	Subestaciones eléctricas de transmisión
<ul style="list-style-type: none"> 0.05 - 20.24 MW 20.25 - 65.60 MW 65.61 - 181.00 MW 	<ul style="list-style-type: none"> 33.00 - 225.00 MVA 225.01 - 447.00 MVA 447.01 - 1025.00 MVA 8.10 - 66.66 MVA 66.67 - 170.00 MVA 170.01 - 382.00 MVA 2.5 - 11.00 MVA 11.01 - 44.00 MVA 44.01 - 200.00 MVA
<ul style="list-style-type: none"> 138 230 110 	<ul style="list-style-type: none"> 22 34.5 66 138 Tramo MT Aéreo
<ul style="list-style-type: none"> Líneas de Transmisión Líneas de Subtransmisión Líneas de Distribución 	<ul style="list-style-type: none"> «líneas voladas» Bejames MTA Blanca Bejames MTA Moroteño Bejames MTA Tiliaco Tambo MTA Blanco Tambo MTA Moroteño Tambo MTA Tiliaco
<ul style="list-style-type: none"> Subestaciones eléctricas de generación 	<ul style="list-style-type: none"> Subestaciones eléctricas de distribución

MAPA DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA CNEL - SUCUMBÍOS	
Elaborado por: Licda. Sara Dávila	Proyección UTM Datum WGS84, Zona 17 S
Revisado por: Ing. Wilson Calcepiña	Escala gráfica
Aprobado por: Ing. Santiago Flores	Fecha de actualización: Julio, 2013
Fuente: Cartografía Base: ArcGIS.com Cartografía Temática: CONELEC, 2012	

Colaboradores

Coordinación General:

Santiago Flores Gómez, CONELEC

Elaborado por:

Ana Villacís Larco, CONELEC

Andrés Bravo Almeida, CONELEC

Wilson Calvopiña Molina, CONELEC

Sara Dávila Rodríguez, CONELEC

Roberto Veintimilla Nicolalde, CONELEC

Marisol Díaz Espinoza, CONELEC

Consolidación, Diseño y Diagramación

Investigación y Servicios en Mercados Energéticos

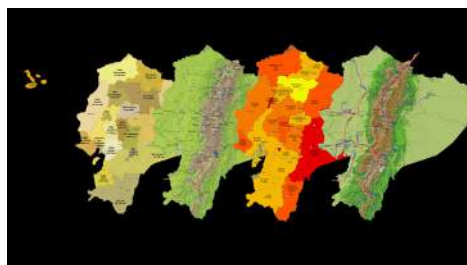
ENERESERCH Cía. Ltda.

Grafikos Creative Publicidad Cía. Ltda.

Impresión

Advantlogic Ecuador S.A.

Fotos Portada:



Mapa



Aerogenerador



Imagen



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

Cda. 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

FE DE ERRATAS

ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2012

1. Los datos de la "TABLA No. 100: NÚMERO DE LUMINARIAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA" de la página 163, representan la potencia de las luminarias por empresa distribuidora y no concuerda con el título de la tabla.

A continuación se presenta **Tabla No.100** con la información del número de luminarias por empresa distribuidora. (Fecha de rectificación 2014-01-14)

TABLA No. 100: NÚMERO DE LUMINARIAS POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

LUMINARIAS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (UNIDADES)											
GrupoEmpres	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	8.369	8.457	8.457	9.727	9.877	10.123	10.050	10.479	10.494	11.665
	CNEL-El Oro	46.089	50.802	50.802	50.802	51.756	53.131	61.362	62.454	62.787	67.533
	CNEL-Esmeraldas	22.021	22.220	22.741	22.742	24.234	24.307	24.146	25.731	27.351	31.417
	CNEL-Guayas Los Rios	35.980	39.578	41.285	42.028	41.285	45.164	47.252	49.548	56.582	58.731
	CNEL-Los Rios	11.826	11.994	13.341	13.034	13.034	13.447	13.565	13.548	15.305	16.550
	CNEL-Manabí	78.357	82.264	83.801	84.879	85.377	91.242	91.091	92.220	92.872	93.285
	CNEL-Milagro	17.526	18.216	19.485	19.499	20.628	22.408	24.809	31.476	34.524	35.267
	CNEL-Sta. Elena	22.564	23.481	24.202	24.472	24.629	24.870	27.188	28.679	29.554	31.167
	CNEL-Sto. Domingo	15.958	17.854	22.564	22.564	22.564	22.564	32.350	33.340	33.991	34.974
CNEL-Sucumbios	12.031	16.218	15.853	15.853	14.070	17.087	17.728	18.438	18.982	20.478	
Total CNEL		270.721	291.084	302.531	305.600	307.454	324.343	349.541	365.913	382.442	401.067
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	28.097	28.097	35.274	38.849	41.685	44.703	47.628	51.015	56.653	71.079
	E.E. Azogues	6.353	6.575	7.505	7.716	8.340	8.954	9.892	9.979	10.830	11.285
	E.E. Centro Sur	76.795	81.562	85.549	88.091	95.273	103.311	72.266	78.537	83.190	86.645
	E.E. Cotopaxi	16.418	19.345	19.840	21.553	23.982	25.230	26.681	27.714	32.635	34.302
	E.E. Galápagos	1.448	1.552	1.564	1.801	1.891	2.210	2.068	2.234	2.578	2.719
	E.E. Norte	40.764	42.388	45.534	49.411	53.107	55.541	58.721	60.433	63.562	66.861
	E.E. Quito	167.762	167.762	156.322	161.900	168.584	171.215	187.547	198.911	204.613	225.935
	E.E. Riobamba	21.311	22.034	22.356	22.690	22.844	23.467	23.866	25.199	27.071	29.328
	E.E. Sur	-	-	-	-	-	-	37.442	39.164	41.408	43.407
Eléctrica de Guayaquil	92.235	92.235	103.252	121.002	121.263	127.680	128.608	134.583	137.894	137.519	
Total Empresas Eléctricas	451.183	461.550	477.196	513.013	536.969	562.311	594.719	627.769	660.434	709.080	
Total general	721.904	752.634	779.727	818.613	844.423	886.654	944.260	993.682	1.042.876	1.110.147	

2. En la página 293, "TABLA No. 155: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN", el **total de energía (MWh)** del tipo de cliente **Regulado** no corresponde a los valores parciales, de igual manera el **Total Nacional**.

En la siguiente tabla se presentan los valores correspondientes a cada rubro. (Fecha de rectificación 2014-01-14)

TABLA No. 155: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Tipo Cliente	Grupo Consumo	Suma de Energía Facturada (MWh)	Suma de Facturación Servicio Eléctrico (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Regulado	Residencial	5.623.780,34	540.514.416,10	9,61
	Comercial	3.208.503,44	251.618.627,17	7,84
	Industrial	4.685.815,36	298.006.087,56	6,36
	A. Público	913.012,87	103.158.134,54	11,30
	Otros	1.411.564,69	90.098.883,54	6,38
Total Regulado		15.842.676,69	1.283.396.148,90	8,10
No Regulado	Comercial	353,42	37.414,96	10,59
	Industrial	381.616,90	2.553.786,17	0,67
Total No Regulado		381.970,32	2.591.201,13	0,68
Total Nacional		16.224.647,02	1.285.987.350,02	7,93

3. En la página 170, “Figura No. 58: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW)”, la figura no es concordante con la Tabla No. 103: Potencia por Tipo de Energía y Tipo de Central de la página 104, a continuación se presenta la figura con los valores correspondientes. (Fecha de rectificación 2014-01-14)

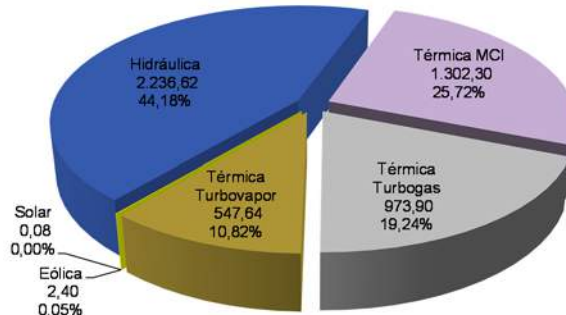


FIG. No. 58: POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL (MW)

4. En la página 180, la redacción del número de subestaciones no es consistente con la sumatoria de las subestaciones desagregadas. En el siguiente párrafo se presentan los valores correctos. (Fecha de rectificación 2014-01-14)

El S.N.T. en el año 2012 contó con 45 subestaciones, de las cuales: 17 operan a 230 kV (12 con una relación de transformación 230/138/69 kV, 4 con una relación de transformación 230/69 kV, incluida una de seccionamiento: Zhoray); 27 a 138 kV (22 con relación de transformación 138/69 kV, 2 con relación de transformación 138/13,8 kV, 1 con relación de transformación 138/46 kV, así como 2 de seccionamiento: Pucará, San Idelfonso); y 1 subestación móvil.

5. En la página 201, el factor de planta de la unidad TG1, térmica turbogas, de la central Miraflores de CELEC-Termoesmeraldas que consta en la “TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (cont)” no es el correcto, en la misma Tabla la suma de potencias existente en la fila “Total Celso Castellanos” de CELEC-Termopichincha no es correcto, en la siguientes Tablas se presentan los valores correspondientes. (Fecha de rectificación 2014-01-14)

TABLA No. 122: ENERGÍA BRUTA Y FACTOR DE PLANTA DE LAS GENERADORAS (cont)

Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
CELEC-Termoesmeraldas	Jaramijo	Jaramijo	Térmica MCI	457,82	138,50	37,73	
	Total Jaramijo			457,82	138,50	37,73	
	La Propicia		U1	Térmica MCI	5,45	3,80	16,36
			U2		8,96	3,80	26,91
			U3		2,53	2,00	14,44
	Total La Propicia			16,93	9,60	20,14	
	Manta II	Manta II	Térmica MCI	94,53	19,20	56,21	
	Total Manta II			94,53	19,20	56,21	
	Miraflores		11	Térmica MCI	14,10	5,00	32,20
			12	Térmica MCI	8,04	5,00	18,35
			13	Térmica MCI	0,46	2,00	2,61
			14	Térmica MCI	1,18	2,00	6,75
			16	Térmica MCI	1,03	2,00	5,89
			18	Térmica MCI	1,10	2,00	6,26
			22	Térmica MCI	0,86	2,00	4,94
			8	Térmica MCI	0,76	2,00	4,34
			TG1	Térmica Turbogas	30,58	19,00	18,38
	U10	Térmica MCI	1,18	2,00	6,75		
	Total Miraflores			59,30	43,00	15,74	
	Pedernales	P-U1	Térmica MCI	1,28	2,00	7,29	
Total Pedernales			1,28	2,00	7,29		
Termoesmeraldas	CTE	Térmica Turbovapor	817,08	131,00	71,20		
Total Termoesmeraldas			817,08	131,00	71,20		
Total CELEC-Termoesmeraldas				1.446,95	343,30	48,11	
Empresa	Central	Unidad	Tipo de Generación	Energía Bruta (GWh)	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Planta (%)	
CELEC-Termopichincha	Campo Alegre	CA4	Térmica MCI	0,20	0,14	16,54	
		CA5		0,17	0,14	14,01	
		CA6		0,14	0,09	18,39	
	Total Campo Alegre			0,51	0,36	16,05	
	Celso Castellanos		U1	Térmica MCI	1,89	1,90	11,35
			U2		1,84	1,90	11,03
			U3		1,95	1,90	11,74
			U4		0,12	1,90	
	Total Celso Castellanos			5,80	7,60	8,72	
	Guangopolo		U1	Térmica MCI	23,61	5,20	51,83
			U3		24,35	5,10	54,51
			U4		19,18	5,10	42,93
			U7		3,86	1,40	31,46
	Total Guangopolo			71,00	16,80	48,25	
	Jivino I		U4	Térmica MCI	0,29	1,90	1,72
			U5		0,25	1,90	1,48
	Total Jivino I			0,53	3,80	1,60	
	Jivino II		U1	Térmica MCI	4,67	5,00	10,66
			U2		3,81	5,00	8,69
	Total Jivino II			8,48	10,00	9,68	
	Jivino III		U1	Térmica MCI	46,57	9,00	59,07
			U2		42,03	9,00	53,30
			U3		39,09	9,00	49,59
			U4		45,92	9,00	58,24
	Total Jivino III			173,61	36,00	55,05	
	Payamino		U1	Térmica MCI	0,09	0,80	1,26
			U2		-	1,90	-
	Total Payamino			0,09	2,70	0,37	
	Puná Nueva		Cummins No.2	Térmica MCI	-	0,56	-
			Perkins		-	0,56	-
			PN1		0,38	0,45	9,65
			PN2		1,00	0,68	16,98
	PN3	0,80	0,90	10,15			
	Total Puná Nueva			2,18	3,15	7,93	
	Puná Viejo		U1	Térmica MCI	0,03	0,03	14,27
			U2		0,06	0,03	25,41
	Total Puná Viejo			0,10	0,06	19,84	
	Quevedo II	Quevedo II	Térmica MCI	499,95	100,00	57,07	
	Total Quevedo II			499,95	100,00	57,07	
	Sacha	Sacha	Térmica MCI	75,95	18,00	48,16	
Total Sacha			75,95	18,00	48,16		
Santa Elena	Santa Elena	Térmica MCI	8,94	40,00	2,55		
Total Santa Elena			8,94	40,00	2,55		
Santa Rosa		TG1	Térmica Turbogas	4,78	17,00	3,21	
		TG2		3,16	17,00	2,12	
		TG3		9,98	17,00	6,70	
Total Santa Rosa			17,93	51,00	4,01		
Secoya	Secoya	Térmica MCI	25,95	10,00	29,62		
Total Secoya			25,95	10,00	29,62		
Total CELEC-Termopichincha				891,00	299,46	33,97	

6. En la página 281, TABLA No. 148: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE 2012, no corresponden los datos por distribuidora de energía disponible (GWh) ni las pérdidas totales (GWh). En la siguiente tabla se presentan los valores que corresponde a cada empresa distribuidora. (Fecha de rectificación 2014-03-31)

TABLA No. 148: DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PÉRDIDAS Y DESVÍOS RESPECTO DE LA META *SIGOB EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, DICIEMBRE 2012

Grupo	Distribuidora	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas de Energía Eléctrica						Meta a Dic_12 (%)	Desvío Meta a Dic_12 (%)
			Totales (GWh)	Técnicas (GWh)	No Técnicas (GWh)	Totales (%)	Técnicas (%)	No Técnicas (%)		
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Los Ríos	350,00	93,70	37,03	56,67	26,77	10,58	16,19	25,00	-1,77
	CNEL-Manabí	1.455,11	375,81	183,81	192,00	25,83	12,63	13,19	24,00	-1,83
	CNEL-Esmeraldas	504,88	116,44	63,00	53,44	23,06	12,48	10,59	21,00	-2,06
	CNEL-Milagro	608,27	124,43	46,17	78,26	20,46	7,59	12,87	18,00	-2,46
	CNEL-Sucumbios	241,61	52,09	28,84	23,24	21,56	11,94	9,62	18,00	-3,56
	CNEL-Guayas Los Ríos	1.590,19	318,76	190,84	127,92	20,05	12,00	8,04	18,00	-2,05
	CNEL-EI Oro	824,92	139,93	77,92	62,01	16,96	9,45	7,52	15,70	-1,26
	CNEL-Sta. Elena	484,14	83,37	49,61	33,76	17,22	10,25	6,97	14,00	-3,22
	CNEL-Bolívar	70,86	7,29	9,05	-1,77	10,28	12,78	-2,49	12,00	1,72
	CNEL-Sto. Domingo	465,88	47,97	42,23	5,74	10,30	9,06	1,23	10,00	-0,30
Total CNEL	6.595,87	1.359,77	728,50	631,27	20,62	11,04	9,57	18,74	-1,88	
Empresas Eléctricas	Eléctrica de Guayaquil	5.000,26	683,73	444,41	239,32	13,67	8,89	4,79	13,00	-0,67
	E. E. Riobamba	306,80	37,10	26,72	10,38	12,09	8,71	3,38	10,00	-2,09
	E. E. Sur	287,36	29,46	25,92	3,54	10,25	9,02	1,23	9,60	-0,65
	E. E. Norte	496,22	49,88	26,43	23,45	10,05	5,33	4,73	8,80	-1,25
	E. E. Ambato	532,88	39,84	38,95	0,89	7,48	7,31	0,17	7,50	0,02
	E. E. Galápagos	39,13	2,93	1,99	0,94	7,49	5,09	2,40	7,60	0,11
	E. E. Cotopaxi	472,14	28,03	13,89	14,14	5,94	2,94	3,00	7,00	1,06
	E. E. Centro Sur	886,98	60,40	51,58	8,81	6,81	5,82	0,99	6,60	-0,21
	E. E. Quito	4.004,46	256,10	239,64	16,46	6,40	5,98	0,41	6,60	0,20
	E. E. Azogues	100,29	4,31	3,36	0,96	4,30	3,35	0,95	5,00	0,70
Total Nacional	18.722,40	2.551,55	1.601,39	950,16	13,63	8,55	5,07	12,80	-0,83	

7. Los datos de la "TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD)", de la página 266 hasta la 268, el valor de la columna "Total General" con respecto a las filas de Potencia Máxima (MW), no corresponden. A continuación se presenta el cuadro con la información correspondiente. (Fecha de rectificación 2014-04-14).

TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
CNEL-Bolívar	Potencia Máxima (MW)	14,04	14,45	14,19	14,10	14,21	14,23	13,94	14,31	14,75	14,89	15,10	15,69	15,69
	Facturación (kUSD)	23,31	23,99	23,56	23,41	23,58	23,62	23,14	23,76	24,49	24,72	25,06	26,04	288,67
CNEL-EI Oro	Potencia Máxima (MW)	126,85	127,09	131,92	137,93	138,36	133,54	128,64	123,59	123,83	124,53	129,33	137,42	138,36
	Facturación (kUSD)	210,57	210,96	218,98	228,96	229,68	221,67	213,54	205,15	205,57	206,72	214,69	228,11	2.594,60
CNEL-Esmeraldas	Potencia Máxima (MW)	77,85	79,50	79,40	81,66	82,39	88,40	84,50	81,13	80,24	84,26	82,81	80,33	88,40
	Facturación (kUSD)	129,23	131,97	131,81	135,55	136,77	146,75	140,27	134,68	133,20	139,88	137,46	133,34	1.630,91
CNEL-Guayas Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	232,62	234,96	229,68	248,76	248,45	248,24	236,41	236,82	238,46	247,28	259,34	264,61	264,61
	Facturación (kUSD)	386,16	390,04	381,26	412,95	412,43	412,09	392,44	393,13	395,85	410,48	430,50	439,25	4.856,56
CNEL-Los Ríos	Potencia Máxima (MW)	57,00	55,48	56,70	60,96	63,63	60,61	57,19	56,93	59,08	61,00	62,50	65,83	65,83
	Facturación (kUSD)	94,61	92,09	94,11	101,19	105,62	100,61	94,93	94,51	98,08	101,26	103,75	109,28	1.190,05
CNEL-Manabí	Potencia Máxima (MW)	222,28	225,27	232,31	239,42	237,88	228,68	221,68	221,48	221,40	220,40	229,83	239,71	239,71
	Facturación (kUSD)	368,99	373,94	385,63	397,43	394,89	379,61	367,99	367,66	367,52	365,86	381,51	397,92	4.548,95
CNEL-Milagro	Potencia Máxima (MW)	95,21	98,03	99,24	98,70	100,87	97,68	92,55	97,41	97,94	95,49	100,87	101,10	101,10
	Facturación (kUSD)	158,05	162,73	164,73	163,85	167,44	162,14	153,64	161,70	162,58	158,52	167,45	167,83	1.950,66

TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD) (cont.)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
CNEL-Sta. Elena	Potencia Máxima (MW)	79,67	85,94	81,08	82,12	80,66	75,26	76,38	73,51	69,67	74,01	74,00	89,32	89,32
	Facturación (kUSD)	132,25	142,66	134,59	136,31	133,90	124,94	126,79	122,03	115,65	122,86	122,84	148,27	1.563,09
CNEL-Sto. Domingo	Potencia Máxima (MW)	72,23	70,87	72,06	74,36	75,94	75,26	74,63	76,09	75,91	75,76	77,36	79,34	79,34
	Facturación (kUSD)	119,90	117,65	119,62	123,44	126,07	124,92	123,89	126,32	126,00	125,77	128,42	131,71	1.493,70
CNEL-Sucumbios	Potencia Máxima (MW)	28,28	28,23	29,12	36,53	37,19	37,09	35,94	42,21	44,75	45,93	45,83	44,52	45,93
	Facturación (kUSD)	46,95	46,86	48,34	60,64	61,73	61,57	59,66	70,06	74,28	76,24	76,07	73,91	756,32
E.E. Ambato	Potencia Máxima (MW)	90,37	92,24	92,88	93,30	93,67	94,32	92,07	94,13	96,07	98,14	99,06	100,79	100,79
	Facturación (kUSD)	150,01	153,11	154,18	154,88	155,49	156,57	152,84	156,25	159,48	162,91	164,44	167,31	1.887,47
E.E. Azogues	Potencia Máxima (MW)	16,52	16,47	16,42	16,07	16,50	16,58	16,26	16,60	16,49	16,75	16,75	17,09	17,09
	Facturación (kUSD)	27,42	27,35	27,25	26,67	27,40	27,51	27,00	27,56	27,38	27,80	27,81	28,37	329,52
E.E. Centro Sur	Potencia Máxima (MW)	146,30	146,18	147,42	147,79	148,04	146,60	145,77	145,53	151,42	153,15	154,63	156,02	156,02
	Facturación (kUSD)	242,86	242,65	244,72	245,33	245,74	243,35	241,98	241,58	251,36	254,23	256,68	258,99	2.969,47
E.E. Cotopaxi	Potencia Máxima (MW)	59,58	57,51	63,56	62,26	63,20	64,05	62,98	66,53	63,07	63,21	63,18	65,33	66,53
	Facturación (kUSD)	98,90	95,47	105,51	103,34	104,92	106,32	104,55	110,44	104,69	104,93	104,89	108,45	1.252,42
E.E. Norte	Potencia Máxima (MW)	89,78	86,38	84,78	84,00	87,37	85,74	83,18	87,64	88,30	86,95	89,03	87,01	89,78
	Facturación (kUSD)	149,04	143,40	140,73	139,43	145,04	142,32	138,07	145,49	146,57	144,33	147,78	144,43	1.726,65
E.E. Quito	Potencia Máxima (MW)	607,93	613,32	617,76	618,53	617,95	617,96	615,43	610,31	641,65	645,71	655,50	661,90	661,90
	Facturación (kUSD)	1.009,16	1.018,11	1.025,48	1.026,76	1.025,79	1.025,82	1.021,61	1.013,12	1.065,13	1.071,88	1.088,13	1.098,75	12.489,74
E.E. Riobamba	Potencia Máxima (MW)	54,19	54,46	54,35	55,59	54,63	55,33	55,33	53,16	55,68	56,84	56,77	58,06	58,06
	Facturación (kUSD)	89,96	90,41	90,23	92,28	90,69	91,86	91,85	88,25	92,43	94,35	94,23	96,37	1.102,91
E.E. Sur	Potencia Máxima (MW)	51,01	51,42	51,32	52,28	52,22	52,71	51,65	51,59	54,28	54,12	54,74	55,13	55,13
	Facturación (kUSD)	84,67	85,36	85,20	86,79	86,69	87,50	85,75	85,64	90,11	89,84	90,86	91,52	1.049,92
Ecoelectric	Potencia Máxima (MW)	2,48	-	-	-	-	5,43	10,13	8,97	9,39	8,57	9,89	7,52	10,13
	Facturación (kUSD)	4,11	-	-	-	-	9,02	16,81	14,88	15,58	14,22	16,42	12,48	103,53
Ecoluz	Potencia Máxima (MW)	0,41	0,41	0,41	0,42	0,41	0,41	0,40	0,45	0,48	0,41	0,41	0,41	0,48
	Facturación (kUSD)	0,68	0,69	0,68	0,69	0,67	0,68	0,67	0,74	0,80	0,67	0,69	0,68	8,36
Ecudos	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	1,75	-	0,47	0,06	-	1,66	1,75
	Facturación (kUSD)	-	-	-	-	-	-	2,91	-	0,78	0,10	-	2,76	6,55
Eléctrica de Guayaquil	Potencia Máxima (MW)	729,87	738,94	795,30	810,39	808,46	790,33	755,74	742,69	752,16	776,40	781,63	810,93	810,93
	Facturación (kUSD)	1.211,58	1.226,64	1.320,20	1.345,26	1.342,04	1.311,95	1.254,53	1.232,87	1.248,59	1.288,83	1.297,51	1.346,15	15.426,14
Enermax	Potencia Máxima (MW)	16,40	16,05	16,20	15,31	15,48	16,18	7,71	7,57	7,70	7,72	7,83	8,05	16,40
	Facturación (kUSD)	27,22	26,65	26,90	25,42	25,70	26,86	12,80	12,56	12,78	12,82	13,00	13,36	236,09
Hidroabanico	Potencia Máxima (MW)	38,53	38,35	38,56	37,97	38,54	38,24	39,11	38,60	38,40	38,95	38,17	38,39	39,11
	Facturación (kUSD)	63,95	63,65	64,01	63,03	63,98	63,48	64,92	64,08	63,74	64,66	63,37	63,73	766,60

TABLA No. 142: DEMANDA MÁXIMA (MW) DE AGENTES Y VALORES FACTURADOS (kUSD) (cont.)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total general
San Carlos	Potencia Máxima (MW)	1,21	-	-	-	-	-	9,30	4,55	8,44	9,60	8,72	7,56	9,60
	Facturación (kUSD)	2,01	-	-	-	-	-	15,44	7,56	14,02	15,93	14,48	12,56	81,99
Otros Sistemas	Potencia Máxima (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Facturación (kUSD)	0,19	0,38	19,64	0,38	0,30	0,03	-	0,42	0,21	0,16	0,23	0,20	22,12
TOTAL	Potencia Máxima (MW)	2.910,59	2.931,56	3.004,65	3.068,45	3.076,06	3.042,87	2.968,68	2.951,82	3.010,05	3.060,13	3.113,28	3.193,72	3.221,98
	Facturación (kUSD)	4.831,77	4.866,77	5.007,35	5.094,00	5.106,55	5.051,20	4.928,01	4.900,44	4.996,88	5.079,97	5.168,28	5.301,77	60.333,00