

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



ESTADÍSTICA

ANUAL Y MULTIANUAL
DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2017



Piqueros Patas Azules
Isla San Cristóbal, Galápagos
Autor: Mario Alejandro Tapia



Playa Crucita
Portoviejo, Manabí
Autor: Mario Alejandro Tapia



Volcán El Altar
Riobamba, Chimborazo
Autor: Sebastián Maldonado



Cascada de San Rafael
Tena, Napo
Autor: Mario Alejandro Tapia

REPÚBLICA DEL ECUADOR

Lenín Moreno Garcés

Presidente Constitucional de la República del Ecuador

María Vicuña Muñoz

Vicepresidente de la República del Ecuador

Carlos Pérez García

Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Gabriel Salazar Yépez

Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación
y Control de Electricidad



Palacio de Carondelet

Quito, Pichincha

Autor: Ministerio de Cultura y Patrimonio

Al momento de hablar del sector eléctrico ecuatoriano, las primeras imágenes que llegan a la mente son el alumbrado público, los aparatos eléctricos, los medidores o las empresas eléctricas; sin embargo, muy pocas veces reflexionamos acerca de toda la compleja red de entidades e interacciones que permiten que al encender un interruptor o enchufar un aparato, tengamos la posibilidad de contar permanentemente con el servicio de energía eléctrica, sin el cual no nos podríamos ni siquiera imaginar la vida diaria en el actual momento. Toda esta compleja red implica un esfuerzo y una responsabilidad más grande de lo que frecuentemente nos imaginamos. Para que la energía se transforme en electricidad utilizable para el usuario final y así: ilumine hogares, calles, plazas, estadios o permita el funcionamiento de todos los aparatos eléctricos que nos facilitan la vida, es necesario un proceso en el que trabajan distintos actores sociales que contribuyen de diversas formas a la administración, operación y mantenimiento de este servicio, y a la planificación y ejecución de proyectos requeridos para satisfacer la demanda eléctrica existente y la futura.

Todas estas actividades e interacciones que suceden minuto a minuto en el sector eléctrico generan una enorme cantidad de información, que es procesada por todos los actores participantes de acuerdo a sus competencias y, que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, analiza y consolida para ofrecer el estado y la evolución de las principales variables técnicas y económicas del mercado eléctrico interno y de las transacciones de energía con los países vecinos.

El objetivo que persigue ARCONEL a través de la gestión de esta información es la generación de un valor agregado que permita contar con datos confiables y fidedignos para posibilitar que la ciudadanía y las empresas conozcan en qué se utilizan los recursos que pagan en la tarifa eléctrica y permita a investigadores, académicos y participantes del sector realizar análisis y estudios del funcionamiento y perspectivas del mercado eléctrico y su interrelación con otros elementos de la economía nacional.

Fruto de este esfuerzo de compilación y organización de la información del sector eléctrico, la ARCONEL en cumplimiento de una de las atribuciones establecidas en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE, se enorgullece en presentar la "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017" elaborada sobre la base de la información reportada por los participantes del sector eléctrico a través de la herramienta informática "Sistematización de Datos del Sector Eléctrico - SISDAT".

Dr. Gabriel Salazar
Director Ejecutivo
Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL





Anochecer en Guayaquil
Guayaquil, Guayas
Autor: Mario Alejandro Tapia

PRESENTACIÓN

La ARCONEL recibió del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) la Certificación de Calidad de la Operación Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano el 20 de julio de 2015. Este documento avala el proceso de certificación dentro del marco de los criterios de calidad; y, compromete a la Agencia a mejorar constantemente la calidad de la información que genera para fortalecer el seguimiento de las políticas públicas.

ARCONEL, como lo dispone la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, sustenta sus decisiones en el trabajo permanente para "Implementar, operar y mantener el sistema único de información estadística del sector eléctrico". Para esto, se gestiona, actualiza y procesa la información estadística y geográfica de los distintos participantes del sector eléctrico, propendiendo al libre acceso de información completa, oportuna y de calidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y alumbrado público general.

Los participantes del sector eléctrico ecuatoriano colaboran en la consolidación de esta información conforme el Plan de Entrega SISDAT, para lo cual reportan mensualmente datos estadísticos de infraestructura y transacciones al SISDAT, Sistematización de datos del sector eléctrico. Una vez registrados los datos por todos los participantes y para garantizar la calidad de la información reportada, ésta es sometida a procesos de verificación los cuales incluyen el uso del aplicativo "ARCONEL Minería de Datos". De encontrarse posibles inconsistencias se procede a gestionarlas con los participantes del sector involucrados a fin de que, se ratifiquen o rectifiquen los datos.

Finalizado el proceso de recolección y validación, ARCONEL pone a disposición de la ciudadanía, a través de su página institucional www.regulacionelectrica.gob.ec, información detallada e indicadores, tales como: cobertura de energía eléctrica del país, porcentaje de energía renovable a nivel nacional, usuarios a nivel nacional, geoportal, entre otros.



Introducción

Introducción	1
--------------------	---



1

Infraestructura

1. INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	7
1.1 Centrales de generación de energía eléctrica	7
1.1.1 Potencia nominal y efectiva a nivel nacional	7
1.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente	8
1.1.3 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa	8
1.1.4 Potencia por tipo de servicio y empresa	11
1.1.5 Potencia y número de centrales por provincia	11
1.2 Capacidad de transformación	12
1.2.1 Subestaciones	12
1.2.1.1 Subestaciones de empresas generadoras y autogeneradoras	12
1.2.1.2 Subestaciones y transformadores de CELEC EP – Transeletric	13
1.2.1.3 Subestaciones de empresas distribuidoras	13
1.2.2 Transformadores asociados a generación	14
1.2.2.1 Transformadores de empresas generadoras	14
1.2.2.2 Transformadores de empresas distribuidoras	14
1.3 Líneas de transmisión y subtransmisión	15
1.3.1 Líneas de empresas generadoras y autogeneradoras	15
1.3.2 Líneas de transmisión de CELEC EP – Transeletric	16
1.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras	16
1.4 Elementos de compensación de potencia reactiva en el SNT	16
1.5 Redes de medio voltaje	17
1.6 Transformadores de Distribución	18
1.7 Redes Secundarias	18
1.8 Luminarias	19
1.9 Medidores	19
1.10 Acometidas	20
1.11 Clientes	20
1.12 Personal	24



2

Transacciones

2. TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	31
2.1 Energía producida y consumo de combustibles	31
2.1.1 Producción de energía y consumo de combustibles	31
2.1.2 Energía disponible de las empresas del sector eléctrico	35
2.1.3 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras	36
2.1.4 Producción de energía de empresas distribuidoras con generación	39
2.1.5 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas autogeneradoras	42
2.2 Energía vendida	46
2.2.1 Energía vendida por las empresas de generación	46
2.2.2 Energía vendida por las empresas de distribución con generación	47
2.2.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras	47
2.3 Desempeño Operativo y Transacciones de Energía en el Sistema Nacional de Transmisión	48
2.3.1 Características operativas del SNT	50
2.3.2 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	54
2.3.3 Facturación de CELEC EP Unidad de Negocio Transeletric	55
2.4 Compra y venta de energía eléctrica de las empresas distribuidoras	56
2.4.1 Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras	56
2.4.2 Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución	57
2.4.3 Energía y valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras	59
2.4.4 Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados	64
2.4.5 Facturación a clientes no regulados	66
2.5 Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC)	66
2.6 Pérdidas en los sistemas de distribución	70
2.6.1 Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	70
2.7 Precios medios	73
2.7.1 Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	73
2.7.2 Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	74
2.7.3 Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	74
2.7.4 Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	75
2.7.5 Precio medio de la energía facturada a clientes regulados	75
2.7.6 Evolución mensual del precio medio de la energía facturada a clientes regulados	78
2.8 Interconexiones	78
2.8.1 Exportación de energía eléctrica	78
2.8.2 Importación de energía eléctrica	79
2.8.3 Comparativo del precio medio de transacciones internacionales	80



3

Indicadores

3.	INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	83
3.1	Balance nacional de energía	83
3.1.1	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución	87
3.2	Consumo per cápita anual	89
3.3	Pérdidas de energía en distribución	91
3.4	Consumo promedio de energía eléctrica por cliente final	93
3.5	Cobertura de servicio eléctrico	96

4

Infraestructura

2008 - 2017

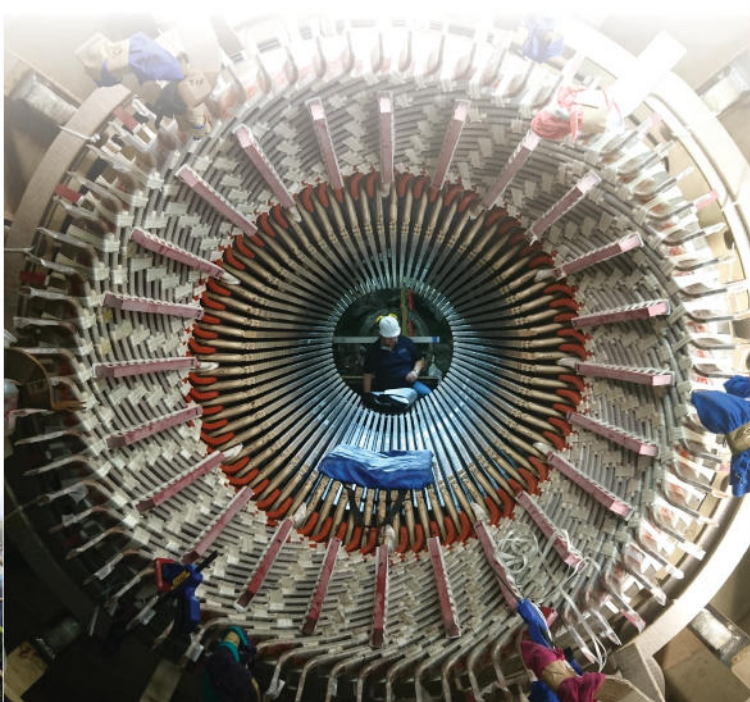
4.	INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008-2017	103
4.1	Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica, periodo 2008-2017	103
4.1.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa	103
4.1.2	Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente	103
4.1.3	Potencia nominal y efectiva por tipo servicio	104
4.2	Evolución histórica de la capacidad de transformación, periodo 2008-2017	104
4.2.1	Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras	104
4.2.2	Capacidad de transformación en subestaciones de CELEC EP-Transelectric	105
4.2.3	Capacidad de transformación en subestaciones de empresas distribuidoras	105
4.3	Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión, periodo 2008-2017	106
4.3.1	Líneas de transmisión de empresas generadoras y autogeneradoras	106
4.3.2	Líneas de transmisión de CELEC EP - Transelectric	106
4.3.3	Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras	106
4.4	Evolución histórica de clientes, periodo 2008-2017	107
4.4.1	Clientes	107

5

Transacciones

2008 - 2017

5.	TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008-2017	111
5.1	Evolución histórica de la producción de energía, periodo 2008-2017	111
5.1.1	Producción de energía	111
5.1.2	Producción histórica de empresas generadoras	112
5.1.3	Producción histórica de empresas distribuidoras con generación	112
5.1.4	Producción histórica de empresas autogeneradoras	113
5.1.5	Consumo de combustibles periodo 2008-2017	113
5.2	Evolución histórica de la energía vendida periodo 2008-2017	115
5.2.1	Energía vendida por las empresas generadoras	116
5.2.2	Energía vendida por empresas distribuidoras con generación	117
5.2.3	Energía vendida por las empresas autogeneradoras	117
5.2.4	Evolución histórica de la energía vendida	117
5.2.4.1	Valores económicos de la energía vendida por tipo de empresa	117
5.2.4.2	Valor de la energía vendida por las empresas generadoras	118
5.2.4.3	Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación	118
5.2.4.4	Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	119
5.3	Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión - SNT, periodo 2008-2017	120
5.3.1	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	120
5.3.2	Valores facturados por la empresa transmisora	120
5.4	Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica, periodo 2008-2017	120
5.4.1	Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras	120
5.4.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución	121
5.4.3	Facturación a clientes regulados	121
5.4.4	Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados	124
5.4.5	Facturación a clientes no regulados	124
5.5	Evolución histórica de pérdidas en los sistemas de distribución, periodo 2008-2017	125
5.5.1	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	125
5.5.2	Comparativo de los valores de pérdidas de las empresas distribuidoras para los años 2008 y 2017	125
5.6	Evolución histórica de precios medios periodo 2008-2017	127
5.6.1	Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción	127
5.6.2	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	127
5.6.3	Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	128
5.6.4	Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	129
5.6.5	Precio medio de la energía facturada a clientes regulados	129
5.7	Interconexiones	130
5.7.1	Exportación de energía	130
5.7.1.1	Valores económicos por exportación de energía	130
5.7.1.2	Precio medio de energía exportada	130
5.7.2	Importación de energía	130
5.7.2.1	Valores económicos por importación de energía	131
5.7.2.2	Precio medio de energía importada	131
5.7.3	Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales	131



6

Indicadores

2008 - 2017

6.	INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	135
6.1	Balance nacional de energía eléctrica	135
6.1.1	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución	136
6.2	Pérdidas en los sistemas de distribución	137
6.3	Consumo promedio mensual de energía eléctrica	138
6.4	Cobertura del servicio eléctrico	138

7

Glosario

7	GLOSARIO	135
7.1	Términos	135
7.2	Siglas	137
7.3	Unidades de medida	138

8

Anexos

A.1	Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo central	150
A.2	Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo central	151
A.3	Potencia nominal y efectiva de empresas distribuidoras por tipo central	153
B.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio	153
C.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia	154
D.1	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras	155
D.2	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras	156
D.3	Características de subestaciones de elevación y reducción de CELEC EP - TRANSELECTRIC	157
D.4	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras	158
E.1	Características de las líneas de transmisión de empresas generadoras	164
E.2	Características de las líneas de transmisión de empresas autogeneradoras	164
E.3	Características de las líneas de transmisión de CELEC EP - TRANSELECTRIC	165
F.1	Energía bruta y entregada para servicio público y no público	165
F.2	Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía	166
F.3	Energía bruta y potencia efectiva de las generadoras	167
F.4	Consumo de combustibles de las generadoras	168
F.5	Energía bruta de empresas autogeneradoras	169
F.6	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras	170
F.7	Energía vendida por las empresas generadoras	172
F.8	Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT	173
F.9	Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT	175
F.10	Cargabilidad de transformadores	176
F.11	Cargabilidad de líneas de transmisión de 138 kV	177
F.12	Cargabilidad de líneas de transmisión de 230 kV	178
F.13	Cargabilidad de líneas de transmisión de 500 kV	178
F.14	Demanda máxima de empresas y valores facturados	179



ÍNDICE DE MAPAS

Mapa Nro. 1: Clientes regulados por grupo de consumo y provincia	23
Mapa Nro. 2: Producción de energía renovable de empresas generadoras (MWh)	37
Mapa Nro. 3: Producción de energía no renovable de empresas generadoras (MWh)	38
Mapa Nro. 4: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (MWh)	40
Mapa Nro. 5: Producción de energía renovable de empresas autogeneradoras (MWh)	43
Mapa Nro. 6: Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras (GWh)	44
Mapa Nro. 7: Sistema Nacional de Transmisión	49
Mapa Nro. 8: Energía disponible por área de prestación del servicio (GWh)	58
Mapa Nro. 9: Demanda de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	60

Mapa Nro. 10: Energía facturada por grupo de consumo (MUSD)	63
Mapa Nro. 11: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	65
Mapa Nro. 12: Clientes PEC y Energía subsidiada (GWh)	69
Mapa Nro. 13: Pérdidas de energía en los sistemas de distribución (%)	72
Mapa Nro. 14: Precios medios de energía facturada (USD ¢/kWh)	77
Mapa Nro. 15: Consumo per cápita por provincia (kWh/hab)	90
Mapa Nro. 16: Consumo promedio de energía eléctrica por grupo de consumo (kWh/cliente)	94
Mapa Nro. 17: Cobertura eléctrica (%)	97



Figura Nro. 1:	Potencia nominal por tipo de sistema (MW)	7
Figura Nro. 2:	Potencia efectiva por tipo de sistema (MW)	7
Figura Nro. 3:	Potencia efectiva por tipo de central (MW)	8
Figura Nro. 4:	Potencia por tipo de empresa (MW)	8
Figura Nro. 5:	Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW)	9
Figura Nro. 6:	Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW)	9
Figura Nro. 7:	Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW)	9
Figura Nro. 8:	Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW)	9
Figura Nro. 9:	Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW)	10
Figura Nro. 10:	Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa (MW)	10
Figura Nro. 11:	Potencia efectiva de centrales térmicas turbogás por tipo de empresa (MW)	10
Figura Nro. 12:	Potencia efectiva de centrales térmicas turbovapor por tipo de empresa (MW)	10
Figura Nro. 13:	Potencia efectiva por tipo de servicio	11
Figura Nro. 14:	Potencia efectiva a nivel de provincia (MW)	12
Figura Nro. 15:	Longitud de redes de medio voltaje por empresa (km)	17
Figura Nro. 16:	Capacidad en transformadores de distribución (MVA)	18
Figura Nro. 17:	Longitud de redes secundarias por empresa (km)	18
Figura Nro. 18:	Potencia instalada de luminarias (kW)	19
Figura Nro. 19:	Número de medidores	19
Figura Nro. 20:	Número de clientes regulados por grupo de consumo	21
Figura Nro. 22:	Composición de clientes regulados por región	22
Figura Nro. 23:	Personal por tipo de empresa	24
Figura Nro. 24:	Producción de energía bruta por tipo de central (GWh)	31
Figura Nro. 25:	Producción bruta por tipo de energía	32
Figura Nro. 26:	Composición de la energía renovable (GWh)	32
Figura Nro. 27:	Composición de la energía no renovable (GWh)	32
Figura Nro. 28:	Producción de energía de empresas generadoras (GWh)	33
Figura Nro. 29:	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (GWh)	33
Figura Nro. 30:	Producción de energía de empresas autogeneradoras (GWh)	33
Figura Nro. 31:	Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa (GWh)	34
Figura Nro. 32:	Energía disponible para servicio público y no público (GWh)	34
Figura Nro. 33:	Consumo total de combustibles (TEP)	34
Figura Nro. 34:	Energía disponible por tipo de empresa	35
Figura Nro. 35:	Energía entregada para servicio público	35
Figura Nro. 36:	Energía entregada para servicio no público	35
Figura Nro. 37:	Composición de energía de empresas generadoras	36

Figura Nro. 38:	Consumo de combustibles de empresas generadoras (TEP)	36
Figura Nro. 39:	Producción de energía de las empresas distribuidoras con generación por tipo de central	41
Figura Nro. 40:	Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación	41
Figura Nro. 41:	Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica (TEP)	41
Figura Nro. 42:	Consumo de combustibles por empresa distribuidora con generación térmica (TEP)	42
Figura Nro. 43:	Composición de energía de empresas autogeneradoras	42
Figura Nro. 44:	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (TEP)	42
Figura Nro. 45:	Energía vendida por tipo de empresa	46
Figura Nro. 46:	Energía vendida por las empresas de generación (GWh)	46
Figura Nro. 47:	Valor de la energía vendida por las empresas de generación (MUSD)	47
Tabla Nro. 48:	Límites de variación de voltaje para la operación del SNI	50
Figura Nro. 49:	Voltajes en subestaciones de 230 kV (pu)	51
Figura Nro. 50:	Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)	51
Figura Nro. 51:	Cargabilidad máxima de transformadores del SNT	52
Figura Nro. 52:	Cargabilidad de líneas de 500 kV	53
Figura Nro. 53:	Cargabilidad de líneas de 230 kV	53
Figura Nro. 54:	Cargabilidad de líneas de 138 kV	54
Figura Nro. 55:	Pérdidas de energía en el SNT	55
Figura Nro. 56:	Demanda máxima coincidente y facturación mensual	55
Figura Nro. 57:	Energía comprada por empresa distribuidora	56
Figura Nro. 58:	Energía comprada por Unidad de Negocio de CNEL EP	56
Figura Nro. 59:	Energía disponible por empresa distribuidora	59
Figura Nro. 60:	Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP	59
Figura Nro. 61:	Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	61
Figura Nro. 62:	Porcentaje de facturación de energía eléctrica por región	62
Figura Nro. 63:	Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	62
Figura Nro. 64:	Porcentaje de la facturación de energía eléctrica por región	64
Figura Nro. 65:	Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	64
Figura Nro. 66:	Valor peaje por potencia facturada a clientes no regulados (Miles de USD)	66
Figura Nro. 67:	Valor peaje por energía facturada a clientes no regulados (Miles de USD)	66
Figura Nro. 68:	Clientes PEC por empresa distribuidora	68
Figura Nro. 69:	Clientes PEC de la CNEL EP	68
Figura Nro. 70:	Energía subsidiada por empresa con clientes PEC (GWh)	70
Figura Nro. 71:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)	71



La Perla
Guayaquil, Guayas
Autor: Diario El Universo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 72:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)	71	Figura Nro. 105:	Energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación	113
Figura Nro. 73:	Precio medio mensual de la energía por contratos y transacciones de corto plazo	73	Figura Nro. 106:	Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras	113
Figura Nro. 74:	Precio medio de la energía comprada por empresa distribuidora y unidad de negocio de CNEL EP	75	Figura Nro. 107:	Consumo de combustible (TEP)	114
Figura Nro. 75:	Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras	76	Figura Nro. 108:	Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP)	115
Figura Nro. 76:	Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo	76	Figura Nro. 109:	Energía vendida por tipo de empresa	115
Figura Nro. 77:	Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras	78	Figura Nro. 110:	Valor de la energía vendida por tipo de empresa	118
Figura Nro. 78:	Comparativo precio medio SNT USD ¢/kWh	80	Figura Nro. 111:	Pérdidas de energía en el SNT	120
Figura Nro. 79:	Potencia nominal (MW)	84	Figura Nro. 112:	Energía comprada por las empresas distribuidoras (GWh)	121
Figura Nro. 80:	Potencia efectiva (MW)	84	Figura Nro. 113:	Energía disponible en los sistemas de distribución (GWh)	121
Figura Nro. 81:	Producción de energía e importaciones (GWh)	85	Figura Nro. 114:	Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2008 (GWh)	122
Figura Nro. 82:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh)	85	Figura Nro. 115:	Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2017 (GWh)	122
Figura Nro. 83:	Energía entregada para servicio público (GWh)	86	Figura Nro. 116:	Facturación de energía eléctrica de las empresas distribuidoras a clientes regulados (GWh)	122
Figura Nro. 84:	Consumo de energía y pérdidas (GWh)	86	Figura Nro. 117:	Facturación de energía eléctrica por región (GWh)	122
Figura Nro. 85:	Balance de energía en los sistemas de distribución	88	Figura Nro. 118:	Facturación de energía eléctrica (MUSD)	123
Figura Nro. 86:	Demanda máxima anual por empresa distribuidora (MW)	88	Figura Nro. 119:	Facturación de energía eléctrica por región (MUSD)	123
Figura Nro. 87:	Composición de la energía disponible del sistema eléctrico de distribución	89	Figura Nro. 120:	Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	124
Figura Nro. 88:	Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab)	91	Figura Nro. 121:	Valor peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados (MUSD)	124
Figura Nro. 89:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	92	Figura Nro. 122:	Pérdidas de energía eléctrica en distribución (GWh)	125
Figura Nro. 90:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	92	Figura Nro. 123:	Pérdidas de energía eléctrica en distribución (%)	125
Figura Nro. 91:	Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución	92	Figura Nro. 124:	Comparativo de pérdidas (GWh) 2008 - 2017	126
Figura Nro. 92:	Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo	95	Figura Nro. 125:	Comparativo de pérdidas (%) 2008 - 2017	126
Figura Nro. 93:	Consumo promedio mensual de clientes residenciales (kWh/cliente)	95	Figura Nro. 126:	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa	127
Figura Nro. 94:	Consumo promedio mensual de clientes comerciales (kWh/cliente)	95	Figura Nro. 127:	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	128
Figura Nro. 95:	Consumo promedio mensual de clientes industriales (kWh/cliente)	95	Figura Nro. 128:	Precio medio de la energía comprada	129
Figura Nro. 96:	Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico	96	Figura Nro. 129:	Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras	130
Figura Nro. 97:	Evolución histórica de las potencias nominal y efectiva	103	Figura Nro. 130:	Energía exportada periodo 2008-2017	130
Figura Nro. 98:	Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2008 - 2017 (MW)	104	Figura Nro. 131:	Energía importada periodo 2008-2017	131
Figura Nro. 99:	Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2008 - 2017 (MW)	104	Figura Nro. 132:	Comparativo precio medio transacciones Colombia USD ¢/kWh	131
Figura Nro. 100:	Capacidad máxima de transformación (MVA)	105	Figura Nro. 133:	Comparativo precio medio transacciones Perú USD ¢/kWh	131
Figura Nro. 101:	Número de clientes totales	107	Figura Nro. 134:	Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución (GWh)	137
Figura Nro. 102:	Energía bruta y disponible, periodo 2008-2017	111	Figura Nro. 135:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)	137
Figura Nro. 103:	Energía para servicio público y no público, periodo 2008-2017	111	Figura Nro. 136:	Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)	138
Figura Nro. 104:	Evolución de la producción de energía de empresas generadoras	112	Figura Nro. 137:	Consumo promedio mensual de clientes regulados (kWh/cliente)	138
			Figura Nro. 138:	Cobertura de servicio eléctrico	139



Centro Cultural Metropolitano
Quito, Pichincha
Autor: Marisol Díaz Espinoza

Tabla Nro. 1: Centrales que entraron en operación en el 2017	7
Tabla Nro. 2: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente	8
Tabla Nro. 3: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa	8
Tabla Nro. 4: Potencia y número de centrales por provincia y tipo de energía	11
Tabla Nro. 5: Subestaciones por tipo de empresa	12
Tabla Nro. 6: Subestaciones de elevación de las generadoras	12
Tabla Nro. 7: Subestaciones de seccionamiento de las generadoras	12
Tabla Nro. 8: Subestaciones de elevación y reducción de las autogeneradoras	13
Tabla Nro. 9: Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras	13
Tabla Nro. 10: Subestaciones de reducción de CELEC EP – Transelectric	13
Tabla Nro. 11: Subestaciones de seccionamiento de CELEC EP – Transelectric	13
Tabla Nro. 12: Subestaciones de elevación y reducción de las distribuidoras	14
Tabla Nro. 13: Subestaciones de seccionamiento de las distribuidoras	14
Tabla Nro. 14: Transformadores asociados a generación de las generadoras	14
Tabla Nro. 15: Transformadores asociados a generación de las distribuidoras	15
Tabla Nro. 16: Longitud de líneas por tipo de empresa	15
Tabla Nro. 17: Líneas de empresas generadoras	15
Tabla Nro. 18: Líneas de empresas autogeneradoras	15
Tabla Nro. 19: Líneas de transmisión por tipo de circuito	16
Tabla Nro. 20: Líneas de transmisión para interconexión	16
Tabla Nro. 21: Líneas de empresas distribuidoras	16
Tabla Nro. 22: Compensación capacitiva instalada en el SNT	17
Tabla Nro. 23: Compensación inductiva instalada en el SNT	17
Tabla Nro. 24: Redes de medio voltaje de las distribuidoras	17
Tabla Nro. 25: Número y capacidad de transformadores de distribución	18
Tabla Nro. 26: Redes secundarias de las distribuidoras	18
Tabla Nro. 27: Luminarias de empresas distribuidoras	19
Tabla Nro. 28: Medidores de las distribuidoras	19
Tabla Nro. 29: Acometidas de las distribuidoras	20
Tabla Nro. 30: Número de clientes regulados y no regulados de las distribuidoras	20
Tabla Nro. 31: Número de clientes regulados por provincia	21
Tabla Nro. 32: Personal de empresas generadoras	24
Tabla Nro. 33: Personal de empresas autogeneradoras	25
Tabla Nro. 34: Personal de las empresas distribuidoras	25
Tabla Nro. 35: Producción de energía bruta por sistema	31
Tabla Nro. 36: Producción de energía bruta por tipo de energía	32
Tabla Nro. 37: Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh)	33
Tabla Nro. 38: Consumo de combustibles por tipo de empresa	34
Tabla Nro. 39: Consumo total de combustibles (TEP)	34
Tabla Nro. 40: Energía disponible de centrales incorporadas en el 2017	35
Tabla Nro. 41: Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras	39
Tabla Nro. 42: Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica	41
Tabla Nro. 43: Energía vendida por tipo de transacción	46
Tabla Nro. 44: Energía vendida por tipo de transacción y empresa	46
Tabla Nro. 45: Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras	47
Tabla Nro. 46: Venta de energía eléctrica por generación de las empresas distribuidoras	47
Tabla Nro. 47: Energía vendida por las empresas autogeneradoras	48
Tabla Nro. 48: Límites de variación de voltaje para la operación del SIN	50
Tabla Nro. 49: Pérdidas de energía en el SNT	54

Tabla Nro. 50: Energía comprada por empresa distribuidora	56
Tabla Nro. 51: Energía disponible en los sistemas de distribución	57
Tabla Nro. 52: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	61
Tabla Nro. 53: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)	61
Tabla Nro. 54: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	62
Tabla Nro. 55: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)	62
Tabla Nro. 56: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	64
Tabla Nro. 57: Energía y potencia facturada por concepto de peaje a clientes no regulados	66
Tabla Nro. 58: Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2017	67
Tabla Nro. 59: Energía facturada y subsidiada en programa PEC en los sistemas de distribución	68
Tabla Nro. 60: Energía facturada y subsidiada en programa PEC por provincia	70
Tabla Nro. 61: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	70
Tabla Nro. 62: Precio medio de la energía vendida por tipo de transacción	73
Tabla Nro. 63: Precio medio de la energía vendida en generación por tipo de transacción y empresa	73
Tabla Nro. 64: Precio medio de la energía vendida por las generadoras	74
Tabla Nro. 65: Precio medio de la energía vendida por empresas distribuidoras con generación	74
Tabla Nro. 66: Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	74
Tabla Nro. 67: Precio medio de la energía comprada por las empresa distribuidoras	75
Tabla Nro. 68: Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras	76
Tabla Nro. 69: Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo	76
Tabla Nro. 70: Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras	78
Tabla Nro. 71: Energía exportada	78
Tabla Nro. 72: Energía exportada a través del SNT	79



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nro. 73: Energía exportada a través de redes de distribución	79
Tabla Nro. 74: Energía importada SNT (MWh)	79
Tabla Nro. 75: Comparativo precio medio SNT (USD ¢/kWh)	80
Tabla Nro. 76: Balance nacional de energía eléctrica	84
Tabla Nro. 77: Balance de energía en los sistemas de distribución	87
Tabla Nro. 78: Balance de energía del sistema eléctrico de distribución (GWh)	88
Tabla Nro. 79: Consumo per cápita anual por provincia	91
Tabla Nro. 80: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	91
Tabla Nro. 81: Consumo promedio mensual de energía eléctrica por empresa distribuidora y grupo de consumo (kWh/cliente)	93
Tabla Nro. 82: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia	96
Tabla Nro. 83: Potencia nominal por tipo de empresa	103
Tabla Nro. 84: Potencia efectiva por tipo de empresa	103
Tabla Nro. 85: Potencia nominal por tipo de fuente	103
Tabla Nro. 86: Potencia efectiva por tipo de fuente	104
Tabla Nro. 87: Potencia nominal por tipo de servicio	104
Tabla Nro. 88: Potencia efectiva por tipo de servicio	104
Tabla Nro. 89: Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras	105
Tabla Nro. 90: Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras	105
Tabla Nro. 91: Evolución de la capacidad de transformación del transmisor	105
Tabla Nro. 92: Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras	105
Tabla Nro. 93: Evolución histórica de líneas de empresas generadoras	106
Tabla Nro. 94: Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras	106
Tabla Nro. 95: Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric	106
Tabla Nro. 96: Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras	107
Tabla Nro. 97: Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras	107
Tabla Nro. 98: Energía producida 2008-2017	111
Tabla Nro. 99: Energía producida por las empresas generadoras	112
Tabla Nro. 100: Energía producida por las empresas distribuidoras con generación	112
Tabla Nro. 101: Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación	112
Tabla Nro. 102: Energía producida por las empresas autogeneradoras	113
Tabla Nro. 103: Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica	114
Tabla Nro. 104: Consumo de combustibles (TEP)	114
Tabla Nro. 105: Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP)	115
Tabla Nro. 106: Energía vendida por tipo de empresa (GWh)	115
Tabla Nro. 107: Energía vendida por empresa generadora (GWh)	116
Tabla Nro. 108: Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (GWh)	117
Tabla Nro. 109: Energía vendida por empresa autogeneradora (GWh)	117
Tabla Nro. 110: Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD)	118
Tabla Nro. 111: Valor de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (MUSD)	119
Tabla Nro. 112: Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora (USD)	119
Tabla Nro. 113: Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	120
Tabla Nro. 114: Valores facturados por CELEC EP-Transelectric	120
Tabla Nro. 115: Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras	120
Tabla Nro. 116: Energía disponible en el sistema de distribución	121
Tabla Nro. 117: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	121
Tabla Nro. 118: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)	122
Tabla Nro. 119: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	123

Tabla Nro. 120: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)	123
Tabla Nro. 121: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	124
Tabla Nro. 122: Energía y potencia facturada a clientes no regulados	124
Tabla Nro. 123: Pérdidas de energía eléctrica en distribución	125
Tabla Nro. 124: Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2008 - 2017	126
Tabla Nro. 125: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD ¢/kWh)	127
Tabla Nro. 126: Precio medio de la energía vendida por empresas generadoras	127
Tabla Nro. 127: Precio medio de la energía vendida por empresa generadora (USD ¢/kWh)	128
Tabla Nro. 128: Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras	128
Tabla Nro. 129: Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación (USD ¢/kWh)	129
Tabla Nro. 130: Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	129
Tabla Nro. 131: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras	129
Tabla Nro. 132: Energía exportada por tipo de cliente (GWh)	130
Tabla Nro. 133: Valor de la energía exportada (MUSD)	130
Tabla Nro. 134: Precio medio de la energía exportada (USD ¢/kWh)	130
Tabla Nro. 135: Energía importada por tipo de transacción (GWh)	131
Tabla Nro. 136: Valor de la energía importada (MUSD)	131
Tabla Nro. 137: Precio medio de la energía importada (USD ¢/kWh)	131
Tabla Nro. 138: Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, período 2008 – 2017	135
Tabla Nro. 139: Balance de energía para servicio público, período 2008 – 2017	136
Tabla Nro. 140: Balance de energía en el sistema de distribución	136
Tabla Nro. 141: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	137
Tabla Nro. 142: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)	138
Tabla Nro. 143: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia	139



Puerto de Guayaquil
Guayaquil, Guayas
Autor: Maro Alejandro Tapia



Plaza de San Francisco, Fiesta de la Luz 2018
Quito, Pichincha
Autor: Mario Alejandro Tapia

INTRODUCCIÓN

La electricidad constituye una parte integral en la vida de los seres humanos. En el Ecuador, el consumo energético permite producir efectos luminosos, mecánicos, caloríficos, químicos y otros, presentes en todos los aspectos de la vida cotidiana como en los electrodomésticos, el transporte, la iluminación y la industria.

Para abastecer la demanda de energía eléctrica, el Ecuador dispone de varias centrales de generación, priorizando la producción de energía renovable no contaminante, es decir, que ésta provenga de fuentes naturales como la hidráulica (energía potencial del agua), fotovoltaica (sol), eólica (viento), biogás (residuos orgánicos) y de aprovechamiento de la biomasa (combustión de desechos de plantas o de seres vivos, tales como el bagazo de caña).

Tras el proceso de generación, esta energía se transfiere a través del sistema de transmisión llegando hacia la etapa de subtransmisión de donde se abastecen las distintas empresas distribuidoras del país, quienes a su vez se encargan de llevar energía a los clientes finales.

La Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017 es un insumo relevante en aquellos estudios de prospectiva y planificación energética del país. En este sentido, las temáticas abordadas se dividen en siete capítulos; de los cuales, los tres primeros detallan información del 2017. El primer capítulo describe la infraestructura del sector eléctrico, tanto de centrales, subestaciones, transformadores, y demás equipamiento. El capítulo dos, presenta las transacciones del sector eléctrico ecuatoriano, que comprenden la energía producida, vendida, el consumo de energía, precios e interconexiones. El capítulo tres muestra los diferentes indicadores del sector. Del capítulo cuatro al seis se detalla información multianual 2008 - 2017, misma que muestra información de infraestructura, transacciones e indicadores del sector eléctrico.

Esta publicación pretende consolidarse como una herramienta encaminada a potenciar la participación ciudadana en los procesos del Gobierno Nacional mediante el libre acceso a la información estadística consolidada.¹



¹ La presente información está en permanente revisión y actualización, por lo cual está sujeta de cambios.



2017

ESTADÍSTICA

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO







Central eólica Baltra
Isla Baltra, Galápagos
Autor: ECOGAL



INFRAESTRUCTURA





Quito Colonial
Quito, Pichincha
Autor: Ministerio de Turismo

1. INFRAESTRUCTURA

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

1.1 Centrales de generación de energía eléctrica

Esta sección muestra los valores de potencia nominal y efectiva de las centrales de generación instaladas en el territorio continental e insular del Ecuador; se clasifican por: tipo de sistema (SNI, No Incorporado), energía, central, servicio, empresa y provincia.

La generación de energía eléctrica se produce a partir de fuentes renovables y no renovables. La generación con fuentes renovables está compuesta por centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas y termoeléctricas que consumen biomasa y biogás; mientras que la generación de tipo no renovable utilizan combustibles fósiles, estas centrales térmicas se clasifican en: turbogás, turbovapor y motores de combustión interna (MCI).

La generación de electricidad se constituye con aporte de las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación; por tanto, a lo largo de esta sección se analizan las potencias nominal y efectiva registradas por los mencionados participantes del sector eléctrico.

1.1.1 Potencia nominal y efectiva a nivel nacional

En una central de generación, la potencia nominal se refiere al valor de diseño o dato de placa; mientras que la potencia efectiva es el valor real que la misma puede entregar.

En las Figuras Nros. 1 y 2 se muestran las potencias nominal y efectiva, por tipo de sistema, respectivamente. Los sistemas no incorporados se los divide en territorio continental y región insular.

Al 2017, a nivel nacional se registraron 8.036,34 MW de potencia nominal y 7.434,81 MW de potencia efectiva, las mismas consideran las capacidades registradas por los generadores, autogeneradores y distribuidores con generación. Cabe mencionar que la mayoría de las empresas petroleras corresponden a los autogeneradores.

Figura Nro. 1: Potencia nominal por tipo de sistema (MW)

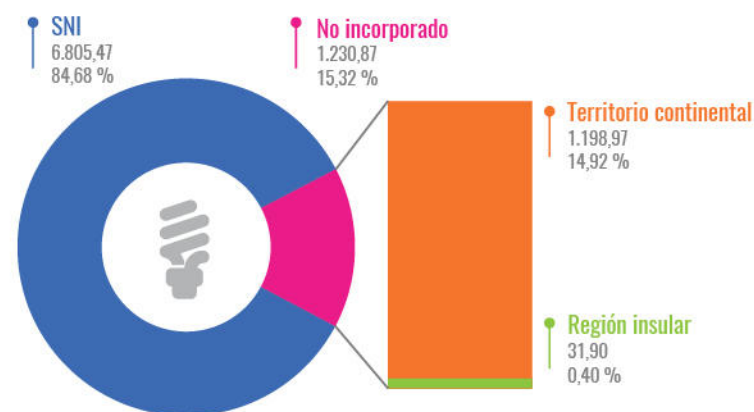
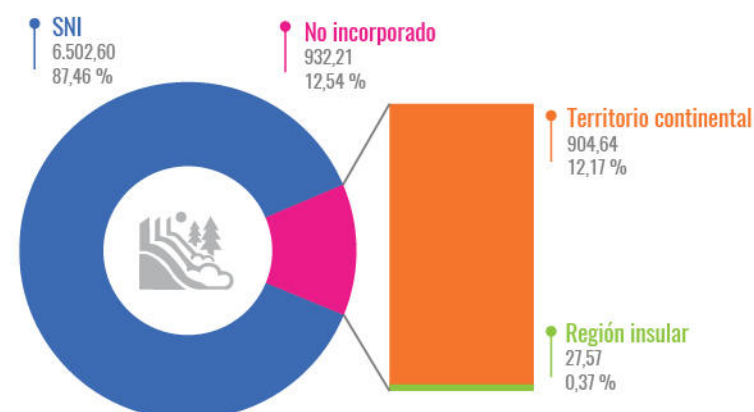


Figura Nro. 2: Potencia efectiva por tipo de sistema (MW)



La Tabla Nro. 1 muestra las centrales que entraron en operación comercial en el 2017.

Tabla Nro. 1: Centrales que entraron en operación en el 2017

Tipo de Empresa	Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Ecuagesa	Topo	Hidráulica	SNI	29,20	27,00
	CELEC-Hidroazogues	Alazán	Hidráulica		6,23	6,23
	EMAC-BGP	Pichacay	Biogás		1,06	1,00
	Hidrosigchos	Sigchos	Hidráulica		18,60	18,39
Total Generadora					55,09	52,62
Autogeneradora	Hidroalto	Due	Hidráulica	SNI	49,71	49,71
Total Autogeneradora					49,71	49,71
Total general					104,80	102,33



1.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

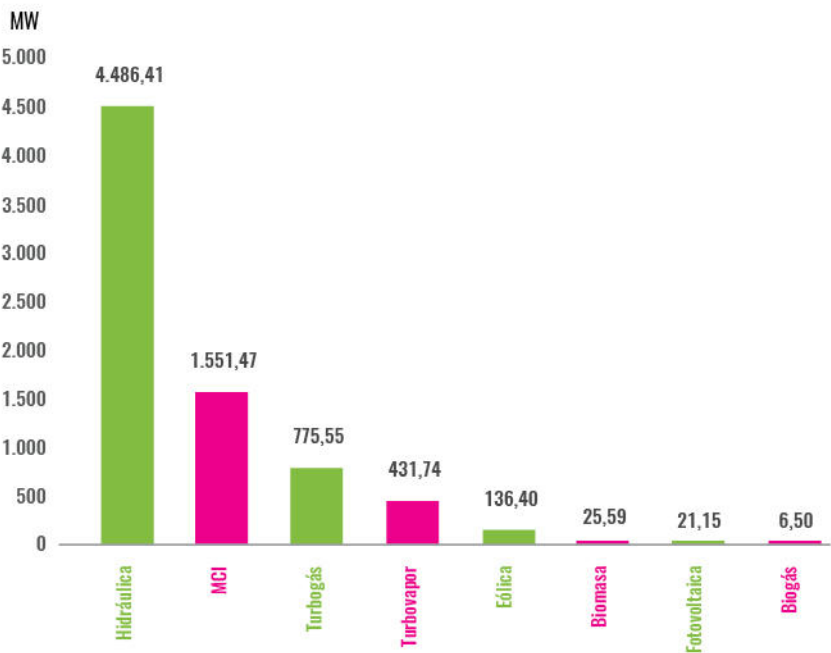
La Tabla Nro. 2 muestra los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de fuente renovable y no renovable.

Tabla Nro. 2: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

Tipo Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva	
				(MW)	%
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	4.515,96	4.486,41	60,34
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40	1,83
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	26,48	25,59	0,34
	Eólica	Eólica	21,15	21,15	0,28
	Biogás	MCI	7,26	6,50	0,09
Total Renovable			4.715,15	4.676,05	62,89
No Renovable	Térmica	MCI	1.937,48	1.551,47	20,87
		Turbogás	921,85	775,55	10,43
		Turbovapor	461,87	431,74	5,81
Total No Renovable			3.321,19	2.758,76	37,11
Total general			8.036,34	7.434,81	100,00

La Figura Nro. 3 presenta la potencia efectiva por tipo de fuente, la cual fue 7.434,81 MW; en la misma se destaca la participación mayoritaria de las centrales hidráulicas, con 4.486,41 MW, correspondiente a 60,34 %, respecto al total de potencia efectiva a nivel nacional. Por otro lado están las centrales térmicas no renovables, dentro de las cuales las MCI tienen la mayor participación, esto es 1.551,47 MW que corresponde a un 20,87 % en relación al total nacional.

Figura Nro. 3: Potencia efectiva por tipo de central (MW)



1.1.3 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa

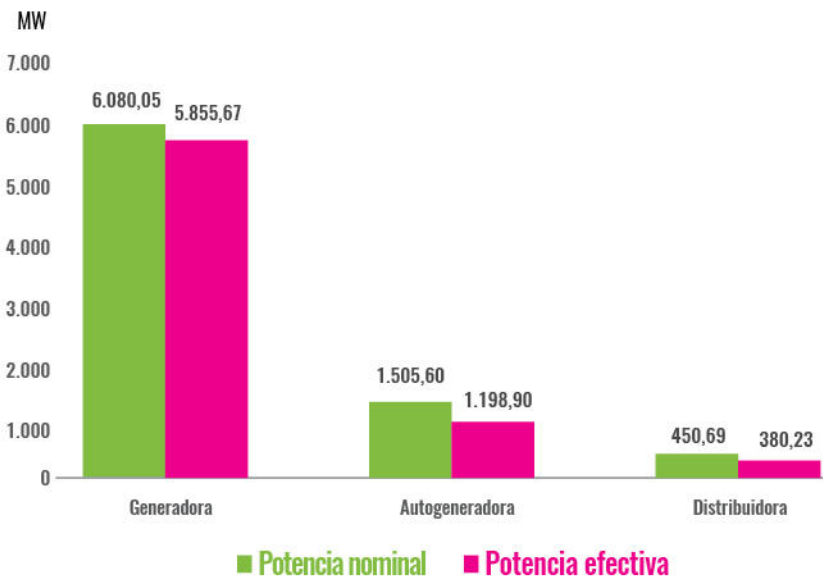
En la Tabla Nro. 3 se presentan los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.

Tabla Nro. 3: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa

Tipo Empresa	Tipo Central	Tipo Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Hidráulica	Hidráulica	4.193,27	4.169,36
	Térmica	MCI	814,53	704,14
	Térmica	Turbogás	612,53	537,60
	Térmica	Turbovapor	411,50	398,00
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	24,46	23,57
	Eólica	Eólica	16,50	16,50
	Biogás	MCI	7,26	6,50
Total Generadora			6.080,05	5.855,67
Autogeneradora	Térmica	MCI	1.063,90	795,36
	Hidráulica	Hidráulica	180,53	176,69
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Térmica	Turbogás	101,25	76,95
	Térmica	Turbovapor	15,63	13,50
Total Autogeneradora			1.505,60	1.198,90
Distribuidora	Térmica	Turbogás	208,07	161,00
	Hidráulica	Hidráulica	142,16	140,36
	Térmica	MCI	59,06	51,97
	Térmica	Turbovapor	34,74	20,24
	Eólica	Eólica	4,65	4,65
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	2,02	2,02
Total Distribuidora			450,69	380,23
Total general			8.036,34	7.434,81

La Figura Nro. 4 clasifica las potencias nominal y efectiva por tipo de empresa; la potencia de las distribuidoras, se refiere a la generación no escindida propiedad de dichas empresas.

Figura Nro. 4: Potencia por tipo de empresa (MW)



Las siguientes figuras muestran la potencia efectiva desglosada por tipo de empresa y central. Para más detalles de esta información remítase a los Anexos A (A.1, A.2 y A.3).

Figura Nro. 5: Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW)

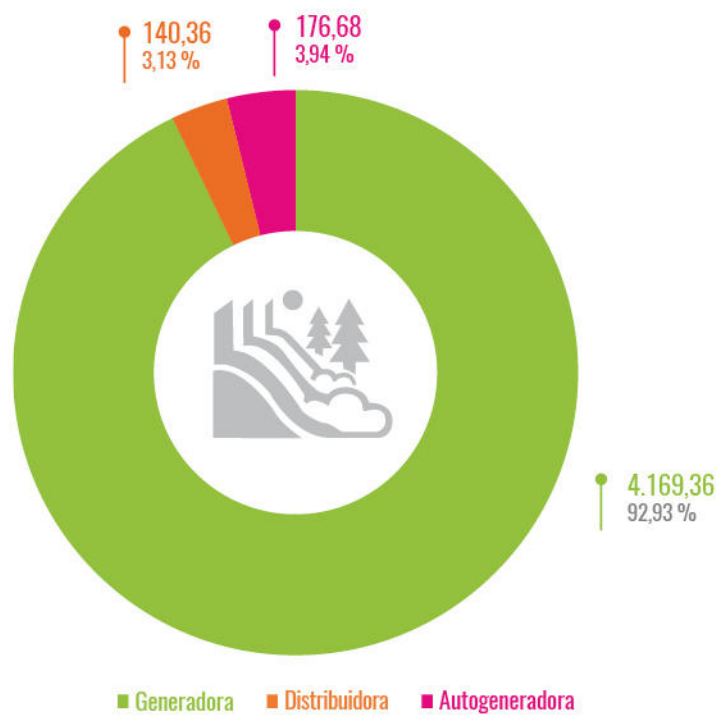


Figura Nro. 7: Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW)

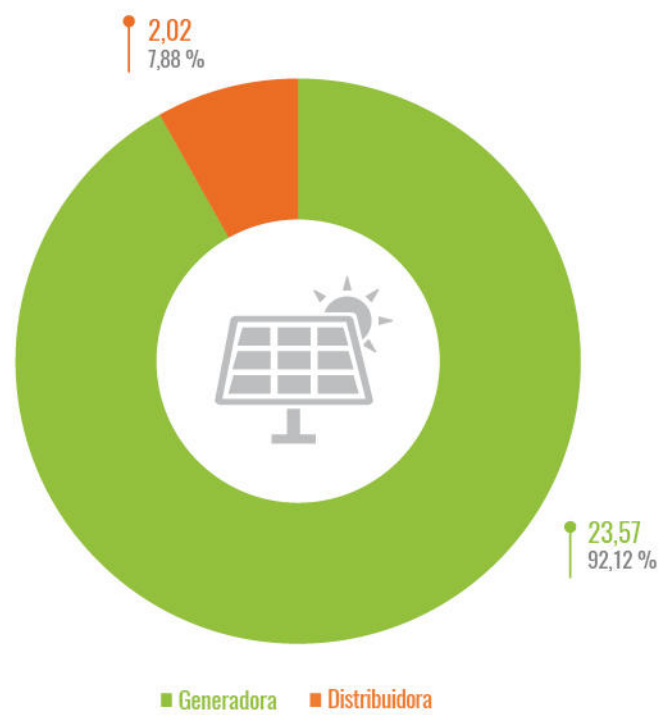


Figura Nro. 6: Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW)

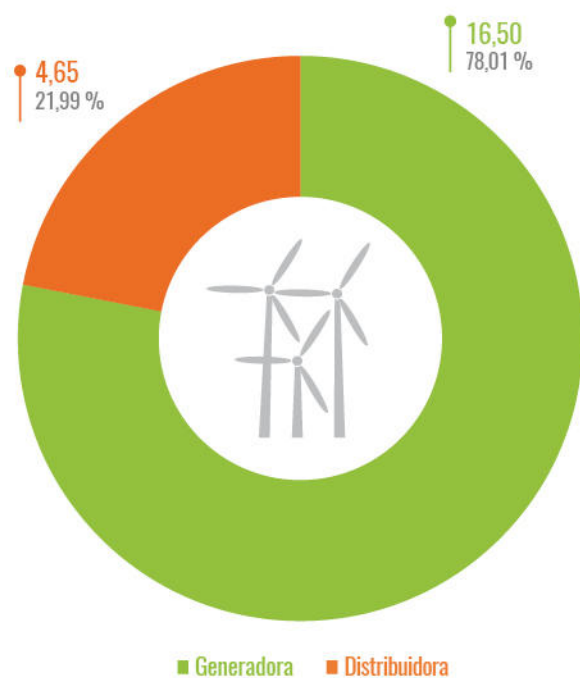


Figura Nro. 8: Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW)

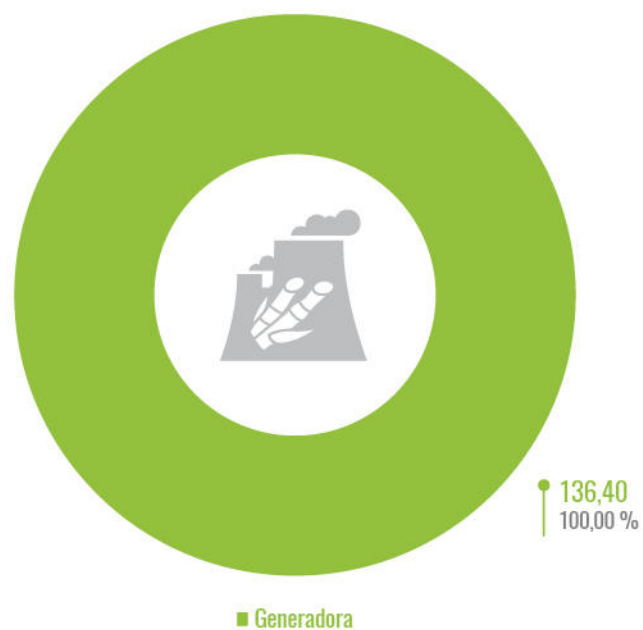


Figura Nro. 9: Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW)



Figura Nro. 11: Potencia efectiva de centrales térmicas turbogás por tipo de empresa (MW)

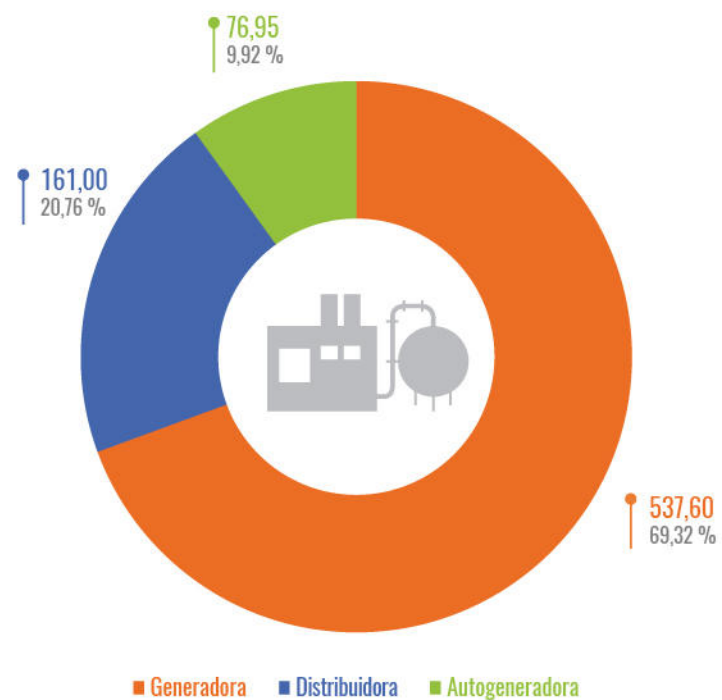


Figura Nro. 10: Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa (MW)

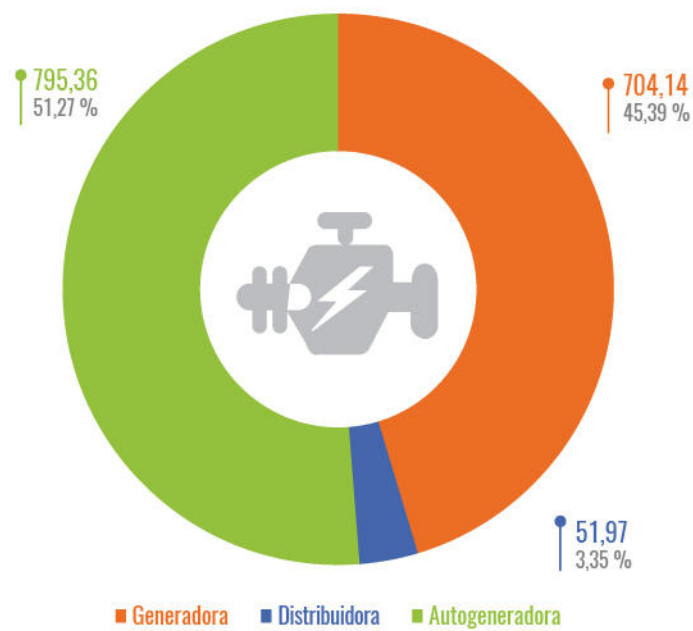
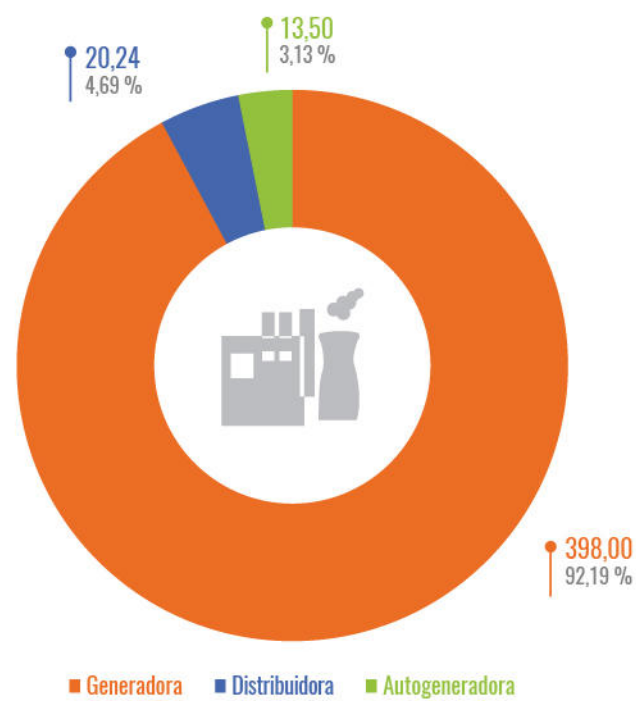


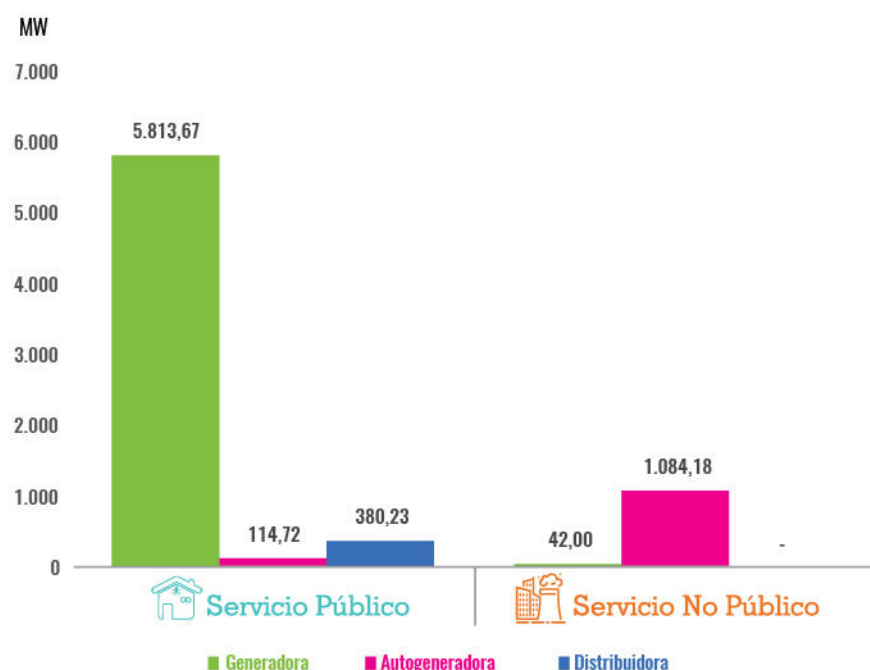
Figura Nro. 12: Potencia efectiva de centrales térmicas turbovapor por tipo de empresa (MW)



1.1.4 Potencia por tipo de servicio y empresa

En esta sección se clasifican a las potencias nominal y efectiva según el tipo de servicio; sea éste **público**, para el caso de empresas generadoras (5.813,67 MW), distribuidoras con generación (380,23 MW) y la potencia excedente puesta a disposición por las empresas autogeneradoras (114,72 MW); y, **no público**, para el caso de la potencia empleada para atender las demandas internas de las empresas autogeneradoras (1.084,18 MW). En la Figura Nro. 13 se presenta lo mencionado anteriormente.

Figura Nro. 13: Potencia efectiva por tipo de servicio



1.1.5 Potencia y número de centrales por provincia

La siguiente tabla muestra el número de centrales y valores de potencia nominal y efectiva por tipo de energía a nivel provincial.

Mayor detalle de centrales de generación a nivel de provincia, clasificadas por tipo de empresa, se encuentra en el Anexo C.1.

Tabla Nro. 4: Potencia y número de centrales por provincia y tipo de energía

Provincia	Renovable			No Renovable			Total		
	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Azuay	7	1.773,55	1.798,48	1	19,20	17,20	8	1.792,75	1.815,68
Bolívar	1	8,00	8,00	-	-	-	1	8,00	8,00
Cañar	3	62,13	59,93	1	3,63	2,50	4	65,76	62,43
Carchi	3	4,82	4,15	-	-	-	3	4,82	4,15
Chimborazo	4	16,33	15,65	-	-	-	4	16,33	15,65
Cotopaxi	9	49,39	47,27	-	-	-	9	49,39	47,27
El Oro	6	5,99	5,99	2	275,36	249,60	8	281,35	255,59
Esmeraldas	-	-	-	4	244,92	219,22	4	244,92	219,22
Galápagos	9	6,29	6,29	4	25,61	21,27	13	31,90	27,57
Guayas	7	331,48	325,78	10	805,76	708,92	17	1.137,23	1.034,70
Imbabura	10	78,56	79,71	1	29,28	24,30	11	107,84	104,01
Loja	7	22,49	21,62	1	19,74	17,17	8	42,23	38,79
Los Ríos	2	57,57	56,20	1	95,20	81,00	3	152,77	137,20
Manabí	2	1,50	1,49	4	215,20	189,42	6	216,70	190,91
Morona Santiago	3	88,80	88,31	2	4,74	4,24	5	93,54	92,55
Napo	4	1.519,25	1.494,40	5	77,63	54,44	9	1.596,88	1.548,84
Orellana	-	-	-	75	642,80	481,65	75	642,80	481,65
Pastaza	-	-	-	3	56,90	47,77	3	56,90	47,77
Pichincha	19	141,57	139,70	7	182,04	153,72	26	323,61	293,42
Santa Elena	-	-	-	2	131,80	105,03	2	131,80	105,03
Sucumbios	1	49,71	49,71	69	486,41	377,71	70	536,12	427,42
Tungurahua	6	495,30	470,96	1	5,00	3,60	7	500,30	474,56
Zamora Chinchipe	1	2,40	2,40	-	-	-	1	2,40	2,40
Total general	104	4.715,15	4.676,05	193	3.321,19	2.758,76	297	8.036,34	7.434,81

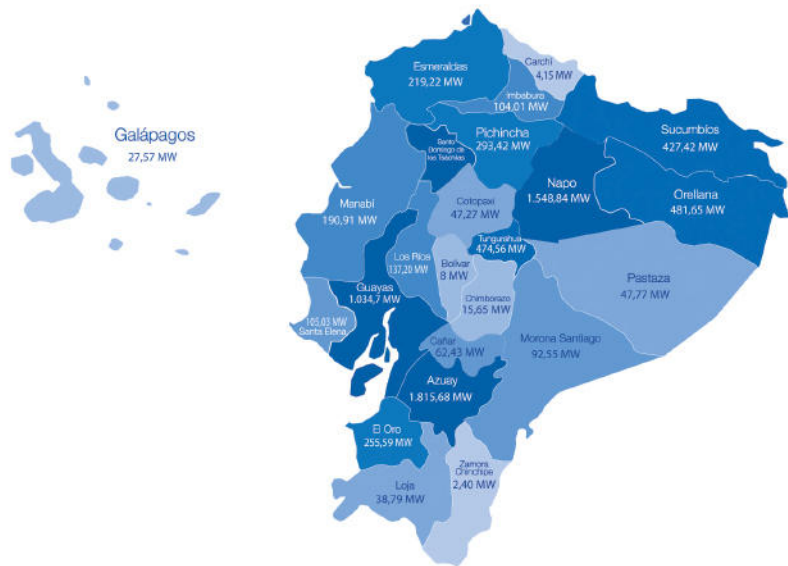
En la Figura Nro. 14 se muestran los valores de potencia efectiva acorde con el lugar de implantación de las centrales de generación eléctrica, clasificados por provincia. La mayor concentración de potencia se encuentra en Azuay, Napo y Guayas, predominando las centrales de generación renovable en las dos primeras; mientras que en Guayas, prevalece la generación térmica no renovable.

Es importante mencionar que de los 1.548,84 MW de potencia efectiva de las centrales ubicadas en la provincia de Napo, el mayor porcentaje corresponde a la central Coca Codo Sinclair².



² Por temas estadísticos esta central ha sido asignada a la provincia de Napo; se indica que las instalaciones de la misma se encuentran ubicadas entre los límites de las provincias de Napo y Sucumbios.

Figura Nro. 14: Potencia efectiva a nivel de provincia (MW)



1.2 Capacidad de transformación

Esta sección contiene información de transformadores instalados en subestaciones del sistema de transmisión y en las centrales de generación. La potencia nominal (MVA) de los transformadores se definen para cada uno de los tipos de enfriamiento (OA, FA, y FOA), conforme a sus características de diseño de estos equipos.

1.2.1 Subestaciones

En la Tabla Nro.5 se indica para cada tipo de empresa, las subestaciones y la potencia de transformación instaladas hasta el 2017. Clasificando las subestaciones como de: elevación o reducción, para los casos que dispongan de equipo de transformación; y, de seccionamiento, en el caso de que la subestación no tenga transformador. En esta información no se consideran los transformadores de reserva disponibles en subestaciones.

Tabla Nro. 5: Subestaciones por tipo de empresa

Tipo de Empresa	Criterio	Tipo Subestación			Total
		Elevación	Reducción	Seccio-namiento	
Generador	Capacidad máxima (MVA)	1.913,3	-	-	1.913,31
	Número de subestaciones	23,00	-	8	31,00
	Número de transformadores	41,00	-	-	41,00
Autogenerador	Capacidad máxima (MVA)	932,23	310,82	-	1.243,05
	Número de subestaciones	34,00	23,00	2	59,00
	Número de transformadores	64,00	39,00	-	103,00
Transmisor	Capacidad máxima (MVA)	-	13.078,28	-	13.078,28
	Número de subestaciones	-	52,00	5	57,00
	Número de transformadores	-	82,00	-	82,00
Distribuidor	Capacidad máxima (MVA)	54,06	7.148,11	-	7.202,16
	Número de subestaciones	7,00	335,00	23	365,00
	Número de transformadores	25,00	429,00	-	454,00

Las empresas distribuidoras contaron con un mayor número de subestaciones y transformadores, mientras que la mayor capacidad instalada la dispone el transmisor.

1.2.1.1 Subestaciones de empresas generadoras y autogeneradoras

Esta sección presenta las características generales de las subestaciones y del equipo de transformación instalados en los centros de generación del sistema; ver Tablas Nros. 6, 7, 8 y 9.

Para mayor detalle de las características de subestaciones remitirse a los Anexos D.1 y D.2.

Tabla Nro. 6: Subestaciones de elevación de las generadoras

Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
CELEC-Electroguayas	2	2	206,00
CELEC-Gensur	1	1	25,00
CELEC-Hidroagoyán	3	6	505,00
CELEC-Hidroazogues	1	1	12,50
CELEC-Hidronación	1	2	102,00
CELEC-Termoesmeraldas	2	4	235,00
CELEC-Termogas Machala	1	4	386,00
CELEC-Termopichincha	2	5	136,00
Elecaustro	3	7	81,11
EMAC-BGP	1	1	2,20
EPMAPS	2	2	30,50
Gransolar	1	3	3,00
Hidrosigchos	1	1	27,00
Hidrovictoria	1	1	12,00
Intervisa Trade	1	1	150,00
Total general	23	41	1.913,31

Tabla Nro. 7: Subestaciones de seccionamiento de las generadoras

Empresa	Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Subestaciones
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	500	1
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos	69	1
CELEC-Hidroazogues	Colectora	69	1
CELEC-Hidronación	Daule Peripa	138	1
CELEC-Hidronación	Baba	230	1
CELEC-Hidropaute	Mazar	230	1
Ecuagesa	Topo	138	1
Sansau	Sansau Wildtecsa	13,8	1
Total general			8

Tabla Nro. 8: Subestaciones de elevación y reducción de las autogeneradoras

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima MVA)
Elevación	Agip	1	5	21,28
	Andes Petro	1	7	108,00
	Coazucar	1	1	31,60
	Ecoelectric	1	1	6,25
	Ecoluz	2	2	9,10
	Enermax	1	1	20,80
	Hidroabanico	1	2	45,00
	Hidroalto	1	1	70,00
	Hidrosanbartolo	1	1	56,00
	Perlabí	1	1	3,15
	Petroamazonas	17	22	222,65
	Repsol	2	10	239,00
	San Carlos	1	6	82,40
	Sipec	2	2	8,00
	Vicunha	1	2	9,00
Reducción	Agip	3	8	24,00
	Coazucar	1	1	8,67
	Ecoluz	1	1	6,60
	Petroamazonas	5	5	31,25
	Repsol	11	21	186,30
	UCEM	1	2	19,00
	UNACEM	1	1	35,00
Total general		57	103	1.243,05

Tabla Nro. 9: Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras

Empresa	Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Subestaciones
Hidroabanico	Hidroabanico II	69	1
Petroamazonas	Sacha	4,16	1
Total general			2

1.2.1.2 Subestaciones y transformadores de CELEC EP – Transelectric

Al 2017 la CELEC EP – Transelectric registró 48 subestaciones con 78 transformadores, los cuales representaron una capacidad máxima igual a 12.883,28 MVA. Adicionalmente, se registraron 4 subestaciones móviles y 5 subestaciones de seccionamiento.

Mayores detalles de las subestaciones del transmisor se encuentran en el Anexo D.3. Cabe mencionar que en algunas subestaciones, el nombre y características de sus transformadores corresponden a un banco de transformación.

Tabla Nro. 10: Subestaciones de reducción de CELEC EP – Transelectric

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	48	78	12.883,28
Móviles reducción*	4	4	195,00
Total general	52	82	13.078,28

*Subestaciones móviles de CELEC EP – Transelectric.

Tabla Nro. 11: Subestaciones de seccionamiento de CELEC EP – Transelectric

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Subestaciones
Chongón	138	5
San Idelfonso	138	
Manduriacu	230	
Zhoray	230	
Sopladora	230	

1.2.1.3 Subestaciones de empresas distribuidoras

A nivel de subtransmisión las distribuidoras registraron 342 subestaciones (con una capacidad instalada de 7.202,16 MVA) y 23 subestaciones de seccionamiento. El 99 % de la capacidad instalada correspondió a subestaciones de reducción.

El detalle de las características de subestaciones y transformadores se describe en el Anexo D.4.



Autogeneración Eléctrica Sarayacu
Archidona, Napo
Autor: José Yépez

Tabla Nro. 12: Subestaciones de elevación y reducción de las distribuidoras

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	E.E. Galápagos	5	22	34,57
	E.E. Norte	1	2	12,50
	E.E. Quito	1	1	6,99
Reducción	CNEL-Bolívar	6	8	76,25
	CNEL-Ei Oro	17	23	312,25
	CNEL-Esmeraldas	14	16	196,80
	CNEL-Guayaquil	41	58	1.360,00
	CNEL-Guayas Los Ríos	32	38	648,00
	CNEL-Los Ríos	10	10	152,50
	CNEL-Manabí	28	37	466,15
	CNEL-Milagro	13	15	239,25
	CNEL-Sta. Elena	17	18	202,50
	CNEL-Sto. Domingo	14	19	233,63
	CNEL-Sucumbíos	9	11	153,50
	E.E. Ambato	18	25	330,50
	E.E. Azogues	2	2	32,50
	E.E. Centro Sur	14	24	422,75
	E.E. Cotopaxi	9	12	119,40
	E.E. Galápagos	1	1	10,00
	E.E. Norte	15	17	201,25
	E.E. Quito	44	60	1.700,35
	E.E. Riobamba	11	12	128,13
	E.E. Sur	20	23	162,40
Total general		342	454	7.202,16

Tabla Nro. 13: Subestaciones de seccionamiento de las distribuidoras

Empresa	Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Subestaciones
CNEL-Esmeraldas	Borbón 2	69	3
	El Salto	69	
	Winchele	69	
CNEL-Los Ríos	San Juan	69	1
CNEL-Manabí	Taina	69	1
CNEL-Milagro	Tap Bodegas	69	1
CNEL-Sta. Elena	Monteverde	69	1
E.E. Centro Sur	Limón	13,8	4
	Mendez	13,8	
	Gualaceo	22	
	Corpanche	69	
E.E. Cotopaxi	Laygua	69	2
	San Juan	69	
E.E. Quito	Cumbaya	46	6
	Guangopolo Hidráulica	46	
	Nayón	46	
	Norte	46	
	Pasochoa	46	
	Sur	46	
E.E. Sur	Centro	13,8	4
	San Ramon	22	
	Zumba	22	
	El Empalme	69	
Total general			23

1.2.2 Transformadores asociados a generación

1.2.2.1 Transformadores de empresas generadoras

La capacidad de transformación asociada a generación se muestra en la Tabla Nro. 14 y se detalla en los Anexos D.1 y D.2. La información muestra a las Unidades de Negocio Coca Codo Sinclair e Hidropaute con la mayor potencia asociada a generación.

Tabla Nro. 14: Transformadores asociados a generación de las generadoras

Empresa	Número de Puntos de Transformación	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Altigenotec	1	1	2,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	2	10	1.734,80
CELEC-Electroguayas	5	11	663,20
CELEC-Hidronación	1	3	255,00
CELEC-Hidropaute	3	15	2.078,50
CELEC-Termopichincha	1	1	4,00
Ecuagesa	1	1	35,00
Elecaastro	2	2	25,25
Electrisol	1	1	1,25
EPMAPS	2	2	36,00
Generoca	1	2	66,66
Gonzanergy	1	1	1,25
Hidrosibimbe	1	1	18,00
Hidrotambo	1	1	10,00
Lojaenergy	1	1	1,25
Renova Loja	1	1	1,25
Sabiangosolar	1	1	1,25
San Pedro	1	1	1,25
Sanersol	1	1	1,25
Sansau	1	1	1,25
Saracaysol	1	1	1,25
Solchacras	1	1	1,25
Solhuaquí	1	1	1,25
Solsantonio	1	1	1,25
Solsantos	1	1	1,25
Surenergy	1	1	1,25
Valsolar	1	1	1,25
Wildtecsa	1	1	1,25
Total general	37	66	4.948,41

1.2.2.2 Transformadores de empresas distribuidoras

En distintos puntos de los sistemas de distribución se encuentran conectados pequeños centros de generación, para los cuales las distribuidoras de la Tabla Nro. 15 registraron 23 puntos de transformación.

CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil es la distribuidora con mayor capacidad de transformación asociada a generación, 255,80 MVA. Para mayores detalles de esta información remitirse a los Anexos D.1 y D.2.

Tabla Nro. 15: Transformadores asociados a generación de las distribuidoras

Empresa	Número de Puntos de Transformación	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
CNEL-Guayaquil	2	9	255,80
CNEL-Guayas Los Ríos	1	1	1,00
CNEL-Sucumbíos	1	1	0,30
E.E. Ambato	2	3	9,76
E.E. Cotopaxi	5	5	11,76
E.E. Galápagos	4	8	8,70
E.E. Norte	4	5	18,30
E.E. Quito	1	1	52,50
E.E. Riobamba	3	7	24,01
Total general	23	40	382,13

La central de generación y la subestación de elevación de la CNEI EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos, ubicadas en la isla Puná, están siendo operadas por CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha.

1.3 Líneas de transmisión y subtransmisión

La longitud total de líneas de transmisión y subtransmisión de simple y doble circuito, de los diferentes tipos de empresas, se indican en la Tabla Nro. 16. Los valores del transmisor incluyen las interconexiones con Perú y Colombia.

Tabla Nro. 16: Longitud de líneas por tipo de empresa

Tipo de Empresa	Longitud (km)	
	Simple Circuito	Doble Circuito
Generador	170,65	89,42
Autogenerador	637,62	1,40
Transmisor	3.234,18	2.249,68
Distribuidor	5.058,16	117,04
Total general	9.100,61	2.457,54

1.3.1 Líneas de empresas generadoras y autogeneradoras

Considerando que las líneas de interconexión entre un centro de generación y el sistema de transmisión o de distribución al que entregan la energía producida, permiten la transmisión de energía al sistema, se consideran que estas sean clasificadas como líneas de transmisión.

En el sistema ecuatoriano, el voltaje de operación de estas líneas varían entre 230 y 13,8 kV, dependiendo del valor de la potencia de los centros de generación. En las Tablas Nros. 17 y 18 y en los Anexos E.1 y E.2, se indican las características de las líneas de transmisión de empresas generadoras y autogeneradoras que operaron en el 2017.

Tabla Nro. 17: Líneas de empresas generadoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple	CELEC-Hidronación	230	1	1,40
	CELEC-Hidropaute	230	2	1,12
	EPMAFS	138	4	65,80
	Ecuagesa	138	1	6,67
	CELEC-Electroguayas	138	1	0,50
	CELEC-Hidronación	138	1	0,05
	CELEC-Hidropaute	138	1	0,50
	Intervisa Trade	138	1	0,60
	CELEC-Hidroazogues	69	2	34,04
	Hidrotambo	69	1	26,50
	Hidrosibimbe	69	1	14,00
	CELEC-Gensur	69	1	3,20
	CELEC-Electroguayas	69	4	2,02
	Generoca	69	1	0,30
	Hidrosigchos	69	1	8,00
	CELEC-Electroguayas	34,5	1	0,15
	Hidrovictoria	22,8	1	0,40
	EMAC-BGP	22	1	0,80
	Altgenotec	13,8	1	0,60
	Electrisol	13,2	1	4,00
Total Simple Circuito			28	170,65
Doble	CELEC-Hidropaute	230	1	2,51
	EPMAFS	138	1	45,91
	Elecaustro	69	1	41,00
Total Doble Circuito			3	89,42

Para el 2017 las empresas autogeneradoras registraron una mayor longitud de líneas a simple circuito, las mismas alcanzaron los 637,62 km, destacándose en este grupo las empresas Petroamazonas y Repsol.

Tabla Nro. 18: Líneas de empresas autogeneradoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple	Hidrosanbartolo	230	1	18,87
	Hidroalto	230	1	24,00
	Petroamazonas	69	10	213,00
	Enermax	69	1	29,70
	Hidroabanico	69	1	11,50
	Coazucar	69	1	3,60
	UCEM	69	1	1,00
	San Carlos	69	1	0,85
	Ecoelectric	69	1	0,10
	Ecoluz	46	1	29,19
	Repsol	34,5	11	170,10
	Agip	34,5	2	47,20
	Petroamazonas	34,5	1	25,90
	Sipac	34,5	1	31,00
	UCEM	22	1	17,00
	Ecoluz	22	1	5,66
	Vicunha	13,2	1	5,00
	Hidroimbabura	13,2	1	0,20
	Agua y Gas de Sillunchi	6,3	2	3,75
Total Simple Circuito			40	637,62
Doble	Repsol	34,5	1	1,40
Total Doble Circuito			1	1,40

1.3.2 Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric

El transmisor operó líneas a niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV. A simple circuito se registró un total de 52 líneas con 3.207,48 km de longitud; y, a doble circuito un total de 28 líneas con 1.720,29 km (ver Tabla Nro. 19). Adicionalmente, se registraron cuatro líneas para interconexión, 3 con Colombia y 1 con Perú, las cuales se detallan en la Tabla Nro. 20. Más detalles de estas líneas se presentan en el Anexo E.3.

Tabla Nro. 19: Líneas de transmisión por tipo de circuito

Tipo de Circuito	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Líneas	# Estructuras	Longitud (km)
Simple	138	30	4.575	1.688,66
	230	18	2.492	1.255,02
	500	4	560	263,80
Total Simple Circuito		52	7.627	3.207,48
Doble	138	13	1.622	502,47
	230	15	2.907	1.217,82
Total Doble Circuito		28	4.529	1.720,29

Tabla Nro. 20: Líneas de transmisión para interconexión

Tipo de Circuito	Nivel de Voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
Total Simple Circuito			7,50	15,50
Doble	230	Machala - Zorritos	53,19	103,19
		Pomasqui - Jamondino 1	136,51	212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	136,11	214,00
Total Doble Circuito			325,82	529,39

1.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras

Las distribuidoras operaron un total de 5.058,16 km de líneas a simple circuito; y, 117,04 km a doble circuito. Estos valores incluyen tanto líneas de subtransmisión como líneas asociadas a generación (estas últimas se consideran como líneas de transmisión debido a su función y operación).

CNEL EP Unidad de Negocio Manabí y la E.E. Sur son las empresas distribuidoras que poseen mayor infraestructura de líneas simple circuito a 69 kV: casi 600 km; y, 482,39 km, respectivamente.

Tabla Nro. 21: Líneas de empresas distribuidoras

Tipo Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje (kV)	Longitud (km)
Simple	CNEL-Manabí	69	423,47
	CNEL-Guayas Los Ríos	69	427,89
	CNEL-Esmeraldas	69	376,35
	CNEL-Guayaquil	69	271,36
	CNEL-EI Oro	69	240,84
	CNEL-Milagro	69	228,87
	CNEL-Sto. Domingo	69	277,61
	CNEL-Sta. Elena	69	204,79
	CNEL-Los Ríos	69	165,20
	CNEL-Sucumbios	69	184,60
	CNEL-Bolívar	69	132,59
	Total CNEL EP		2.933,57
	E.E. Sur	69	482,39
		22	17,00
	E.E. Centro Sur	69	269,09
		22	28,25
	E.E. Norte	69	256,11
		34,5	17,59
	E.E. Riobamba	69	173,48
	E.E. Ambato	69	146,44
	E.E. Cotopaxi	69	79,35
		22	9,46
		13,8	7,65
	E.E. Quito	138	253,16
		69	52,00
		46	233,53
	E.E. Galápagos	34,5	50,00
		13,2	12,00
		13,8	10,21
	E.E. Azogues	69	26,88
	Total Empresas Eléctricas		2.124,59
Total Simple Circuito			5.058,16
Doble	CNEL-EI Oro	69	39,17
	CNEL-Manabí	69	27,66
	Total CNEL EP		66,83
	CNEL-Sucumbios	69	5,00
	E.E. Quito	46	11,76
	E.E. Cotopaxi	69	32,66
	E.E. Sur	69	0,79
	Total Empresas Eléctricas		50,21
Total Doble Circuito			117,04

1.4 Elementos de compensación de potencia reactiva en el SNT

Son instalaciones conectadas en el sistema de transmisión, cuyo propósito es la regulación de los niveles de voltaje en barras de subestaciones, para mantenerlos dentro de valores establecidos en las normas de calidad para la operación del sistema.

Al 2017 el SNT registró un total de 468 MVAR de equipos de compensación capacitiva y 155 MVAR de compensación inductiva, distribuidos en determinadas subestaciones.

Tabla Nro. 22: Compensación capacitiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Capacidad Unitaria (MVar)	Condensadores (u)	Capacidad Total (MVar)
Pascuales	138,0	60	2	120
Santa Rosa	138,0	27	3	81
Portoviejo	69,0	12	3	36
Las Esclusas	138,0	30	1	30
Pascuales	69,0	12	2	24
Esmeraldas	69,0	12	2	24
Caraguay	69,0	12	2	24
Dos Cerritos	69,0	12	2	24
Milagro	138	18	1	18
Santa Elena	69,0	12	1	12
Loja	69,0	12	1	12
Nueva Prosperina	69,0	12	1	12
Posorja	69,0	6	2	12
Policentro	138	6	2	12
Machala	138	6	2	12
Ibarra	138	6	2	12
Tulcán	138	3	1	3
Total general				468

Fuente: CELEC EP-Transelectric

Tabla Nro. 23: Compensación inductiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Capacidad Unitaria (MVar)	Reactores (u)	Capacidad Total (MVar)
El Inga	500,0	10	3	30
Pomasquí	230,0	25	1	25
Pascuales	138	10	2	20
Molino	138	10	2	20
Santa Rosa	138	10	2	20
Quevedo	138	10	1	10
Santo Domingo	138	10	1	10
Totoras	138	10	1	10
Riobamba	138	10	1	10
Total general				155

Fuente: CELEC EP-Transelectric

1.5 Redes de medio voltaje

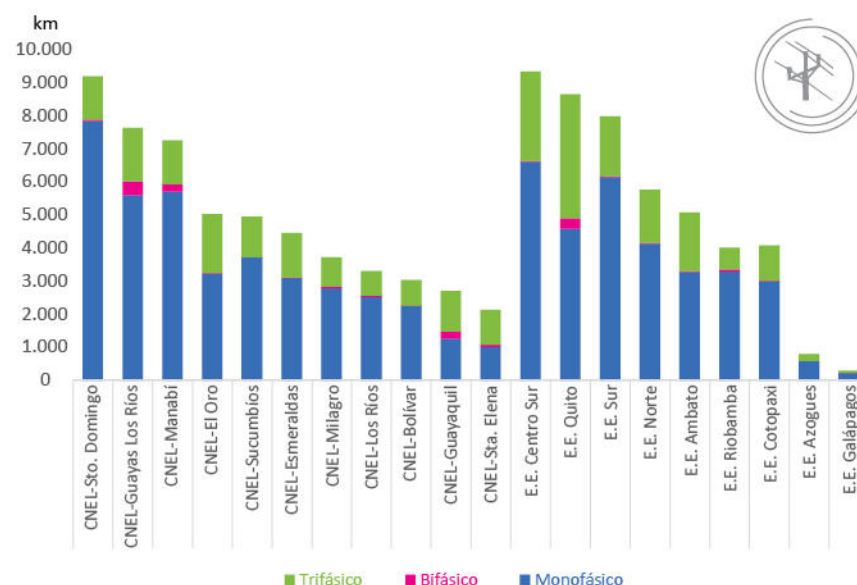
Las redes en medio voltaje transmiten la energía eléctrica desde las subestaciones de subtransmisión hacia los transformadores de distribución.

Las empresas distribuidoras operan redes primarias monofásicas, bifásicas y trifásicas a niveles de: 4,16; 6,3; 13,2; 13,8; 22; 22,8 y 34,5 kV. La longitud total registrada fue de 99.183,50 km.

Tabla Nro. 24: Redes de medio voltaje de las distribuidoras

Empresa	Nivel de Voltaje (kV)	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Total (km)
CNEL-Sto. Domingo	13,8	6.315,12	47,97	1.085,90	7.448,99
	34,5	1.499,29	10,61	224,96	1.734,86
CNEL-Guayas Los Ríos	13,8	5.585,98	408,72	1.631,29	7.625,99
CNEL-Manabí	13,8	5.679,55	232,08	1.340,76	7.252,39
CNEL-El Oro	13,8	3.215,69	13,13	1.787,85	5.016,67
CNEL-Sucumbios	13,8	3.703,87	0,20	1.225,73	4.929,80
CNEL-Esmeraldas	13,8	2.731,96	13,77	1.182,57	3.928,30
	13,2	357,27	0,88	161,71	519,87
CNEL-Milagro	13,8	2.769,09	54,88	886,55	3.710,51
CNEL-Los Ríos	13,8	2.509,50	26,12	755,19	3.290,81
CNEL-Bolívar	13,8	2.248,57	1,99	770,22	3.020,78
CNEL-Guayaquil	13,8	1.253,16	200,85	1.235,52	2.689,53
CNEL-Sta. Elena	13,8	1.002,79	60,59	1.045,68	2.109,06
	13,2	-	-	9,43	9,43
Total CNEL EP		38.871,82	1.071,79	13.343,36	53.286,97
E.E. Centro Sur	6,3	-	0,72	53,22	53,94
	13,8	1.078,41	4,09	276,96	1.359,46
	22,0	5.517,64	18,64	2.375,62	7.911,90
E.E. Quito	6,3	-	88,60	792,94	881,55
	13,8	1.295,21	64,01	277,57	1.636,79
	22,8	3.280,48	160,31	2.670,38	6.111,17
E.E. Sur	13,8	4.459,07	39,06	1.249,77	5.747,90
	22,0	1.664,69	1,27	559,51	2.225,48
E.E. Norte	13,8	4.115,63	38,46	1.601,00	5.755,10
	6,3	0,13	0,02	5,08	5,22
E.E. Ambato	13,8	3.269,94	26,60	1.765,36	5.061,90
E.E. Riobamba	4,16	6,49	-	12,36	18,85
	13,8	3.274,32	71,59	641,29	3.987,20
E.E. Cotopaxi	13,8	2.990,49	12,88	1.067,53	4.070,91
E.E. Azogues	22,0	568,33	-	221,63	789,96
E.E. Galápagos	13,2	121,01	-	27,30	148,32
	13,8	86,34	0,24	44,29	130,88
Total Empresas Eléctricas		31.728,18	526,51	13.641,84	45.896,53
Total general		70.600,01	1.598,30	26.985,20	99.183,50

Figura Nro. 15: Longitud de redes de medio voltaje por empresa (km)



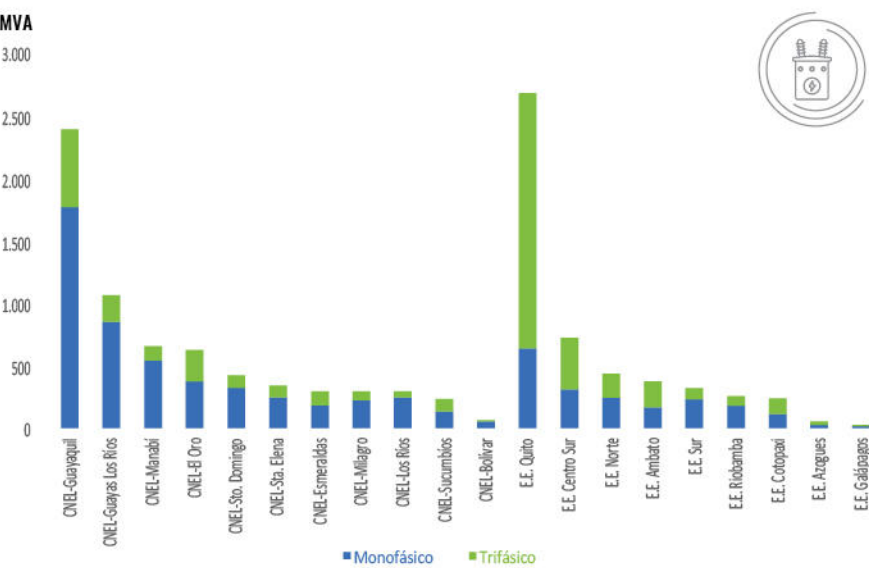
1.6 Transformadores de Distribución

En la siguiente tabla se presenta el número y capacidad de transformadores monofásicos y trifásicos, por empresa. La información se ordena en forma descendente en función de la capacidad total de los transformadores.

Tabla Nro. 25: Número y capacidad de transformadores de distribución

Empresa	Monofásico (u)	Trifásico (u)	Total (u)	Monofásico (MVA)	Trifásico (MVA)	Total (MVA)
CNEL-Guayaquil	33.765	2.001	35.766	1.772,24	617,77	2.390,01
CNEL-Guayas Los Ríos	27.450	1.020	28.470	860,65	210,66	1.071,31
CNEL-Manabí	24.127	741	24.868	551,78	112,35	664,13
CNEL-Ei Oro	14.036	1.241	15.277	379,68	244,76	624,44
CNEL-Sto. Domingo	21.062	975	22.037	327,45	100,73	428,18
CNEL-Sta. Elena	8.224	370	8.594	250,06	89,29	339,35
CNEL-Esmeraldas	8.638	848	9.486	182,84	116,19	299,03
CNEL-Milagro	10.702	321	11.023	231,46	67,32	298,77
CNEL-Los Ríos	9.198	363	9.561	251,60	46,05	297,65
CNEL-Sucumbios	8.133	994	9.127	137,49	100,81	238,30
CNEL-Bolívar	4.951	197	5.148	57,22	13,84	71,06
Total CNEL EP	170.286	9.071	179.357	5.002,48	1.719,76	6.722,24
E.E. Quito	24.160	15.561	39.721	645,63	2.032,98	2.678,62
E.E. Centro Sur	18.488	4.256	22.744	310,15	416,04	726,19
E.E. Norte	13.584	2.411	15.995	251,24	187,74	438,98
E.E. Ambato	11.767	2.404	14.171	169,59	205,74	375,33
E.E. Sur	16.539	884	17.423	232,72	86,93	319,65
E.E. Riobamba	12.023	800	12.823	182,48	74,52	257,00
E.E. Cotopaxi	7.459	1.361	8.820	115,13	125,12	240,25
E.E. Azogues	1.730	271	2.001	29,52	22,47	52,00
E.E. Galápagos	757	139	896	19,49	11,12	30,60
Total Empresas Eléctricas	106.507	28.087	134.594	1.955,95	3.162,66	5.118,62
Total general	276.793	37.158	313.951	6.958,43	4.882,43	11.840,86

Figura Nro. 16: Capacidad en transformadores de distribución (MVA)



1.7 Redes Secundarias

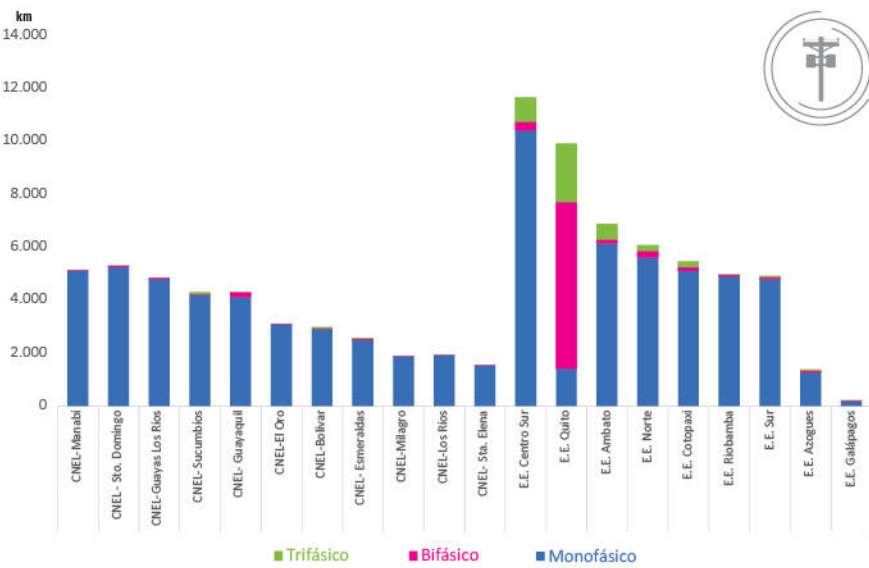
Las redes secundarias se derivan a partir del lado de bajo voltaje del transformador de distribución y están dispuestas en configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas. A nivel nacional la longitud de éstas alcanzaron los 89.532,43km distribuidas de la siguiente manera: 77.332,54 km de red monofásica, 7.450,62 km de red bifásica y 4.749,27 km de red trifásica.

La información de la siguiente tabla se ordena en forma descendente, en función de la longitud total de las redes.

Tabla Nro. 26: Redes secundarias de las distribuidoras

Empresa	Monofásico (km)	Bifásico (km)	Trifásico (km)	Total (km)
CNEL-Sto. Domingo	5.272,91	28,86	15,63	5.317,40
CNEL-Manabí	5.127,74	7,07	21,53	5.156,34
CNEL-Guayas Los Ríos	4.816,15	17,44	29,81	4.863,40
CNEL-Sucumbios	4.212,82	6,50	94,83	4.314,15
CNEL-Guayaquil	4.117,98	171,65	19,32	4.308,94
CNEL-Ei Oro	3.082,22	0,66	9,16	3.092,04
CNEL-Bolívar	2.918,86	14,98	52,75	2.986,58
CNEL-Esmeraldas	2.502,47	20,17	46,32	2.568,97
CNEL-Los Ríos	1.931,19	1,79	12,73	1.945,71
CNEL-Milagro	1.871,50	5,58	0,49	1.877,57
CNEL-Sta. Elena	1.544,02	3,81	1,83	1.549,66
Total CNEL EP	37.397,87	278,50	304,40	37.980,77
E.E. Centro Sur	10.430,38	314,10	925,14	11.669,63
E.E. Quito	1.419,52	6.280,54	2.224,45	9.924,51
E.E. Ambato	6.155,97	124,79	606,32	6.887,08
E.E. Norte	5.623,25	219,12	246,30	6.088,68
E.E. Cotopaxi	5.119,09	117,18	233,65	5.469,92
E.E. Riobamba	4.910,17	37,49	38,29	4.985,95
E.E. Sur	4.810,42	40,60	79,65	4.930,67
E.E. Azogues	1.273,52	35,59	73,14	1.382,25
E.E. Galápagos	192,35	2,71	17,92	212,97
Total Empresas Eléctricas	39.934,67	7.172,12	4.444,87	51.551,66
Total general	77.332,54	7.450,62	4.749,27	89.532,43

Figura Nro. 17: longitud de redes secundarias por empresa (km)



1.8 Luminarias

Las empresas de distribución de energía eléctrica cuentan con un total de 1.449.029 luminarias que corresponden a una potencia instalada de 232.003 kW.

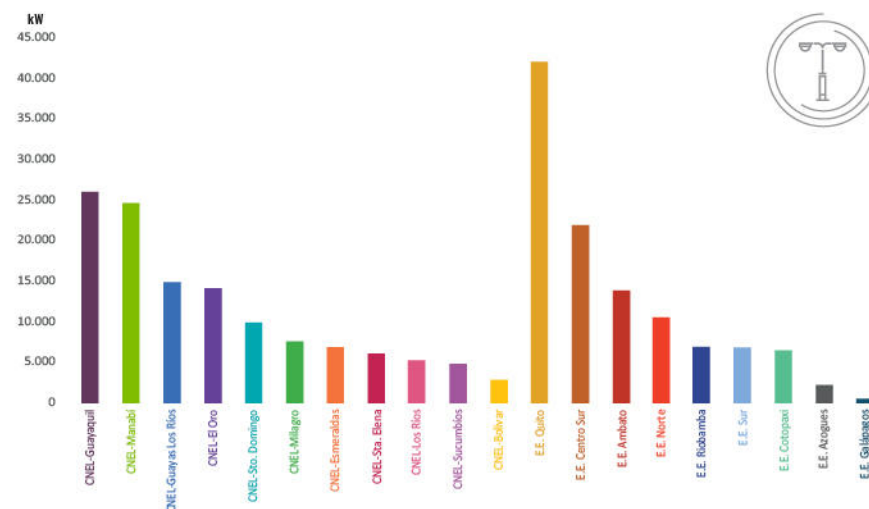
La información se ordena en forma descendente en función de la potencia instalada de las luminarias.

Tabla Nro. 27: Luminarias de empresas distribuidoras

Empresa	Luminarias (u)	Potencia Instalada (kW)
CNEL-Guayaquil	164.606	25.822
CNEL-Manabí	116.102	24.474
CNEL-Guayas Los Ríos	81.039	14.754
CNEL-El Oro	80.024	13.998
CNEL-Sto. Domingo	62.601	9.839
CNEL-Esmeraldas	43.119	6.760
CNEL-Milagro	42.304	7.570
CNEL-Sta. Elena	37.821	5.931
CNEL-Sucumbios	36.459	4.713
CNEL-Los Ríos	27.802	5.098
CNEL-Bolívar	16.565	2.675
Total CNEL EP	708.442	121.633
E.E. Quito	265.910	41.860
E.E. Centro Sur	125.165	21.797
E.E. Ambato	100.069	13.783
E.E. Norte	79.909	10.498
E.E. Sur	56.369	6.756
E.E. Riobamba	52.606	6.825
E.E. Cotopaxi	42.594	6.336
E.E. Azogues	14.565	2.141
E.E. Galápagos	3.400	374
Total Empresas Eléctricas	740.587	110.370
Total general	1.449.029	232.003

La E.E. Quito y la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, representan la mayor potencia instalada de alumbrado público.

Figura Nro. 18: Potencia instalada de luminarias (kW)



1.9 Medidores

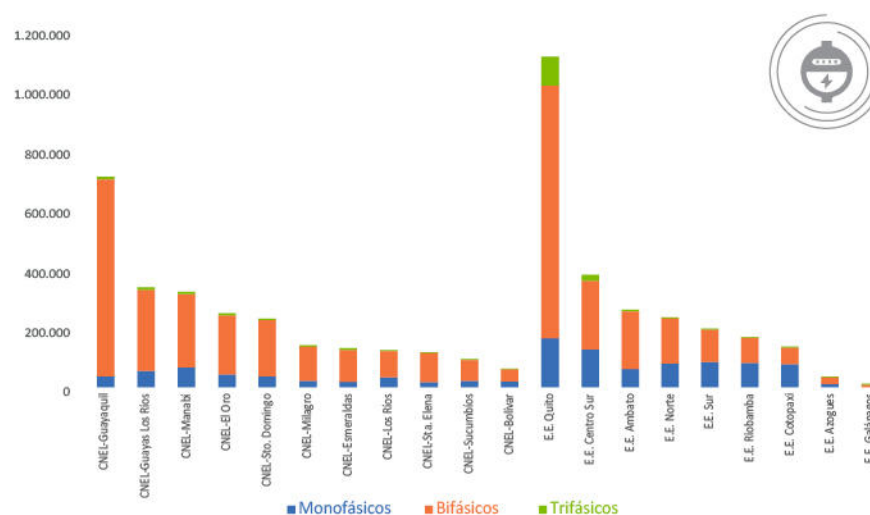
Para el 2017, del número total de clientes regulados (5.071.526), el 99,69% (5.055.593) cuentan con medidores; la diferencia de clientes (15.933) corresponden a clientes sin medidor, perteneciendo a esta categoría, los clientes eventuales, sistemas aislados servidos mediante paneles fotovoltaicos, consumos asociados con las empresas distribuidoras, entre otros.

La información de la siguiente tabla se ordena en forma descendente en función del número total medidores.

Tabla Nro. 28: Medidores de las distribuidoras

Empresa	Monofásicos (u)	Bifásicos (u)	Trifásicos (u)	Total Medidores (u)
CNEL-Guayaquil	37.176	660.359	8.158	705.693
CNEL-Guayas Los Ríos	55.644	274.006	3.230	332.880
CNEL-Manabí	68.237	249.213	1.669	319.119
CNEL-El Oro	47.244	198.761	1.496	247.501
CNEL-Sto. Domingo	38.873	188.293	1.151	228.317
CNEL-Milagro	26.468	114.389	718	141.575
CNEL-Esmeraldas	21.951	104.495	727	127.173
CNEL-Los Ríos	34.412	86.172	660	121.244
CNEL-Sta. Elena	20.480	94.859	1.662	117.001
CNEL-Sucumbios	25.646	67.954	3.104	96.704
CNEL-Bolívar	22.292	40.464	515	63.271
Total CNEL EP	398.423	2.078.965	23.090	2.500.478
E.E. Quito	167.740	846.731	98.405	1.112.876
E.E. Centro Sur	131.399	228.251	22.753	382.403
E.E. Ambato	65.150	194.316	5.475	264.941
E.E. Norte	82.558	152.959	3.202	238.719
E.E. Sur	89.847	108.199	1.485	199.531
E.E. Riobamba	87.809	81.184	918	169.911
E.E. Cotopaxi	79.109	57.344	1.693	138.146
E.E. Azogues	13.240	22.880	731	36.851
E.E. Galápagos	808	10.724	205	11.737
Total Empresas Eléctricas	717.660	1.702.588	134.867	2.555.115
Total general	1.116.083	3.781.553	157.957	5.055.593

Figura Nro. 19: Número de medidores



1.10 Acometidas

Al 2017, las empresas distribuidoras registraron un total de 3.895.153 acometidas, entre monofásicas, bifásicas y trifásicas, las cuales correspondieron a un total de 81.334,13 km. La siguiente tabla muestra información de acometidas por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 29: Acometidas de las distribuidoras

Empresa	Monofásicas (u)	Bifásicas (u)	Trifásicas (u)	Monofásicas (km)	Bifásicas (km)	Trifásicas (km)
CNEL-Bolívar	60.375	1.417	170	1.275,08	19,95	1,79
CNEL-Ei Oro	223.986	163	1.085	4.465,69	1,31	15,21
CNEL-Esmeraldas	117.485	3.034	458	2.625,86	39,42	7,10
CNEL-Guayaquil	502.577	11.148	3.229	5.482,00	125,86	18,49
CNEL-Guayas Los Ríos	305.385	1.515	1.241	8.003,42	23,62	15,17
CNEL-Los Ríos	112.777	211	609	3.006,73	2,89	6,40
CNEL-Manabí	257.650	299	425	5.749,46	3,31	6,64
CNEL-Milagro	144.825	115	255	3.616,32	1,46	2,60
CNEL-Sta. Elena	116.468	200	542	1.964,74	3,68	8,81
CNEL-Sto. Domingo	175.805	1.095	776	4.559,61	13,49	6,45
CNEL-Sucumbios	77.189	1.489	841	1.787,80	21,14	10,72
Total CNEL EP	2.094.522	20.686	9.631	42.536,71	256,13	99,39
E.E. Ambato	181.086	25.455	9.891	3.529,30	374,46	137,54
E.E. Azogues	27.776	3.849	1.136	756,22	80,46	21,01
E.E. Centro Sur	251.662	34.662	30.353	5.394,10	466,26	356,94
E.E. Cotopaxi	114.144	11.941	2.222	2.920,94	137,23	20,92
E.E. Galápagos	6.861	766	134	92,92	8,02	1,09
E.E. Norte	77.440	105.853	2.898	1.977,37	2.731,34	69,19
E.E. Quito	213.992	284.859	73.012	4.047,89	4.952,29	1.137,58
E.E. Riobamba	139.843	1.660	956	3.012,17	22,53	13,85
E.E. Sur	162.392	2.928	2.543	6.098,89	46,56	34,84
Total Empresas Eléctricas	1.175.196	471.973	123.145	27.829,79	8.819,15	1.792,95
Total general	3.269.718	492.659	132.776	70.366,50	9.075,29	1.892,34



Microcentral Atuntaqui
Antonio Ante, Imbabura
Autor: SERMAA EP

1.11 Clientes

Los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica se clasifican en dos grupos: clientes regulados y clientes no regulados.

La ARCONEL establece los tipos de tarifas que las empresas aplicarán a sus clientes regulados; así también establece los valores de peajes de energía y potencia para el caso de los clientes no regulados.

Al 2017 el total de clientes finales fue de 5.071.690 de los cuales 164 corresponde a clientes no regulados.

La información de la Tabla Nro. 30 se ordena en forma descendente en función del número total de clientes.

Tabla Nro. 30: Número de clientes regulados y no regulados de las distribuidoras

Empresa	Clientes Regulados				Total Regulados	Total No Regulados	Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público y Otros			
CNEL-Guayaquil	622.430	79.227	2.365	4.894	708.916	31	708.947
CNEL-Guayas Los Ríos	309.441	18.767	801	5.304	334.313	18	334.331
CNEL-Manabí	296.110	18.343	170	4.517	319.140	10	319.150
CNEL-Ei Oro	218.204	23.966	1.827	3.745	247.742	2	247.744
CNEL-Sto. Domingo	201.639	23.490	239	2.988	228.356	4	228.360
CNEL-Milagro	127.024	12.927	148	1.502	141.601	5	141.606
CNEL-Esmeraldas	117.535	9.350	434	2.616	129.935	3	129.938
CNEL-Los Ríos	111.863	7.233	409	1.747	121.252	1	121.253
CNEL-Sta. Elena	106.845	9.163	206	2.185	118.399	3	118.402
CNEL-Sucumbios	82.258	11.728	556	2.459	97.001	1	97.002
CNEL-Bolívar	58.730	2.976	120	1.445	63.271	-	63.271
Total CNEL EP	2.252.079	217.170	7.275	33.402	2.509.926	78	2.510.004
E.E. Quito	951.670	132.443	13.535	16.163	1.113.811	59	1.113.870
E.E. Centro Sur	340.938	33.411	5.900	6.055	386.304	7	386.311
E.E. Ambato	227.601	25.919	6.421	5.000	264.941	5	264.946
E.E. Norte	208.635	23.721	2.937	4.353	239.646	6	239.652
E.E. Sur	175.010	16.805	1.465	6.467	199.747	3	199.750
E.E. Riobamba	148.650	17.278	788	3.196	169.912	3	169.915
E.E. Cotopaxi	121.178	10.647	4.249	2.392	138.466	3	138.469
E.E. Azogues	33.512	2.273	477	767	37.029	-	37.029
E.E. Galápagos	9.223	1.904	184	433	11.744	-	11.744
Total Empresas Eléctricas	2.216.417	264.401	35.956	44.826	2.561.600	86	2.561.686
Total general	4.468.496	481.571	43.231	78.228	5.071.526	164	5.071.690

En la tabla anterior, el número de clientes de alumbrado público corresponde a aquellos que están asociados a un determinado suministro o equipo de medición. Por otro lado, en el grupo de consumo "Otros" se agrupan las siguientes tarifas: Abonados Especiales, Asistencia Social, Autoconsumo, Beneficio Público, Bombeo de Agua, Culto Religioso, Entidades Oficiales, Escenarios Deportivos, Estacionales y Ocasionales, Otros con Demanda, Servicio Comunitario y Vehículos Eléctricos con Demanda Horaria.

De acuerdo a la Tabla Nro. 30, a nivel nacional la CNEL EP representó aproximadamente el 49 % de los clientes regulados

En la siguiente figura se aprecia la composición de los clientes regulados por grupo de consumo; donde, el sector residencial es el más

representativo con el 88 %, seguido por el sector comercial con una participación del 9 %.

Figura Nro. 20: Número de clientes regulados por grupo de consumo



La siguiente tabla presenta el número de clientes regulados, desagregados por provincia.

Tabla Nro. 31: Número de clientes regulados por provincia

Provincia	Residencial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Industrial	Total
Azuay	268.433	26.634	4.355	5.315	304.737
Bolívar	58.736	2.978	1.441	120	63.275
Cañar	82.649	6.517	1.461	872	91.499
Carchi	49.531	5.799	1.113	277	56.720
Chimborazo	151.490	17.559	3.204	786	173.039
Cotopaxi	122.619	10.710	2.431	4.254	140.014
El Oro	200.955	22.482	3.392	1.620	228.449
Esmeraldas	123.770	9.661	2.704	433	136.568
Galápagos	9.223	1.904	433	184	11.744
Guayas	1.003.835	108.041	11.107	3.182	1.126.165
Imbabura	130.024	14.015	2.611	1.809	148.459
Loja	145.088	13.457	4.952	1.112	164.609
Los Ríos	195.031	13.104	2.899	595	211.629
Manabí	351.548	22.492	5.562	200	379.802
Morona Santiago	38.077	3.972	1.555	501	44.105
Napo	27.310	3.359	1.204	361	32.234
Orellana	36.090	4.617	1.070	278	42.055
Pastaza	20.975	4.211	827	540	26.553
Pichincha	980.932	136.532	16.746	14.324	1.148.534
Santa Elena	83.691	6.995	1.728	175	92.589
Sto. Domingo De Los Tsáchilas	131.620	17.927	1.593	196	151.336
Sucumbios	46.977	7.154	1.447	285	55.863
Tungurahua	180.733	18.503	2.970	5.508	207.714
Zamora Chinchipe	26.455	2.715	1.363	304	30.837
Zonas en estudio	2.704	233	60	-	2.997
Total general	4.468.496	481.571	78.228	43.231	5.071.526

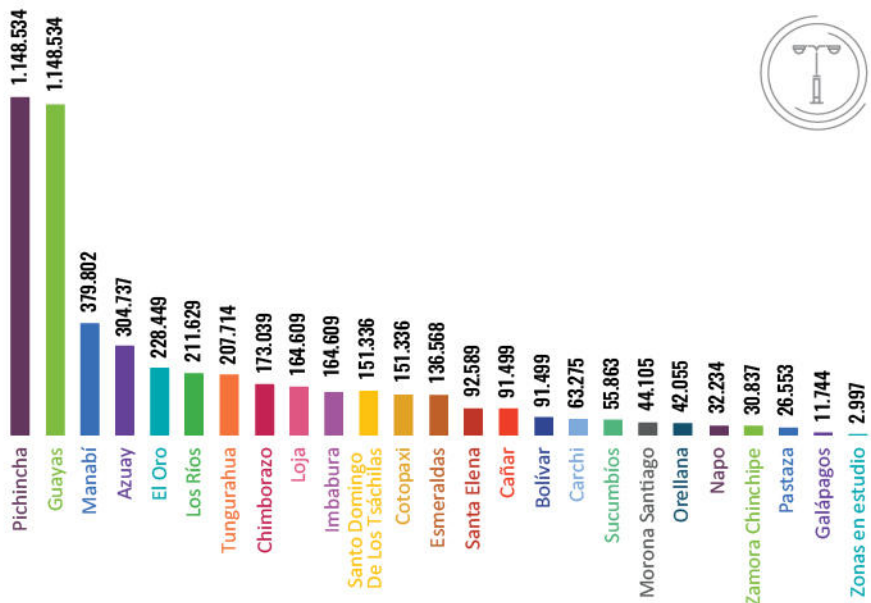
La denominación “Zonas en estudio” hace referencia a lugares donde los límites de la organización territorial del estado no están definidos por el CONALI, en éstas se encuentran el 0,06% del total de clientes regulados del país.



Parque Arqueológico Cochasquí
Pedro Moncayo, Pichincha
Autor: Mario Alejandro Tapia

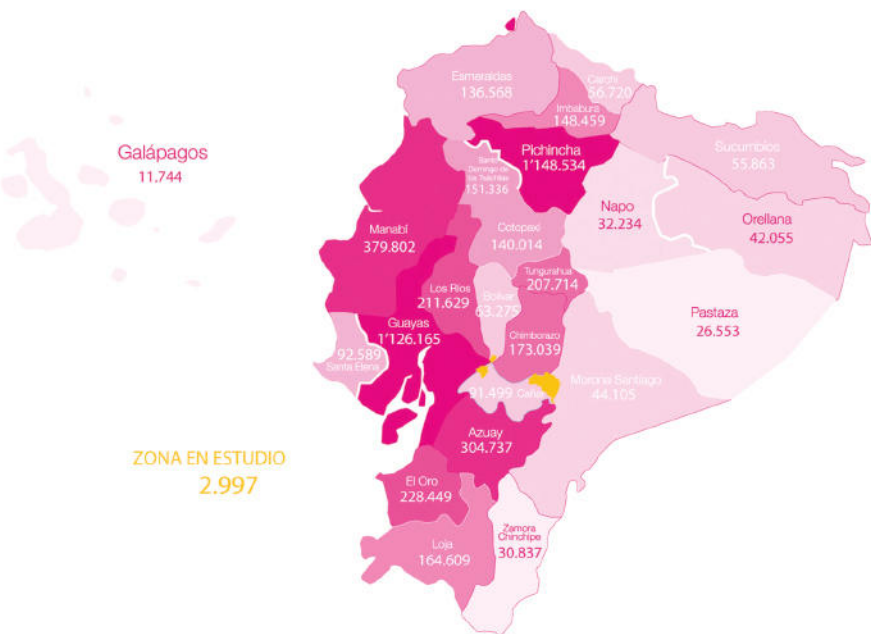
La Figura Nro. 21 muestra en orden descendente la cantidad de clientes por provincia, sobresalen Pichincha y Guayas que abarcan cerca del 44,85 % del total de clientes a nivel nacional.

Figura Nro. 21: Número de clientes regulados por provincia

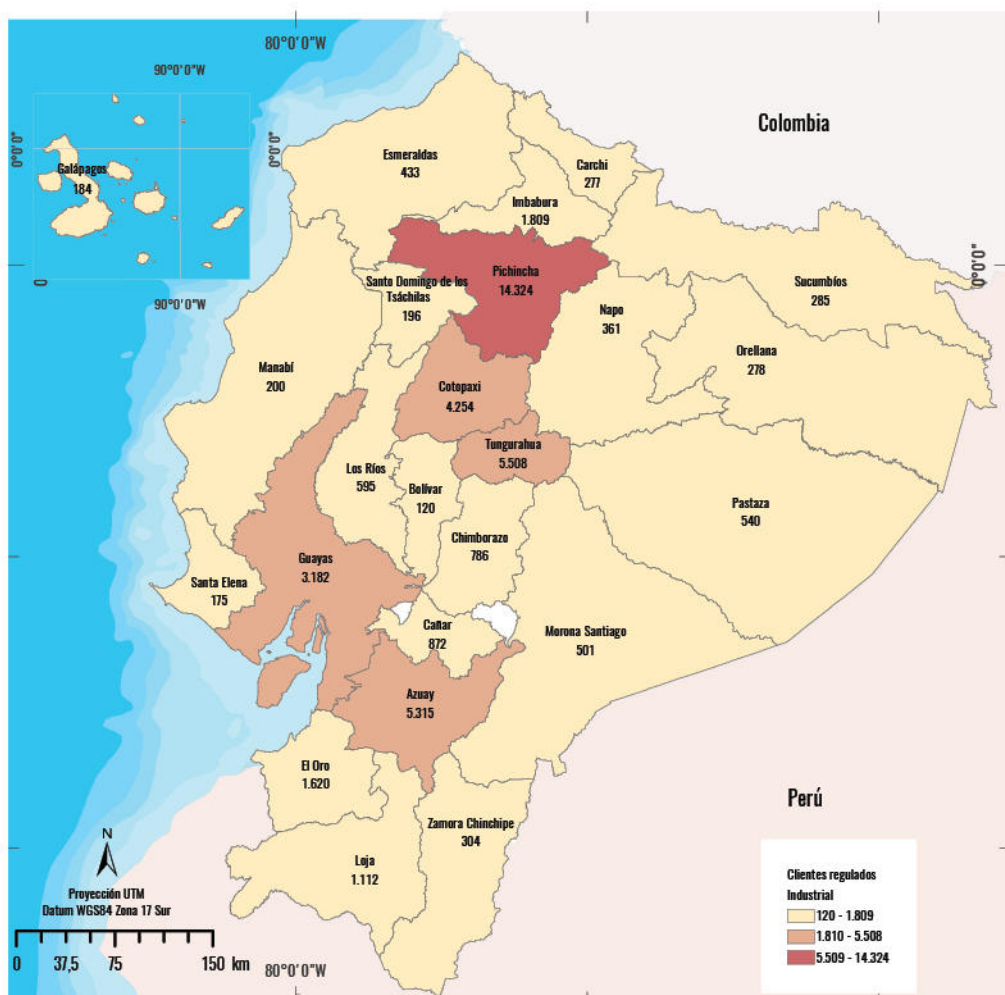
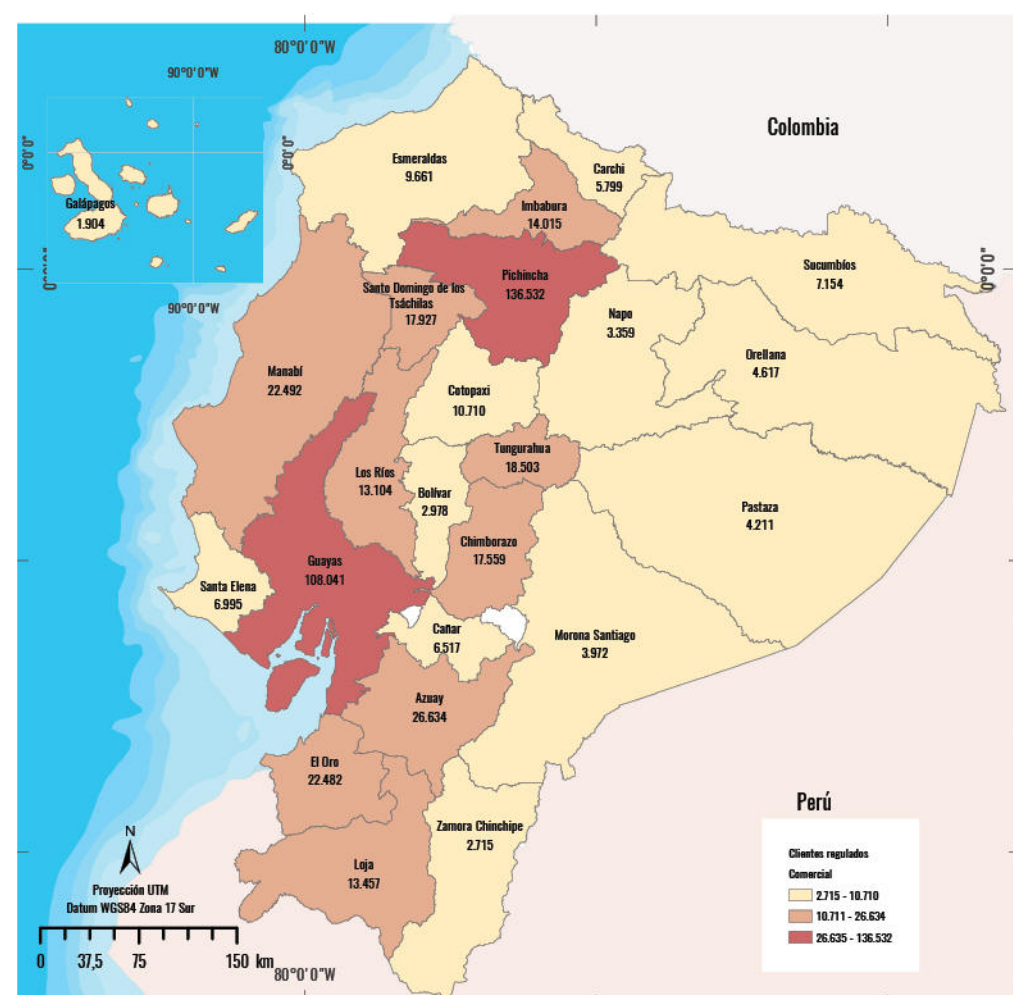
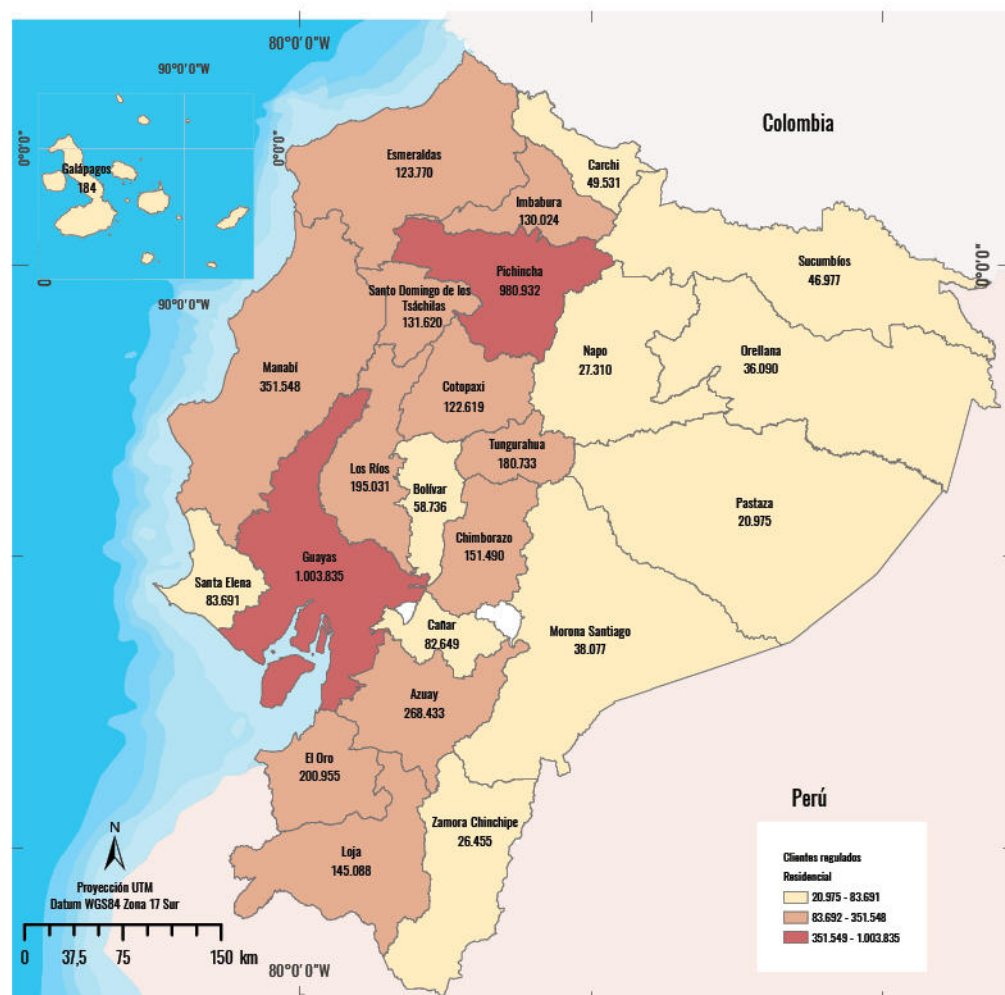


En la siguiente figura se muestra la composición de clientes regulados por región, según la cual, la mayor cantidad de clientes se encuentra en las regiones sierra (52,25 %) y costa (42,89 %).

Figura Nro. 22: Composición de clientes regulados por región



Campo de entrenamiento de Líneas Energizadas EEQ
Quito, Pichincha
Autor: E.E.Q.



Mapa Nro. 1: Clientes regulados por grupo de consumo y provincia



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

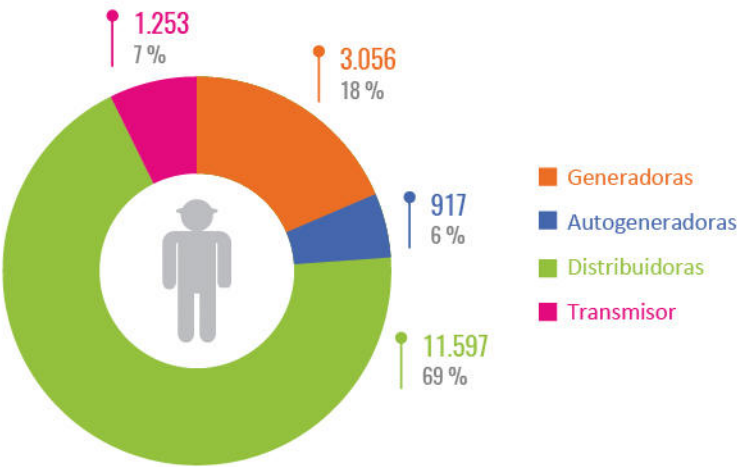
Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

1.12 Personal

En esta sección se presenta el número de empleados por tipo de empresa. Los valores presentados corresponden al total del personal con nombramiento y/o con contratos de servicios ocasionales.

En la Figura Nro. 23 se puede observar que las empresas de distribución emplean al 69 % del total del personal del sector eléctrico.

Figura Nro. 23: Personal por tipo de empresa



En las siguientes tablas se muestra de forma descendente la cantidad de personal por tipo de empresa, a diciembre de 2017.



Tabla Nro. 32: Personal de empresas generadoras

Empresa	Número de Empleados
CELEC-Termoesmeraldas	595
CELEC-Termopichincha	500
CELEC-Electroguayas	476
CELEC-Hidropaute	327
CELEC-Hidronación	215
CELEC-Hidroagoyán	189
CELEC-Termogas Machala	175
Elecaastro	161
EPMAPS	126
CELEC-Coca Codo Sinclair	54
Hidrosibimbe	34
Ecuagesa	32
Generoca	28
Gransolar	26
CELEC-Gensur	21
Hidotambo	20
Hidrosigchos	14
Brineforcorp	13
Gasgreen	13
CELEC-Hidroazogues	10
Hidotavalo	10
Intervisa Trade	9
EMAC-BGP	7
Enersol	4
Electrisol	3
Epfotovoltaica	3
Hidrovictoria	3
Valsolar	3
Sansau	2
Wildtecsa	2
Altgenotec	1
Genrenotec	1
Gonzanergy	1
Lojaenergy	1
Renova Loja	1
Sabiangsolar	1
San Pedro	1
Sanersol	1
Saracaysol	1
Solchacras	1
Solhuaquí	1
Solsantonio	1
Solsantros	1
Surenergy	1
Total general	3.089

Tabla Nro. 33: Personal de empresas autogeneradoras

Empresa	Número de Empleados
Petroamazonas	377
Repsol	60
Hidroalto	60
Enermax	57
Ecoelectric	51
Hidrosanbartolo	46
Hidroabanico	29
Andes Petro	24
OCP Ecuador	23
Ecoluz	20
UNACEM	20
Agip	18
I.M. Mejía	17
Vicunha	16
Agua y Gas de Sillunchi	15
San Carlos	15
Coazucar	14
SERMAA EP	10
UCEM	10
Perlabí	7
Electrocordova	7
Municipio Cantón Espejo	7
Hidroimbabura	6
Moderna Alimentos	4
Orion	4
Tecpetrol	4
Sipac	2
Consejo Provincial De Tungurahua	1
Total	924

Tabla Nro. 34: Personal de las empresas distribuidoras

Empresa	Número de Empleados
CNEL-Guayaquil	1.707
CNEL-Guayas Los Ríos	815
CNEL-Manabí	769
CNEL-El Oro	613
CNEL-Sto. Domingo	525
CNEL-Sta. Elena	469
CNEL-Esmeraldas	397
CNEL-Sucumbíos	394
CNEL-Los Ríos	364
CNEL-Milagro	352
CNEL-Bolívar	202
Total CNEL EP	6.607
E.E. Quito	1.852
E.E. Norte	581
E.E. Centro Sur	567
E.E. Sur	493
E.E. Riobamba	470
E.E. Cotopaxi	370
E.E. Ambato	348
E.E. Galápagos	160
E.E. Azogues	149
Total Empresas Eléctricas	4.990
Total general	11.597



Subestación San Cayetano
Loja, Loja
Autor: EERSSA





Central eólica Villonaco
Loja, Loja
Autor: CELEC EP Gensur



TRANSACCIONES

2



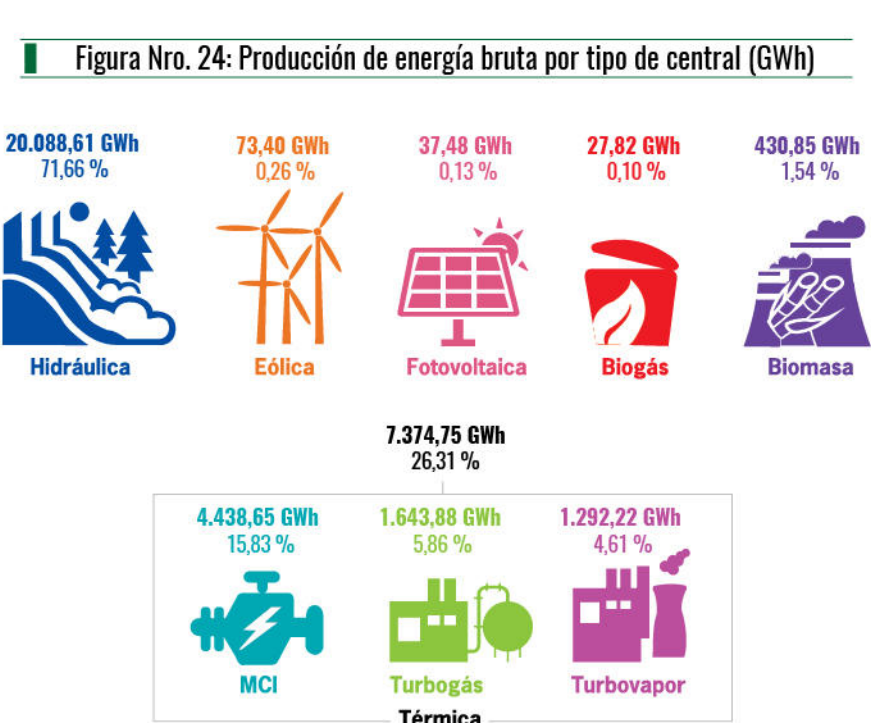
Volcán Cotopaxi
Latacunga, Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo

2. TRANSACCIONES

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Energía producida y consumo de combustibles

Al 2017, la energía bruta total producida fue 28.032,91 GWh, con el siguiente detalle: hidráulica 20.088,61 GWh, 71,66 %; térmica 7.374,75 GWh, 26,31 %; biomasa 430,85 GWh, 1,54 %; eólica 73,40 GWh, 0,26 %; biogás 27,82 GWh, 0,10 % y fotovoltaica 37,48 GWh, 0,13 %, como se presenta en la figura Nro. 24.



2.1.1 Producción de energía y consumo de combustibles

En la siguiente tabla se presenta la producción de energía bruta por tipo de sistema, de la cual se observa que 24.311,63 GWh, 86,73 % corresponde a lo generado en el SNI; mientras que 3.721,28 GWh, 13,27 % corresponde a la energía de los sistemas no incorporados.

Tabla Nro. 35: Producción de energía bruta por sistema				
Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta	
			(GWh)	%
SNI	Generadora	Hidráulica	18.379,56	65,56
		Térmica	3.454,29	12,32
		Eólica	67,19	0,24
		Fotovoltaica	34,24	0,12
		Biogás	27,82	0,10
	Total Generadora		21.963,11	78,35
	Distribuidora	Hidráulica	613,19	2,19
		Térmica	70,27	0,25
	Total Distribuidora		683,46	2,44
	Autogeneradora	Hidráulica	1.079,00	3,85
		Biomasa	430,85	1,54
		Térmica	155,21	0,55
Total Autogeneradora		1.665,06	5,94	
Total SNI			24.311,63	86,73
No Inc.	Generadora	Térmica	220,42	0,79
		Hidráulica	1,40	0,01
	Total Generadora		221,82	0,79
	Distribuidora	Hidráulica	12,79	0,05
		Eólica	6,21	0,02
		Fotovoltaica	3,24	0,01
		Térmica	-	-
	Total Distribuidora		22,23	0,08
	Autogeneradora	Térmica	3.474,55	12,39
		Hidráulica	2,67	0,01
Total Autogeneradora		3.477,22	12,40	
Total No Incorporado			3.721,28	13,27
Total			28.032,91	100,00

La energía bruta de los sistemas no incorporados tiene una alta composición de energía térmica (99,29 %), correspondiente a 3.694,98 GWh; de los cuales 3.474,51 GWh fueron producidos por los autogeneradores del sector petrolero, que en su mayoría disponen de centrales térmicas.

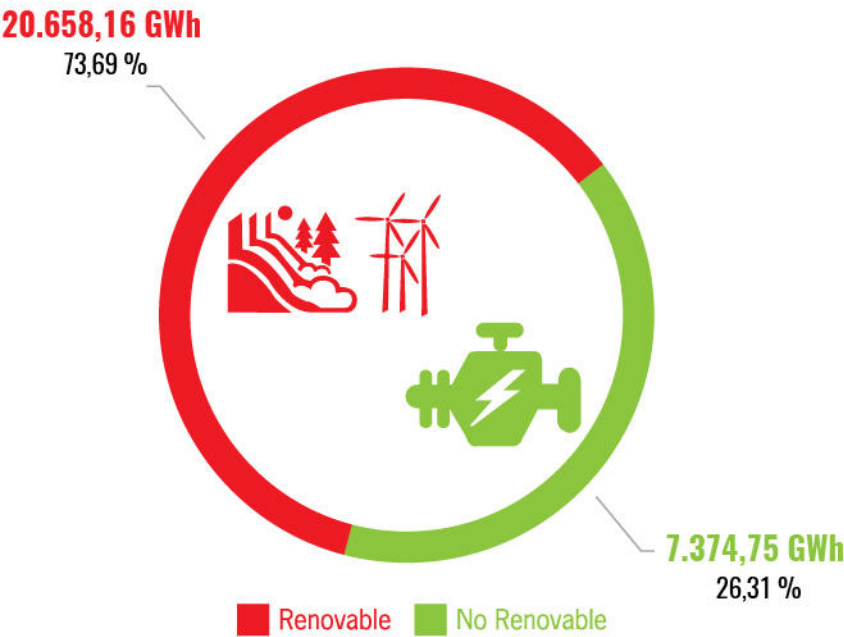
En la tabla Nro. 34 se puede observar que la producción a nivel de todo el sistema de energía bruta renovable tiene predominio hidráulico 71,66 %; asimismo, la producción de energía no renovable en centrales térmicas MCI se ubicó en segundo lugar con 15,83 %.

Tabla Nro. 36: Producción de energía bruta por tipo de energía

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	20.088,61	71,66
	Térmica Biomasa	430,85	1,54
	Eólica	73,40	0,26
	Fotovoltaica	37,48	0,13
	Térmica Biogás	27,82	0,10
Total Renovable		20.658,16	73,69
No Renovable	Térmica MCI	4.438,65	15,83
	Térmica Turbogás	1.643,88	5,86
	Térmica Turbovapor	1.292,22	4,61
Total No Renovable		7.374,75	26,31
Total general		28.032,91	100,00

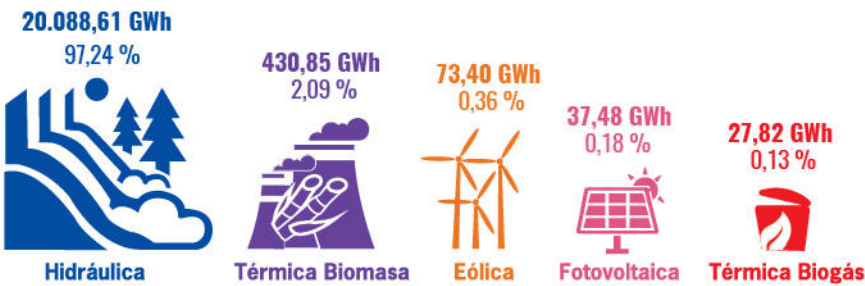
La figura Nro. 25, muestra la energía bruta producida por fuentes renovables y no renovables, que corresponde al 20.658,16 GWh, 73,69 %; y, 7.374,75 GWh, 26,31 % respectivamente.

Figura Nro. 25: Producción bruta por tipo de energía



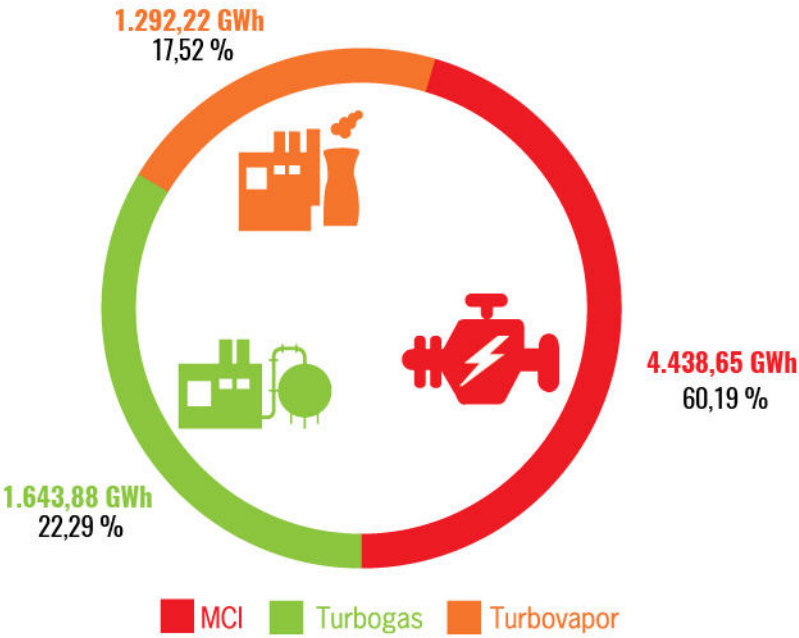
En las siguientes figuras se presenta la composición de las energías por tipo de fuente; en lo referente a la energía renovable se aprecia que 20.088,61 GWh, 97,24 % proviene de centrales hidráulicas.

Figura Nro. 26: Composición de la energía renovable (GWh)



De la energía proveniente de fuentes no renovables 4.438,65 GWh, 60,19 %, proviene de centrales con motores de combustión interna.

Figura Nro. 27: Composición de la energía no renovable (GWh)



La producción de energía bruta, que en el 2017 alcanzó 28.032,91 GWh, se desagrega de forma mensual en la tabla Nro. 37; y, en las figuras Nros. 28 a 30 se muestran los valores mensuales de producción de energía correspondiente al 2017.

De la información presentada, se puede señalar que 22.184,93 GWh, 79,14 % de la energía bruta total, fueron producidos por las empresas generadoras; las empresas distribuidoras con centrales de generación aportaron 705,69 GWh, 2,52 %; y, los autogeneradores 5.142,28 GWh, 18,34 %.

Tabla Nro. 37: Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh)

Tipo Empresa	Mes	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Térmica	Fotovoltaica	Biogás	Total
Generadora	Ene	1.466,94	-	3,82	406,98	2,96	1,24	1.881,94
	Feb	1.428,45	-	2,40	313,71	2,93	1,18	1.748,66
	Mar	1.704,77	-	2,29	340,35	3,03	1,28	2.051,72
	Abr	1.611,91	-	6,11	292,33	3,12	0,96	1.914,42
	May	1.673,03	-	4,98	271,06	2,88	1,94	1.953,89
	Jun	1.532,40	-	7,16	253,90	2,59	2,42	1.798,48
	Jul	1.510,58	-	10,86	253,92	2,76	2,84	1.780,96
	Ago	1.508,56	-	8,54	266,59	2,78	2,62	1.789,09
	Sep	1.471,43	-	8,90	273,67	2,75	2,20	1.758,95
	Oct	1.546,70	-	6,39	291,48	2,86	3,47	1.850,89
	Nov	1.434,24	-	1,77	326,10	2,83	3,37	1.768,31
	Dic	1.491,97	-	3,96	384,62	2,75	4,30	1.887,61
Total Generadora		18.380,96	-	67,19	3.674,72	34,24	27,82	22.184,93
Distribuidoras con generación	Ene	52,00	-	0,17	12,97	0,29	-	65,43
	Feb	48,16	-	0,07	0,64	0,33	-	49,20
	Mar	63,30	-	0,09	4,74	0,28	-	68,40
	Abr	65,38	-	0,19	0,69	0,33	-	66,59
	May	65,70	-	0,69	7,67	0,29	-	74,34
	Jun	63,09	-	0,75	11,31	0,25	-	75,41
	Jul	51,71	-	0,54	0,36	0,23	-	52,84
	Ago	42,57	-	0,82	1,96	0,25	-	45,60
	Sep	38,62	-	0,83	1,84	0,26	-	41,54
	Oct	42,04	-	0,65	1,71	0,24	-	44,64
	Nov	44,14	-	0,86	16,20	0,25	-	61,45
	Dic	49,28	-	0,56	10,18	0,24	-	60,26
Total Distribuidora		625,98	-	6,21	70,27	3,24	-	705,69
Autogeneradora	Ene	82,10	10,83	-	322,65	-	-	415,59
	Feb	75,74	1,63	-	289,99	-	-	367,37
	Mar	86,48	-	-	309,93	-	-	396,41
	Abr	82,01	-	-	300,06	-	-	382,07
	May	85,26	-	-	293,15	-	-	378,41
	Jun	82,99	4,45	-	291,29	-	-	378,73
	Jul	78,53	51,62	-	300,86	-	-	431,01
	Ago	98,88	76,48	-	303,34	-	-	478,70
	Sep	102,90	76,33	-	297,16	-	-	476,38
	Oct	105,51	76,15	-	311,44	-	-	493,10
	Nov	92,79	73,79	-	293,50	-	-	460,08
	Dic	108,47	59,58	-	316,38	-	-	484,43
Total Autogeneradora		1.081,47	430,85	-	3.629,76	-	-	5.142,28
Total general		20.088,41	430,85	73,40	7.374,75	37,48	27,82	28.032,91

Figura Nro. 28: Producción de energía de empresas generadoras (GWh)

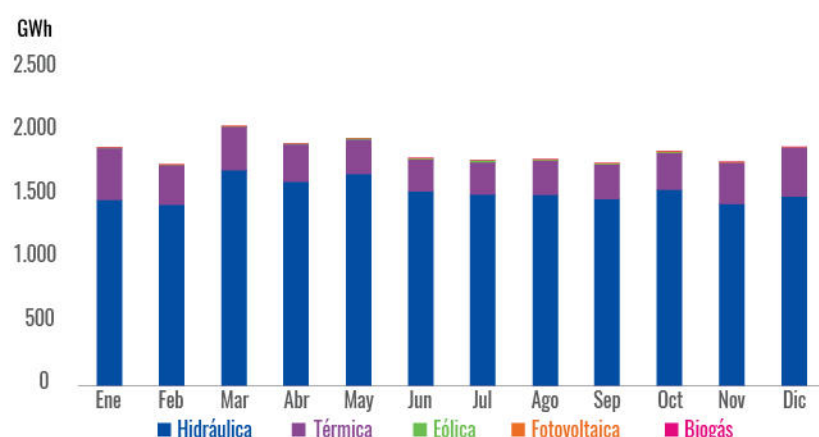


Figura Nro. 29: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (GWh)

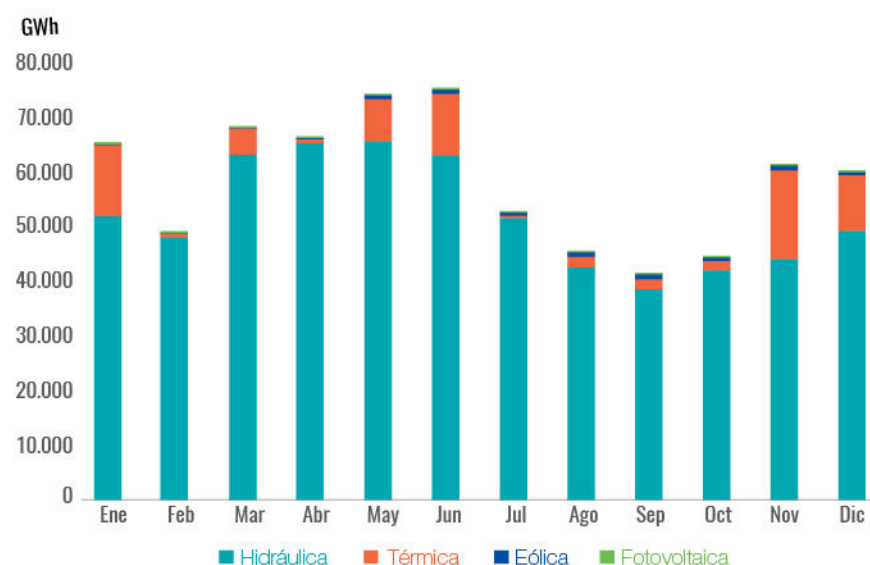
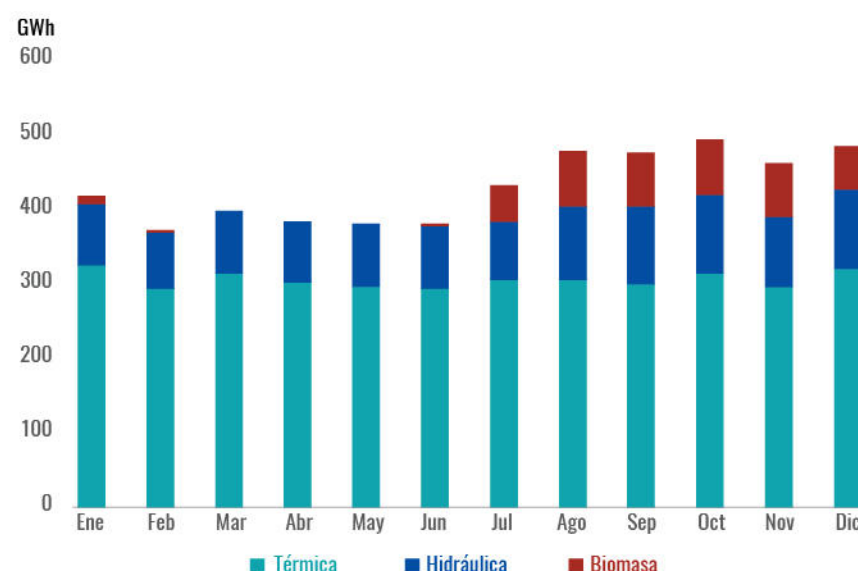


Figura Nro. 30: Producción de energía de empresas autogeneradoras (GWh)



Los datos presentados en la figura Nro. 31 reflejan que las empresas generadoras son las que más energía eléctrica aportan al servicio público, en tanto que gran parte de la producción de las autogeneradoras está destinada al servicio no público.

En el 2017, la energía disponible en la etapa de generación (energía bruta – consumo de auxiliares) resultó 27.649,83 GWh; de esta energía, 23.104,97 GWh, 83,56 % fueron entregados al servicio público; y, 4.544,87 GWh, 16,44 % al servicio no público, tal como se presenta en las figuras Nros. 31 y 32.

Figura Nro. 31: Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa (GWh)

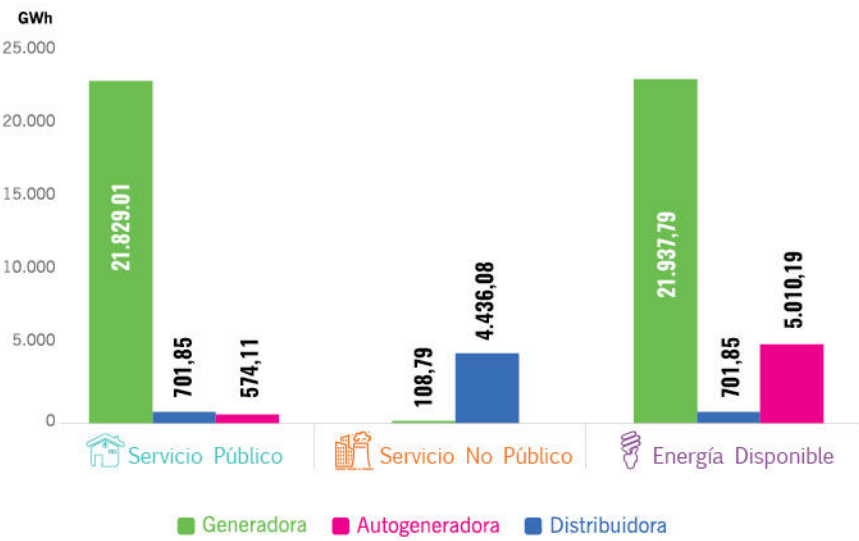
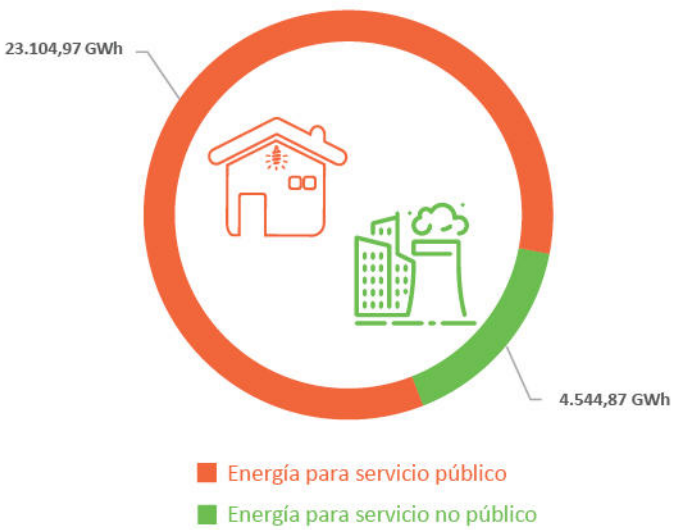


Figura Nro. 32: Energía disponible para servicio público y no público (GWh)



En la Tabla Nro. 39 se presenta la información del consumo de combustibles en TEP por tipo de empresa, los fósiles más utilizados fueron gas natural y fuel oil.

Tabla Nro. 38: Consumo de combustibles por tipo de empresa

Tipo de Empresa	Fuel Oil (Mgal)	Diésel (Mgal)	Gas Natural (kpc x 106)	Residuo (Mgal)	Crudo (Mgal)	GLP (Mgal)	Bagazo de caña (kt)	Biogás (m³)
Generadora	132,56	17,07	14,05	18,10	-	-	-	16.327.344,01
Distribuidora	4,08	1,66	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	5,04	89,50	9,48	10,35	101,49	7,09	1.668,50	-
Total general	141,68	108,23	23,53	28,45	101,49	7,09	1.668,50	16.327.344,01

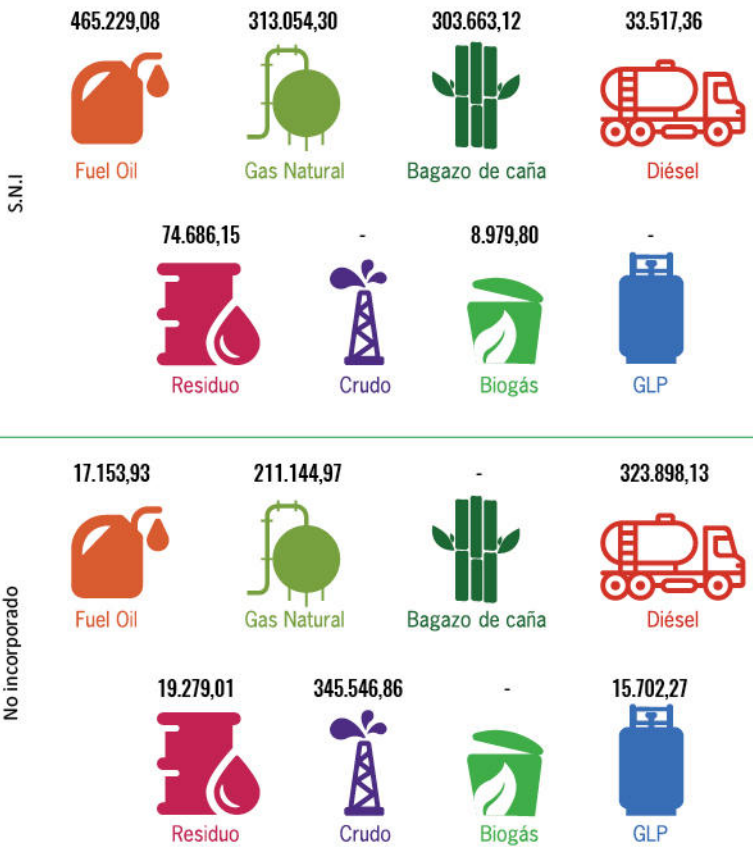
En la siguiente tabla se muestran los totales anuales de consumo de combustible, tanto en unidades inherentes como en toneladas equivalentes de petróleo (TEP).

Tabla Nro. 39: Consumo total de combustibles (TEP)

Combustibles		Equivalencias (TEP) *		Total (TEP)
Cantidad	Unidades			
141,68	millones de galones de Fu Oil	1 galón =	0,00340	482.383,01
108,23	millones de galones de Diésel	1 galón =	0,00330	357.415,49
-	galones de nafta	1 galón =	0,00291	-
23,53	kpc x 106 de Gas Natural	1 kpc =	0,02228	524.199,27
28,45	millones de galones de Residuo	1 galón =	0,00330	93.965,16
101,49	millones de galones de Crudo	1 galón =	0,00340	345.546,86
7,09	millones de galones de GLP	1 galón =	0,00221	15.702,27
1.668,50	miles de toneladas de Bagazo de Caña	1 tonelada =	0,18200	303.663,12
16.327.344,01	m³ de biogás	1 m³ biogás =	0,00055	8.979,80
Total general				2.131.854,98

El consumo total de combustibles del SNI se ubicó en 1.199,17 miles de TEP y el de los sistemas no incorporados fue 932,73 miles de TEP; estos consumos se desagregan por tipo de combustible en la Figura Nro. 33.

Figura Nro. 33: Consumo total de combustibles (TEP)



2.1.2 Energía disponible de las empresas del sector eléctrico

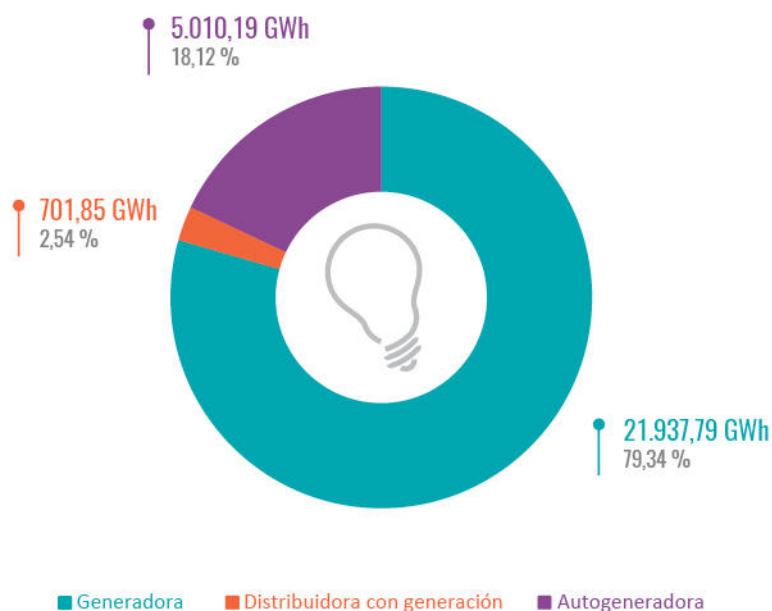
Descontando de la energía bruta generada, los consumos de auxiliares de las centrales de generación de empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, se obtiene la energía disponible generada la cual fue 27.649,83 GWh en 2017; parte de esta energía 175,28 GWh equivalente al 0,63 %, corresponde a la producción de nuevas centrales de generación que entraron en operación en el año referido, las cuales se listan en la siguiente tabla.

Tabla Nro. 40: Energía disponible de centrales incorporadas en el 2017

Empresa	Central	Inicio de Operación	Energía Disponible (GWh)
EMAC-BGP	Pichacay	Julio	3,55
Hidroalfo	Due	Julio	146,14
Hidrosigchos	Sigchos	Septiembre	25,59
Total general			175,28

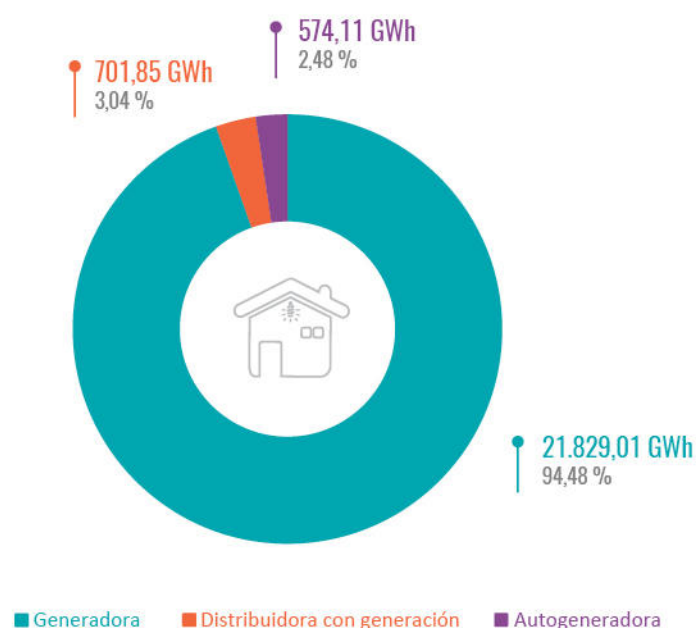
En la siguiente figura se presenta la energía disponible por tipo de empresa, las generadoras aportaron 21.937,79 GWh, 79,34 %; las distribuidoras con generación 701,85 GWh, 2,54 %; y, las empresas autogeneradoras 5.010,19 GWh, 18,12 %. La energía disponible de las autogeneradoras es utilizada en sus procesos productivos y en algunos casos sus excedentes son entregados para el servicio público.

Figura Nro. 34: Energía disponible por tipo de empresa



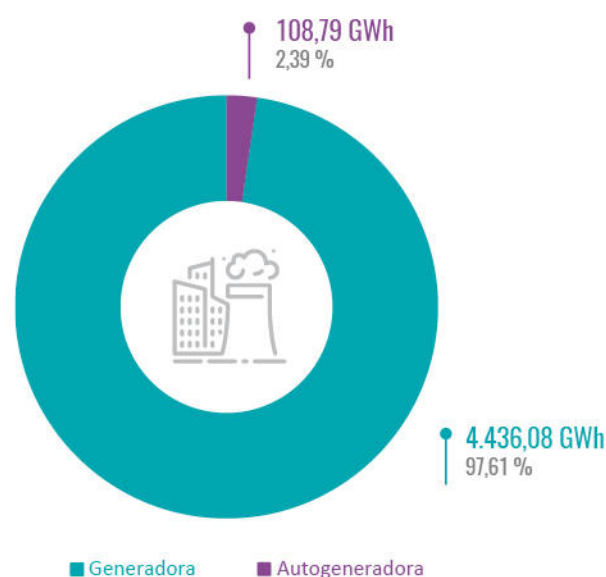
La energía entregada para servicio público en 2017 fue 23.104,97 GWh; de la cual, las generadoras aportaron 21.829,01 GWh 94,48 %; las distribuidoras con generación 701,85 GWh, 3,04 %; y, las empresas autogeneradoras 574,11 GWh 2,48 %.

Figura Nro. 35: Energía entregada para servicio público



La energía entregada para servicio no público en 2017 fue 4.544,87 GWh; de la cual, las empresas autogeneradoras aportaron 4.436,08 GWh, 97,61 %; y, las generadoras EPMAPS e Hidrosibimbe aportaron 108,79 GWh, 2,39 %.

Figura Nro. 36: Energía entregada para servicio no público



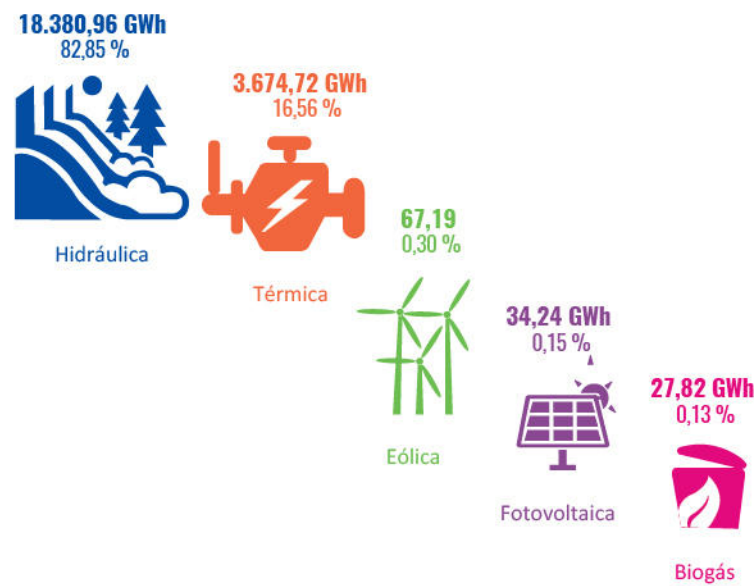
Los valores detallados de energía bruta, disponible, entregada para servicio público y no público, por tipo de tecnología y empresa, se presentan en los anexos F.1 y F.2.

2.1.3 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras

En el 2017 participaron 44 empresas generadoras que tuvieron una producción de 22.184,93 GWh. Dentro de este grupo, las centrales hidroeléctricas fueron predominantes con 18.380,96 GWh, 82,85 %; seguidas de las térmicas con 3.674,72 GWh, 16,56 %.

En lo que respecta a la producción del resto de centrales renovables, las fotovoltaicas generaron 34,24 GWh, 0,15 %; las eólicas aportaron 67,19 GWh, 0,30 %; y, las centrales a biogás generaron 27,82 GWh, 0,13 %.

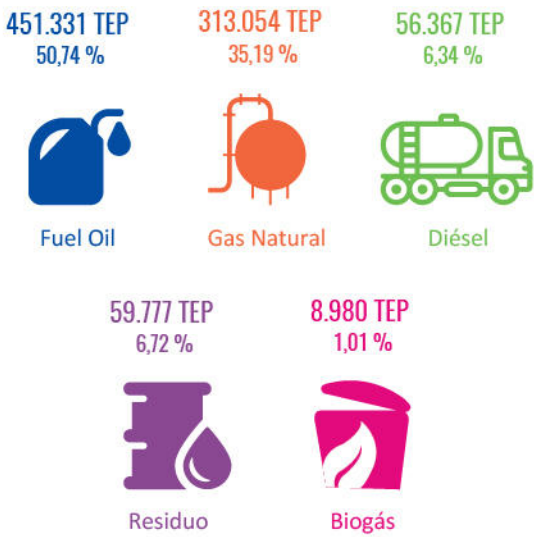
Figura Nro. 37: Composición de energía de empresas generadoras



En la Figura Nro. 38 se muestra la composición del consumo de combustibles de las empresas generadoras. En 2017 este consumo alcanzó 889.508,71 TEP, los combustibles más usados fueron: fuel oil 451.331,29 TEP, 50,74 %; y, gas natural 313.054,30 TEP, 35,19 %.



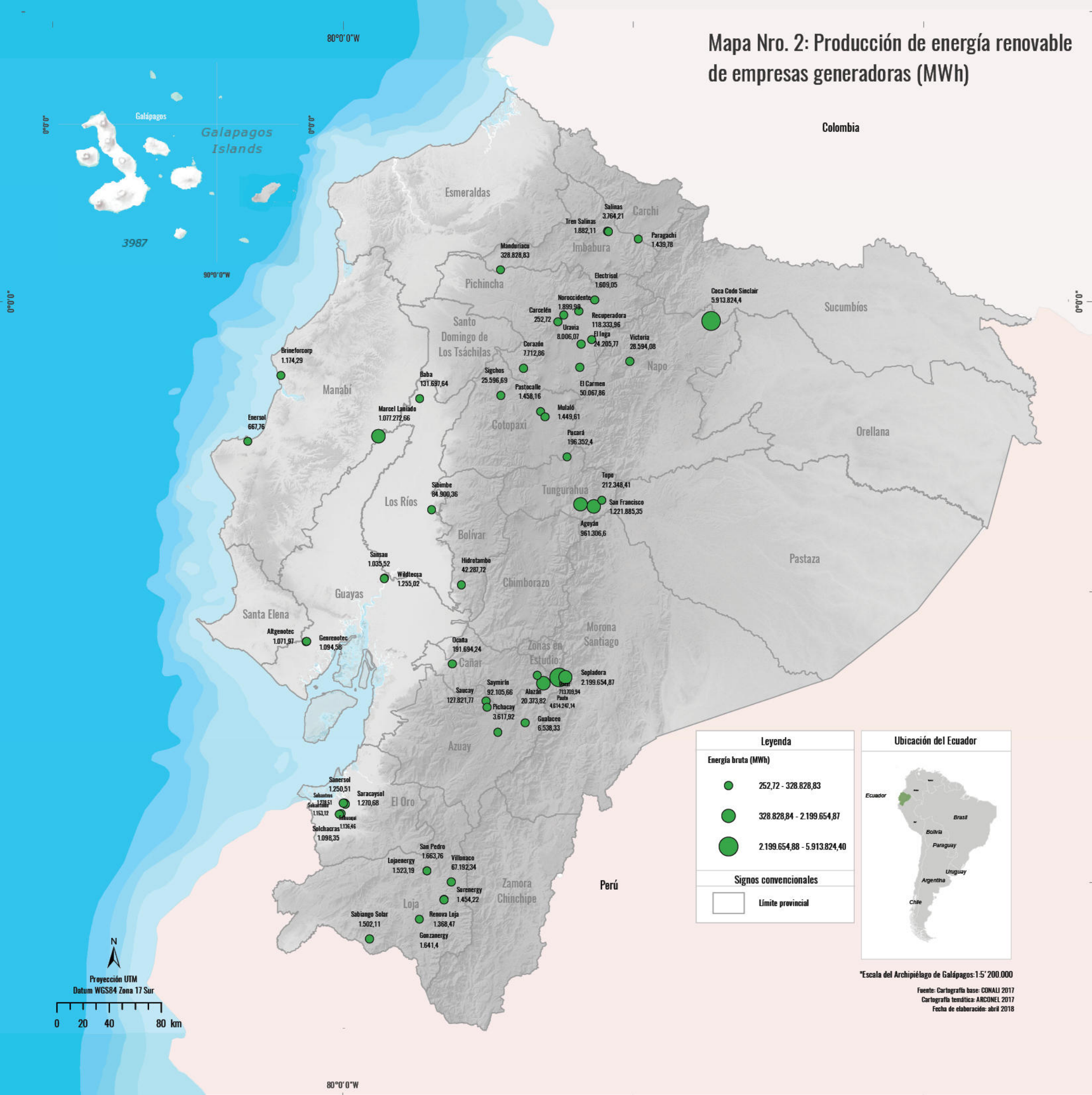
Figura Nro. 38: Consumo de combustibles de empresas generadoras (TEP)



La información detallada de energía producida por empresa y central se presenta en el anexo F.3; y, la del consumo de combustibles por central en el anexo F.4.



Mapa Nro. 2: Producción de energía renovable de empresas generadoras (MWh)



Colombia



Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

2.1.4 Producción de energía de empresas distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras del país son las encargadas de distribuir y comercializar la energía eléctrica a los consumidores finales. Esta energía proviene de las subestaciones de distribución, las que son alimentadas por la energía procedente de las líneas de transmisión y subtransmisión.

Sin embargo, varias de las distribuidoras también operan y administran centrales de generación. Dichas centrales son despachadas en el sistema y liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE). Éstas centrales se conectan directamente a las redes de medio voltaje.



En el 2017 la producción total de energía fue de 705,69 GWh. La generación hidráulica es la predominante en las empresas distribuidoras con generación, con una producción de 625,98 GWh, que representa el 88,70 % de la producción total.

El detalle de la producción de energía por tipo de central se muestra en la Tabla Nro. 41.

Tabla Nro. 41: Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras

Tipo de Central	Distribuidora	Central de Generación	
		Nombre	Energía Bruta (MWh)
Hidráulica	E.E. Quito	Cumbayá	150.246,38
		Nayón	112.123,43
		Guangopolo	68.737,12
		Paschoa	23.184,14
	E.E. Riobamba	Los Chillos	13.493,40
		Alao	83.231,22
		Río Blanco	21.581,17
	E.E. Cotopaxi	Nizag	4.088,24
		Illuchi No.2	27.642,76
		Illuchi No.1	24.455,21
		El Estado	6.194,94
	E.E. Norte	Catazación	2.505,93
		Ambi	32.297,44
		San Miguel de Car	17.642,28
		La Playa	3.739,44
E.E. Sur	Buenos Aires	3.619,98	
	Carlos Mora	18.122,89	
E.E. Ambato	Península	13.075,17	
Total Hidráulica			625.981,13
Térmica-Turbovapor	CNEL-Guayaquil (1)	Aníbal Santos (Vapor)	31.044,32
Total Térmica-Turbovapor			24.961,76
Térmica-MCI	E.E. Quito	G. Hernández	23.411,96
	E.E. Sur	Catamayo	75,17
	E.E. Ambato	Ligua	2,00
Total Térmica-MCI			23.489,13
Térmica -Turbogás	CNEL-Guayaquil (1)	Álvaro Tinajero	10.447,83
		Aníbal Santos (Gas)	5.288,56
Total Térmica-Turbogás			18.177,42
Eólica	E.E. Galápagos	Balra Eólico	4.252,97
		San Cristóbal Eólico	1.954,14
Total Eólica			6.207,11
Fotovoltaica	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar	2.320,42
		Puerto Ayora	113,44
		Balra Solar	25,17
		Floreana Perla Solar	13,59
		San Cristóbal Solar Eólica	10,44
		Isabela Solar aislados	10,21
		Santa Cruz Solar aislados	5,57
	E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	736,33
Total Solar-Fotovoltaica			3.235,17
Total general			705.693,25

(1) Las centrales térmicas de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil están siendo operadas por CELEC EP Unidad de Negocio Electroguayas.

Mapa Nro. 4: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (MWh)

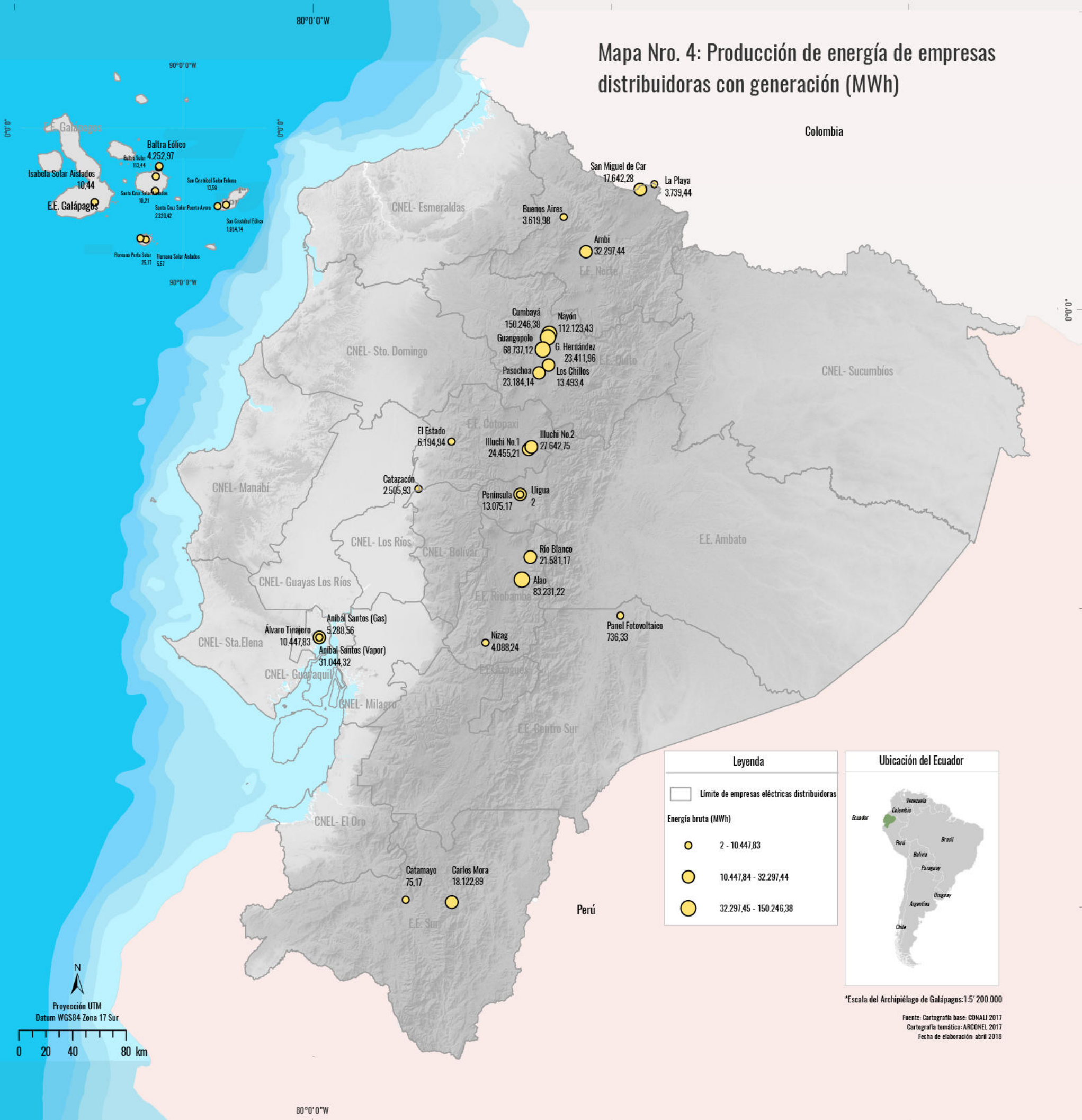
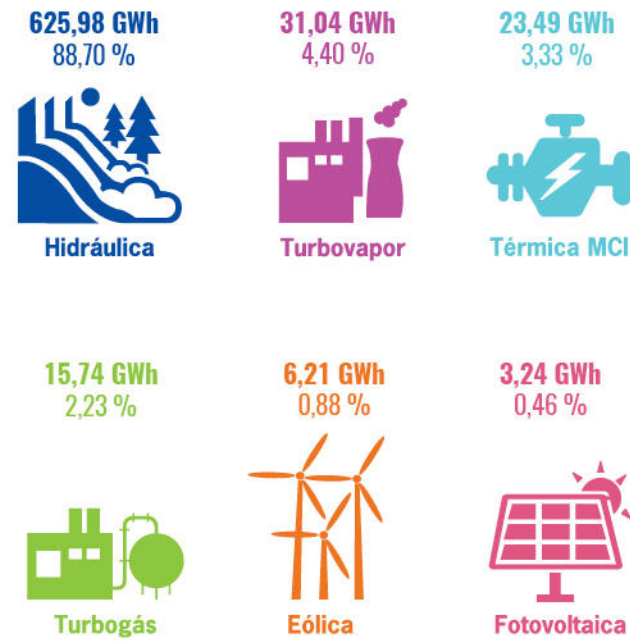


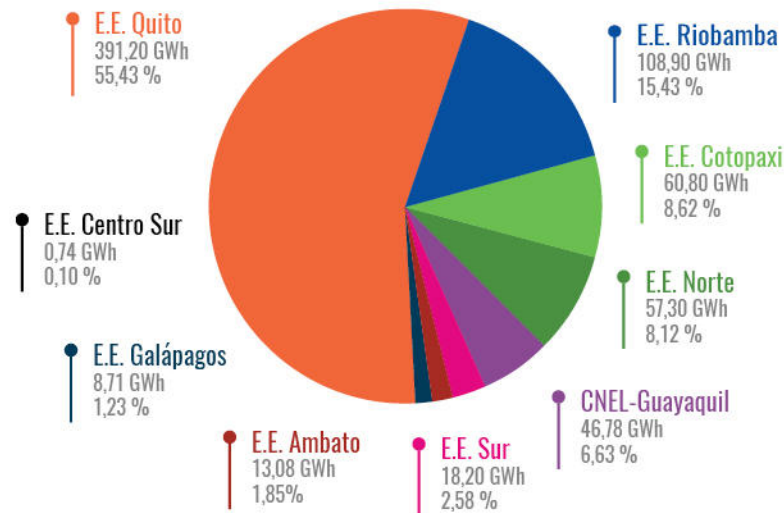
Figura Nro. 39: Producción de energía de las empresas distribuidoras con generación por tipo de central



En la Figura Nro. 39 se observa que las centrales hidráulicas son las que mayor participación tienen (88,70 %) en la producción de energía de las empresas distribuidoras.

En la Figura Nro. 40 se muestra la producción de energía de cada una de las 9 distribuidoras que poseen centrales de generación.

Figura Nro. 40: Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación

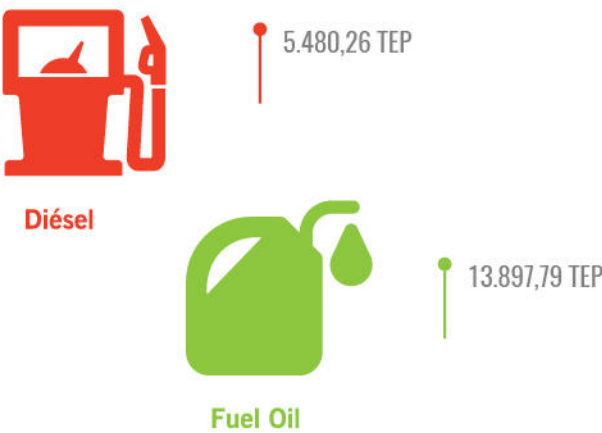


Las centrales térmicas que pertenecen a empresas distribuidoras con generación presentaron un consumo de 3,54 millones de galones de fuel oil y 1,85 millones de galones de diésel. El detalle del consumo de combustibles se muestra en la Tabla Nro. 42.

Tabla Nro. 42: Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica

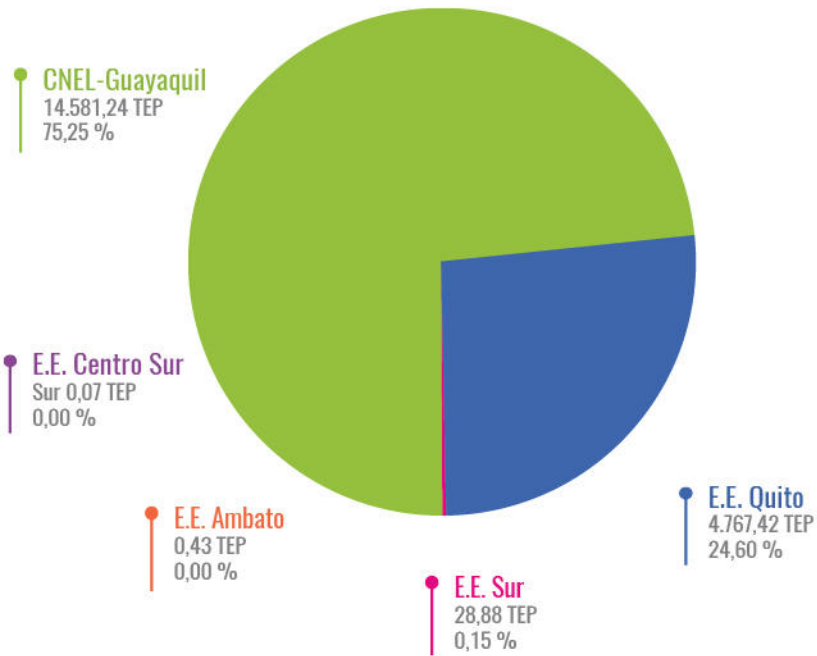
Empresa	Central	Fuel Oil (miles gal)	Diésel (miles gal)	Fuel Oil (TEP)	Diesel (TEP)
CNEL-Guayaquil	Aníbal Santos (Vapor)	2.762,63	13,65	9.406,04	45,06
	Álvaro Tinajero	-	915,52	-	3.023,32
	Aníbal Santos (Gas)	-	637,99	-	2.106,82
E.E. Quito	G. Hernández	1.319,26	83,48	4.491,75	275,68
E.E. Sur	Catamayo	-	8,74	-	28,88
E.E. Ambato	Lligua	-	0,13	-	0,43
E.E. Centro Sur	Central Térmica Taisha	-	0,02	-	0,07
Total general		4.081,90	1.659,53	13.897,79	5.480,26

Figura Nro. 41: Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica (TEP)



En la Figura Nro. 42 se muestra el consumo total de combustibles en TEP de cada una de las 5 distribuidoras que poseen centrales de generación térmica.

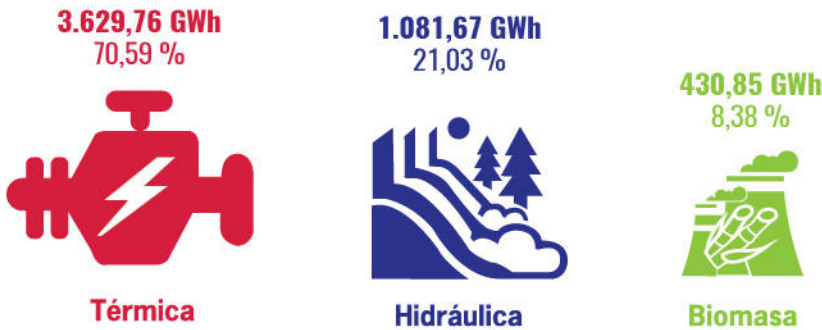
Figura Nro. 42: Consumo de combustibles por empresa distribuidora con generación térmica (TEP)



2.1.5 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas autogeneradoras

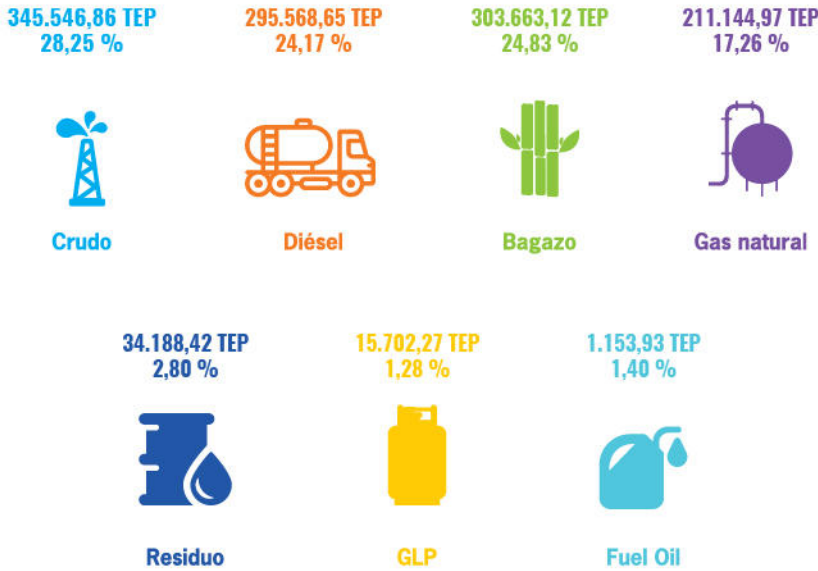
En el 2017 participaron 28 empresas generadoras, su producción de energía fue 5.142,28 GWh, en la siguiente figura se puede apreciar que la energía térmica es la de mayor aporte con 3.629,76 GWh que representó el 70,59 %.

Figura Nro. 43: Composición de energía de empresas autogeneradoras

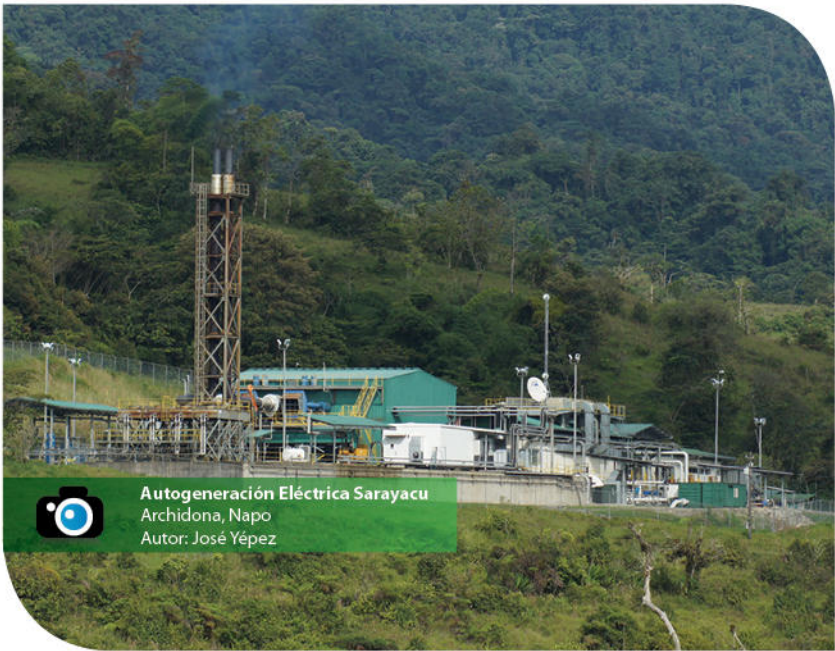


De acuerdo a lo mostrado en la siguiente figura, el combustible más usado para generación de energía fue el crudo con 345.546,86 TEP, 28,25 % y fueron usados por las empresas Agip, Andes Petro, Petroamazonas, Repsol y OCP Ecuador.

Figura Nro. 44: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (TEP)



La información detallada de energía producida por central se presenta en el anexo F.5; y, en el anexo F.6, se presentan los consumos de combustibles de las empresas autogeneradoras.



Autogeneración Eléctrica Sarayacu
Archidona, Napo
Autor: José Yépez

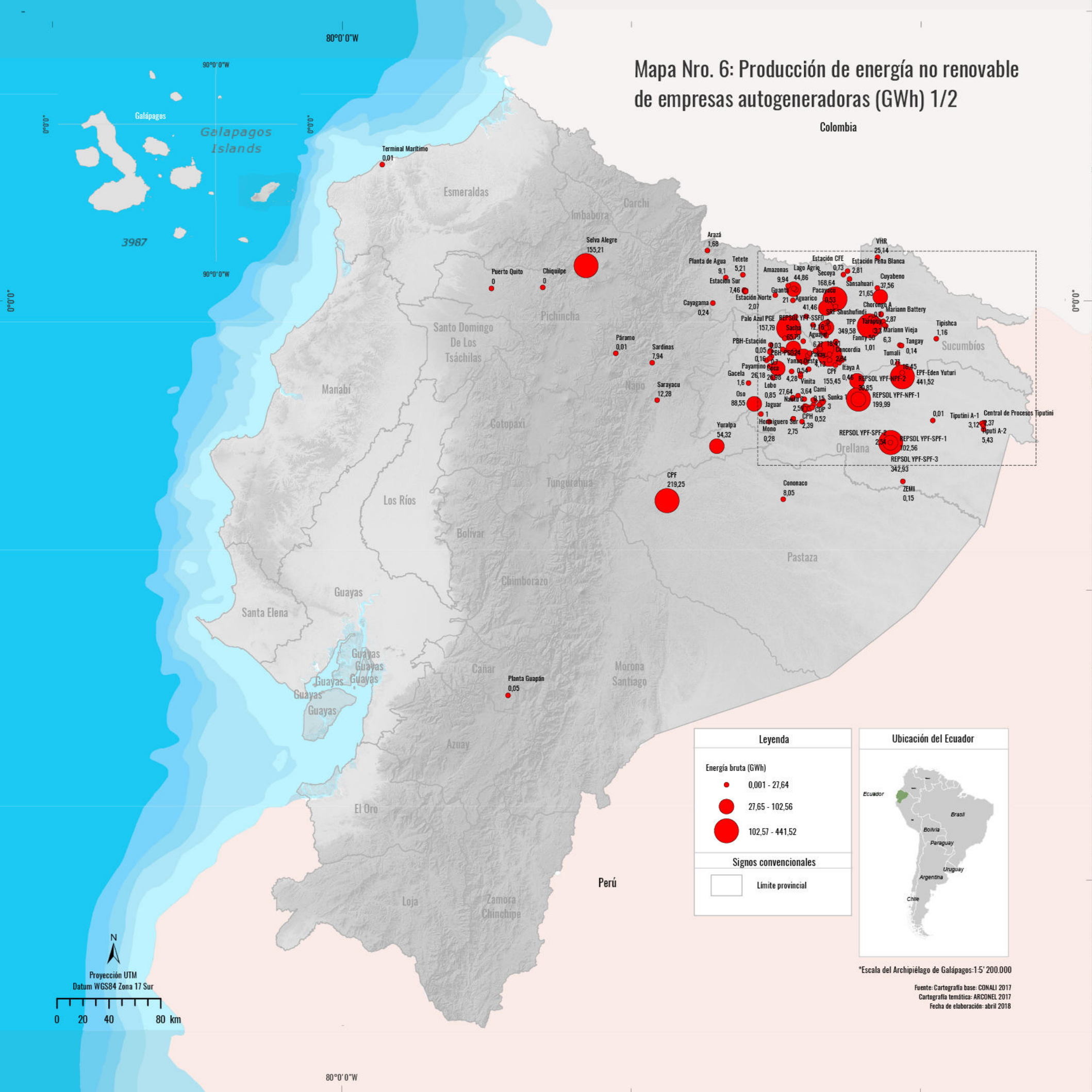
Colombia



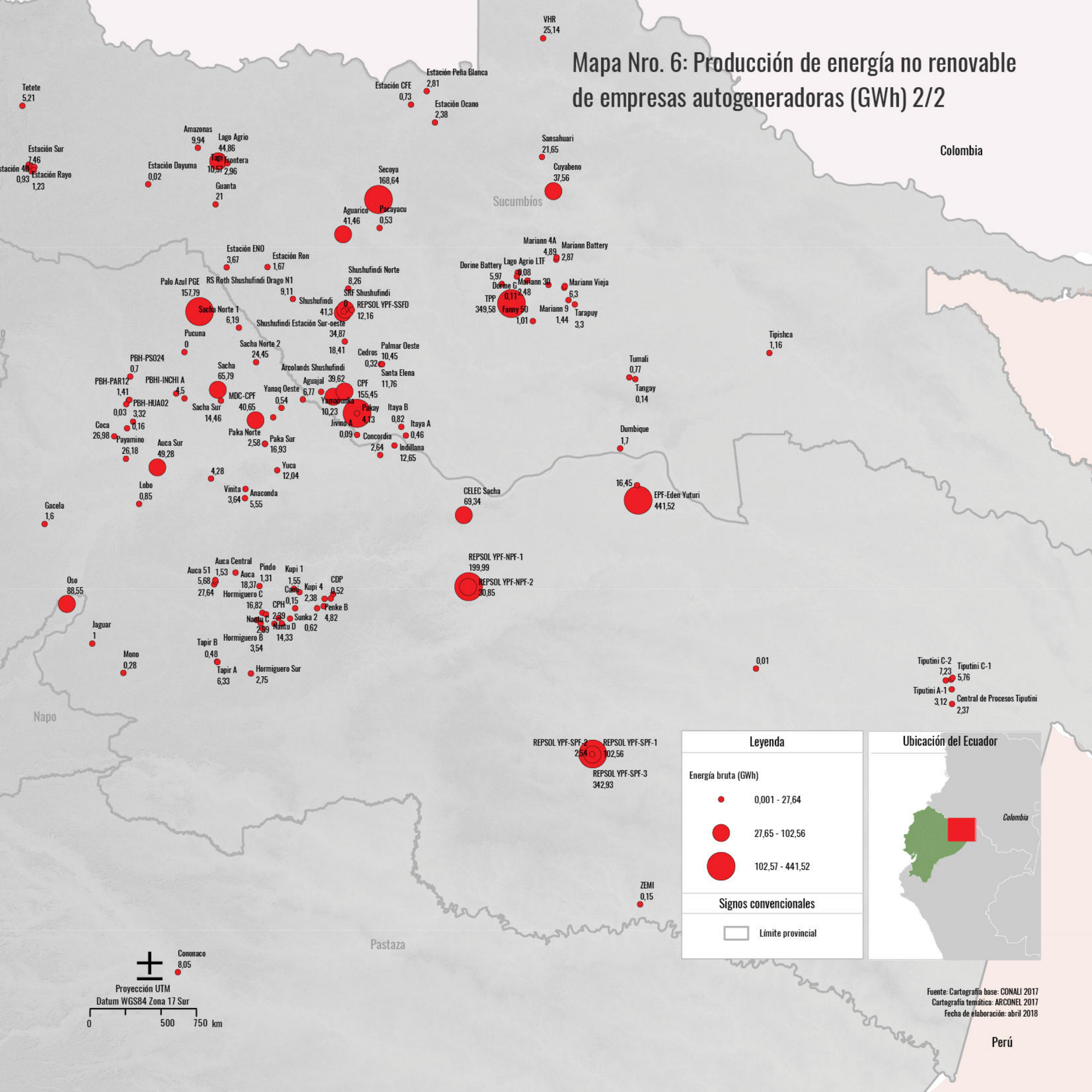
Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

Mapa Nro. 6: Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras (GWh) 1/2

Colombia



Mapa Nro. 6: Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras (GWh) 2/2



2.2 Energía vendida

Conforme lo dispuesto en el Artículo 21, Capítulo IV de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) es el encargado de "administrar y liquidar comercialmente las transacciones del sector eléctrico en el ámbito mayorista."

Las transacciones reportadas mensualmente en el sistema SISDAT por concepto de venta de energía eléctrica pueden ser de tipo: contratos regulados, transacciones de corto plazo y contratos que no son liquidados por el CENACE (otros).

El total de energía vendida durante el 2017 fue 23.194,96 GWh por un monto de 899,00 MUSD, que se desagregan en la siguiente tabla:

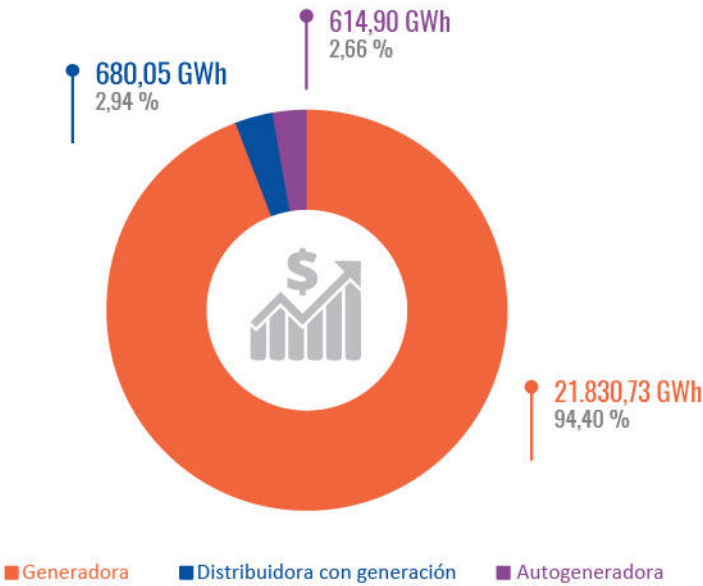
Tabla Nro. 43: Energía vendida por tipo de transacción

Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Valores (MUSD)
	GWh	%	
Contratos	22.357,39	96,68	827,90
T. de corto plazo*	746,19	3,23	69,99
Otros	21,38	0,09	1,11
Total general	23.124,96	100,00	899,00

*Transacción de corto plazo
*Contratos: se refiere a contratos regulados

En la figura Nro. 45 se presenta la participación de la energía vendida por tipo de empresa. Las generadoras son las que mayores transacciones han efectuado con 21.830,01 GWh, 94,40 %; en segundo lugar se encuentran las distribuidoras con generación 680,05 GWh, 2,94 %; luego las autogeneradoras 614,90 GWh, 2,66 %, esta última cifra corresponde a la venta de sus excedentes.

Figura Nro. 45: Energía vendida por tipo de empresa



En la siguiente tabla se presentan los valores de energía vendida y de la facturación realizada por tipo de transacción y por tipo de empresa.

Tabla Nro. 44: Energía vendida por tipo de transacción y empresa

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)
Generadora	Contratos	21.296,99	756,49
	T. de corto plazo	517,36	51,22
	Otros	15,66	0,91
Total Generadora		21.830,01	808,62
Autogeneradora	Contratos	380,35	20,91
	T. de corto plazo	228,83	18,77
	Otros	5,72	0,20
Total Autogeneradora		614,90	39,89
Distribuidora con generación	Contratos	680,05	50,50
Total Distribuidora con generación		680,05	50,50
Total general		23.124,96	899,00

2.2.1 Energía vendida por las empresas de generación

Las empresas de generación reportaron valores económicos asociados a la producción realizada.

Las empresas de generación vendieron 21.830,01 GWh por un valor total de 808,62 MUSD, tal como se muestra en las Figuras Nros. 46 y 47.

Figura Nro. 46: Energía vendida por las empresas de generación (GWh)

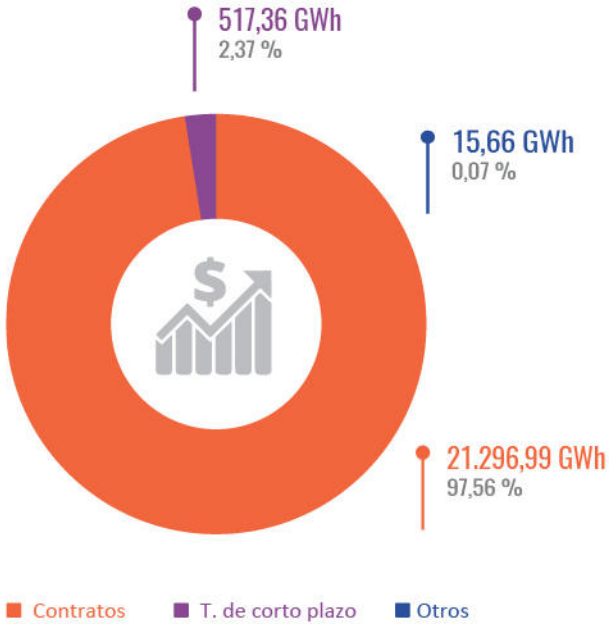
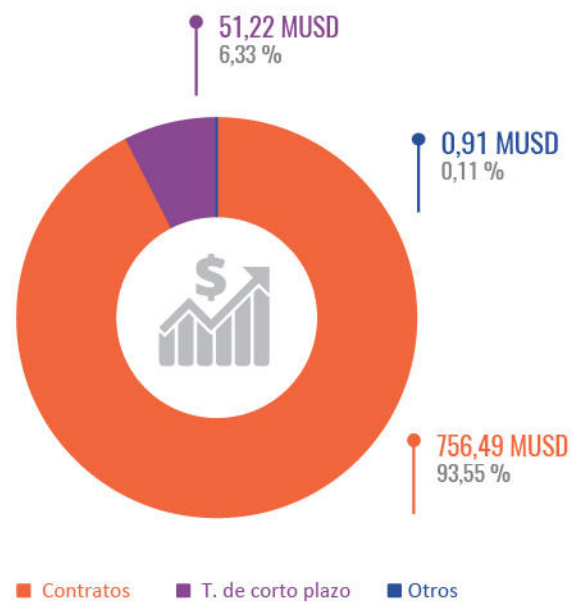


Figura Nro. 47: Valor de la energía vendida por las empresas de generación (MUSD)



En la siguiente tabla se muestran los valores totales de todos los rubros adicionales más la venta de energía (costos por regulación primaria de frecuencia, IVA de combustibles, etc.) y la recaudación total de las empresas generadoras. El valor de la recaudación representó el 105,84 % de la facturación total. Varias empresas en determinados meses reportaron reliquidaciones y valores pendientes de pago, razón por la cual se pueden apreciar cifras de recaudación superiores al 100 %.

Tabla Nro. 45: Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Rubros (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
CELEC-Hidropaute	7.497,37	151,32	153,50	101,44
CELEC-Coca Codo Sinclair	6.242,65	74,24	66,58	89,69
CELEC-Hidroagoyán	2.359,80	54,16	70,67	130,47
CELEC-Termogas Machala	1.210,26	85,31	83,94	98,39
CELEC-Hidronación	1.196,51	41,13	43,12	104,85
CELEC-Electroguayas	1.031,11	120,00	150,88	125,74
CELEC-Termoesmeraldas	744,09	111,07	118,98	107,13
CELEC-Termopichincha	425,04	93,22	95,11	102,03
Elecaastro	424,97	26,20	25,43	97,07
Ecuagesa	209,10	14,39	14,65	101,84
Hidrosibimbe	100,56	5,17	4,79	92,73
EPMAPS	74,35	1,02	1,22	119,03
CELEC-Gensur	66,10	6,03	5,93	98,21
Termoguayas	64,87	10,54	7,58	71,89
Hidrotambo	42,29	3,03	2,90	95,54
Hidrovictoria	28,57	2,05	1,78	86,80
Hidrosigchos	25,60	1,68	1,68	100,00
Gasgreen	23,16	2,56	2,53	99,00
CELEC-Hidroazogues	20,18	0,04	0,04	96,82
Generoca	5,83	2,38	2,17	90,91
Gransolar	5,65	2,26	2,26	100,00
EMAC-BGP	3,55	0,39	0,34	87,41
Epfotovoltáica	2,88	1,35	1,35	100,00
San Pedro	1,66	0,67	0,67	100,00
Gonzanergy	1,64	0,66	0,66	100,00
Lojaenergy	1,52	0,61	0,61	100,00
Electrísol	1,52	0,61	0,61	100,00
Sabiangosolar	1,50	0,60	0,60	100,00
Surenergy	1,45	0,58	0,58	100,00
Valsolar	1,42	0,57	0,57	100,00
Renova Loja	1,37	0,55	0,55	100,00
Solsantros	1,28	0,51	0,51	100,00
Saracaysol	1,27	0,51	0,51	100,00
Wildtecsa	1,25	0,50	0,50	100,00
Sanersol	1,25	0,50	0,50	100,00
Brineforcorp	1,17	0,47	0,47	100,00
Solsantonio	1,15	0,46	0,46	100,00
Solhuaqui	1,14	0,45	0,45	100,00
Solchacras	1,10	0,44	0,44	100,00
Genrenotec	1,08	0,43	0,43	100,00
Altgenotec	1,07	0,43	0,43	100,00
Sansau	1,04	0,41	0,39	95,38
Enersol	0,64	0,25	0,25	100,00
Total general	21.830,01	819,76	867,63	105,84

La información de energía vendida por tipo de transacción y empresa se la puede encontrar en el anexo F.7.

2.2.2 Energía vendida por las empresas de distribución con generación

La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación fue de 680,05 GWh, por un valor de 50,50 MUSD. La E.E. Quito registró una venta de 389,75 GWh equivalente al 57,31 % del total de energía vendida.

Tabla Nro. 46: Venta de energía eléctrica por generación de las empresas distribuidoras

Empresa	Tipo Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valor (MUSD)
E.E. Quito	Contratos	389,75	17,93
E.E. Riobamba	Contratos	104,71	3,29
E.E. Norte	Contratos	57,30	2,83
E.E. Cotopaxi	Contratos	52,05	1,09
CNEL-Guayaquil (1)	Contratos	45,49	22,21
E.E. Sur	Contratos	17,68	2,57
E.E. Ambato	Contratos	13,08	0,58
Total general		680,05	50,50

(1) Las centrales térmicas de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil están siendo operadas por CELEC EP Unidad de Negocio Electroguayas.

2.2.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras

Las autogeneradoras registraron 614,90 GWh de energía vendida al sistema eléctrico, por un valor de 39,89 MUSD. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros. La empresa Hidrosanbartolo fue la que mayor energía vendió 175,91 GWh por la cual facturó 10,92 MUSD.

Tabla Nro. 47: Energía vendida por las empresas autogeneradoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)
Contratos	Hidrosanbartolo	175,91	10.923.702,79
	Hidroalto	74,83	4.646.731,12
	Enermax	57,18	2.646.566,63
	Hidroabanico	51,40	2.068.939,20
	Ecoluz	13,20	549.134,95
	Perlabí	6,42	21.845,27
	Moderna Alimentos	1,42	56.706,17
Total Contratos		380,35	20.913.626,14
T. de corto plazo	San Carlos	109,69	10.526.431,36
	Coazucar	54,62	3.443.145,40
	Ecoelectric	53,80	4.353.680,21
	UNACEM	6,41	169.186,18
	Hidroimbabura	2,99	214.693,43
	Municipio Cantón Espejo	1,32	65.920,00
Total T. de corto plazo		228,83	18.773.056,58
Otros	SERMAA EP	3,57	189.895,31
	I.M. Mejía	1,78	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,25	8.932,50
	Vicunha	0,11	-
Total Otros		5,72	198.827,81
Total general		614,90	39.885.510,53



Línea de transmisión El Inga - San Rafael
Mejía, Napo
Autor: Daniel Sánchez

2.3 Desempeño Operativo y Transacciones de Energía en el Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), está constituido por la infraestructura y el equipamiento necesario para abastecer a los centros de distribución, para el suministro del servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

El SNT está estructurado principalmente por líneas y subestaciones que operan a voltajes normalizados de 500, 230 y 138 kV.

Las líneas de 230 kV conforman un anillo que vincula la generación con los principales puntos de carga del sistema.

En el siguiente mapa se muestra el sistema nacional de transmisión al 2017 dividido en zonas operativas: noroccidental, nororiental, occidental y suroriental.

Mapa Nro. 7: Sistema Nacional de Transmisión



2.3.1 Características operativas del SNT

Sobre la base de lo indicado en la Regulación CONELEC Nro. 004/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”, el CENACE deberá presentar en forma periódica un estudio a efectos de fijar los niveles de voltaje en cada barra del SNT, en ese sentido el CENACE, mediante Oficios Nros. CENACE-GPL-2017-0042 de 24 de junio de 2017 y CENACE-GPL-2017-0053 de 01 de junio de 2017, recomendó a la ARCONEL mantener, hasta la entrada en operación del sistema de transmisión 500 kV El Inga – Tisaleo – Chorrillos, los límites actuales de voltaje y factor de potencia en puntos de entrega, vigentes desde marzo de 2016.

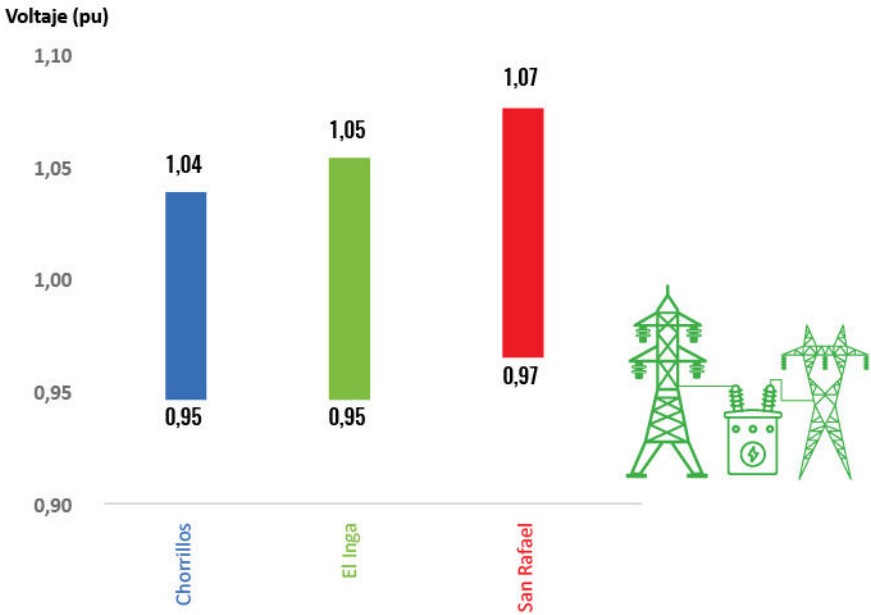
Adicionalmente se indica que para zonas radiales del sistema de 138 kV que no dispongan de elementos de regulación de voltaje, los valores mínimos serán -7% para condiciones normales y -10% en emergencia.

Tabla Nro. 48: Límites de variación de voltaje para la operación del SNI

Nivel de Voltaje	Inferior		Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230 kV	-5%	-7%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69 y 46 kV	-3%	-5%	4%	6%

Bajo ciertos escenarios de operación y en determinadas zonas del sistema de transmisión, algunas barras de subestaciones operaron en los límites de calidad de valor de voltaje, registrándose en algunos casos perfiles por debajo del mínimo aceptable, conforme se puede apreciar en las siguientes figuras.

Figura Nro. 48: Voltajes en subestaciones de 500 kV (pu)



Subestación Chorrillos a 500 KV
Zamora, Zamora Chinchipe
Autor: Transelectric

Figura Nro. 49: Voltajes en subestaciones de 230 kV (pu)

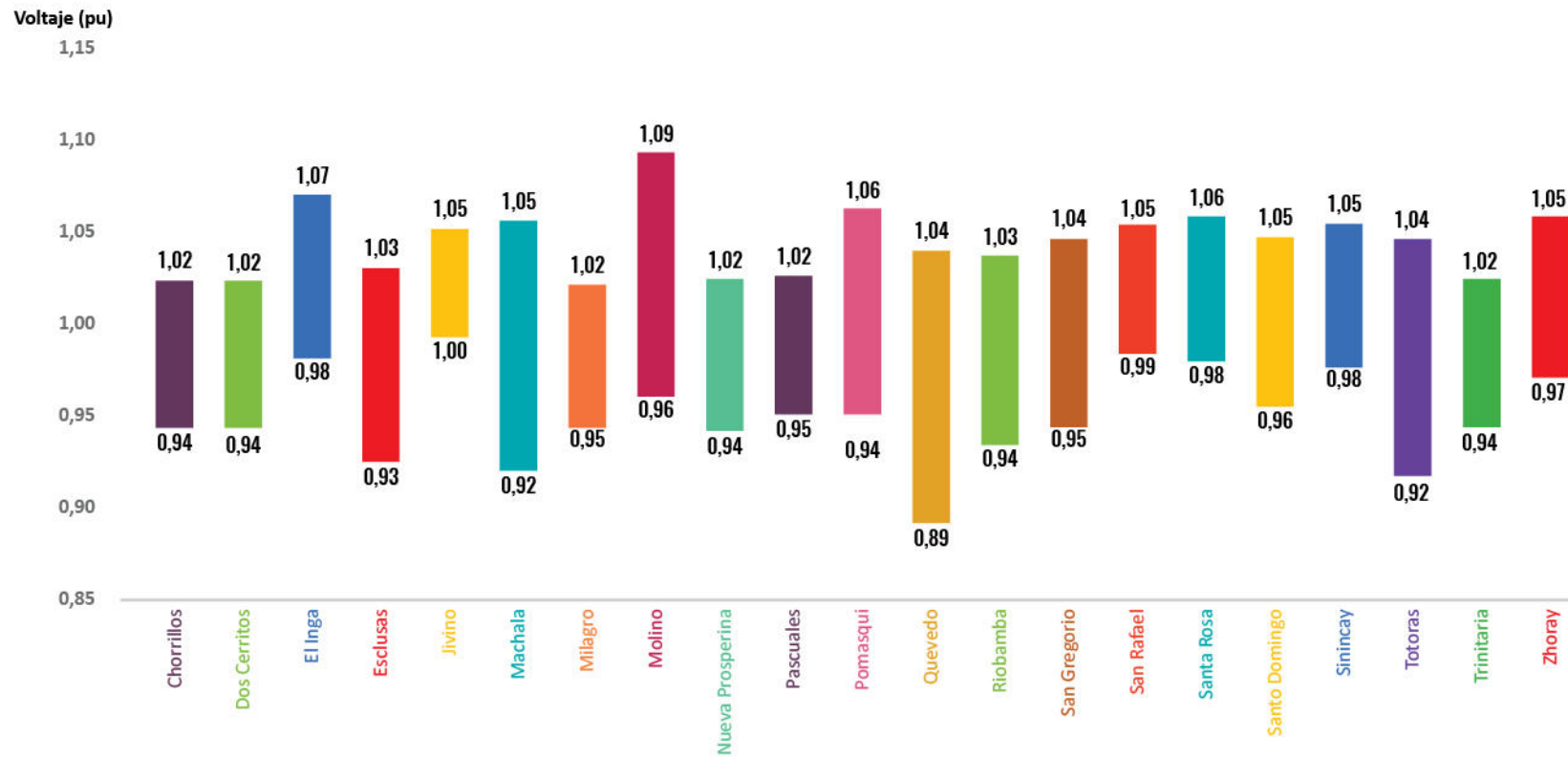
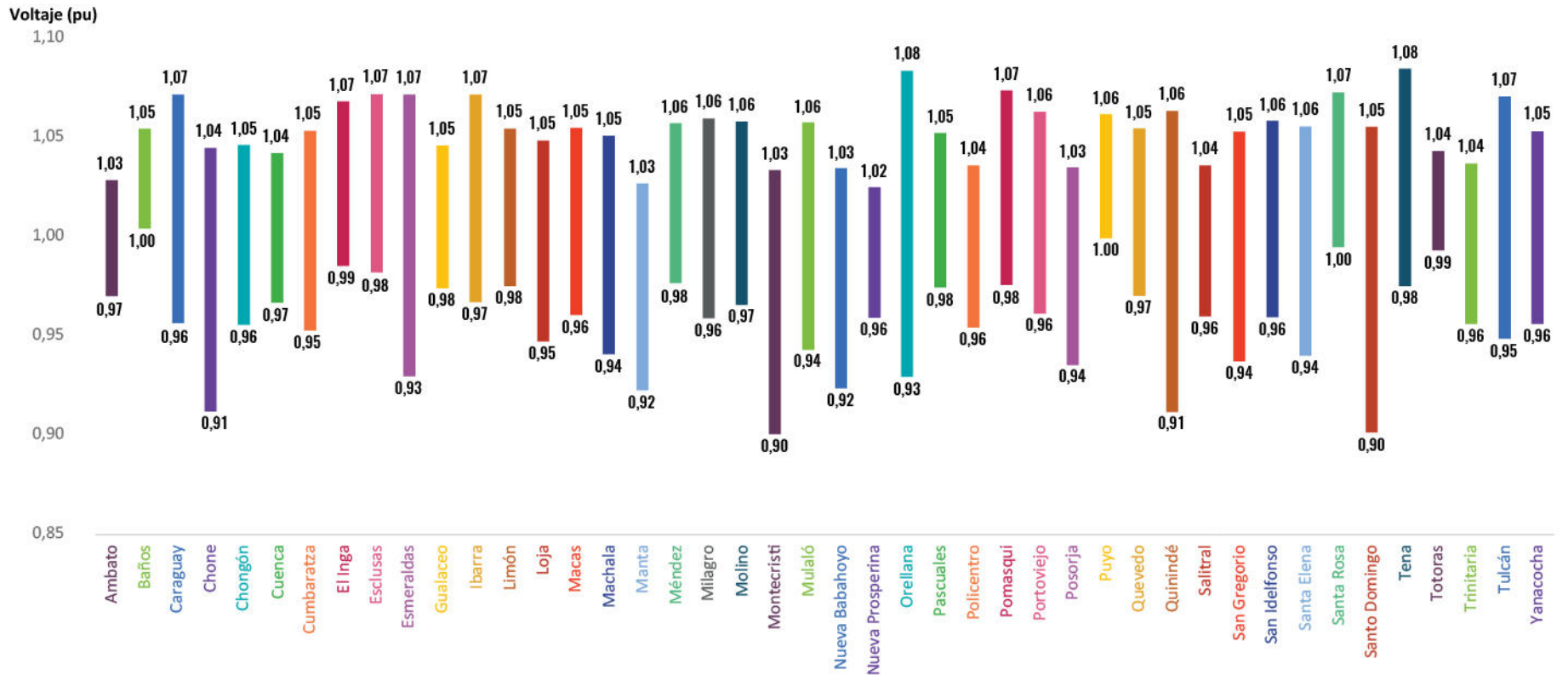


Figura Nro. 50: Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)



En el anexo F.8., se presentan a detalle los voltajes en las diferentes subestaciones del SNT.

ATT 230/138 kV en Totoras, con 98,41 % y 99,42 % de su capacidad nominal respectivamente.

La cargabilidad máxima durante el 2017 la registraron los transformadores del SNT, ATR 138/69 kV de la subestación Santo Domingo y

Figura Nro. 51: Cargabilidad máxima de transformadores del SNT (1/2)

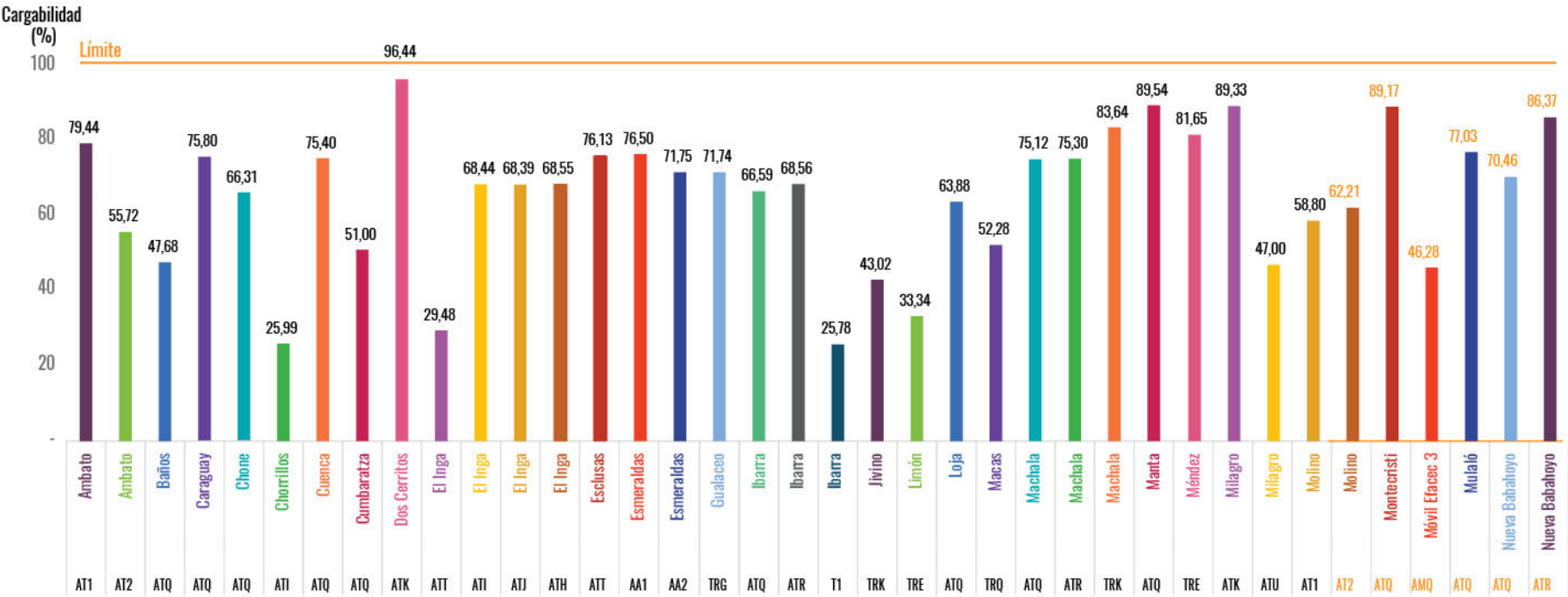
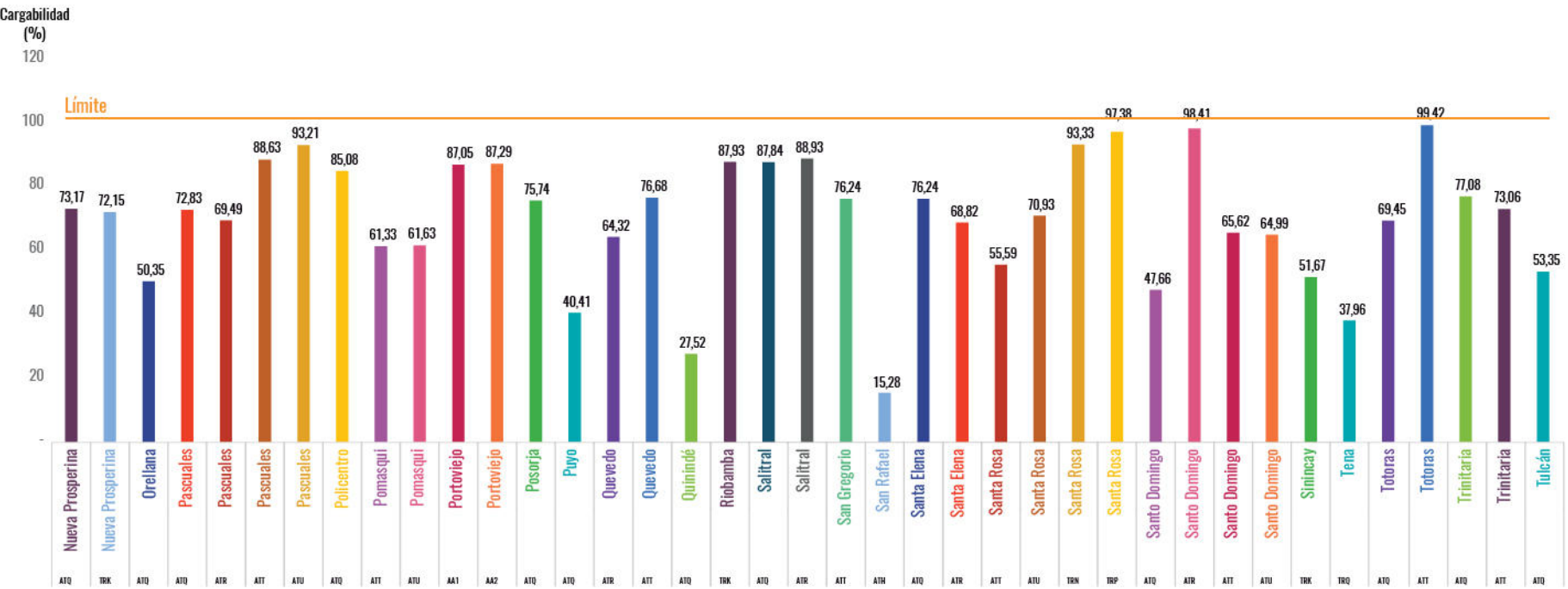


Figura Nro. 51: Cargabilidad máxima de transformadores del SNT (2/2)



En el anexo F.9 se presentan a detalle la demanda máxima y en el anexo F.10, la cargabilidad mensual de los transformadores de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric.

En las siguientes figuras se presenta la máxima cargabilidad del 2017 registrada en líneas de transmisión del SNT.

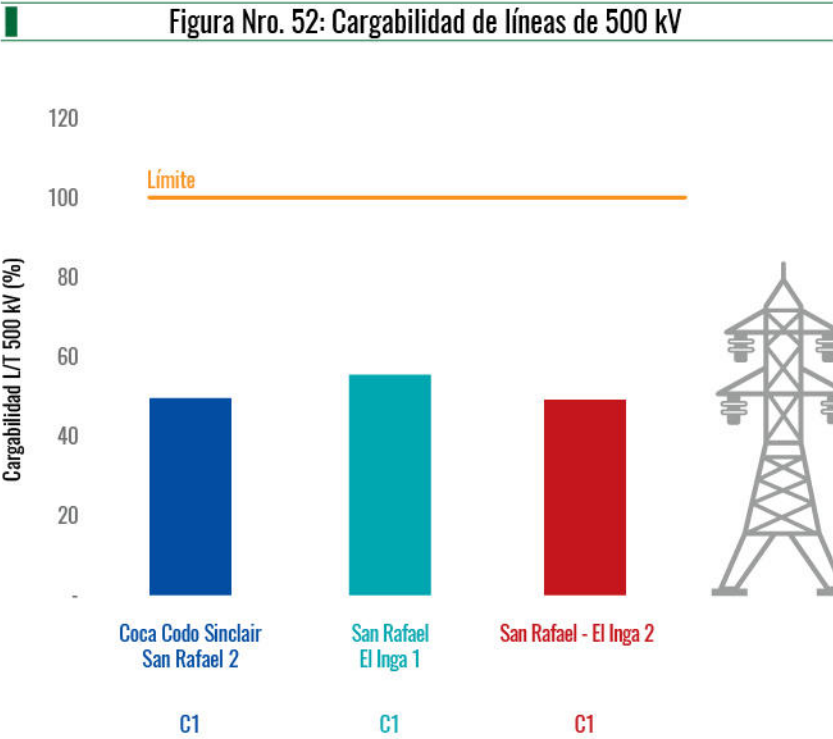


Figura Nro. 53: Cargabilidad de líneas de 230 kV

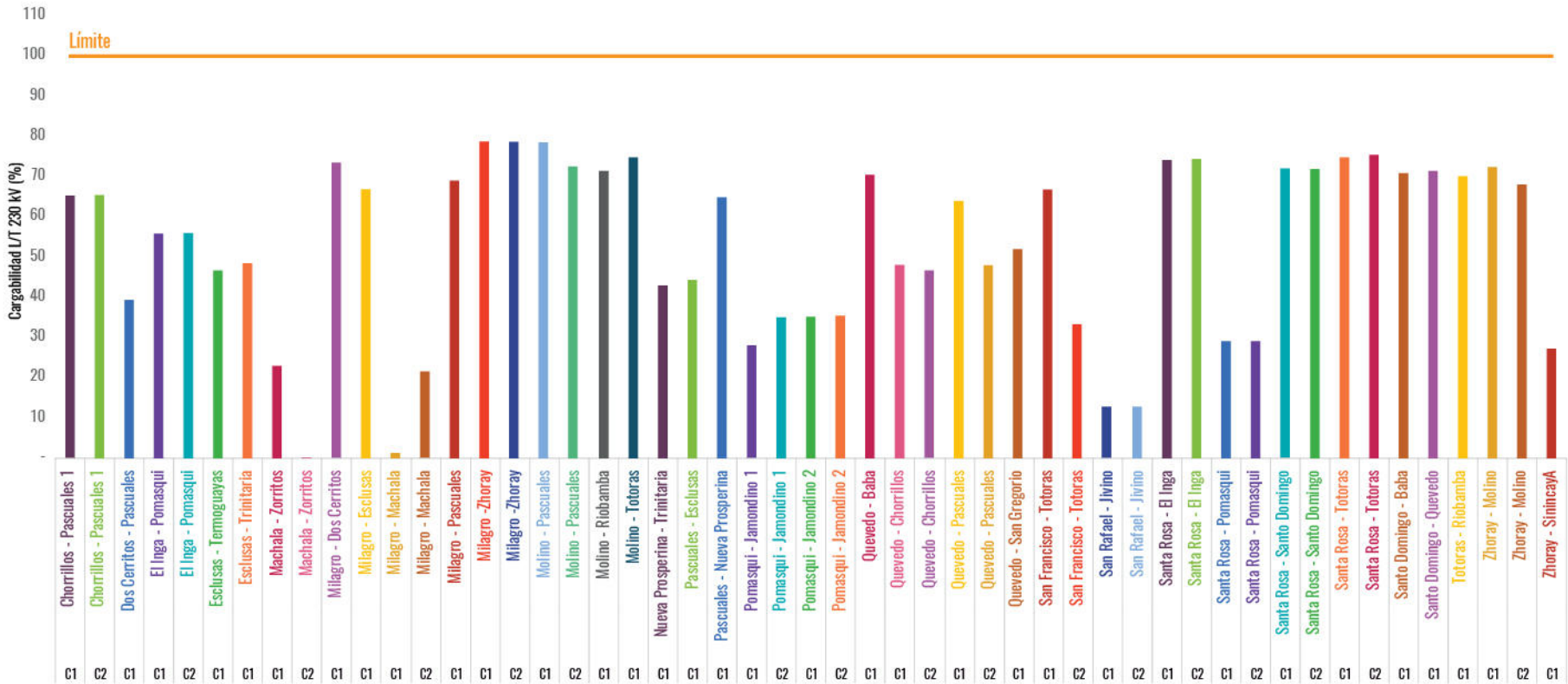
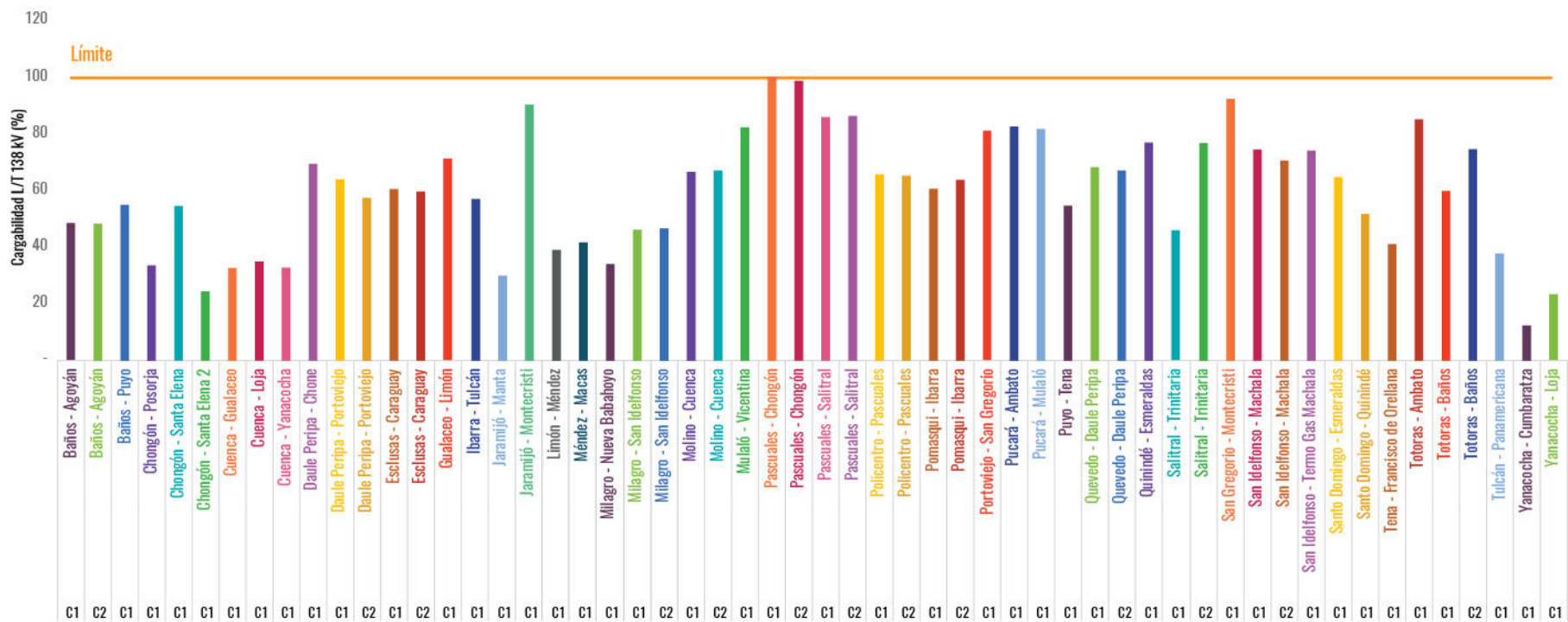


Figura Nro. 54: Cargabilidad de líneas de 138 kV



En el anexo F.11, al F.13, se presenta el detalle mensual de la cargabilidad máxima de líneas de transmisión de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en el 2017.

2.3.2 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

En la Tabla Nro. 49 y Figura Nro. 55 se presenta el balance del transmisor, durante el 2017 las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 23.686,10 GWh y entregaron 22.903,10 GWh, se registraron 737,42 GWh de pérdidas totales, que representaron el 3,11 % del total. El porcentaje más alto se registró en febrero con un valor de 3,47 %.

Tabla Nro. 49: Pérdidas de energía en el SNT

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (GWh)
Ene	1.985,58	1.916,89	5,20	63,49	3,20
Feb	1.824,28	1.756,63	4,37	63,28	3,47
Mar	2.152,27	2.079,70	4,59	67,99	3,16
Abr	2.015,36	1.946,41	3,20	65,75	3,26
May	2.070,15	1.999,82	3,66	66,67	3,22
Jun	1.916,26	1.854,81	3,71	57,74	3,01
Jul	1.912,14	1.850,41	4,09	57,64	3,01
Ago	1.946,19	1.880,03	3,90	62,26	3,20
Sep	1.908,75	1.848,58	2,88	57,29	3,00
Oct	1.998,53	1.936,03	3,81	58,69	2,94
Nov	1.916,43	1.861,39	2,70	52,34	2,73
Dic	2.040,17	1.972,41	3,48	64,28	3,15
Total general	23.686,10	22.903,10	45,58	737,42	3,11



Línea de Transmisión Tisaleo - Chorrillos a 500kV
Tisaleo, Tungurahua
Autor: Daniel Sánchez

Figura Nro. 55: Pérdidas de energía en el SNT

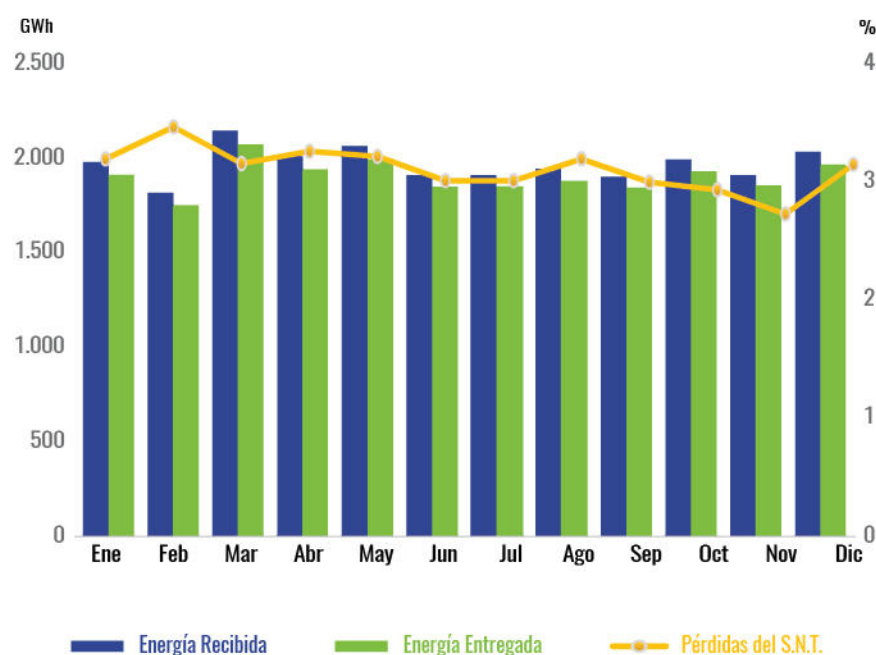
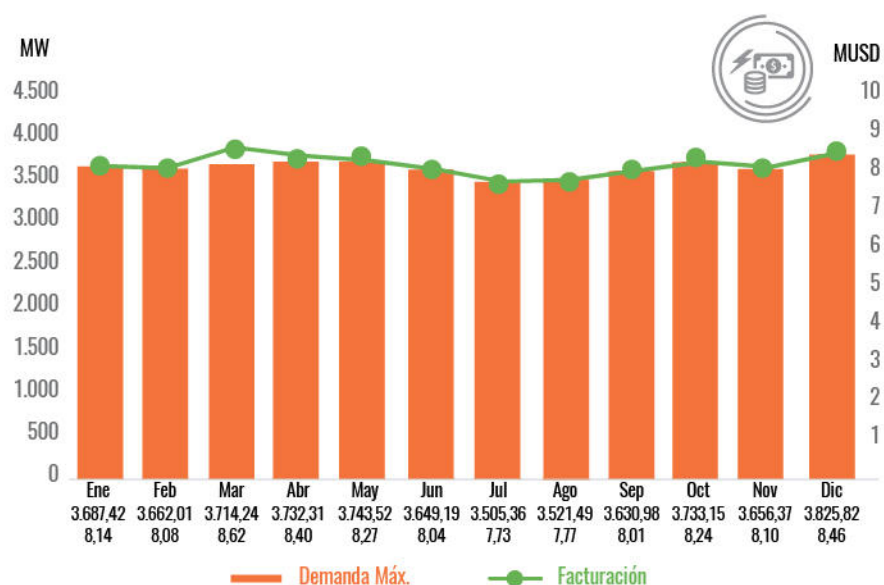


Figura Nro. 56: Demanda máxima coincidente y facturación mensual



2.3.3 Facturación de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric

En 2017, CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric facturó a las empresas distribuidoras, autogeneradores y clientes no regulados la cantidad de 97,85 MUSD, los cuales cubren costos de operación – mantenimiento, calidad, y servicio ambiental. Este monto fue distribuido entre estos participantes en función de la demanda máxima mensual no coincidente registrada en los puntos de entrega de subestaciones del transmisor.

A continuación se indica para cada uno de los meses del 2017, la demanda máxima no coincidente en subestaciones de entrega del sistema de transmisión y los valores facturados por los servicios indicados.

En el anexo F.14, se desglosan los valores mensuales facturados en el 2017 por CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric a cada una de las empresas referidas anteriormente.



Hidroeléctrica El Carmen
Quito, Pichincha
Autor: EPMAPS

2.4 Compra y venta de energía eléctrica de las empresas distribuidoras

La constante demanda de energía eléctrica de los clientes finales es cubierta por las distribuidoras. Estas empresas satisfacen las necesidades de sus clientes, correspondientes a su área de prestación de servicio.

El proceso empieza con la energía producida por los generadores, la cual es transmitida por medio del SNI, subestaciones y líneas de transmisión. Posteriormente, el transporte de energía continúa en los sistemas de subtransmisión y redes de distribución; a través de los cuales, la distribuidora suministra la energía a sus clientes finales.

2.4.1 Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras en proporción a su demanda reciben la energía según los contratos liquidados por CENACE.

La Tabla Nro. 50 presenta la energía comprada por empresa distribuidora con sus respectivos valores en millones de dólares; y, los valores correspondientes a servicios y transporte de energía en el SNT.

Tabla Nro. 50: Energía comprada por empresa distribuidora

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
CNEL-Guayaquil	5.338,58	180,73	41,33	22,76	244,82
CNEL-Guayas Los Ríos	2.132,23	72,11	16,49	8,54	97,13
CNEL-Manabí	1.698,24	56,45	13,78	7,24	77,47
CNEL-EI Oro	1.154,81	38,97	8,91	4,64	52,52
CNEL-Sto. Domingo	715,24	25,18	4,88	2,71	32,77
CNEL-Milagro	668,35	22,61	5,16	2,80	30,57
CNEL-Sta. Elena	663,76	22,42	5,13	2,73	30,28
CNEL-Esmeraldas	614,61	20,74	4,78	2,57	28,09
CNEL-Los Ríos	449,91	15,22	3,48	1,98	20,68
CNEL-Sucumbíos	401,84	13,58	3,18	1,79	18,54
CNEL-Bolívar	92,57	3,13	0,72	0,50	4,35
Total CNEL EP	13.930,13	471,14	107,84	58,25	637,24
E.E. Quito	4.228,00	165,83	25,04	18,27	209,15
E.E. Centro Sur	1.118,66	39,49	5,05	4,36	48,91
E.E. Ambato	666,13	17,31	2,69	2,35	22,35
E.E. Norte	609,11	21,71	3,06	2,74	27,51
E.E. Cotopaxi	530,71	17,45	3,89	2,31	23,65
E.E. Riobamba	389,95	10,80	1,68	1,47	13,95
E.E. Sur	363,35	6,40	1,24	0,88	8,52
E.E. Azogues	110,59	1,35	0,21	0,17	1,72
Total Empresas Eléctricas	8.016,50	280,33	42,85	32,57	355,76
Total general	21.946,63	751,48	150,70	90,82	993,00

La E.E. Galápagos no realizó transacciones de compraventa de energía en el mercado eléctrico.

En el campo de servicios se incluyen valores por energía reactiva, inflexibilidades o generación obligada, restricciones operativas, potencia y cualquier otro valor componente del precio.

El total de la energía comprada por las empresas distribuidoras fue 21.946,63 GWh. De la cual, el 63,47% fue adquirida en 637,24 MUSD por las Unidades de Negocio de CNEL EP; y, el 36,53 % en 355,76 MUSD por las empresas eléctricas.

Figura Nro. 57: Energía comprada por empresa distribuidora

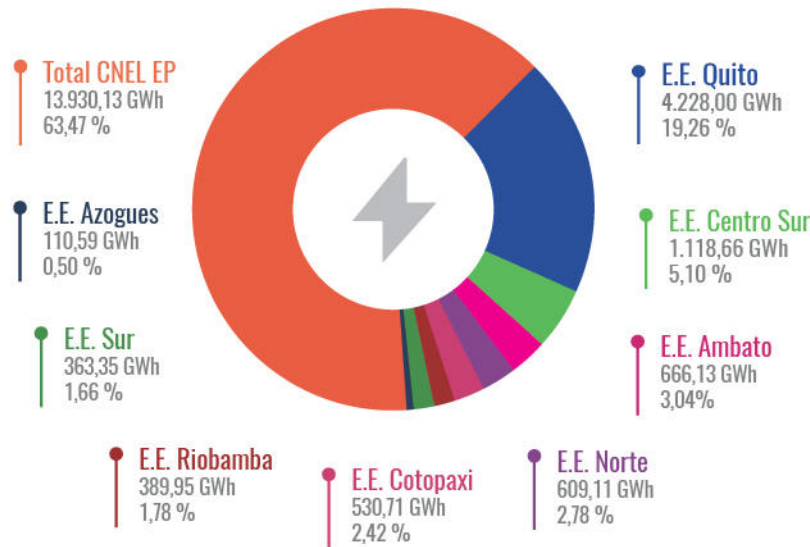
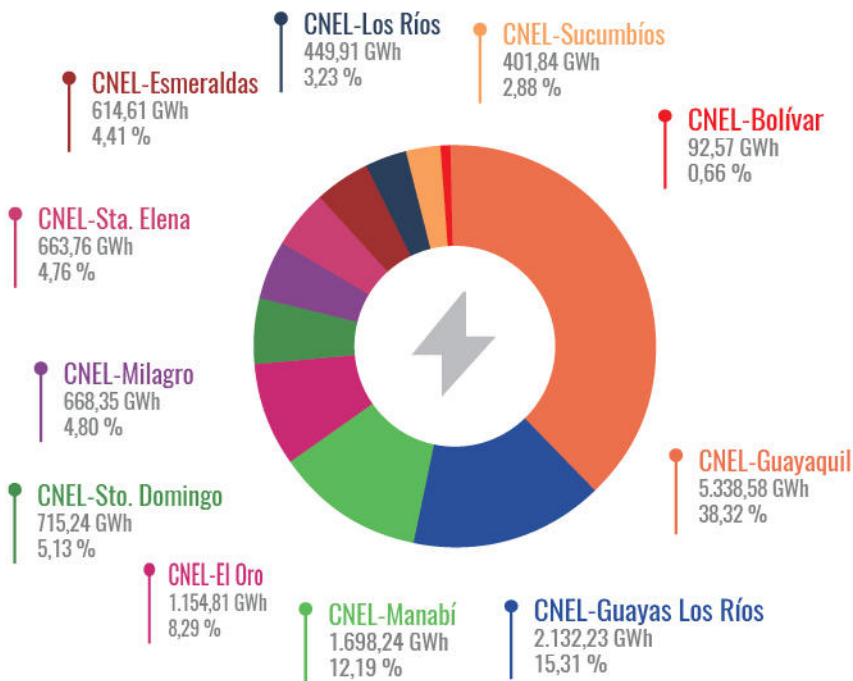


Figura Nro. 58: Energía comprada por Unidad de Negocio de CNEL EP



2.4.2 Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución

Además de la energía comprada al mercado eléctrico, las empresas distribuidoras en menor cantidad compran o transfieren energía a empresas autogeneradoras y a distribuidoras. En ciertas empresas, los autogeneradores inyectan energía al sistema para satisfacer las demandas de sus consumos propios asociados, pagando únicamente a la distribuidora un valor por peaje de potencia y energía. Dicha energía no representa una compra por parte de las empresas distribuidoras.

En la Tabla Nro. 51 se muestra que la energía disponible del sistema de distribución fue de 22.788,39 GWh. De esta cantidad, CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil dispuso de 5.531,36 GWh, que representa el 24,27 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una energía disponible de 4.541,79 GWh que representa el 19,93 % del total.

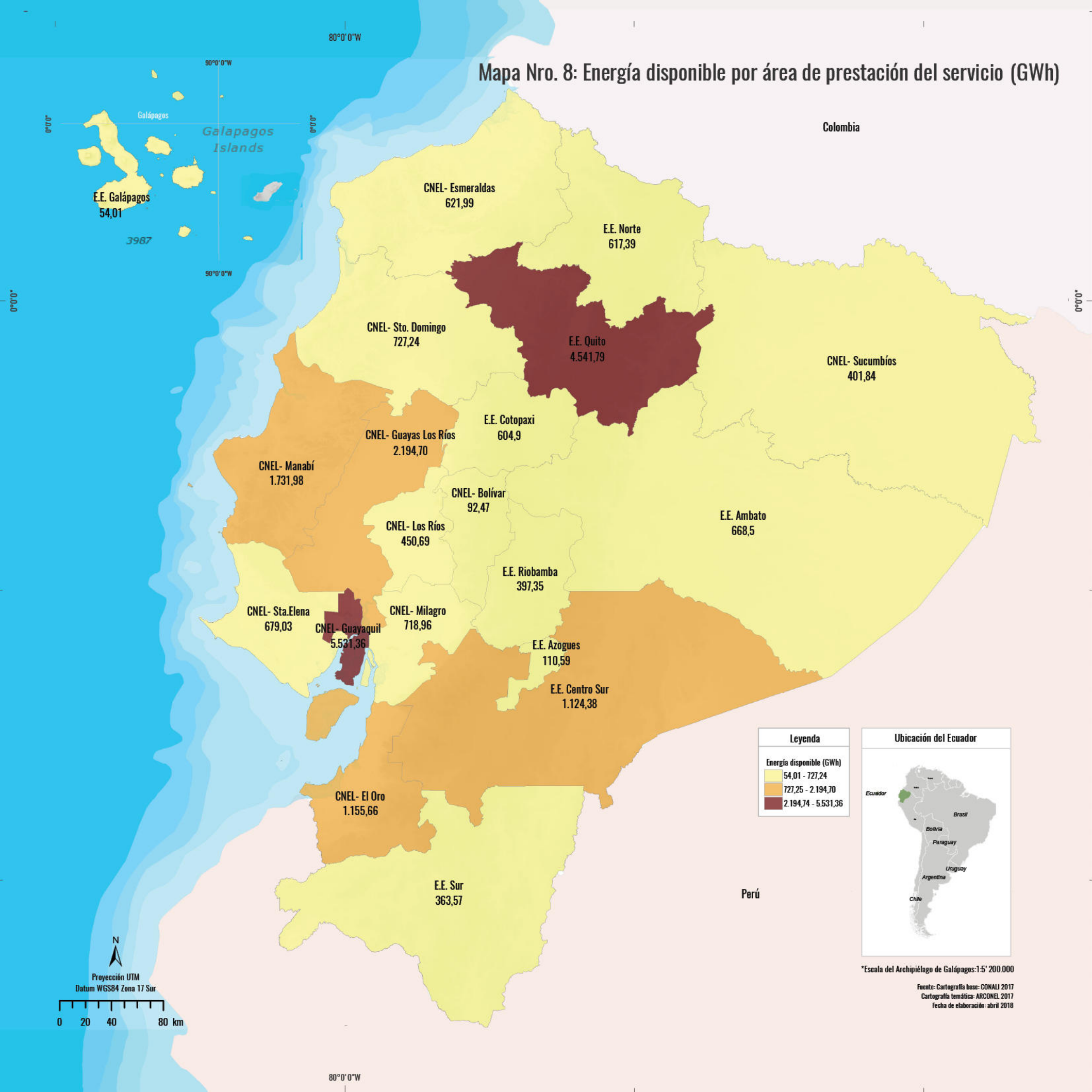
Tabla Nro. 51: Energía disponible en los sistemas de distribución

Empresa	Energía Recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada por sistemas aislados (GWh)	Energía Disponible (GWh)
CNEL-Guayaquil	5.531,36	-	-	5.531,36
CNEL-Guayas Los Ríos	2.196,72	(2,02)	-	2.194,70
CNEL-Manabí	1.815,75	(83,77)	-	1.731,98
CNEL-EI Oro	1.155,88	(0,22)	-	1.155,66
CNEL-Milagro	692,36	0,16	-	718,96
CNEL-Sta. Elena	679,03	-	-	679,03
CNEL-Sto. Domingo	640,13	87,11	-	727,24
CNEL-Esmeraldas	621,99	-	-	621,99
CNEL-Los Ríos	450,62	0,07	-	450,69
CNEL-Sucumbíos	380,05	-	-	401,84
CNEL-Bolívar	92,54	(0,07)	-	92,47
Total CNEL EP	14.256,42	1,26	-	14.305,91
E.E. Quito	4.536,48	4,46	-	4.541,79
E.E. Centro Sur	1.123,61	0,04	0,74	1.124,38
E.E. Ambato	668,50	-	-	668,50
E.E. Norte	613,51	3,88	-	617,39
E.E. Cotopaxi	596,21	-	8,69	604,90
E.E. Riobamba	393,29	-	4,07	397,35
E.E. Sur	363,57	-	-	363,57
E.E. Azogues	110,59	-	-	110,59
E.E. Galápagos	46,11	-	7,90	54,01
Total Empresas Eléctricas	8.451,87	8,37	21,39	8.482,48
Total general	22.708,29	9,63	21,39	22.788,39



Subestación El Inga
Quito, Pichincha
Autor: CELEC

Mapa Nro. 8: Energía disponible por área de prestación del servicio (GWh)



Legenda	
Energía disponible (GWh)	
	54,01 - 727,24
	727,25 - 2.194,70
	2.194,74 - 5.531,36



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

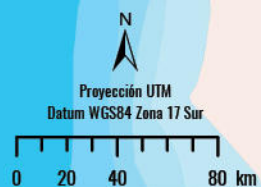


Figura Nro. 59: Energía disponible por empresa distribuidora

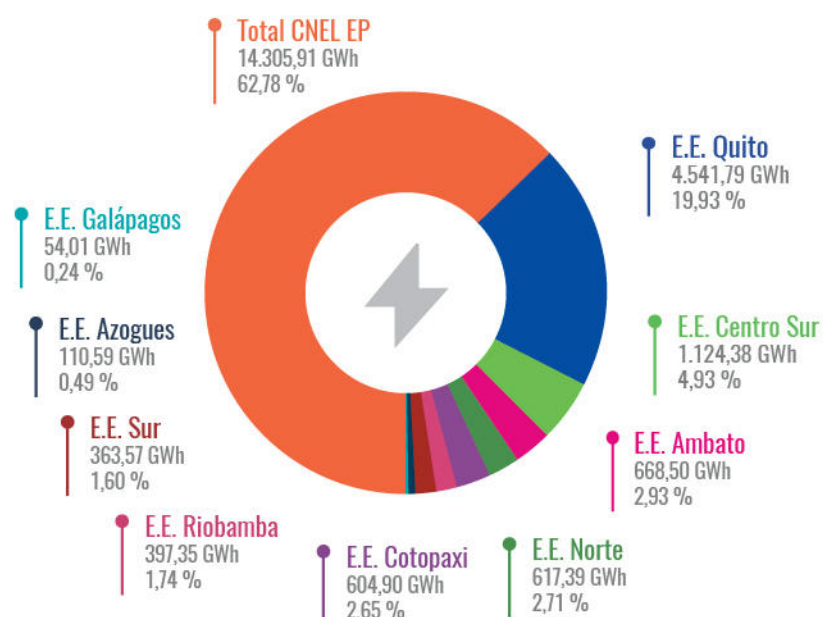
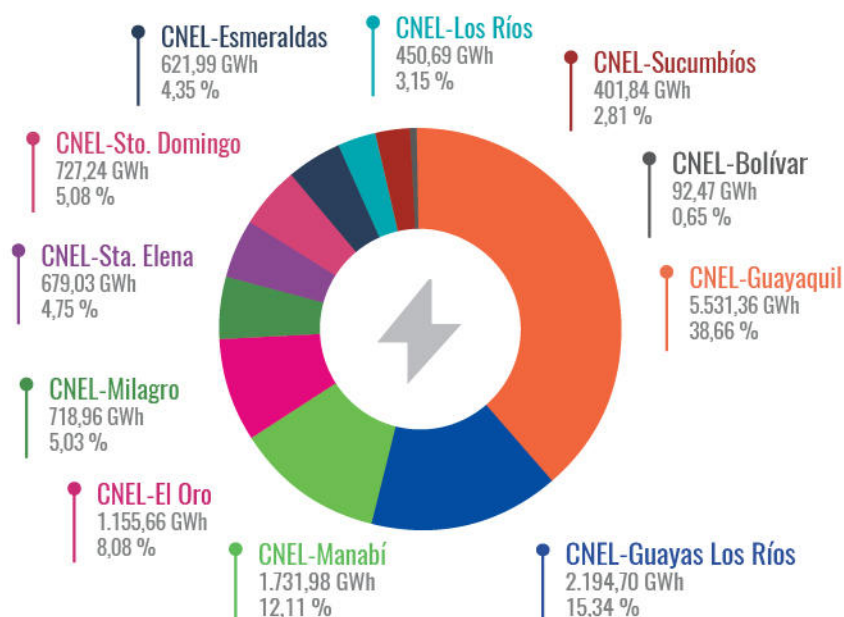


Figura Nro. 60: Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP



2.4.3 Energía y valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras

Para presentar la información estadística, se han establecido cinco grupos de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público general y otros.

Para el grupo de consumo residencial se consideran las tarifas: residencial, residencial temporal y residencial para el programa PEC. Para el comercial se consideran: comercial, comercial con demanda y comercial con demanda horaria. Para el industrial se consideran: industrial con demanda, industrial con demanda horaria, industrial con demanda horaria diferenciada, industrial artesanal. Finalmente, para otros se consideran: tarifas de beneficio público, abonados especiales, asistencia social, bombeo de agua, culto religioso, entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario y vehículos eléctricos⁴.

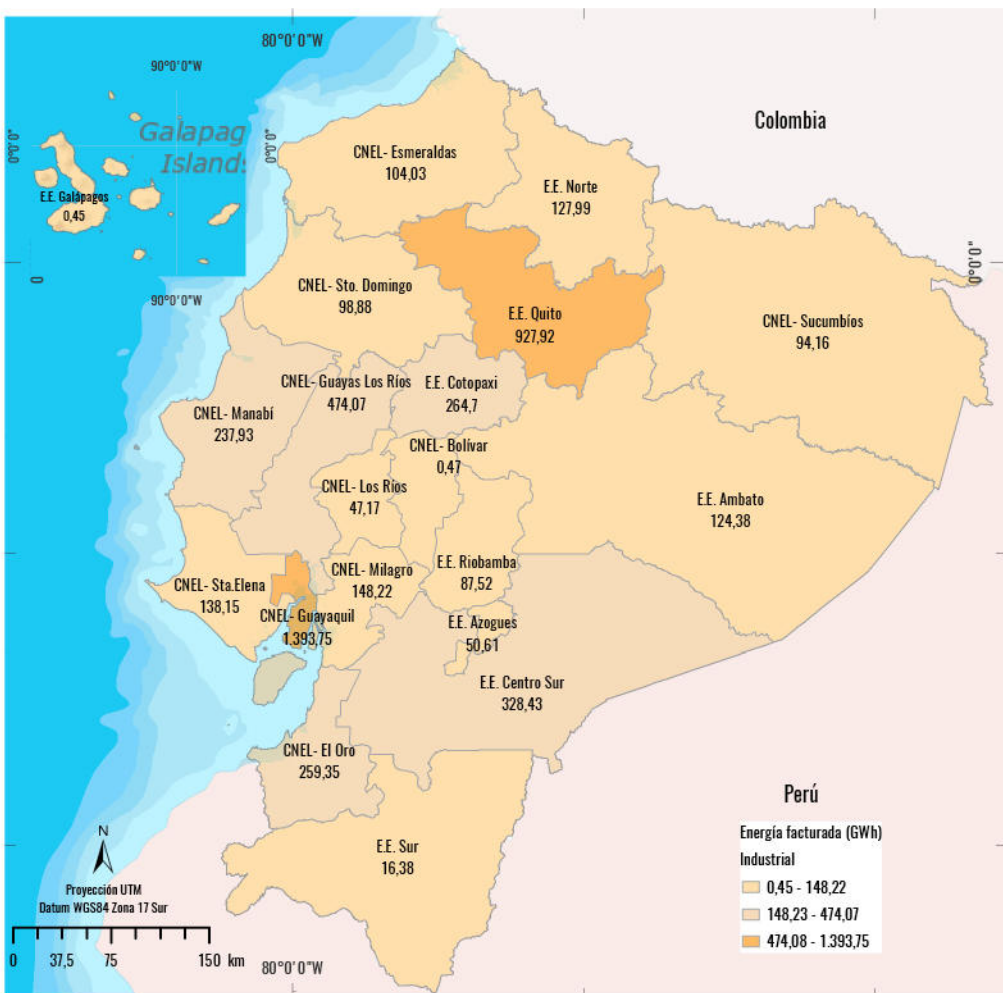
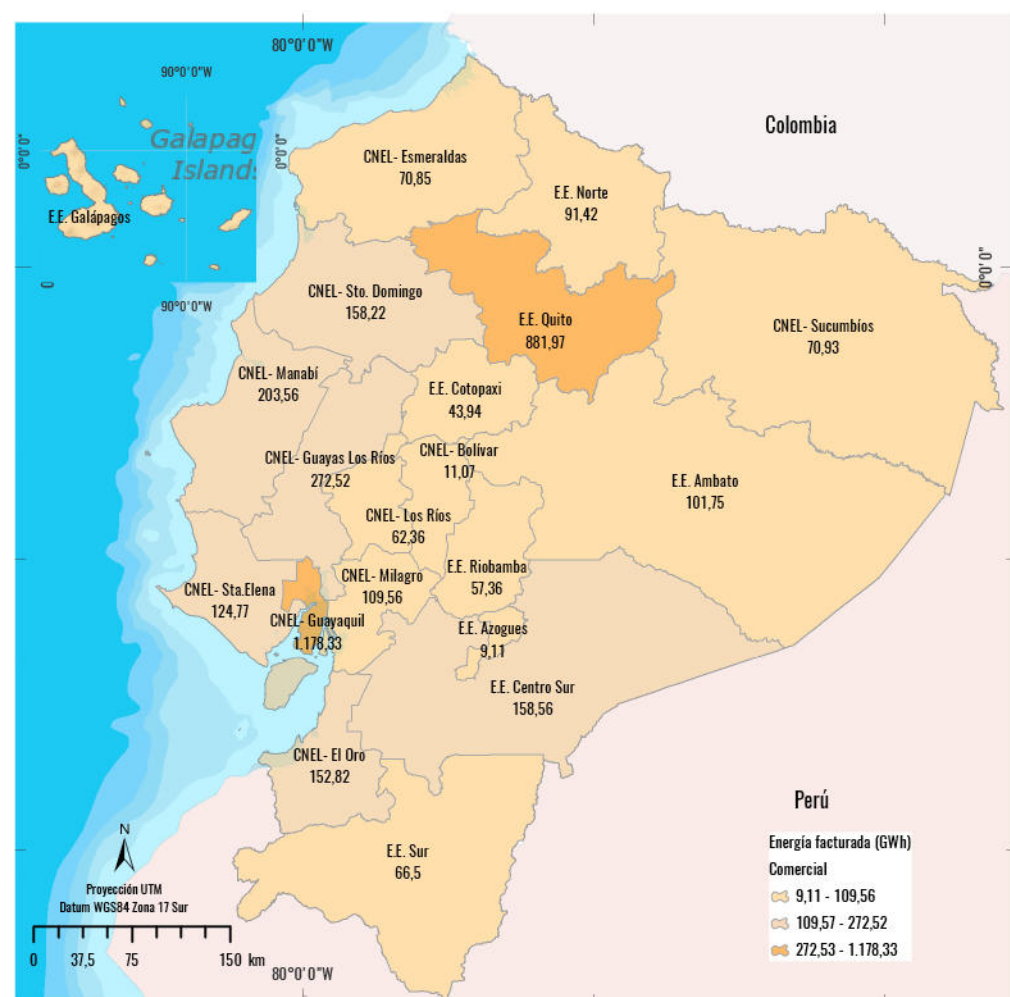
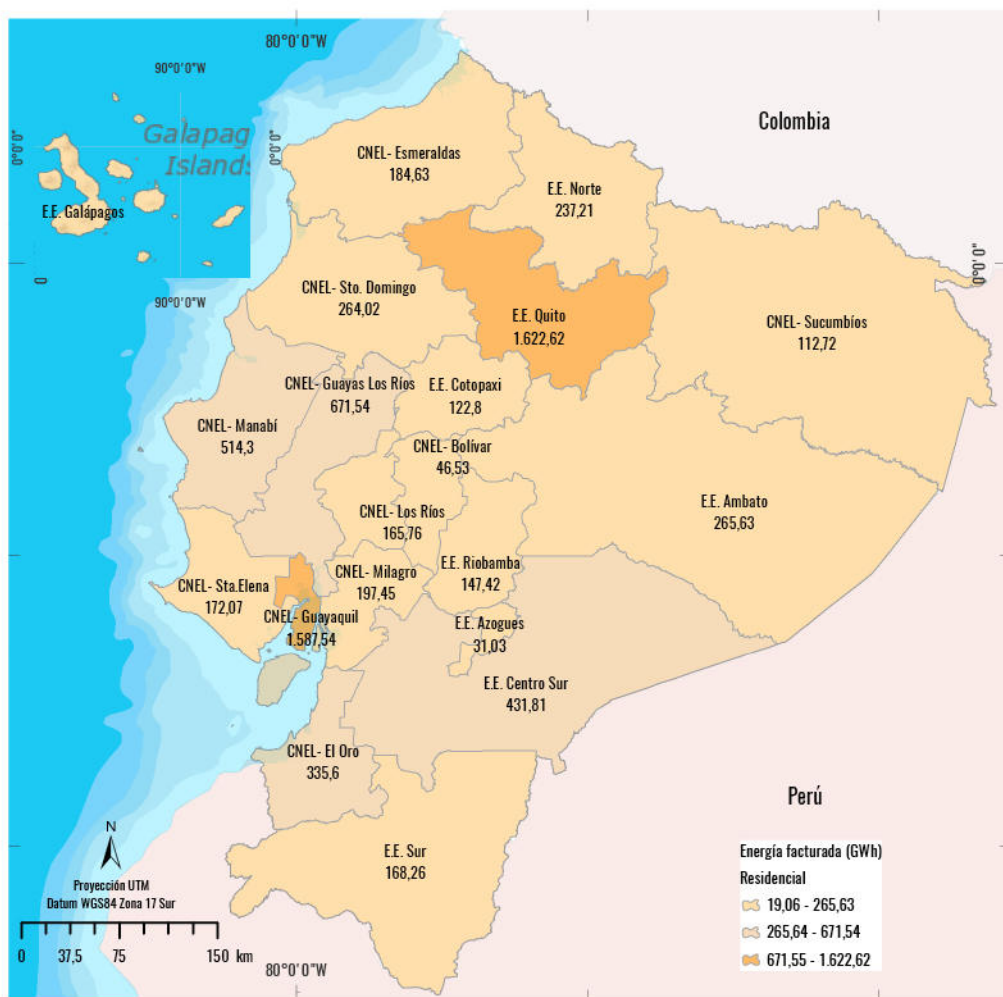
Para el 2017, la facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados fue de 19.427,55 GWh. De la cual, el 61,05 % correspondió a la CNEL EP; y, el 38,95 % a las empresas eléctricas.

De las Unidades de Negocio de CNEL EP, destaca la Guayaquil con una facturación de 4.766,63 GWh, correspondiente al 24,54 % del total facturado a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una facturación de 3.982,38 GWh, que representó el 20,50 % del total.



⁴ Clasificación de tarifas de acuerdo al pliego tarifario.



Mapa Nro. 9: Demanda de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

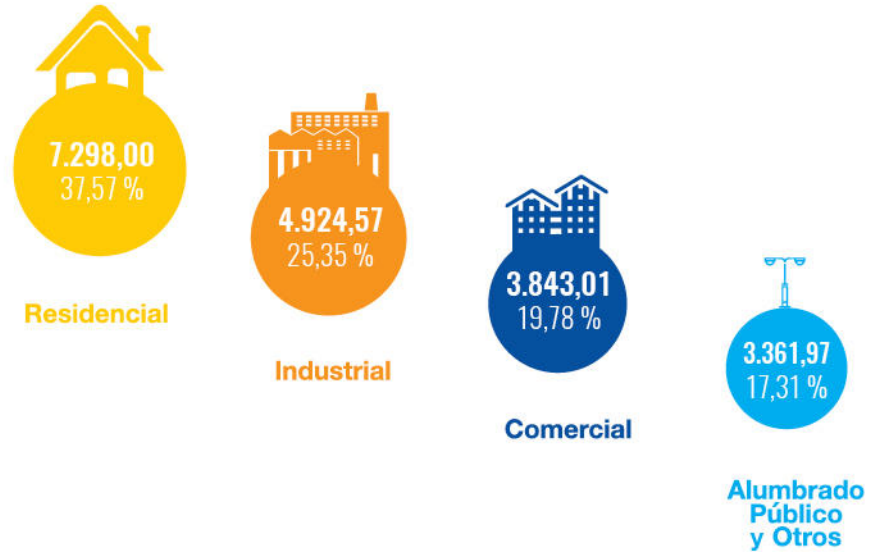
Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

En la Tabla Nro. 52 se visualiza que a nivel nacional, el sector de mayor consumo es el residencial, con 7.298,00 GWh, que representa el 37,57% del total de energía facturada a clientes regulados.

Tabla Nro. 52: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)

Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
CNEL-Guayaquil	1.587,54	1.393,75	1.178,33	607,01	4.766,63
CNEL-Guayas Los Ríos	671,54	474,07	272,52	380,62	1.798,75
CNEL-Manabí	514,30	237,93	203,56	335,01	1.290,80
CNEL-El Oro	335,60	259,35	152,82	226,00	973,76
CNEL-Sto. Domingo	264,02	98,88	158,22	111,60	632,72
CNEL-Sta. Elena	172,07	138,15	124,77	125,61	560,60
CNEL-Milagro	197,45	148,22	109,56	99,82	555,05
CNEL-Esmeraldas	184,63	104,03	70,85	114,53	474,03
CNEL-Los Ríos	165,76	47,17	62,36	96,85	372,13
CNEL-Sucumbíos	112,72	94,16	70,93	73,76	351,57
CNEL-Bolívar	46,53	0,47	11,07	27,08	85,15
Total CNEL EP	4.252,15	2.996,18	2.414,98	2.197,88	11.861,19
E.E. Quito	1.622,62	927,92	881,97	549,87	3.982,38
E.E. Centro Sur	431,81	328,43	158,56	163,57	1.082,37
E.E. Ambato	265,63	124,38	101,75	137,08	628,83
E.E. Norte	237,21	127,99	91,42	95,21	551,84
E.E. Cotopaxi	122,80	264,70	43,94	55,24	486,69
E.E. Riobamba	147,42	87,52	57,36	60,98	353,28
E.E. Sur	168,26	16,38	66,50	74,58	325,72
E.E. Azogues	31,03	50,61	9,11	14,79	105,54
E.E. Galápagos	19,06	0,45	17,41	12,77	49,71
Total Empresas Eléctricas	3.045,85	1.928,39	1.428,03	1.164,10	7.566,36
Total general	7.298,00	4.924,57	3.843,01	3.361,97	19.427,55

Figura Nro. 61: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)



En la Tabla Nro. 53 se presenta la energía facturada por provincia. Ésta corresponde de igual forma, a los clientes regulados por cada grupo de consumo.

Tabla Nro. 53: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
Guayas	2.362,48	2.043,09	1.531,33	1.100,23	7.037,13
Pichincha	1.659,48	975,74	899,16	559,22	4.093,60
Manabí	583,77	260,94	228,92	348,45	1.422,08
Azuay	350,64	393,31	128,75	142,35	1.015,06
El Oro	312,56	174,31	143,72	217,84	848,44
Los Ríos	304,45	97,93	123,13	130,91	656,42
Tungurahua	210,08	117,10	73,33	116,60	517,12
Esmeraldas	191,94	111,36	72,80	115,37	491,47
Cotopaxi	123,83	264,73	44,14	55,56	488,27
Santo Domingo de los Tsáchilas	177,45	58,25	124,62	95,87	456,19
Chimborazo	150,89	101,42	59,95	61,20	373,46
Santa Elena	135,09	56,76	96,53	84,74	373,12
Imbabura	154,93	57,39	56,54	74,89	343,74
Loja	139,82	10,35	53,46	65,55	269,18
Sucumbíos	62,63	78,72	42,00	52,55	235,91
Cañar	87,30	69,08	28,38	26,60	211,36
Orellana	50,60	15,45	29,01	21,30	116,36
Carchi	47,60	7,26	18,87	12,08	85,81
Bolívar	46,68	0,47	11,10	27,08	85,32
Napo	31,30	17,12	15,95	10,86	75,23
Morona Santiago	41,61	1,78	16,71	11,67	71,77
Pastaza	25,95	5,37	14,55	10,01	55,89
Zamora Chinchipe	24,95	6,19	10,76	8,08	49,97
Galápagos	19,06	0,45	17,41	12,77	49,71
Zonas en estudio (1)	2,90	-	1,88	0,18	4,97
Total general	7.298,00	4.924,57	3.843,01	3.361,97	19.427,55

(1) Llamadas anteriormente zonas no delimitadas.

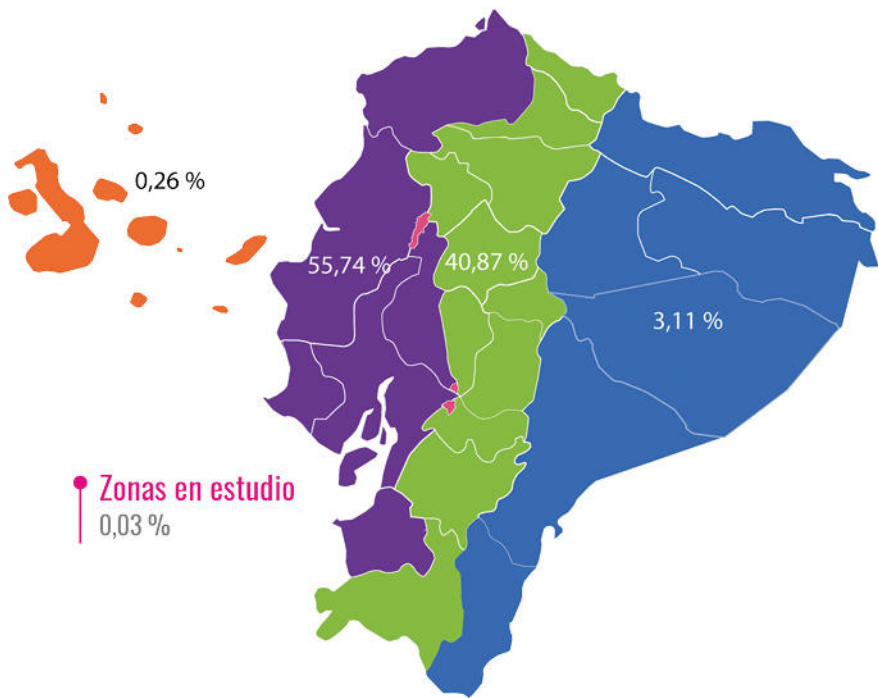
Guayas y Pichincha representan el 57,29 % del total de la energía facturada a clientes regulados.

La región costa representó el 55,74 % del total de la energía facturada, la región sierra el 40,87 %, la región amazónica el 3,11 %, la región insular el 0,26 % y las zonas en estudio una participación muy pequeña cercana al 0,03 %.

Los menores índices de consumo de energía se presentan en las provincias de la amazonía, esto debido al número de habitantes y la dispersión territorial, similar a las islas Galápagos.

En la Figura Nro. 62 se aprecia el porcentaje del consumo de energía eléctrica por cada una de las regiones del Ecuador.

Figura Nro. 62: Porcentaje de facturación de energía eléctrica por región



En la Tabla Nro. 54 se presenta la facturación de la energía eléctrica en millones de dólares (MUSD) por grupo de consumo.

Tabla Nro. 54: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)

Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
CNEL-Guayaquil	155,27	122,07	120,88	52,04	450,26
CNEL-Guayas Los Ríos	73,46	46,79	29,90	33,39	183,54
CNEL-Manabí	52,19	22,91	21,70	22,47	119,28
CNEL-El Oro	35,19	26,39	15,83	20,04	97,44
CNEL-Sto. Domingo	26,87	9,79	16,71	12,50	65,87
CNEL-Sta. Elena	18,69	13,73	13,44	13,91	59,76
CNEL-Milagro	20,25	13,87	11,70	9,29	55,12
CNEL-Esmeraldas	17,25	10,34	7,52	9,11	44,22
CNEL-Los Ríos	16,48	5,30	6,46	6,28	34,52
CNEL-Sucumbíos	11,82	7,60	7,37	6,76	33,55
CNEL-Bolívar	5,15	0,06	1,18	1,94	8,33
Total CNEL EP	432,62	278,85	252,70	187,72	1.151,89
E.E. Quito	155,66	89,36	88,70	47,07	380,80
E.E. Centro Sur	47,01	32,30	17,26	15,39	111,96
E.E. Ambato	28,07	13,05	10,72	11,37	63,21
E.E. Norte	25,15	13,11	9,82	9,18	57,25
E.E. Cotopaxi	13,79	24,10	4,63	6,13	48,66
E.E. Riobamba	16,35	8,41	6,08	5,92	36,76
E.E. Sur	18,20	2,09	7,11	7,58	34,99
E.E. Azogues	3,45	4,63	0,96	1,41	10,46
E.E. Galápagos	2,01	0,06	1,90	1,39	5,35
Total Empresas Eléctricas	309,70	187,10	147,17	105,46	749,44
Total general	742,32	465,96	399,88	293,17	1.901,33

El monto total de la facturación de energía eléctrica en 2017 fue de 1.901,33 MUSD. CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil facturó 450,26 MUSD, la E.E. Quito facturó 380,80 MUSD, entre las dos representaron el 43,71 % del monto total.

La CNEL EP facturó un total de 1.151,89 MUSD por consumo de energía eléctrica de clientes regulados, lo que representa el 60,58 % del total.

Asimismo, se visualiza que a nivel nacional, el grupo de consumo residencial es el que mayor monto facturó, 742,32 MUSD, que representa el 39,04 % del total.

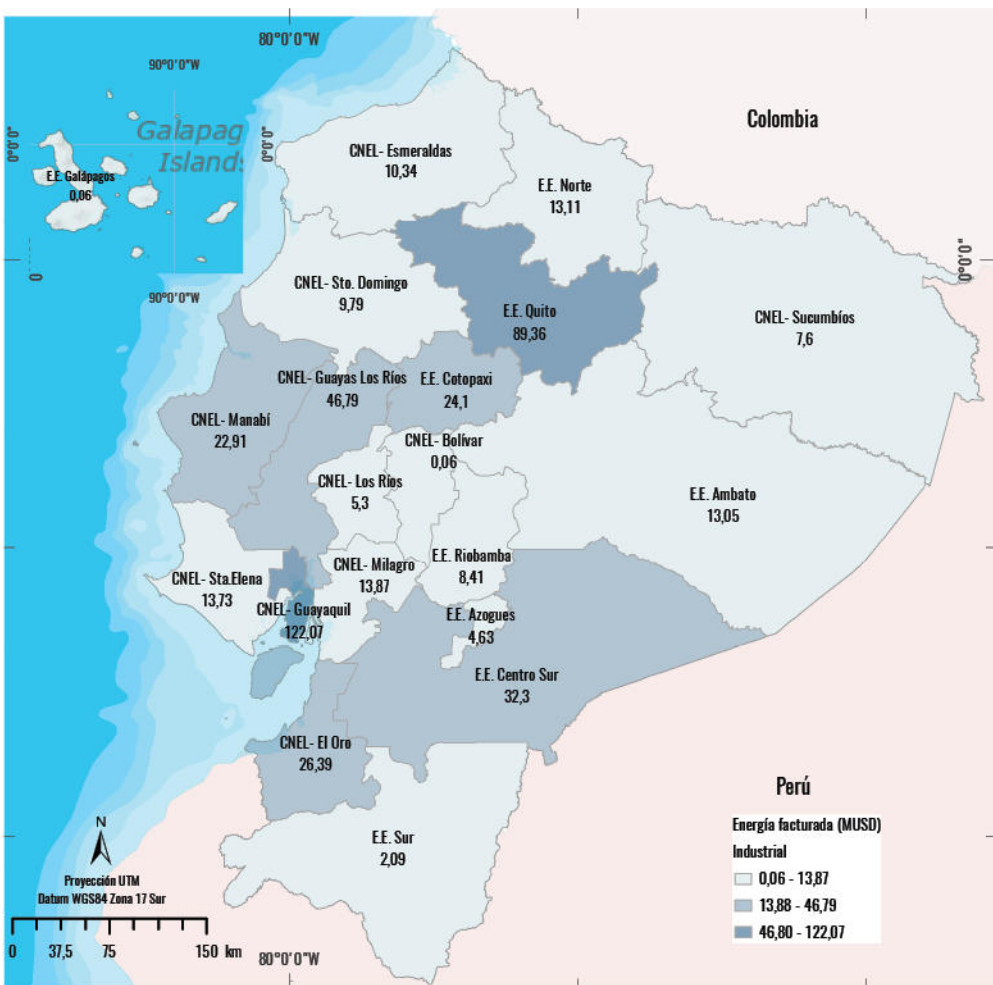
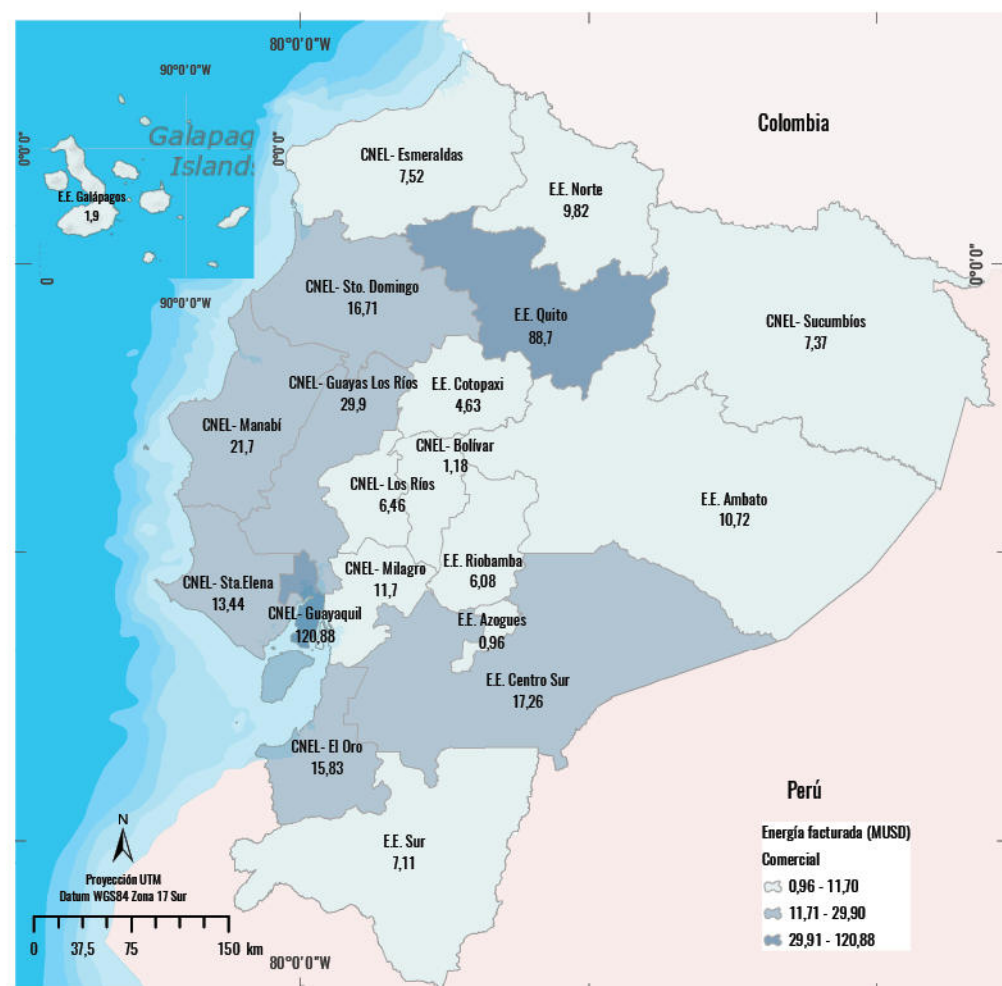
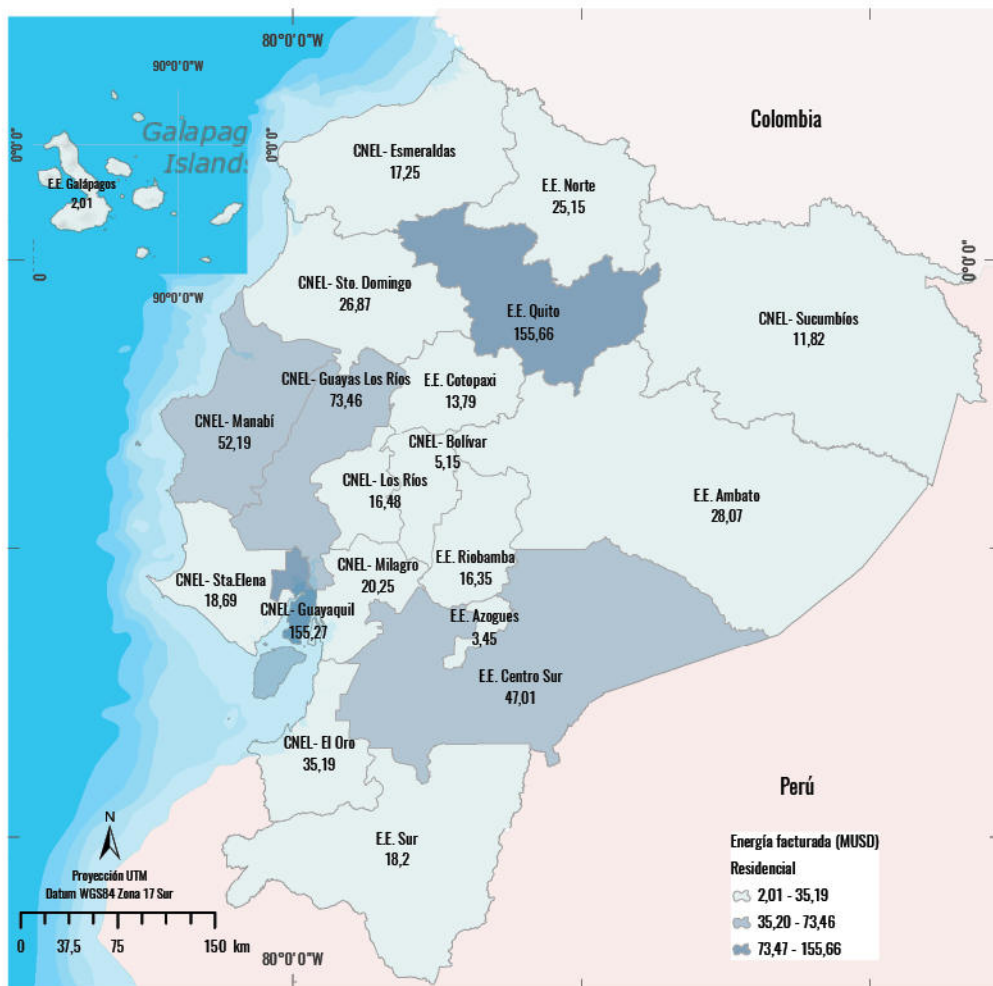
Figura Nro. 63: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)



En la Tabla Nro. 55 se presenta la facturación de la energía eléctrica en millones de dólares (MUSD) por provincia.

Tabla Nro. 55: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
Guayas	239,27	185,20	159,08	95,64	679,18
Pichincha	159,55	94,39	90,63	47,84	392,41
Manabí	59,01	25,20	24,28	23,50	131,99
Azuay	37,93	38,94	14,08	13,69	104,64
El Oro	32,78	17,72	14,90	19,39	84,79
Los Ríos	30,72	10,41	13,26	8,94	63,33
Tungurahua	22,30	12,27	7,74	9,74	52,05
Cotopaxi	13,91	24,10	4,65	6,16	48,82
Santo Domingo de los Tsáchilas	18,28	5,82	13,23	11,30	48,63
Esmeraldas	18,01	11,06	7,73	9,17	45,97
Santa Elena	14,92	5,75	10,38	10,78	41,82
Chimborazo	16,71	9,79	6,35	5,94	38,79
Imbabura	16,40	5,83	6,02	7,39	35,64
Loja	15,15	1,33	5,73	6,84	29,05
Sucumbíos	6,53	5,97	4,34	5,14	21,98
Cañar	9,66	6,47	3,03	2,35	21,50
Orellana	5,35	1,63	3,05	1,62	11,65
Carchi	5,12	0,78	2,05	1,12	9,06
Bolívar	5,17	0,06	1,18	1,94	8,35
Morona Santiago	4,67	0,20	1,75	0,94	7,56
Napo	3,21	1,64	1,66	0,90	7,40
Pastaza	2,69	0,58	1,52	0,77	5,56
Galápagos	2,01	0,06	1,90	1,39	5,35
Zamora Chinchipe	2,67	0,78	1,14	0,67	5,26
Zonas en estudio	0,30	-	0,20	0,01	0,52
Total general	742,32	465,96	399,88	293,17	1.901,33



Mapa Nro. 10: Energía facturada por grupo de consumo (MUSD)



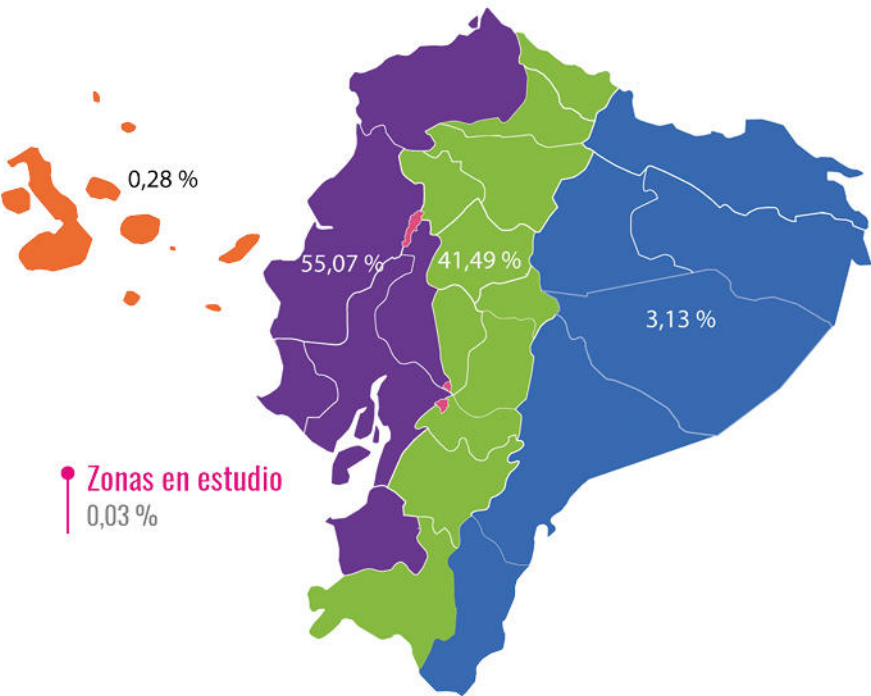
*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

El monto facturado en las provincias de Guayas y Pichincha fue de 679,18 MUSD y 392,41 MUSD respectivamente, juntas representaron el 56,36 % de la facturación total.

En la Figura Nro. 64 se aprecia el porcentaje de la facturación que representa cada una de las regiones del Ecuador, considerando la facturación en dólares.

Figura Nro. 64: Porcentaje de la facturación de energía eléctrica por región



2.4.4 Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados

La recaudación de las empresas distribuidoras a clientes regulados, a nivel nacional, fue de 1.814,56 MUSD.

CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil recaudó 443,60 MUSD, correspondiente al 24,45 % del total recaudado a nivel nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito recaudó 361,75 MUSD, que representa el 19,94 % del total.

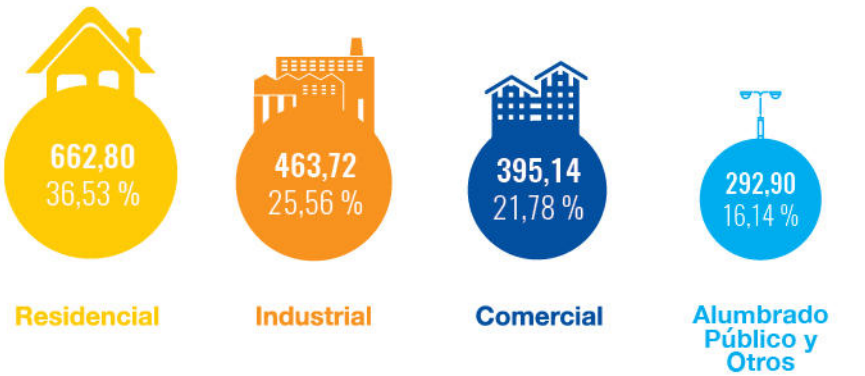
Tabla Nro. 56: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)

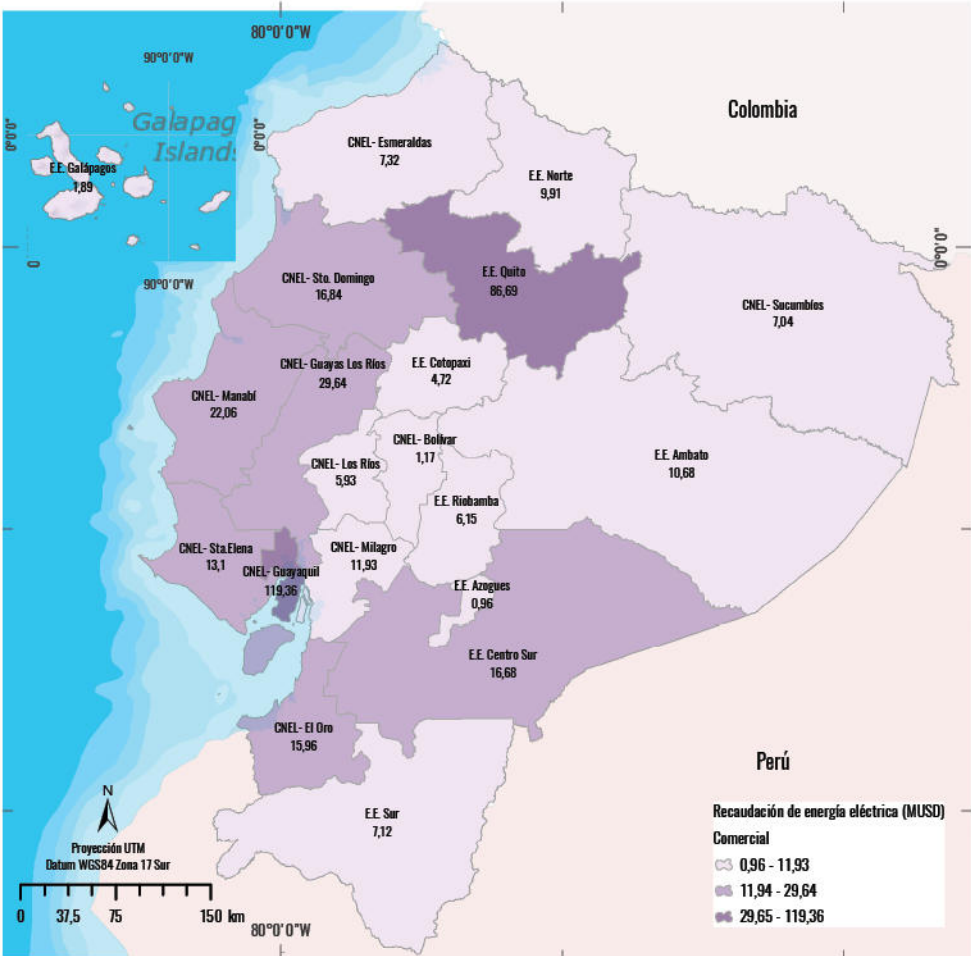
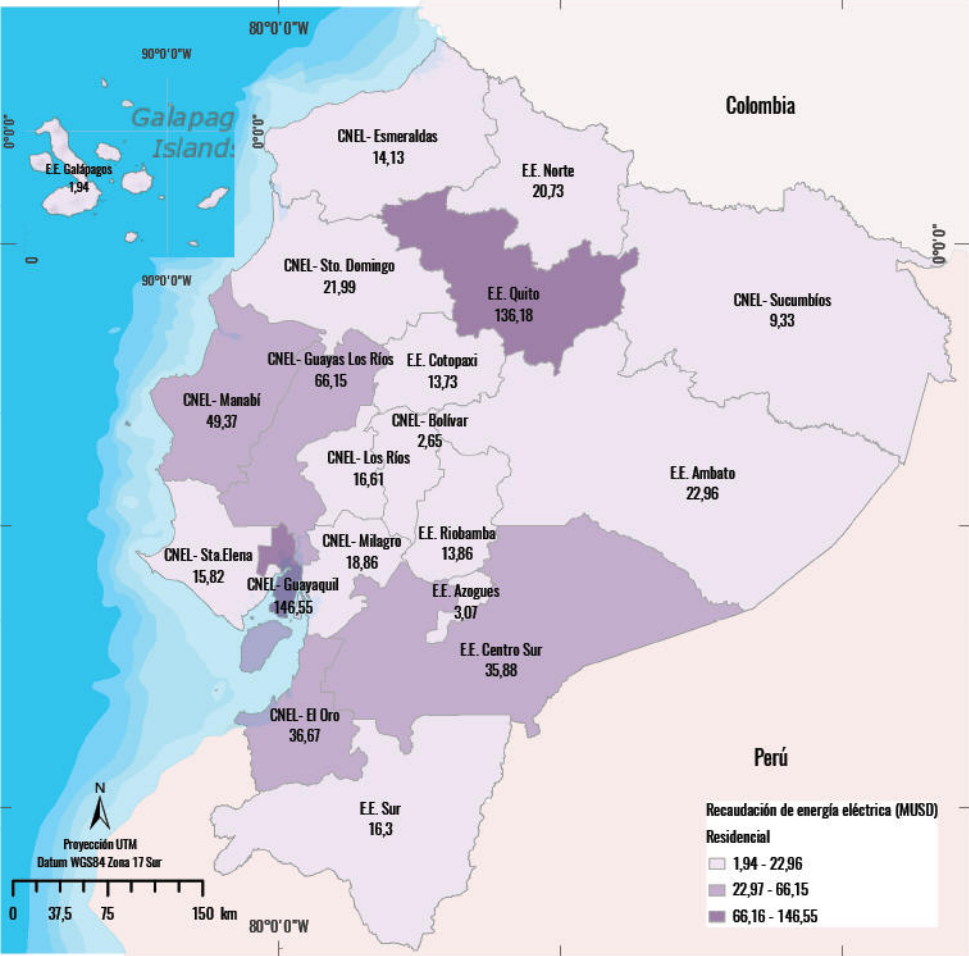
Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
CNEL-Guayaquil	146,55	122,28	119,36	55,42	443,60
CNEL-Guayas Los Ríos	66,15	47,22	29,64	32,09	175,10
CNEL-Manabí	49,37	23,41	22,06	18,55	113,39
CNEL-EI Oro	36,67	26,37	15,96	19,85	98,84
CNEL-Sto. Domingo	21,99	9,71	16,84	12,83	61,37
CNEL-Sta. Elena	15,82	13,57	13,10	12,79	55,28
CNEL-Milagro	18,86	13,81	11,93	8,77	53,37
CNEL-Esmeraldas	14,13	10,37	7,32	8,52	40,34
CNEL-Los Ríos	16,61	4,80	5,93	5,25	32,59
CNEL-Sucumbios	9,33	7,60	7,04	6,68	30,65
CNEL-Bolívar	2,65	0,06	1,17	1,90	5,78
Total CNEL EP	398,14	279,19	250,34	182,65	1.110,32
E.E. Quito	136,18	86,94	86,69	51,95	361,75
E.E. Centro Sur	35,88	32,72	16,68	14,94	100,22
E.E. Ambato	22,96	12,98	10,68	11,37	57,99
E.E. Norte	20,73	12,95	9,91	9,31	52,90
E.E. Cotopaxi	13,73	23,80	4,72	6,19	48,45
E.E. Riobamba	13,86	8,37	6,15	6,00	34,38
E.E. Sur	16,30	2,09	7,12	7,68	33,19
E.E. Azogues	3,07	4,63	0,96	1,44	10,09
E.E. Galápagos	1,94	0,06	1,89	1,38	5,27
Total Empresas Eléctricas	264,65	184,54	144,80	110,24	704,23
Total general	662,80	463,72	395,14	292,90	1.814,56

El valor de recaudación detallado en la Tabla Nro. 56 no considera los subsidios, sino solo recaudación por servicio eléctrico.

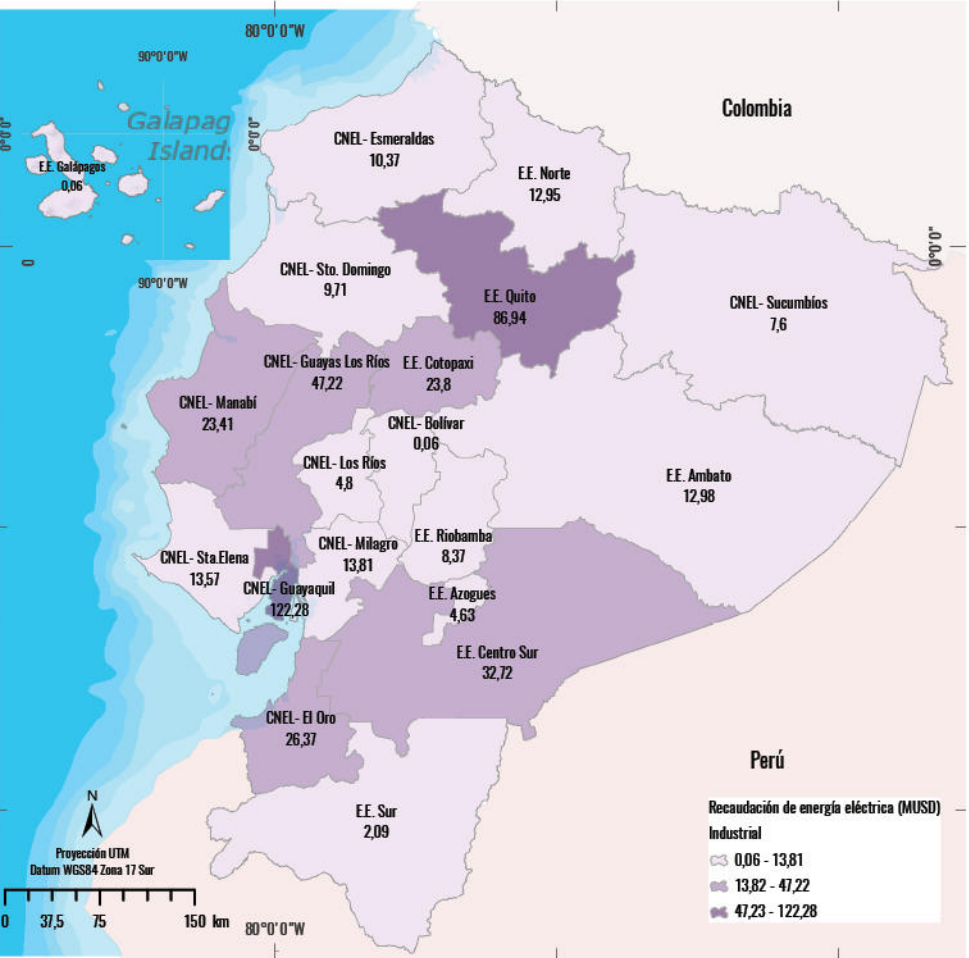
A nivel nacional, el grupo de mayor recaudación es el residencial, con 662,80 MUSD, que representa el 36,53 % del monto total.

Figura Nro. 65: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)





Mapa Nro. 11: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

2.4.5 Facturación a clientes no regulados

Corresponde a la facturación de clientes que no son regulados por el pliego tarifario. Para el caso de los consumos propios, éstos utilizan las redes eléctricas de las empresas distribuidoras y retiran la energía en la ubicación de sus instalaciones. Dichos clientes deben pagar a las empresas distribuidoras, un valor establecido por concepto de peaje de potencia y energía, valores que dependen de la etapa del sistema de distribución a la cual se interconectan.

La cantidad total de energía que las empresas distribuidoras entregaron a clientes no regulados fue de 775,05 GWh.

La E.E. Quito entregó a este tipo de clientes, una cantidad de energía de 313,79 GWh, que representó el 40,49% del total.

Tabla Nro. 57: Energía y potencia facturada por concepto de peaje a clientes no regulados

Empresa	Etapa Funcional	Energía (MWh)	Demanda Máxima Anual (MW)	Valor Peaje por Potencia (USD)	Valor Peaje por Energía (USD)	Valor Total Peaje y Otros (USD)
CNEL-Guayaquil	Subtransmisión	162.710,43	30,99	255.373,87	48.813,13	304.225,07
	Distribución	30.072,77	7,26	167.327,76	42.101,87	209.459,24
CNEL-Guayas Los Ríos	Subtransmisión	47.358,75	21,83	85.947,08	45.424,78	131.371,86
	Distribución	17.132,54	4,61	368.315,17	47.564,69	415.879,86
CNEL-Milagro	Subtransmisión	46.630,35	33,99	74.779,20	37.597,46	112.376,66
	Distribución	3.885,99	1,80	23.125,31	3.497,40	26.622,71
CNEL-Manabí	Subtransmisión	25.337,26	10,52	55.269,81	10.134,90	65.411,76
	Distribución	6.517,77	2,04	118.054,85	19.553,29	138.112,37
CNEL-Sta. Elena	Subtransmisión	15.274,67	8,03	75.697,67	11.973,94	87.671,61
CNEL-Sto. Domingo	Distribución	12.004,81	2,90	160.989,65	21.316,27	182.359,50
CNEL-Esmeraldas	Distribución	7.377,59	1,71	243.233,73	14.482,76	284.812,17
CNEL-El Oro	Distribución	1.199,05	0,33	26.803,00	3.237,44	30.074,28
CNEL-Los Ríos	Distribución	708,29	0,19	16.616,87	1.487,42	18.104,29
Total CNEL EP	Subtransmisión	297.311,47	105,36	547.067,63	153.944,21	701.056,96
	Distribución	78.898,81	20,83	1.124.466,34	153.241,15	1.305.424,43
E.E. Quito	Distribución	313.786,31	134,78	3.893.285,00	421.729,84	4.393.693,46
E.E. Cotopaxi	Distribución	65.890,78	11,23	270.606,17	29.227,75	299.833,92
E.E. Norte	Distribución	8.285,52	2,90	41.605,17	7.511,52	49.116,69
E.E. Centro Sur	Subtransmisión	2.289,67	2,35	10.888,97	686,90	11.575,87
	Distribución	2.656,97	0,74	60.277,08	2.656,95	62.934,04
E.E. Riobamba	Distribución	3.336,25	0,85	97.445,95	4.670,76	102.116,71
E.E. Ambato	Distribución	2.372,82	0,56	55.030,80	1.423,69	56.454,50
E.E. Sur	Distribución	220,62	0,30	6.921,79	286,82	7.208,61
Total Empresas Eléctricas	Subtransmisión	2.289,67	2,35	10.888,97	686,90	11.575,87
	Distribución	396.549,28	151,35	4.425.171,98	467.507,33	4.971.357,92
Total general		775.049,22	279,89	6.107.594,92	775.379,58	6.989.415,18

El parámetro Otros que se encuentra en la Tabla Nro. 57, se refiere a cualquier otro valor en dólares que se acuerde en el contrato establecido entre la distribuidora y el cliente no regulado. El valor total percibido por las empresas distribuidoras por concepto de peaje por potencia, energía y otros, en el 2017, fue de 6,99 MUSD. De esta cantidad, la E.E. Quito facturó 4,39 MUSD, equivalente al 62,86 % del monto total.

Figura Nro. 66: Valor peaje por potencia facturada a clientes no regulados (Miles de USD)

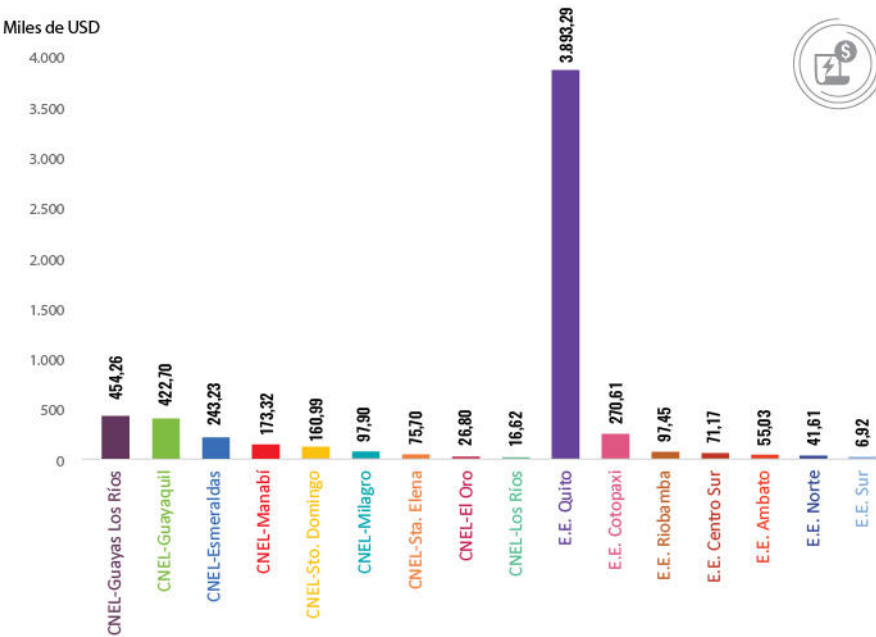
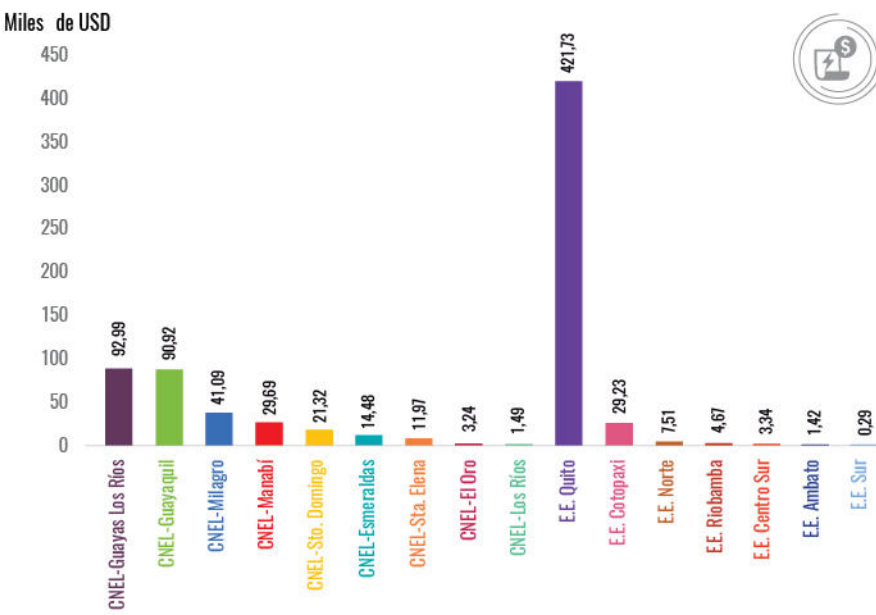


Figura Nro. 67: Valor peaje por energía facturada a clientes no regulados (Miles de USD)



2.5 Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC)

La tarifa residencial para el Programa PEC “Programa Emblemático de Eficiencia Energética para la Cocción por Inducción y el Calentamiento de Agua con Electricidad en sustitución del GLP en el

sector residencial", fue incluida en el pliego tarifario por Resolución CONELEC No. 058/14 de 15 de julio de 2014 y se aplica desde el 1 de agosto de 2014.

Posteriormente, el Directorio de la ARCONEL, en sesión de 02 de diciembre de 2015, aprobó la Regulación No. ARCONEL 005/15 "Modelo de factura para el pago de los servicios públicos de energía eléctrica y alumbrado público general"; en el cual se incluye como parte de los conceptos a facturar, la aplicación del incentivo tarifario y el financiamiento de las cocinas de inducción para aquellos consumidores que decidieran optar por estos incentivos.

Las principales modificaciones al modelo de la planilla son:

- Desagregación de la energía facturada, especificando el consumo por cocción eléctrica y calentamiento de agua.
- Inclusión de una tabla en la que se detallan los valores (en dólares) que el consumidor ahorra por uso de la cocina de inducción y calentamiento de agua.
- Como parte de la recaudación a terceros, inclusión de una tabla con el financiamiento de la cocina de inducción y la acometida eléctrica (220 V) para aquellos consumidores que accedan a este esquema.

Este modelo se implementó en las facturaciones de los consumidores a partir de enero de 2016.

En la Tabla Nro. 58 se presenta la información de los clientes del Programa PEC por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 58: Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2017

Empresa	Clientes solo con cocina	Clientes solo con ducha	Clientes con cocina y ducha	Clientes Programa PEC
CNEL-Guayaquil	105.937	88	431	106.456
CNEL-Guayas Los Ríos	60.748	25	205	60.978
CNEL-Manabí	43.560	63	240	43.863
CNEL-Sto. Domingo	31.266	430	1.065	32.761
CNEL-Ei Oro	28.279	22	402	28.703
CNEL-Milagro	24.079	1	66	24.146
CNEL-Sta. Elena	22.295	13	57	22.365
CNEL-Los Ríos	20.400	1	4	20.405
CNEL-Esmeraldas	18.376	-	11	18.387
CNEL-Sucumbíos	9.497	8	93	9.598
CNEL-Bolívar	3.360	4	173	3.537
Total CNEL EP	367.797	655	2.747	371.199
E.E. Quito	64.455	15.974	71.764	152.193
E.E. Ambato	20.813	151	1.638	22.602
E.E. Norte	20.380	337	1.885	22.602
E.E. Centro Sur	15.076	1.116	1.947	18.139
E.E. Sur	10.028	174	918	11.120
E.E. Riobamba	3.399	20	2.778	6.197
E.E. Cotopaxi	3.621	12	439	4.072
E.E. Azogues	761	77	93	931
E.E. Galápagos	239	3	31	273
Total Empresas Eléctricas	138.772	17.864	81.493	238.129
Total general	506.569	18.519	84.240	609.328



A diciembre de 2017, se contó con un total de 609.328 clientes beneficiarios del programa PEC. CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil registró 106.456 clientes con programa PEC, correspondiente al 17,47 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito contó con 152.193 clientes, equivalente al 24,98 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

Figura Nro. 68: Clientes PEC por empresa distribuidora

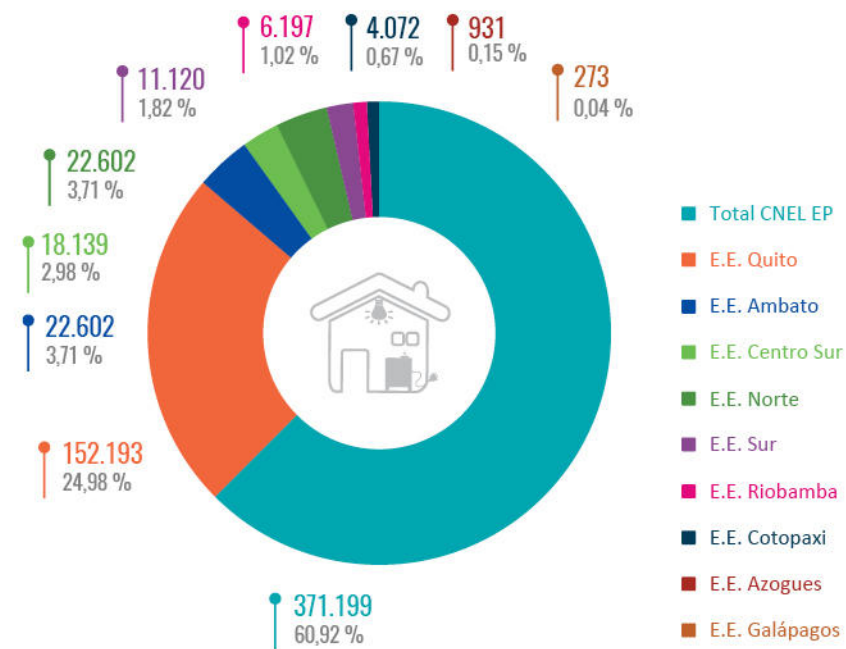
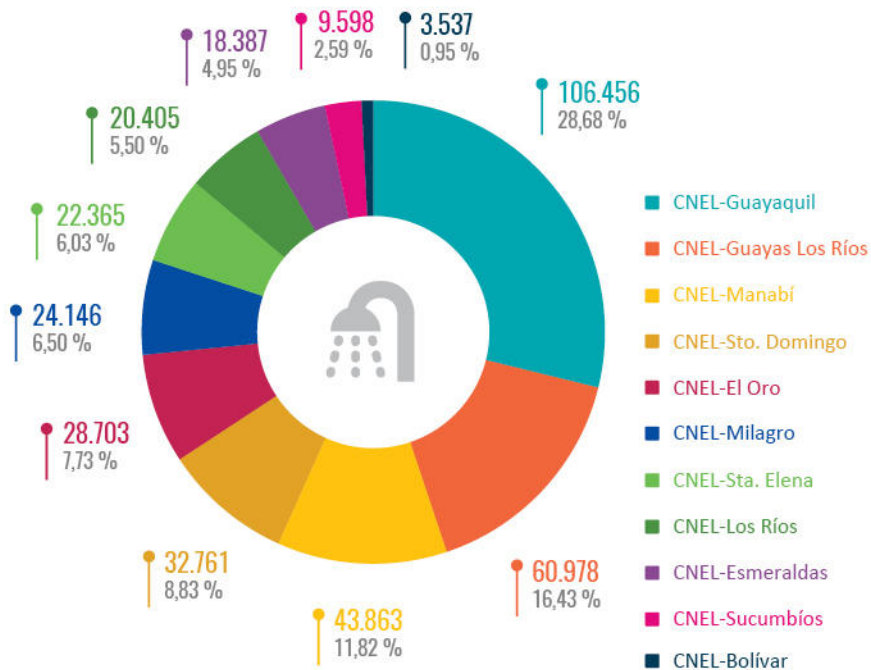


Figura Nro. 69: Clientes PEC de la CNEL EP



Es importante señalar también, que del total de clientes beneficiarios del programa PEC, el 83,14 % fueron clientes únicamente con cocina de inducción, el 3,04 % con ducha eléctrica y el 13,83 % con las dos.

Tabla Nro. 59 se presenta la información de los clientes del Programa PEC en cuanto a energía facturada y subsidiada.

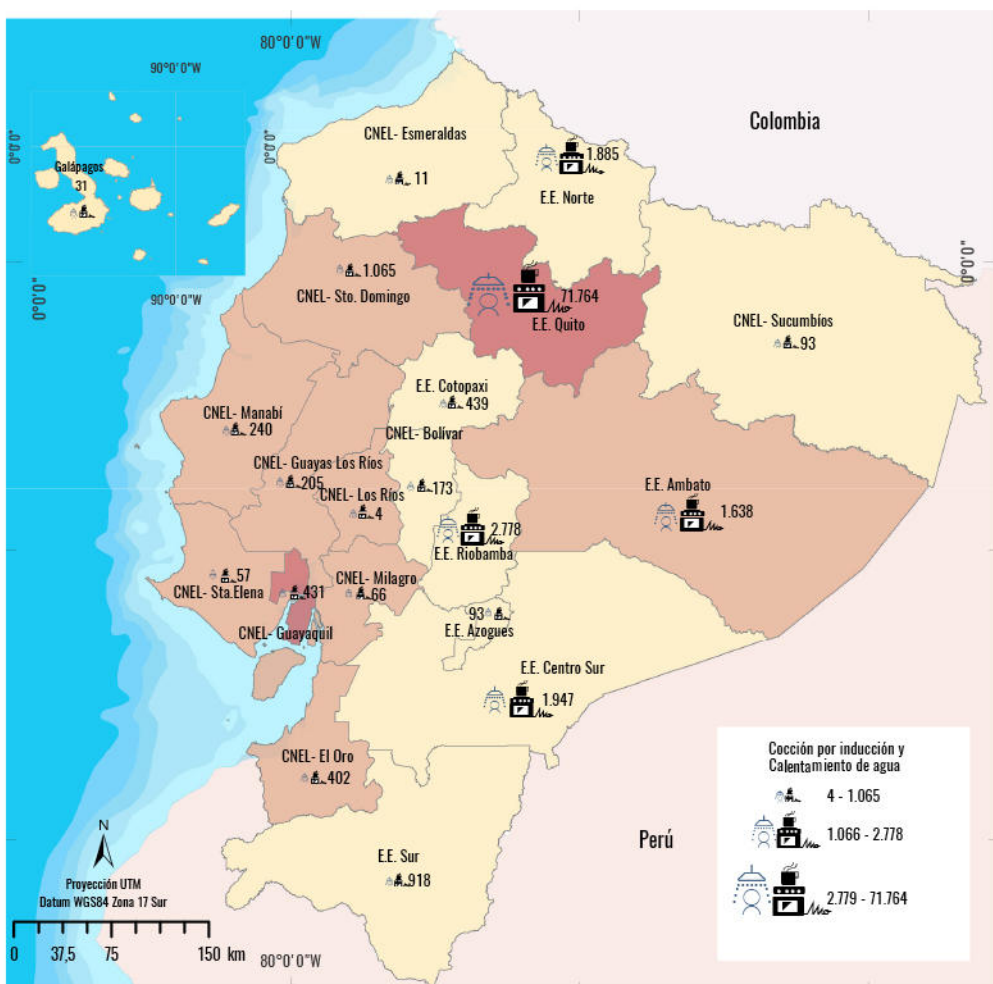
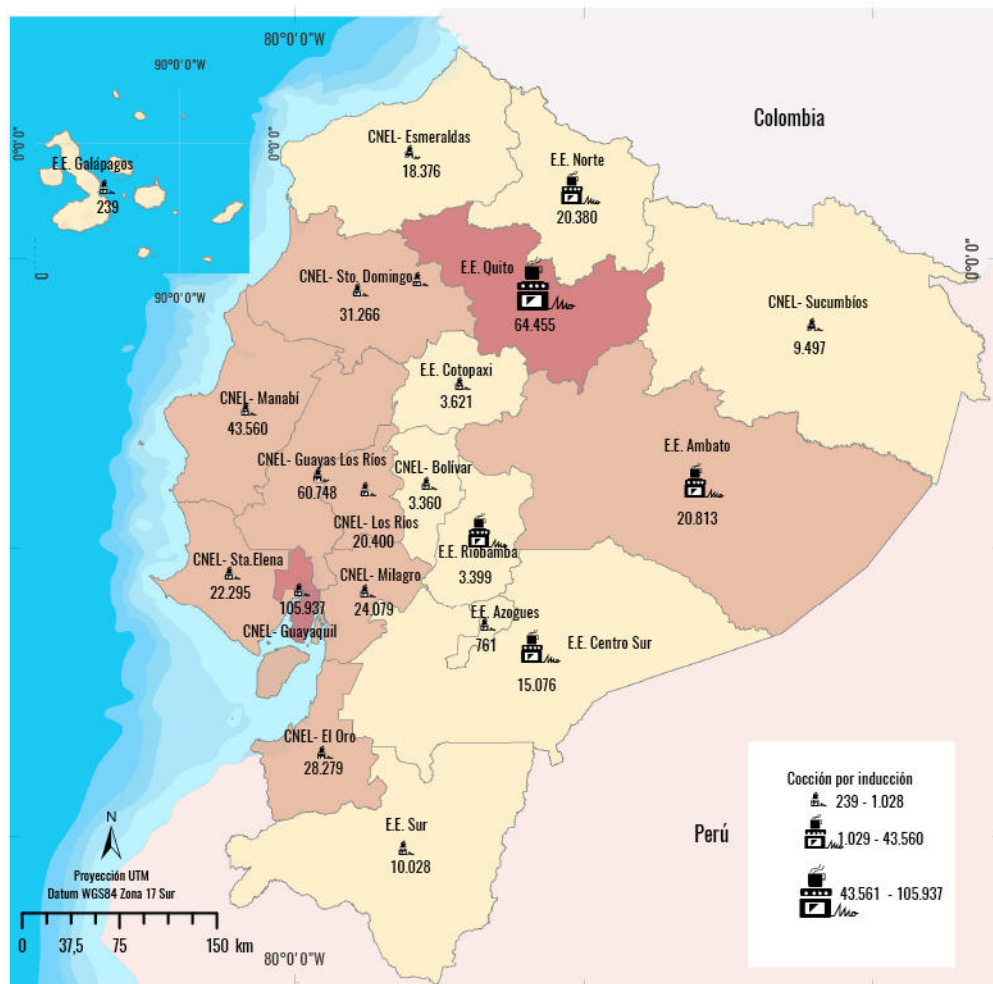
Tabla Nro. 59: Energía facturada y subsidiada en programa PEC en los sistemas de distribución

Empresa	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (MUSD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (MUSD)
CNEL-Guayaquil	106.456	246,21	19,73	45,20	4,07
CNEL-Guayas Los Ríos	60.978	117,71	10,10	22,86	2,06
CNEL-Manabí	43.863	84,19	7,33	15,30	1,38
CNEL-Sto. Domingo	32.761	51,69	4,41	10,34	0,93
CNEL-EI Oro	28.703	48,50	4,14	9,51	0,86
CNEL-Milagro	24.146	41,12	3,52	8,05	0,72
CNEL-Sta. Elena	22.365	38,16	3,21	7,77	0,70
CNEL-Los Ríos	20.405	34,17	3,07	7,84	0,71
CNEL-Esmeraldas	18.387	32,52	2,76	6,57	0,59
CNEL-Sucumbíos	9.598	18,00	1,61	3,46	0,31
CNEL-Bolívar	3.537	4,58	0,36	1,33	0,12
Total CNEL EP	371.199	716,85	60,25	138,21	12,44
E.E. Quito	152.193	305,34	24,97	62,36	5,61
E.E. Ambato	22.602	33,41	2,66	8,87	0,73
E.E. Centro Sur	18.139	31,79	3,32	6,65	0,60
E.E. Norte	22.602	30,88	2,62	6,48	0,58
E.E. Sur	11.120	16,35	1,23	5,14	0,46
E.E. Riobamba	6.197	10,24	0,90	2,24	0,20
E.E. Cotopaxi	4.072	5,97	0,62	1,22	0,11
E.E. Azogues	931	1,48	0,12	0,40	0,04
E.E. Galápagos	273	0,75	0,06	0,16	0,01
Total Empresas Eléctricas	238.129	436,21	36,49	93,52	8,35
Total general	609.328	1.153,06	96,74	231,74	20,79

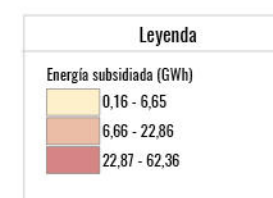
El total de energía subsidiada por programa PEC, en 2017, fue de 231,74 GWh.

CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil subsidió 45,20 GWh por programa PEC, esto equivale al 19,50 % del total subsidiado.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito subsidió 62,36 GWh, que representó el 26,91 % del total subsidiado por programa PEC.



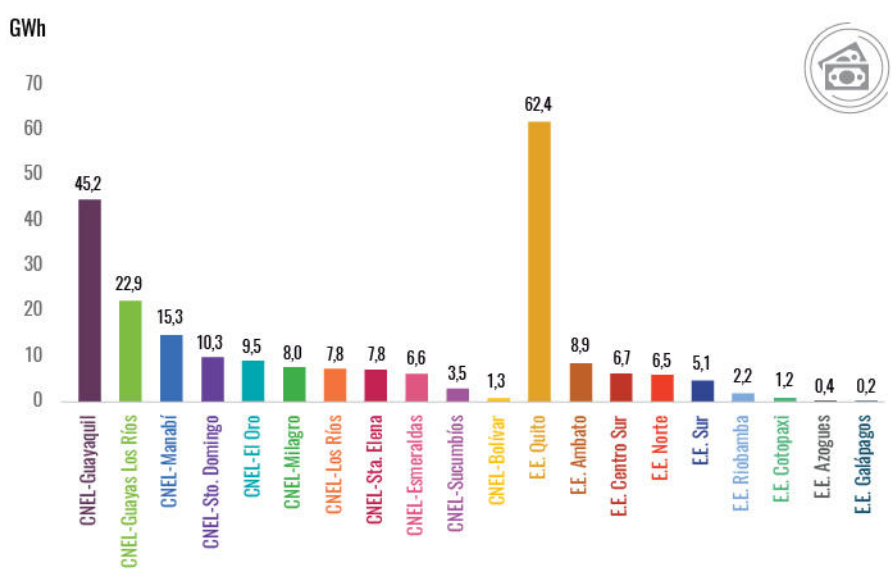
Mapa Nro. 12: Clientes PEC y Energía subsidiada (GWh)



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:10'000.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

Figura Nro. 70: Energía subsidiada por empresa con clientes PEC (GWh)



En la Tabla Nro. 60 se presenta, a nivel de provincia, la cantidad de clientes, energía facturada y subsidiada para el programa PEC durante el 2017.

Tabla Nro. 60: Energía facturada y subsidiada en programa PEC por provincia

Provincia	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (USD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (USD)
Guayas	181.159	384,09	31.561.982,14	72,06	6.485.529,37
Pichincha	156.376	311,61	25.508.730,76	63,62	5.725.837,36
Manabí	52.471	97,14	8.458.821,70	17,72	1.595.092,77
Los Ríos	38.623	68,66	5.992.281,43	14,70	1.323.258,94
El Oro	25.767	43,77	3.747.508,53	8,49	764.310,60
Santo Domingo de los Tsáchilas	21.214	34,50	2.923.049,40	7,07	636.595,74
Esmeraldas	19.555	34,21	2.903.889,02	6,87	618.416,82
Santa Elena	16.502	27,66	2.337.902,53	5,57	501.672,69
Azuay	14.476	25,56	2.636.491,89	5,37	483.246,78
Tungurahua	15.828	23,46	1.881.261,87	6,04	500.321,43
Imbabura	13.185	19,15	1.619.024,16	3,95	355.786,38
Loja	8.344	12,63	953.366,61	3,88	349.600,20
Chimborazo	6.533	10,72	937.658,33	2,34	210.932,91
Sucumbios	5.509	10,11	935.831,01	1,97	177.505,38
Orellana	4.186	7,98	683.746,61	1,51	136.073,88
Cotopaxi	4.170	6,09	634.019,32	1,25	112.230,37
Napo	4.284	6,04	470.815,64	1,69	140.456,04
Carchi	5.446	5,92	501.514,42	1,35	121.831,29
Cañar	3.170	5,67	551.836,33	1,20	108.196,40
Bolívar	3.537	4,59	359.688,09	1,33	119.854,53
Pastaza	2.816	4,44	348.679,81	1,22	99.778,41
Morona Santiago	2.977	4,40	437.876,24	1,09	96.099,11
Zamora Chinchipe	2.555	3,40	249.928,85	1,15	103.402,08
Galápagos	273	0,75	62.416,02	0,16	14.513,49
Zonas en estudio	372	0,49	42.095,94	0,10	9.326,16
Total general	609.328	1.153,06	96.740.416,65	231,74	20.789.869,12

Con respecto a los clientes con programa PEC, Guayas registró 181.159 clientes y Pichincha 156.376 clientes, juntas abarcan el 55,39 % de clientes PEC a nivel nacional.

Por otro lado, Galápagos registró 273 clientes, equivalente al 0,04 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

2.6 Pérdidas en los sistemas de distribución

2.6.1 Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica que se presentan en los sistemas de distribución se clasifican en técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas se producen por los efectos físicos ocasionados por la electricidad en los elementos y equipos del sistema (subestaciones, redes de medio voltaje, transformadores, redes secundarias, luminarias, acometidas y medidores); y, dependen de las características y topología de las redes de distribución.

Las pérdidas no técnicas se producen por causas administrativas y comerciales, tales como: facturación y gestión deficientes; equipos de medición en mal estado o alterados; y, por fraude, debido a conexiones ilegales por parte de los usuarios.

La Tabla Nro. 61 detalla las pérdidas de energía de cada empresa distribuidora en 2017.

Tabla Nro. 61: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

Empresa	Disponible en el Sistema (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)
CNEL-Guayaquil	5.531.361,98	571.948,21	380.604,65	191.343,56	10,34
CNEL-Manabí	1.731.976,23	409.323,96	207.056,94	202.267,03	23,63
CNEL-Guayas Los Ríos	2.194.695,05	331.451,15	206.907,15	124.544,00	15,10
CNEL-EI Oro	1.155.663,03	180.702,41	109.741,91	70.960,51	15,64
CNEL-Esmeraldas	621.985,79	140.575,82	56.793,25	83.782,57	22,60
CNEL-Milagro	718.955,49	113.390,86	51.304,12	62.086,74	15,77
CNEL-Sta. Elena	679.033,28	103.157,96	50.376,35	52.781,61	15,19
CNEL-Sto. Domingo	727.241,96	82.521,84	59.656,46	22.865,38	11,35
CNEL-Los Ríos	450.686,12	77.843,75	30.762,84	47.080,91	17,27
CNEL-Sucumbios	401.844,78	49.986,69	34.996,32	14.990,37	12,44
CNEL-Bolivar	92.471,11	7.316,70	7.258,91	57,79	7,91
Total CNEL EP	14.305.914,81	2.068.219,37	1.195.458,88	872.760,48	14,46
E.E. Quito	4.541.786,61	245.615,70	222.251,91	23.363,79	5,41
E.E. Centro Sur	1.124.384,07	70.270,13	66.319,84	3.950,29	6,25
E.E. Norte	617.390,79	57.269,47	39.083,80	18.185,66	9,28
E.E. Cotopaxi	604.897,42	52.320,94	42.699,09	9.621,85	8,65
E.E. Riobamba	397.352,96	40.735,28	28.948,95	11.786,33	10,25
E.E. Ambato	668.500,00	37.295,02	36.623,71	671,31	5,58
E.E. Sur	363.568,25	37.056,32	25.252,06	11.804,26	10,19
E.E. Azogues	110.590,30	5.045,74	4.420,88	624,86	4,56
E.E. Galápagos	54.009,77	4.301,57	3.478,97	822,60	7,96
Total Empresas Eléctricas	8.482.480,17	549.910,16	469.079,20	80.830,97	6,48
Total general	22.788.394,98	2.618.129,53	1.664.538,08	953.591,45	11,49

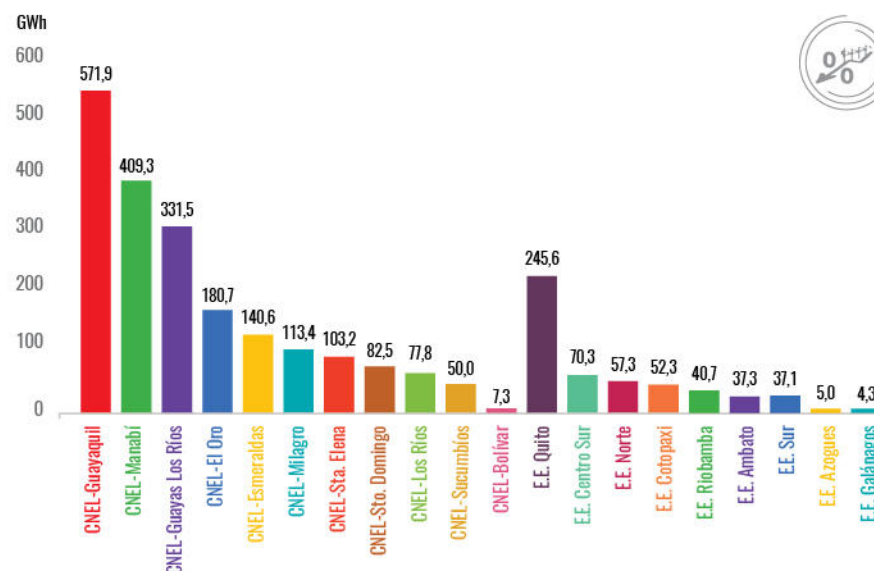
La energía disponible en el sistema de distribución fue 22.788,39 GWh, de esta cantidad 2.618,13 GWh corresponden a pérdidas del sistema, esto representó el 11,49 % de pérdidas a nivel nacional.

En la CNEL EP, las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Guayaquil (571,95 GWh), Manabí (409,32 GWh) y Guayas Los Ríos (331,45 GWh).

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito fue la que mayores pérdidas en energía registró (245,62 GWh).



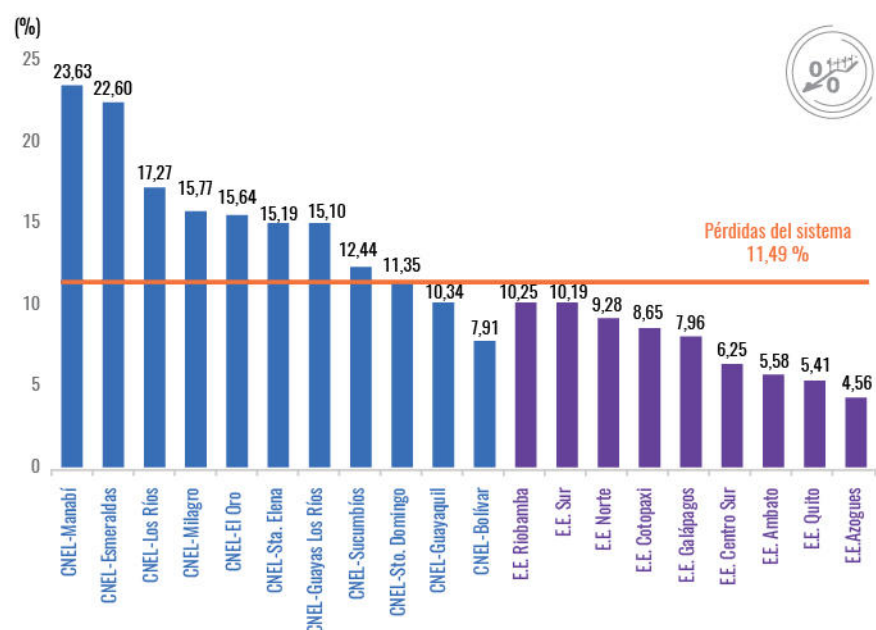
Figura Nro. 71: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)



Considerando las pérdidas en porcentaje, en la CNEL EP las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Manabí (23,63 %), Esmeraldas (22,60 %) y Los Ríos (17,27 %).

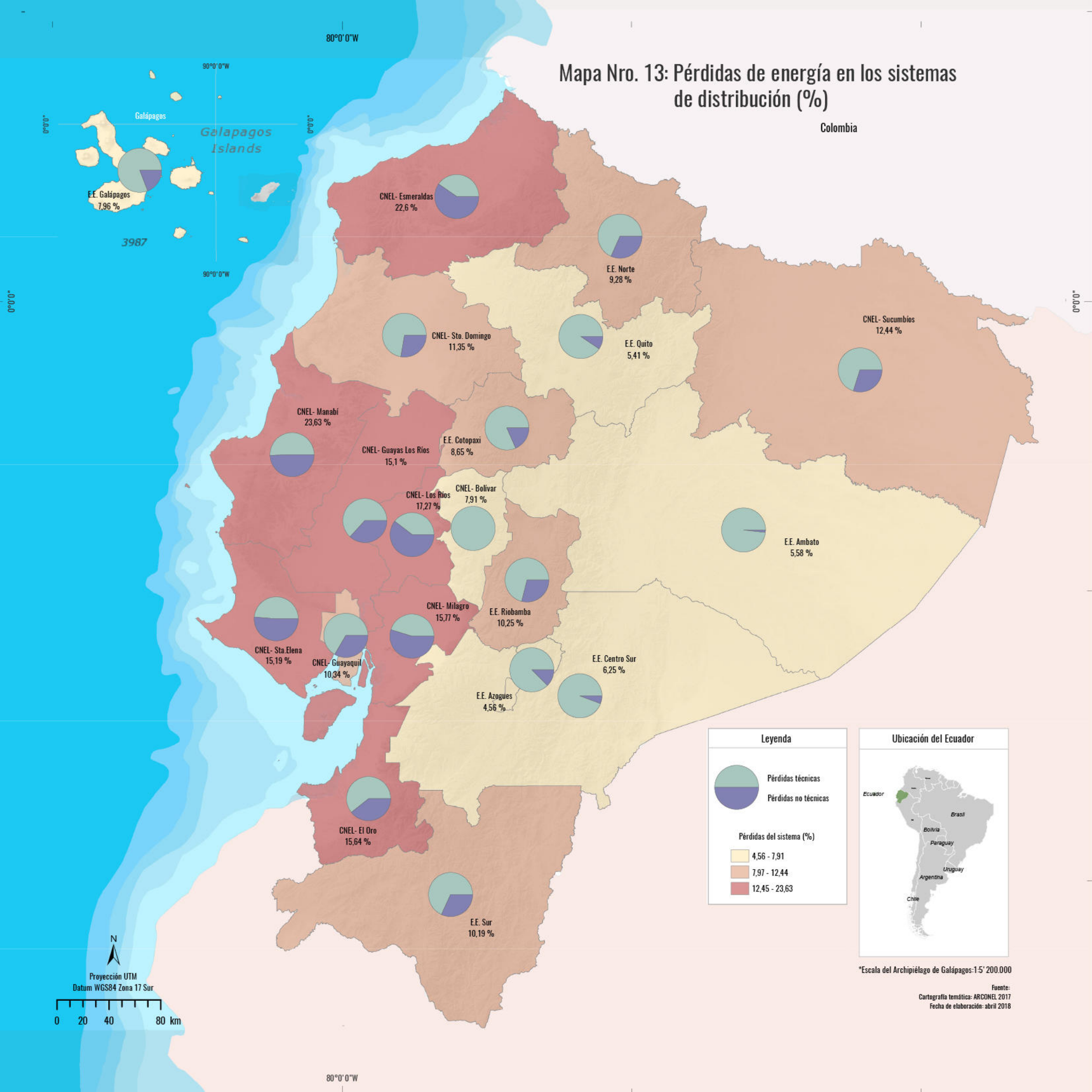
Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Riobamba (10,25 %) y la E.E. Sur (10,19 %) son las que mayores pérdidas en porcentaje presentaron.

Figura Nro. 72: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)



Mapa Nro. 13: Pérdidas de energía en los sistemas de distribución (%)

Colombia



2.7 Precios medios

En la siguiente sección se presentan los precios medios ponderados, los cuales resultan de la relación entre el valor facturado sea por compra o venta y la energía eléctrica transada en las etapas de generación y distribución.

El total de la energía vendida por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación en el 2017 fue 23.124,96 GWh, por un valor de 899,00 MUSD, a un precio medio de 3,89 USD ¢/kWh, tal como se detalla en la Tabla Nro. 62.

Tabla Nro. 62: Precio medio de la energía vendida por tipo de transacción

Tipo de Transacción	Valores (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	827,90	3,70
T. de corto plazo*	69,99	9,37
Otros	1,11	5,18
Total general	899,00	3,89

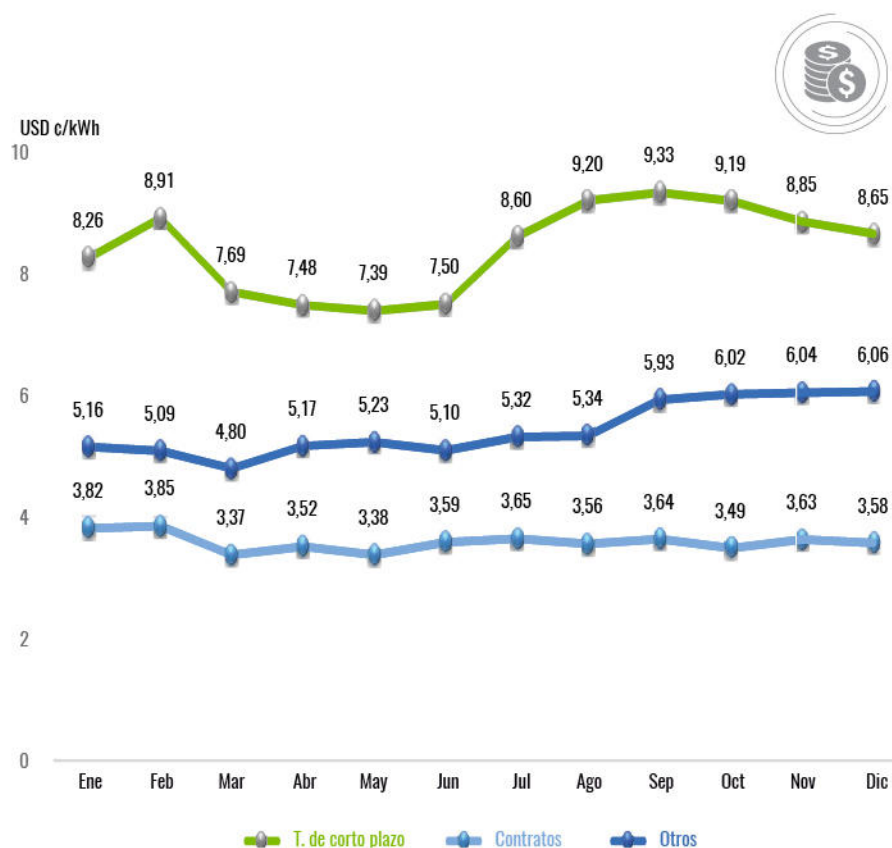
En Tabla Nro. 63 se muestran los valores de costo de la energía vendida y los precios medios por tipo de transacción y empresa.

Tabla Nro. 63: Precio medio de la energía vendida en generación por tipo de transacción y empresa

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Valores (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	756,49	3,55
	T. de corto plazo	51,22	9,89
	Otros	0,91	5,80
Total Generadora		808,62	3,70
Autogeneradora	Contratos	20,91	5,50
	T. de corto plazo	18,77	8,20
	Otros	0,20	3,48
Total Autogeneradora		39,89	6,49
Distribuidora con generación	Contratos	50,50	7,43
Total Distribuidora con generación		50,50	7,43
Total general		899,00	3,89

En la siguiente figura se presenta la variación mensual del precio medio durante el 2017, lo correspondiente a las importaciones y exportaciones de energía se aborda en secciones posteriores.

Figura Nro. 73: Precio medio mensual de la energía por contratos y transacciones de corto plazo



2.7.1. Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

En el 2017 se registró un precio medio de la energía vendida de las empresas de generación de 3,70 USD ¢/kWh. El precio medio más bajo lo registró CELEC EP-Hidronación con 0,96 USD ¢/kWh, mientras que los precios más altos lo registraron las centrales fotovoltaicas con 40,03 USD ¢/kWh, las cuales se acogieron a la Regulación No. CONELEC 004/11 de precios preferentes que existían en aquel entonces y que fue para incentivar su ingreso.

El precio medio de Hidroazogues se ha mantenido en 0,20 USD ¢/kWh, debido a que la central Alazán inicio la operación experimental a partir del 18 de octubre de 2017 y la notificación de operación comercial fue recibida el 28 de diciembre de 2017; durante este periodo no se registra ingreso por costo fijo, estando sujeto a reliquidación en el año 2018.

Tabla Nro. 64: Precio medio de la energía vendida por las generadoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELEC-Hidropaute	7.497,37	151.281.010,21	2,02
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.242,65	74.201.912,82	1,19
	CELEC-Hidroagoyán	2.359,80	54.151.352,27	2,29
	CELEC-Termogas Machala	1.210,26	85.310.953,03	7,05
	CELEC-Hidronación	1.196,38	41.116.563,50	3,44
	CELEC-Electroguayas	1.031,11	119.975.014,52	11,64
	CELEC-Termoesmeraldas	744,09	108.447.328,09	14,57
	Elecaastro	424,72	26.130.640,87	6,15
	CELEC-Termopichincha	267,31	76.974.682,81	28,80
	Hidrosibimbe	84,90	3.664.141,57	4,32
	EPMAPS	74,35	1.289.929,04	1,73
	CELEC-Gensur	66,04	6.029.434,84	9,13
	Termoguayas	64,87	5.536.482,96	8,54
	CELEC-Hidroazogues	20,18	40.358,24	0,20
	Generoca	5,83	516.513,21	8,85
	EMAC-BGP	3,55	394.324,53	11,12
	Electrisol	1,52	608.090,57	40,03
	Valsolar	1,42	569.369,91	40,03
	Enersol	0,64	250.038,40	39,23
	Total Contratos	21.296,99	756.488.141,38	3,55
T. de corto plazo	Ecuagesa	209,10	14.385.884,62	6,88
	CELEC-Termopichincha	157,72	15.280.166,37	9,69
	Hidrotambo	42,29	3.032.029,41	7,17
	Hidrovictoria	28,57	2.049.485,78	7,17
	Hidrosigchos	25,60	1.684.309,07	6,58
	Gasgreen	23,16	2.559.722,63	11,05
	Gransolar	5,65	2.260.222,74	40,03
	Ep fotovoltaica	2,88	1.153.647,49	40,03
	San Pedro	1,66	665.981,83	40,03
	Gonzanergy	1,64	657.030,20	40,03
	Lojaenergy	1,52	609.733,87	40,03
	Sabiangosolar	1,50	601.276,37	40,03
	Surenergy	1,45	582.104,47	40,03
	Renova Loja	1,37	547.780,45	40,03
	Solsantros	1,28	511.774,04	40,03
	Saracaysol	1,27	508.640,02	40,03
	Wildtecsa	1,25	500.604,28	39,98
	Sanersol	1,25	500.580,42	40,03
	Brineforcorp	1,17	468.616,07	40,03
	Solsantonio	1,15	461.579,88	40,03
	Solhuaqui	1,14	454.912,26	40,03
	Solchacras	1,10	439.656,96	40,03
	Genrenotec	1,08	433.540,43	40,03
	Altgenotec	1,07	427.478,93	40,03
	Sansau	1,04	413.068,13	39,56
	Elecaastro	0,24	16.988,85	6,94
	CELEC-Hidronación	0,13	8.091,89	0,96
	CELEC-Gensur	0,06	5.202,73	9,13
	Total T. de corto plazo	517,36	51.220.110,17	9,9
Otros	Hidrosibimbe	15,66	908.402,84	5,8
Total Otros		15,66	908.402,84	5,80
Total general		21.830,01	808.616.654,38	3,70

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

Las distribuidoras con generación vendieron al SNI su energía mediante transacciones de corto plazo, las cuales fueron liquidadas por el CENACE. El precio medio de la energía vendida fue 7,43 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 65: Precio medio de la energía vendida por empresas distribuidoras con generación

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
E.E. Quito	Contratos	389,75	17,93	4,60
E.E. Riobamba	Contratos	104,71	3,29	3,15
E.E. Norte	Contratos	57,30	2,83	4,94
E.E. Cotopaxi	Contratos	52,05	1,09	2,10
CNEL-Guayaquil (1)	Contratos	45,49	22,21	48,83
E.E. Sur	Contratos	17,68	2,57	14,53
E.E. Ambato	Contratos	13,08	0,58	4,40
Total general		680,05	50,50	7,43

(1) Las centrales de generación de la CNEL Guayaquil son operadas por CELEC Electroguayas.

2.7.3. Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

Los autogeneradores con venta de excedentes registraron un precio medio de energía vendida de 6,49 USD ¢/kWh en el 2017. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros.

Tabla Nro. 66: Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Hidrosanbartolo	175,91	10.923.702,79	6,21
	Hidroalto	74,83	4.646.731,12	6,21
	Enermax	57,18	2.646.566,63	4,63
	Hidroabanico	51,40	2.068.939,20	4,03
	Ecoluz	13,20	549.134,95	4,16
	Perlabí	6,42	21.845,27	0,34
	Moderna Alimentos	1,42	56.706,17	4,00
Total Contratos		380,35	20.913.626,14	5,50
T. de corto plazo	San Carlos	109,69	10.526.431,36	9,60
	Coazucar	54,62	3.443.145,40	6,30
	Ecoelectric	53,80	4.353.680,21	8,09
	UNACEM	6,41	169.186,18	2,64
	Hidroimbabura	2,99	214.693,43	7,17
	Municipio Cantón Espejo	1,32	65.920,00	5,00
Total T. de corto plazo		228,83	18.773.056,58	8,20
Otros	SERMAA EP	3,57	189.895,31	5,32
	I.M. Mejía	1,78	-	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,25	8.932,50	3,52
	Vicunha	0,11	-	-
Total Otros		5,72	198.827,81	3,48
Total general		614,90	39.885.510,53	6,49

Las empresas con mayor precio medio fueron San Carlos y Ecoelectric, registraron un valor de 9,60 USD ¢/kWh y 8,09 USD ¢/kWh respectivamente.

2.7.4. Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras para abastecer la demanda de los clientes finales, compraron durante el 2017 un total de 21.946,63 GWh equivalentes a 993,00 MUSD, obteniendo un precio medio de compra de 4,52 USD ¢/kWh.

Este valor corresponde a la energía comprada en los puntos de entrega, el cual incluye cargos por transmisión y otros rubros del mercado eléctrico.

Tabla Nro. 67: Precio medio de la energía comprada por las empresa distribuidoras

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Compra de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.338,58	244,82	4,59
CNEL-Guayas Los Ríos	2.132,23	97,13	4,56
CNEL-Manabí	1.698,24	77,47	4,56
CNEL-EI Oro	1.154,81	52,52	4,55
CNEL-Sto. Domingo	715,24	32,77	4,58
CNEL-Milagro	668,35	30,57	4,57
CNEL-Sta. Elena	663,76	30,28	4,56
CNEL-Esmeraldas	614,61	28,09	4,57
CNEL-Los Ríos	449,91	20,68	4,60
CNEL-Sucumbios	401,84	18,54	4,61
CNEL-Bolívar	92,57	4,35	4,70
Total CNEL EP	13.930,13	637,24	4,57
E.E. Quito	4.228,00	209,15	4,95
E.E. Centro Sur	1.118,66	48,91	4,37
E.E. Ambato	666,13	22,35	3,35
E.E. Norte	609,11	27,51	4,52
E.E. Cotopaxi	530,71	23,65	4,46
E.E. Riobamba	389,95	13,95	3,58
E.E. Sur	363,35	8,52	2,35
E.E. Azogues	110,59	1,72	1,56
Total Empresas Eléctricas	8.016,50	355,76	4,44
Total general	21.946,63	993,00	4,52

Los valores bajos del precio medio de compra de las Empresas Eléctricas Ambato, Riobamba, Sur y Azogues se deben al "Mecanismo para la asignación y liquidación del costo de generación para el período marzo-diciembre 2016" aprobado mediante Resolución Nro. ARCONEL-005/16; el mismo que se aplicó también durante el año 2017.

⁵ El valor de 9,79 USD ¢/kWh es el resultado de la relación entre el monto total facturado en USD y la energía facturada (kWh) por todos los grupos de consumo; además se incluyen los subsidios. Se aclara que el precio medio de la energía facturada no corresponde o se puede interpretar como la tarifa única que se presenta en el pliego tarifario.

La E.E. Galápagos no realizó transacciones de compraventa de energía en el mercado eléctrico.

Figura Nro. 74: Precio medio de la energía comprada por empresa distribuidora y unidad de negocio de CNEL EP



2.7.5. Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

La energía facturada a nivel nacional fue 19.427,55 GWh, por un valor de 1.901,33 MUSD, obteniendo un precio medio para la energía facturada a clientes regulados de 9,79 USD ¢/kWh.⁵

El valor del precio medio de la energía facturada a clientes regulados considera la facturación por el servicio de alumbrado público general (SAPG).



Tabla Nro. 68: Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras

Empresa	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	4.766,63	450,26	9,45
CNEL-Guayas Los Ríos	1.798,75	183,54	10,20
CNEL-Manabí	1.290,80	119,28	9,24
CNEL-El Oro	973,76	97,44	10,01
CNEL-Sto. Domingo	632,72	65,87	10,41
CNEL-Sta. Elena	560,60	59,76	10,66
CNEL-Milagro	555,05	55,12	9,93
CNEL-Esmeraldas	474,03	44,22	9,33
CNEL-Los Ríos	372,13	34,52	9,28
CNEL-Sucumbios	351,57	33,55	9,54
CNEL-Bolívar	85,15	8,33	9,78
Total CNEL EP	11.861,19	1.151,89	9,71
E.E. Quito	3.982,38	380,80	9,56
E.E. Centro Sur	1.082,37	111,96	10,34
E.E. Ambato	628,83	63,21	10,05
E.E. Norte	551,84	57,25	10,38
E.E. Cotopaxi	486,69	48,66	10,00
E.E. Riobamba	353,28	36,76	10,41
E.E. Sur	325,72	34,99	10,74
E.E. Azogues	105,54	10,46	9,91
E.E. Galápagos	49,71	5,35	10,77
Total Empresas Eléctricas	7.566,36	749,44	9,90
Total general	19.427,55	1.901,33	9,79

Figura Nro. 75: Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras



En la Tabla Nro. 69 se presenta el precio medio de la energía facturada por grupo de consumo.

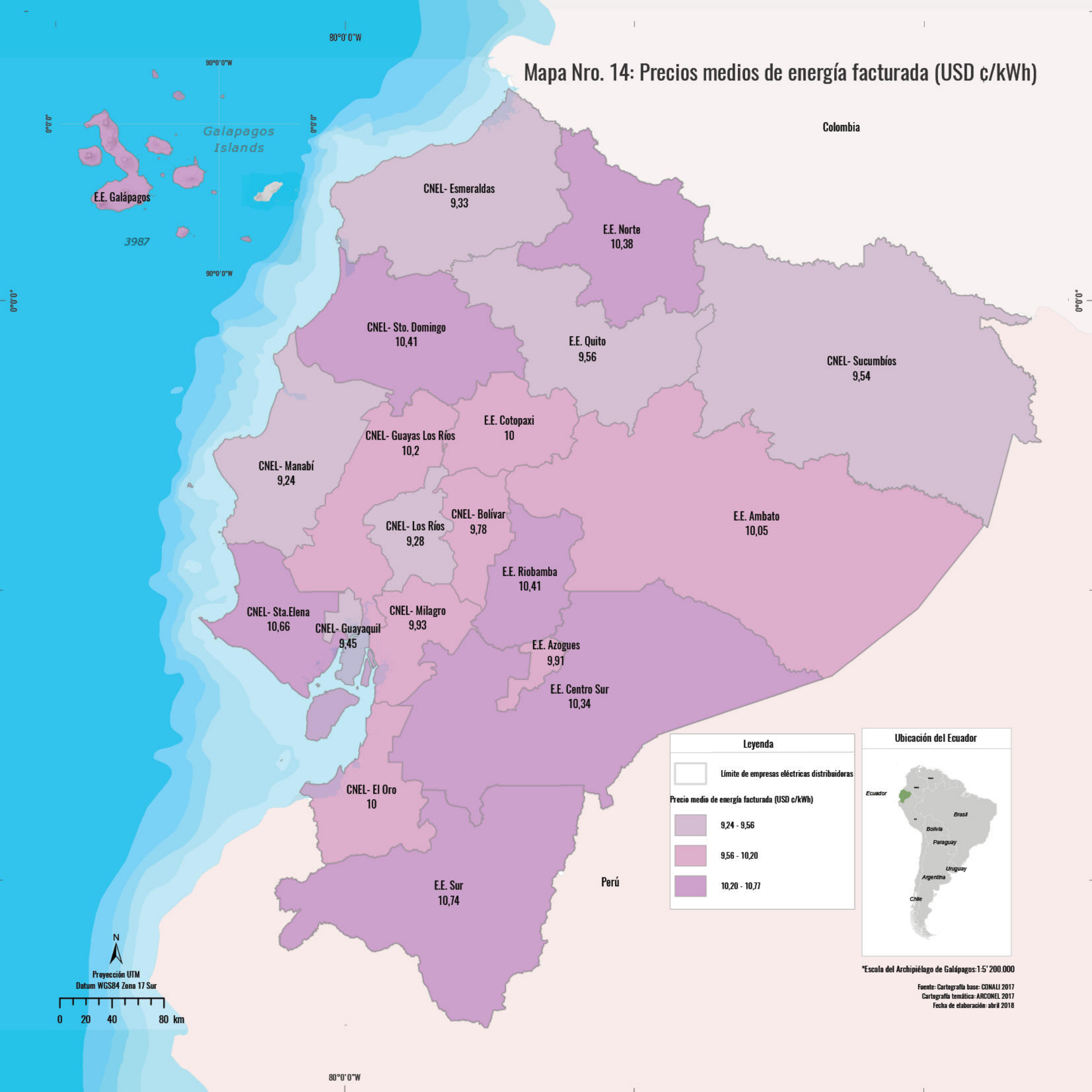
Tabla Nro. 69: Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo

Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Residencial	7.298,00	742,32	10,17
Comercial	3.843,01	399,88	10,41
Industrial	4.924,57	465,96	9,46
A. Público y Otros	3.361,97	293,17	8,72
Total general	19.427,55	1.901,33	9,79

Figura Nro. 76: Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo



Mapa Nro. 14: Precios medios de energía facturada (USD c/kWh)



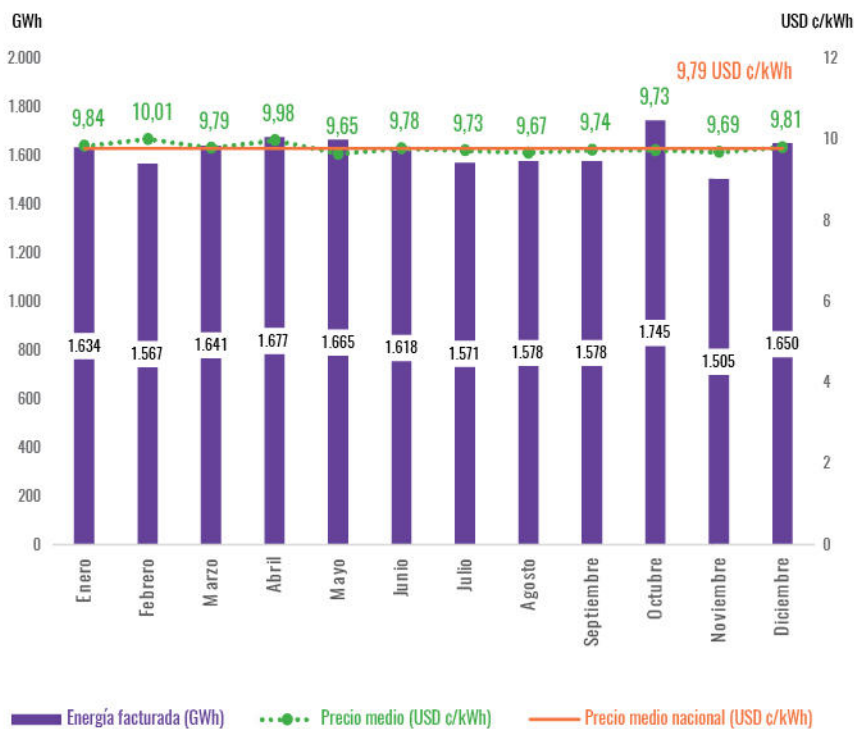
2.7.6. Evolución mensual del precio medio de la energía facturada a clientes regulados

El precio medio de energía facturada mensualmente se puede apreciar en la Tabla Nro. 70.

Tabla Nro. 70: Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras

Mes	Energía Facturada (GWh)	Facturación (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Enero	1.634,49	160,87	9,84
Febrero	1.567,02	156,82	10,01
Marzo	1.640,91	160,71	9,79
Abril	1.676,63	167,34	9,98
Mayo	1.664,54	160,64	9,65
Junio	1.618,07	158,29	9,78
Julio	1.570,60	152,83	9,73
Agosto	1.578,00	152,62	9,67
Septiembre	1.577,79	153,69	9,74
Octubre	1.744,51	169,82	9,73
Noviembre	1.504,78	145,88	9,69
Diciembre	1.650,21	161,82	9,81
Total general	19.427,55	1.901,33	9,79

Figura Nro. 77: Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras



2.8 Interconexiones

Ecuador dispone de varias interconexiones para el intercambio de energía, con Colombia por medio de dos líneas de doble circuito Jamondino-Pomasqui 230 kV y de una línea de simple circuito Tulcán-Panamericana 138 kV; y, con Perú se interconecta a través de la línea de doble circuito Machala-Zorritos 230 kV.

CENACE es el operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y también es responsable de la coordinación con los operadores de los países antes mencionados.

2.8.1 Exportación de energía eléctrica

La exportación de energía durante el 2017 se registró un total de 211,80 GWh, de los cuales 194,53 GWh, 91,84 % fueron transferidos a Colombia; y, 17,27 GWh, 8,16 % a Perú.

El valor total de la energía exportada fue 3,35 MUSD. De esto 3,13 MUSD, 93,30 % corresponden a lo exportado hacia Colombia y 0,22 MUSD, 6,70 % hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía se situó en 1,58 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 1,61 USD ¢/kWh, y para Perú a 1,30 USD ¢/kWh.

Los precios medios calculados son el resultado de transacciones de oportunidad, las cuales no tienen todos los componentes que se contemplan en el precio medio de venta a un cliente regulado.

Tabla Nro. 71: Energía exportada

Interconexión	Mes	Energía Exportada (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	1.831,4	73.668,5	4,02
	Feb	1.534,7	44.230,5	2,88
	Mar	91.288,3	1.301.845,9	1,43
	Abr	37.611,4	399.210,4	1,06
	May	18.127,2	166.003,2	0,92
	Jun	1.749,3	6.038,8	0,35
	Jul	10.680,9	67.563,2	0,63
	Ago	7.335,1	93.665,8	1,28
	Sep	1.861,9	138.337,9	7,43
	Oct	2.172,6	110.038,9	5,06
	Nov	13.508,9	462.720,5	3,43
	Dic	6.828,1	266.597,8	3,90
Total Colombia		194.530,0	3.129.921,5	1,61
Perú	Ene	49,5	5.893,4	11,90
	Feb	454,2	9.200,3	2,03
	Mar	10.389,6	100.682,6	0,97
	Abr	2.355,9	32.054,2	1,36
	May	47,3	5.486,2	11,60
	Jun	64,4	7.202,0	11,18
	Jul	3.725,3	39.107,6	1,05
	Ago	43,1	5.126,2	11,90
	Sep	43,8	5.227,5	11,93
	Oct	47,8	6.979,4	14,61
	Nov	54,0	7.631,8	14,12
	Dic	0,0	0,0	-
Total Perú		17.274,9	224.591,3	1,30
Total general		211.804,88	3.354.512,73	1,58

Lo exportado a través del SNT representó 210,99 GWh, de los cuales 194,23 GWh, 92,06 % fueron exportados a Colombia; y, 16,76 GWh, 7,94 % a Perú.

El valor exportado a través de líneas de transmisión representó 3,27 MUSD; 3,11 MUSD, 95,05 % corresponden a lo exportado hacia Colombia; y, 0,16 MUSD, 4,95 % hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía a través de líneas de transmisión se situó en 1,55 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 1,60 USD ¢/kWh, y para Perú a 0,96 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 72: Energía exportada a través del SNT

Interconexión	Mes	Energía Exportada SNT (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	1.801,46	71.243,13	3,95
	Feb	1.515,56	42.630,23	2,81
	Mar	91.265,57	1.300.007,48	1,42
	Abr	37.586,32	397.151,22	1,06
	May	18.103,28	164.025,67	0,91
	Jun	1.724,93	4.028,63	0,23
	Jul	10.659,42	65.814,57	0,62
	Ago	7.312,82	91.840,16	1,26
	Sep	1.837,06	136.308,41	7,42
	Oct	2.143,34	107.663,63	5,02
	Nov	13.480,88	460.381,62	3,42
	Dic	6.800,28	264.275,55	3,89
Total Colombia		194.230,92	3.105.370,29	1,60
Perú	Ene	-	-	-
	Feb	406,57	3.537,18	0,87
	Mar	10.351,64	96.159,66	0,93
	Abr	2.323,36	28.035,32	1,21
	May	-	-	-
	Jun	-	-	-
	Jul	3.681,25	33.905,06	0,92
	Ago	-	-	-
	Sep	-	-	-
	Oct	-	-	-
	Nov	-	-	-
	Dic	-	-	-
Total Perú		16.762,82	161.637,22	0,96
Total general		210.993,74	3.267.007,51	1,55

La exportación a través de redes de distribución representó 0,81 GWh, de los cuales 0,29 GWh, 36,87 % fueron exportados por la Unidad de Negocio Sucumbíos de la CNEL EP a Colombia; y, 0,63 GWh, 63,13 % por la Empresa Eléctrica Sur a Perú.

El valor exportado a través de redes de distribución representó 0,09 MUSD, de los cuales 0,02 MUSD, 28,06 % fueron exportados por la Unidad de Negocio Sucumbíos de la CNEL EP a Colombia; y, 0,06 MUSD, 71,94 % por la Empresa Eléctrica Sur a Perú.

El precio medio de lo exportado a través de redes de distribución se situó en 10,79 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 8,21 USD ¢/kWh, y para Perú a 12,29 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 73: Energía exportada a través de redes de distribución

Interconexión	Vendedor	Mes	Energía Exportada Sistemas de Distribución (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	CNEL- Sucumbíos	Ene	29,92	2.425,37	8,11
		Feb	19,17	1.600,28	8,35
		Mar	22,77	1.838,42	8,07
		Abr	25,07	2.059,20	8,21
		May	23,92	1.977,55	8,27
		Jun	24,38	2.010,21	8,25
		Jul	21,51	1.748,61	8,13
		Ago	22,31	1.825,60	8,18
		Sep	24,84	2.029,51	8,17
		Oct	29,30	2.375,32	8,11
		Nov	28,05	2.338,90	8,34
Total Colombia			299,05	24.551,18	8,21
Perú	E.E. Sur	Ene	49,53	5.893,39	11,90
		Feb	47,60	5.663,11	11,90
		Mar	37,91	4.522,98	11,93
		Abr	32,58	4.018,87	12,34
		May	47,29	5.486,21	11,60
		Jun	64,41	7.201,98	11,18
		Jul	44,07	5.202,49	11,81
		Ago	43,10	5.126,24	11,90
		Sep	43,81	5.227,53	11,93
		Oct	47,78	6.979,43	14,61
		Nov	54,04	7.631,81	14,12
		Dic	0,00	0,00	0,00
Total Perú			512,10	62.954,04	12,29
Total general			811,14	87.505,22	10,79

2.8.2 Importación de energía eléctrica

En el 2017 las importaciones de energía se efectuaron únicamente con Colombia a través del SNT, se registró un total de 18,52 GWh.

Con respecto a la energía total generada a nivel nacional (28.032,91 GWh) la importación representó 0,07 %.

El valor total de la energía importada fue 0,88 MUSD, con un precio medio ponderado de 4,75 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 74: Energía importada SNT (MWh)

Interconexión	Mes	Energía Importada SNT (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	79,15	4.870,20	6,15
	Feb	83,87	6.851,88	8,17
	Mar	39,41	2.501,91	6,35
	Abr	141,56	7.420,78	5,24
	May	153,86	6.145,47	3,99
	Jun	172,98	7.188,86	4,16
	Jul	273,32	10.490,48	3,84
	Ago	8.542,71	364.828,93	4,27
	Sep	67,21	4.141,71	6,16
	Oct	47,23	3.233,44	6,85
	Nov	127,07	6.455,50	5,08
	Dic	8.789,57	454.596,51	5,17
Total general		18.517,95	878.725,67	4,75

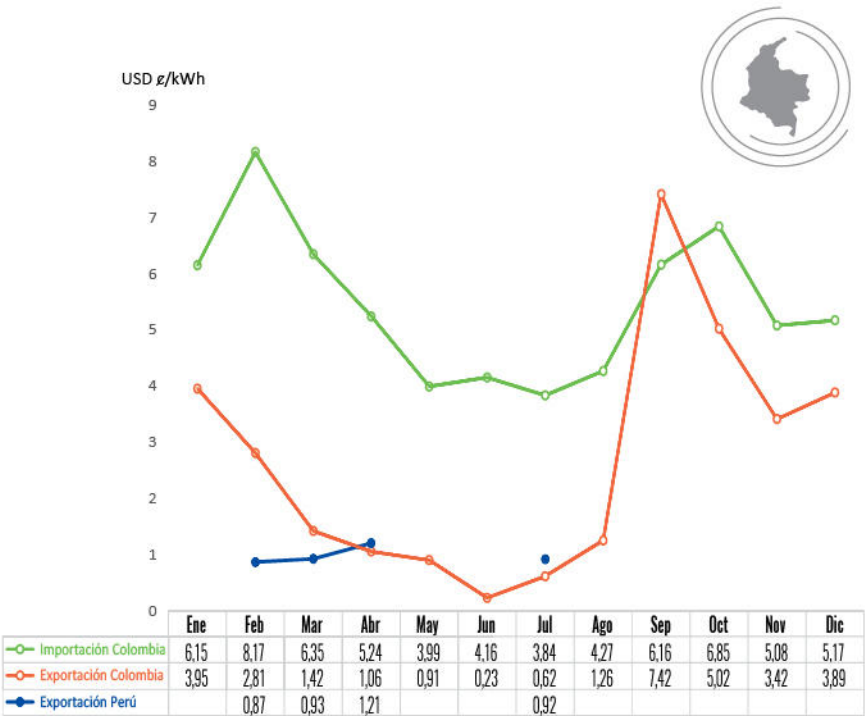
2.8.3 Comparativo del precio medio de transacciones internacionales

En la Tabla Nro. 75 y figuras 84 a 85, se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica en el SNT; los resultados muestran que el precio medio de importación fue superior al de exportación.

Tabla Nro. 75: Comparativo precio medio SNT (USD c/kWh)

Mes	Importación		Exportación	
	Colombia	Perú	Colombia	Perú
Ene	6,15	-	3,95	-
Feb	8,17	-	2,81	0,87
Mar	6,35	-	1,42	0,93
Abr	5,24	-	1,06	1,21
May	3,99	-	0,91	-
Jun	4,16	-	0,23	-
Jul	3,84	-	0,62	0,92
Ago	4,27	-	1,26	-
Sep	6,16	-	7,42	-
Oct	6,85	-	5,02	-
Nov	5,08	-	3,42	-
Dic	5,17	-	3,89	-
Ponderado	4,75	-	1,60	0,96

Figura Nro. 78: Comparativo precio medio SNT USD c/kWh



Línea de transmisión 500 kV
Coca Codo - San Rafael
Autor: CELEC

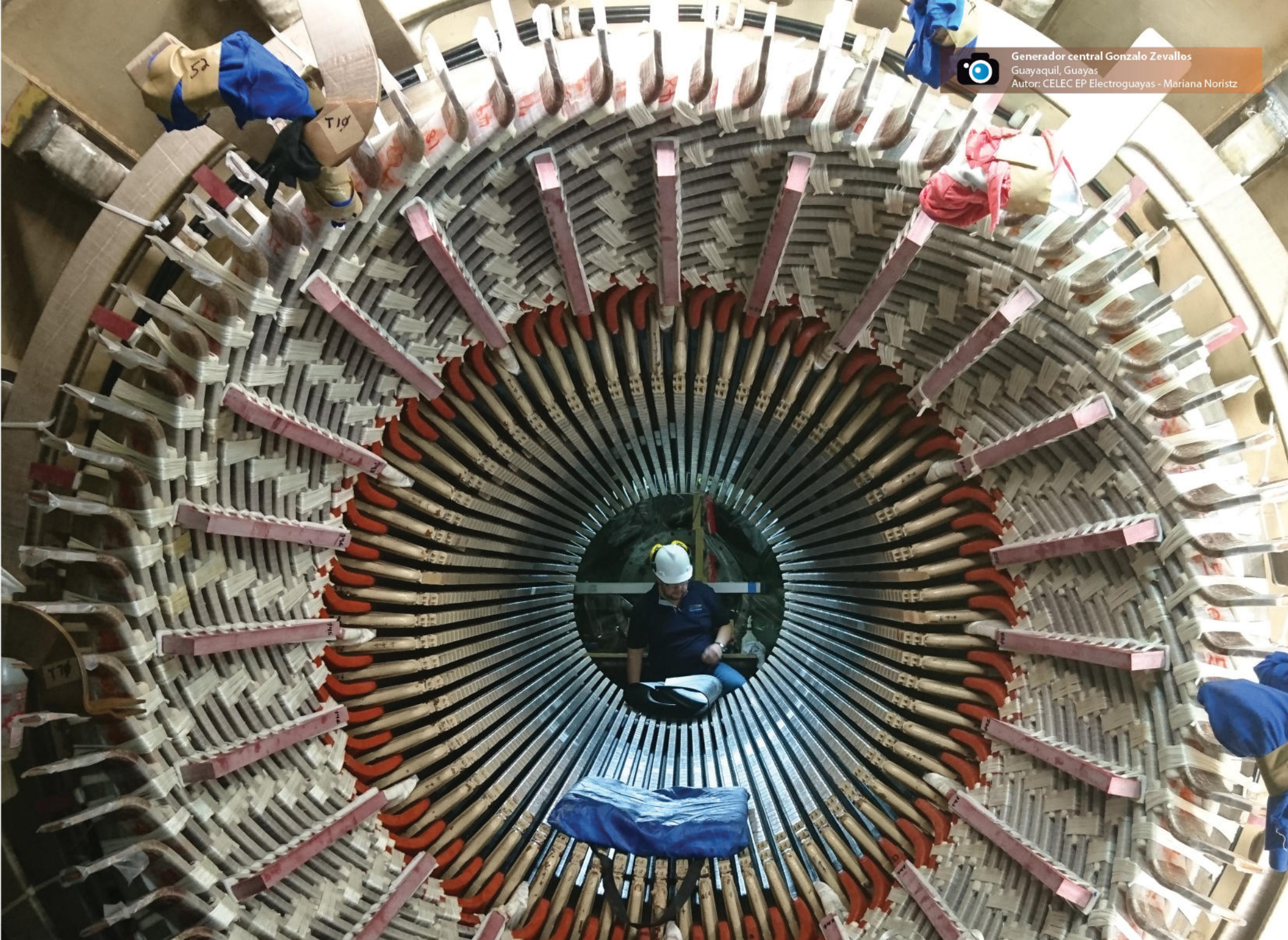


Planta fotovoltaica Renovaloja 2
Loja, Loja
Autor: Renovaloja





Generador central Gonzalo Zevallos
Guayaquil, Guayas
Autor: CELEC EP Electroguayas - Mariana Noritz



INDICADORES

3





Subestación San Cayetano
Catedral Guayaquil
Autor: EERSSA

3. INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En este capítulo se presentan varios indicadores, los cuales han sido calculados en base a la información reportada por los diferentes participantes del sector. Los resultados obtenidos pretenden brindar una idea general de la situación acontecida con relación a las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano durante el 2017.

3.1 Balance nacional de energía

En la Tabla Nro. 76, se presenta la siguiente información relevante del 2017:

- **Potencia nominal en generación.**- Esta se presenta por tipo de energía: renovable (4.715,15 MW) y no renovable (3.321,19 MW), equivalente al 58,67 % y 41,33 % respectivamente. Las centrales hidráulicas son las que más destacaron con 4.515,96 MW, que representa el 56,19 % del total de la potencia nominal en generación.
- **Capacidad efectiva en generación.**- También está segmentada por tipo de energía: renovable (4.676,05 MW) y no renovable (2.758,76 MW) con una equivalencia del 62,89 % y 37,11 % respectivamente. Predominaron las centrales hidráulicas, con 4.486,41 MW, que representan el 60,34 % del total de la capacidad efectiva en generación.
- **Producción total de energía e importaciones.**- La producción nacional de energía más las importaciones, alcanzaron un valor total de 28.051,43 GWh, de los cuales, 20.658,16 GWh (73,64 %) se generaron con fuentes renovables de energía, mientras que 7.374,75 GWh (26,29 %) se los obtuvo empleando fuentes no renovables. Por otra parte, se importó 18,52 GWh de Perú y Colombia, que corresponden al 0,07 % del total. Cabe señalar también, que la generación de energía eléctrica en base al recurso hídrico fue la más representativa, con 20.088,61 GWh, equivalente al 71,61 % de la producción total de energía e importaciones.
- **Producción total de energía e importaciones del SNI.**- La producción total de electricidad e importaciones para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) fue de 24.330,15 GWh. La desagregación por tipo de energía es la siguiente: renovable con 20.631,86 GWh (84,80 %) y no renovable con 3.679,77 GWh (15,12 %). Por otra parte, la importación alcanzó los 18,52 GWh que representan el 0,08 % de la producción final. Es claro que el mayor aporte de energía se lo hace a través de fuentes renovables, especialmente a través de la generación hidráulica (20.071,75 GWh) que representó el 82,50 % de la producción total de energía e importaciones del SNI.
- **Energía entregada para servicio público.**- Es la energía puesta a disposición de los clientes finales a través del Sistema Nacional

de Transmisión (SNT) y de los distintos sistemas de distribución. La energía total entregada para servicio público fue 23.123,48 GWh. La generación de energía renovable 19.535,44 GWh (84,48 %), la de energía no renovable 3.569,53 GWh (15,44 %) y la obtenida por importación 18,52 GWh (0,08 %).

- **Energía disponible para servicio público.**- Los clientes regulados y no regulados demandaron 22.225,15 GWh. Esta cifra contempla las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones con Colombia y Perú, que alcanzaron un valor de 211,80 GWh. Cabe señalar que las empresas distribuidoras entregaron 775,05 GWh a los clientes no regulados, por lo que la energía disponible para servicio público fue 23.000,20 GWh.
- **Consumo de energía para servicio público.**- Es la energía facturada por las empresas distribuidoras a los clientes finales. Se presenta por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros). En el 2017, se facturaron 20.203,47 GWh. Adicionalmente, las pérdidas en los sistemas de distribución alcanzaron los 2.618,13 GWh, equivalente al 11,49 % a nivel nacional. El valor porcentual de pérdidas de energía (11,49 %) fue calculado para un consumo de energía de 20.170,27 GWh, valor obtenido de los balances de energía reportados por las empresas distribuidoras. Las pérdidas técnicas alcanzaron un valor de 1.664,54 GWh (7,30 %), mientras que las pérdidas no técnicas fueron de 953,59 GWh (4,18 %). Con respecto a los valores facturados y recaudados, en el 2017 la facturación alcanzó un monto de 1.908,41 MUSD, mientras que el valor recaudado fue 1.893,49 MUSD (incluyendo la recaudación por concepto de subsidios), obteniéndose un indicador de recaudación de 99,22 %.



Tabla Nro. 76: Balance nacional de energía eléctrica (1/3)

1. Potencia nominal en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	4.515,96	56,19
	Eólica	21,15	0,26
	Fotovoltaica	26,48	0,33
	Biomasa	144,30	1,80
	Biogas	7,26	0,09
Total Energía Renovable		4.715,15	58,67
No Renovable	Térmica MCI	1.937,48	24,11
	Térmica Turbogás	921,85	11,47
	Térmica Turbovapor	461,87	5,75
Total Energía No Renovable		3.321,19	41,33
Total Potencia Nominal		8.036,34	100,00

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	540,00	83,08
	Perú	110,00	16,92
Total Interconexiones		650,00	100,00

2. Potencia efectiva en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	4.486,41	60,34
	Eólica	21,15	0,28
	Fotovoltaica	25,59	0,34
	Biomasa	136,40	1,83
	Biogas	6,50	0,09
Total Energía Renovable		4.676,05	62,89
No Renovable	Térmica MCI	1.551,47	20,87
	Térmica Turbogás	775,55	10,43
	Térmica Turbovapor	431,74	5,81
Total Energía No Renovable		2.758,76	37,11
Total Capacidad Efectiva		7.434,81	100,00

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

Figura Nro. 79: Potencia nominal (MW)

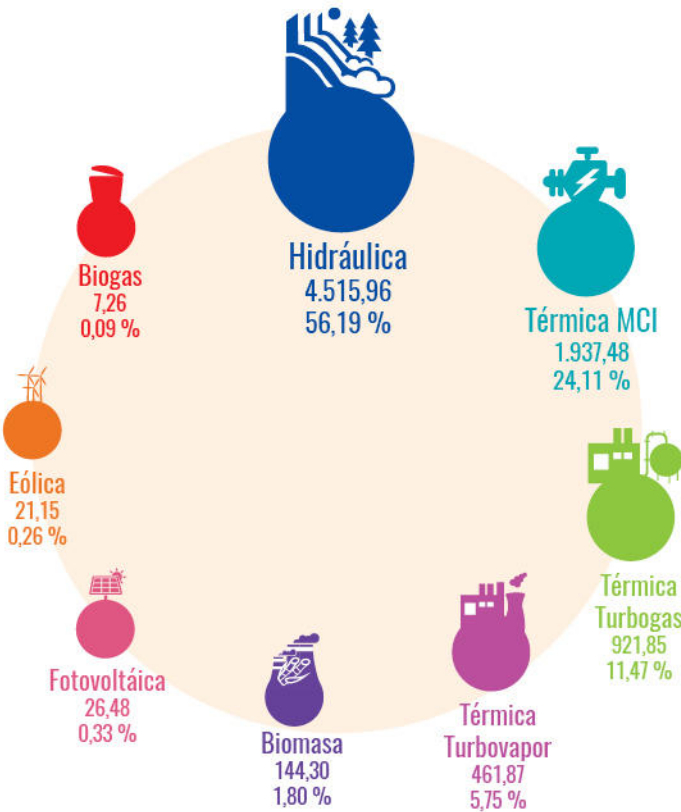


Figura Nro. 80: Potencia efectiva (MW)

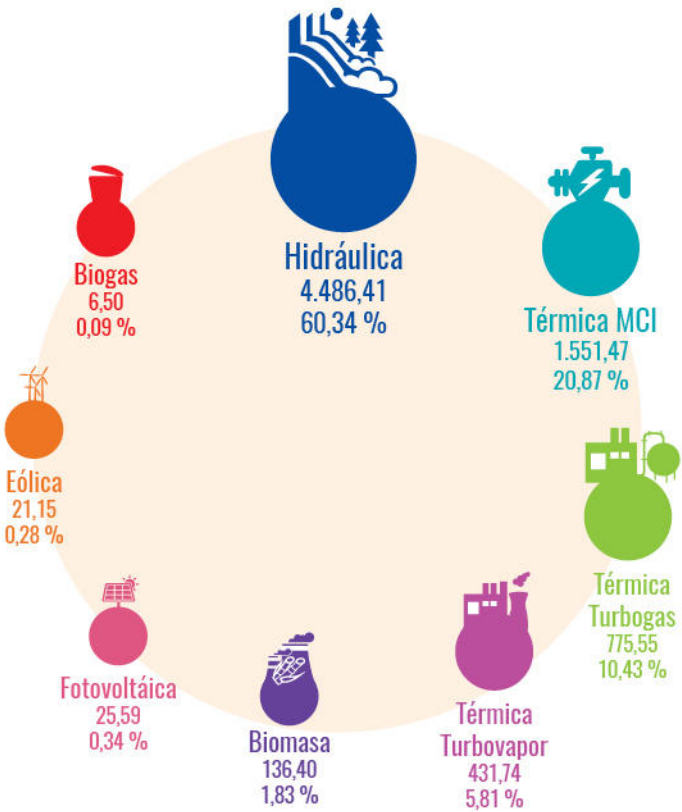


Tabla Nro. 76: Balance nacional de energía eléctrica (2/3)

3. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.088,61	71,61
	Eólica	73,40	0,26
	Fotovoltaica	37,48	0,13
	Biomasa	430,85	1,54
	Biogas	27,82	0,10
Total Energía Renovable		20.658,16	73,64
No Renovable	Térmica MCI	4.438,65	15,82
	Térmica Turbogas	1.643,88	5,86
	Térmica Turbovapor	1.292,22	4,61
Total Energía No Renovable		7.374,75	26,29
Total Producción Nacional		28.032,91	99,93
Interconexión	Colombia	18,52	0,07
	Perú	-	0,00
	Importación	18,52	0,07
Total Producción Nacional + Importación		28.051,43	100,00

3.1 Producción Total de Energía e Importaciones SNI		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.071,75	82,50
	Eólica	67,19	0,28
	Fotovoltaica	34,24	0,14
	Biomasa	430,85	1,77
	Biogas	27,82	0,11
Total Energía Renovable SNI		20.631,86	84,80
No Renovable	Térmica MCI	1.143,22	4,70
	Térmica Turbogas	1.269,69	5,22
	Térmica Turbovapor	1.266,87	5,21
Total Energía No Renovable SNI		3.679,77	15,12
Total Producción Nacional SIN		24.311,63	99,92
Interconexión	Colombia	18,52	0,08
	Perú	-	0,00
	Importación	18,52	0,08
Total Producción Nacional + Importación SNI		24.330,15	100,00

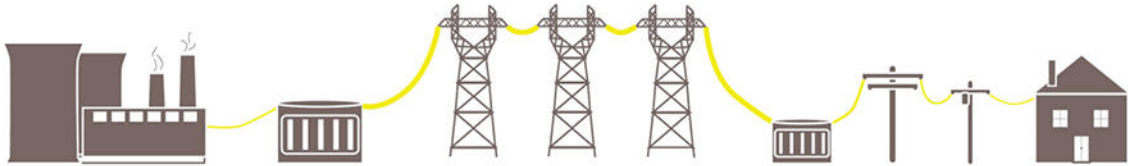


Figura Nro. 81: Producción de energía e importaciones (GWh)

Figura Nro. 82: Producción de energía e importaciones SNI (GWh)

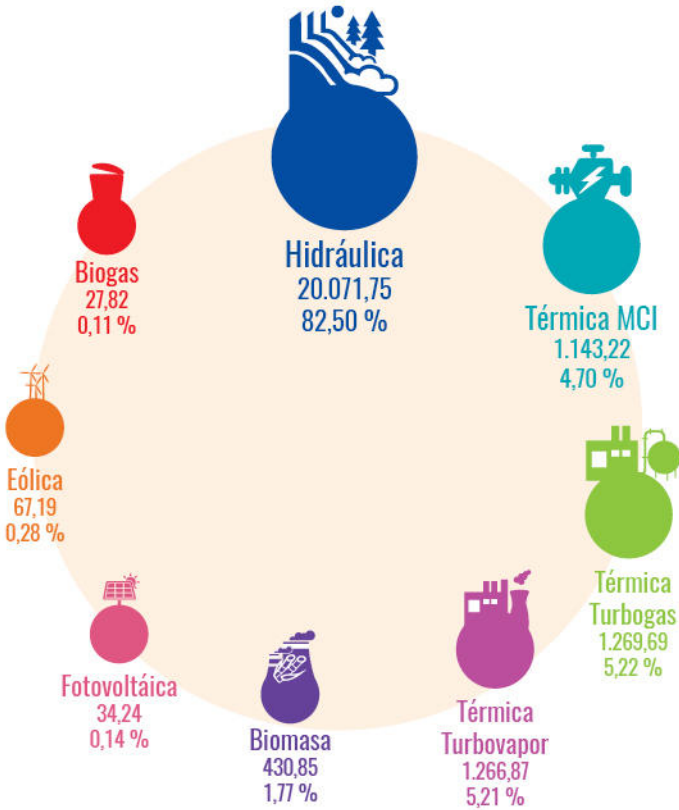
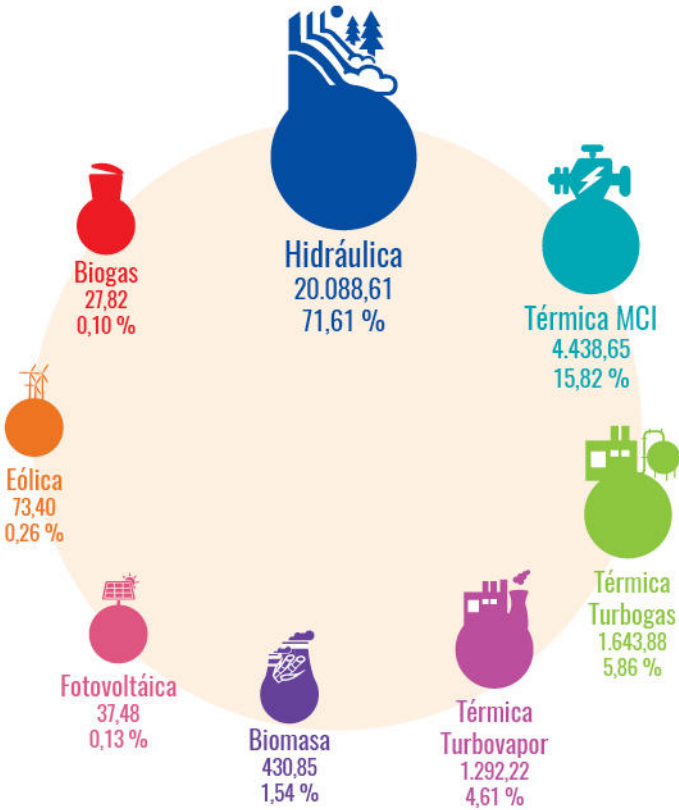


Tabla Nro. 76: Balance nacional de energía eléctrica (3/3)

4. Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	19.181,73	82,95
	Eólica	71,68	0,31
	Fotovoltaica	37,09	0,16
	Biomasa	218,23	0,94
	Biogas	26,71	0,12
Total Energía Renovable		19.535,44	84,48
No Renovable	Térmica MCI	1.169,32	5,06
	Térmica Turbogas	1.239,20	5,36
	Térmica Turbovapor	1.161,01	5,02
Total Energía No Renovable		3.569,53	15,44
Total Producción Nacional		23.104,97	99,92
Interconexión	Importación	18,52	0,08
Total Energía Entregada para Servicio Público		23.123,48	100,00

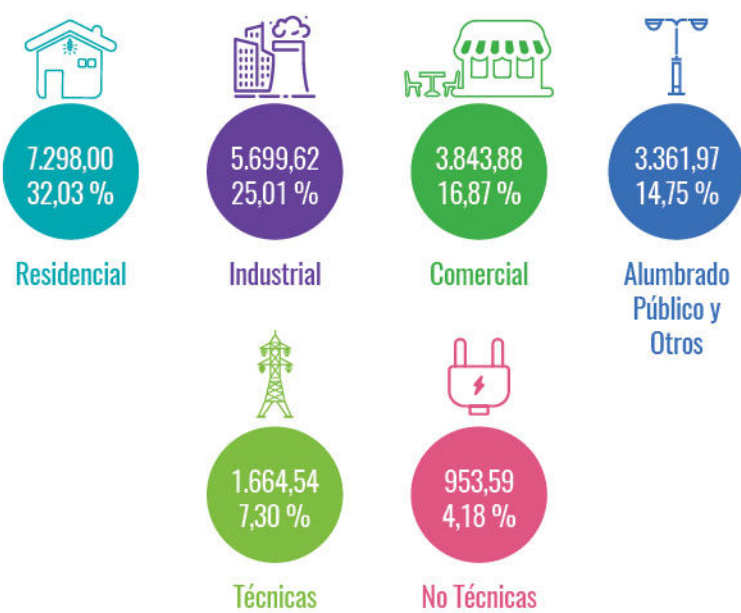
5. Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		898,33	3,88
Total Energía Disponible para Servicio Público		22.225,15	96,12
Energía Entregada a Clientes No Regulados		775,05	3,37
Total Energía Disponible + Exportaciones		23.000,20	
Energía Exportada Perú		17,27	0,08
Energía Exportada Colombia		194,53	0,85
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución		22.788,39	99,08

6. Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	7.298,00	32,03
	Comercial	3.843,88	16,87
	Industrial	5.699,62	25,01
	Alumbrado Público y Otros	3.361,97	14,75
Total		20.203,47	88,66
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.664,54	7,30
	No Técnicas	953,59	4,18
Total Pérdidas de Energía en Distribución		2.618,13	11,49
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1.908,41	
USD Recaudados (Millones)		1.893,49	99,22

Figura Nro. 83: Energía entregada para servicio público (GWh)



Figura Nro. 84: Consumo de energía y pérdidas (GWh)



3.1.1 Balance de energía del sistema eléctrico de distribución

El balance de energía eléctrica en el sistema de distribución, corresponde a la energía que recibe el sistema de cada una de las empresas distribuidoras en relación a la energía entregada a los consumidores finales. De esta forma se determinan 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. A continuación se presenta el balance de energía para cada una de las empresas distribuidoras y el balance general del sistema eléctrico de distribución.

Tabla Nro. 77: Balance de energía en los sistemas de distribución

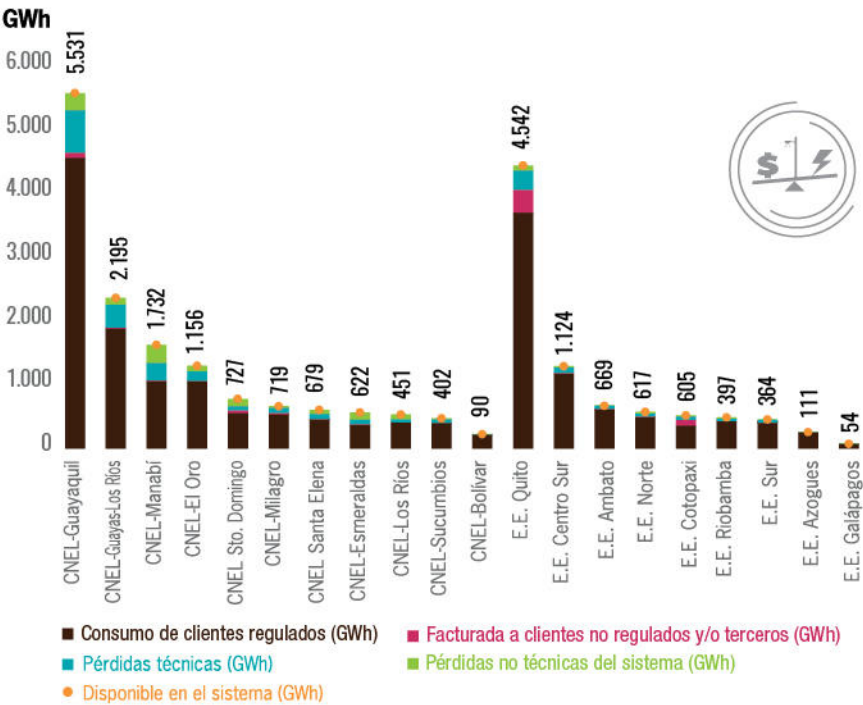
Distribuidora	Disponible en el Sistema (MWh)	Consumo de Clientes Regulados (MWh)	Facturada a Clientes No Regulados y/o Terceros (MWh)	Pérdidas Sistema (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas Sistema (%)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)
CNEL-Guayaquil	5.531.361,98	4.766.630,57	192.783,20	571.948,21	380.604,65	191.343,56	10,34	908,23	69,52
CNEL-Guayas Los Ríos	2.194.695,05	1.798.752,61	64.491,29	331.451,15	206.907,15	124.544,00	15,10	365,80	68,49
CNEL-Manabí	1.731.976,23	1.290.797,24	31.855,03	409.323,96	207.056,94	202.267,03	23,63	284,34	69,53
CNEL-El Oro	1.155.663,03	973.761,56	1.199,06	180.702,41	109.741,91	70.960,51	15,64	178,47	73,92
CNEL-Sto. Domingo	727.241,96	632.715,31	12.004,81	82.521,84	59.656,46	22.865,38	11,35	104,95	79,10
CNEL-Milagro	718.955,49	555.048,28	50.516,34	113.390,86	51.304,12	62.086,74	15,77	113,11	72,56
CNEL-Sta. Elena	679.033,28	560.600,65	15.274,67	103.157,96	50.376,35	52.781,61	15,19	101,73	76,20
CNEL-Esmeraldas	621.985,79	474.032,38	7.377,59	140.575,82	56.793,25	83.782,57	22,60	95,96	73,99
CNEL-Los Ríos	450.686,12	372.134,08	708,29	77.843,75	30.762,84	47.080,91	17,27	77,69	66,23
CNEL-Sucumbíos	401.844,78	351.565,53	292,55	49.986,69	34.996,32	14.990,37	12,44	91,16	50,32
CNEL-Bolívar	92.471,11	85.154,41	-	7.316,70	7.258,91	57,79	7,91	20,28	52,05
Total CNEL EP	14.305.914,81	11.861.192,61	376.502,83	2.068.219,37	1.195.458,88	872.760,48	14,46	2.341,71	69,74
E.E. Quito	4.541.786,61	3.982.384,60	313.786,31	245.615,70	222.251,91	23.363,79	5,41	750,78	69,06
E.E. Centro Sur	1.124.384,07	1.049.167,31	4.946,63	70.270,13	66.319,84	3.950,29	6,25	190,76	67,29
E.E. Ambato	668.500,00	628.832,16	2.372,82	37.295,02	36.623,71	671,31	5,58	124,71	61,19
E.E. Norte	617.390,79	551.835,80	8.285,52	57.269,47	39.083,80	18.185,66	9,28	106,32	66,29
E.E. Cotopaxi	604.897,42	486.685,70	65.890,78	52.320,94	42.699,09	9.621,85	8,65	90,39	76,40
E.E. Riobamba	397.352,96	353.281,42	3.336,25	40.735,28	28.948,95	11.786,33	10,25	72,77	62,33
E.E. Sur	363.568,25	325.723,38	788,55	37.056,32	25.252,06	11.804,26	10,19	65,26	63,60
E.E. Azogues	110.590,30	105.544,56	-	5.045,74	4.420,88	624,86	4,56	19,05	66,27
E.E. Galápagos	54.009,77	49.708,20	-	4.301,57	3.478,97	822,60	7,96	8,22	75,02
Total Empresas Eléctricas	8.482.480,17	7.533.163,13	399.406,87	549.910,16	469.079,20	80.830,97	6,48	1.428,26	67,80
Total general	22.788.394,98	19.394.355,75	775.909,70	2.618.129,53	1.664.538,08	953.591,45	11,49	3.769,97	69,00

Los valores de demanda máxima de la Tabla Nro. 77, corresponden a la demanda máxima registrada por cada empresa distribuidora en el año 2017.

El valor total, 3,77 GW, corresponde a la demanda máxima no coincidente del sistema de distribución.

La energía disponible en los sistemas de distribución, a nivel nacional, fue 22.788,39 GWh. De esta cantidad, CNEL EP demandó 14.305,91 GWh (62,78 %) y el grupo de empresas eléctricas 8.482,48 GWh (37,22 %). Las pérdidas totales del sistema fueron de 2.618,13 GWh, de los cuales 2.068,22 GWh correspondieron a la CNEL EP y 549,91 GWh al grupo de empresas eléctricas.

Figura Nro. 85: Balance de energía en los sistemas de distribución



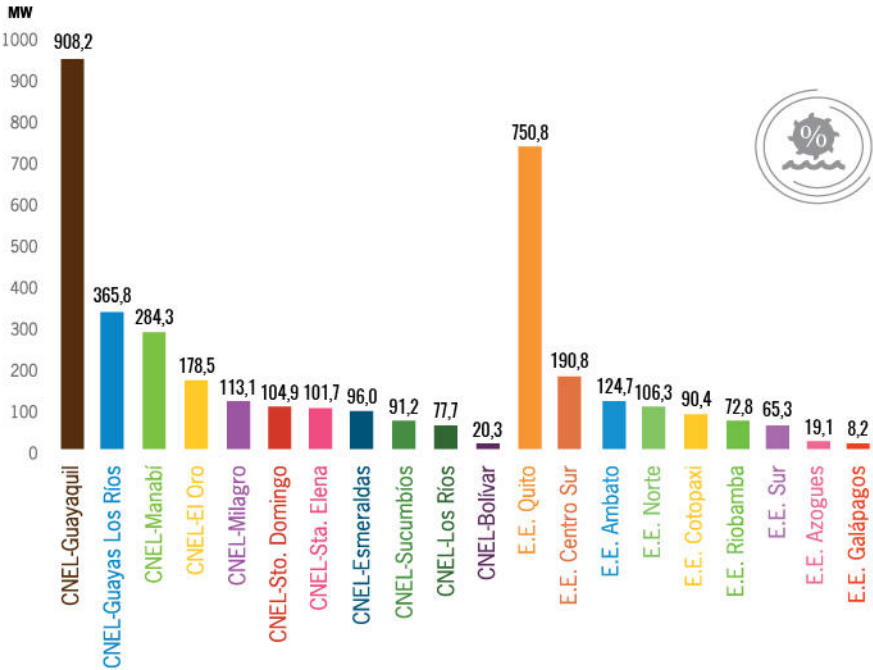
En la Figura Nro. 85 se aprecia que la cantidad porcentual de las pérdidas de distribución, con respecto a la energía disponible es bastante reducida. Mientras que la energía que ha sido entregada y facturada a clientes finales representa la mayor cantidad.



Represa El Labrado
Cuenca, Azuay
Autor: Elecaastro

En la Figura Nro. 86 se presenta la demanda máxima anual registrada por cada empresa distribuidora en el 2017.

Figura Nro. 86: Demanda máxima anual por empresa distribuidora (MW)



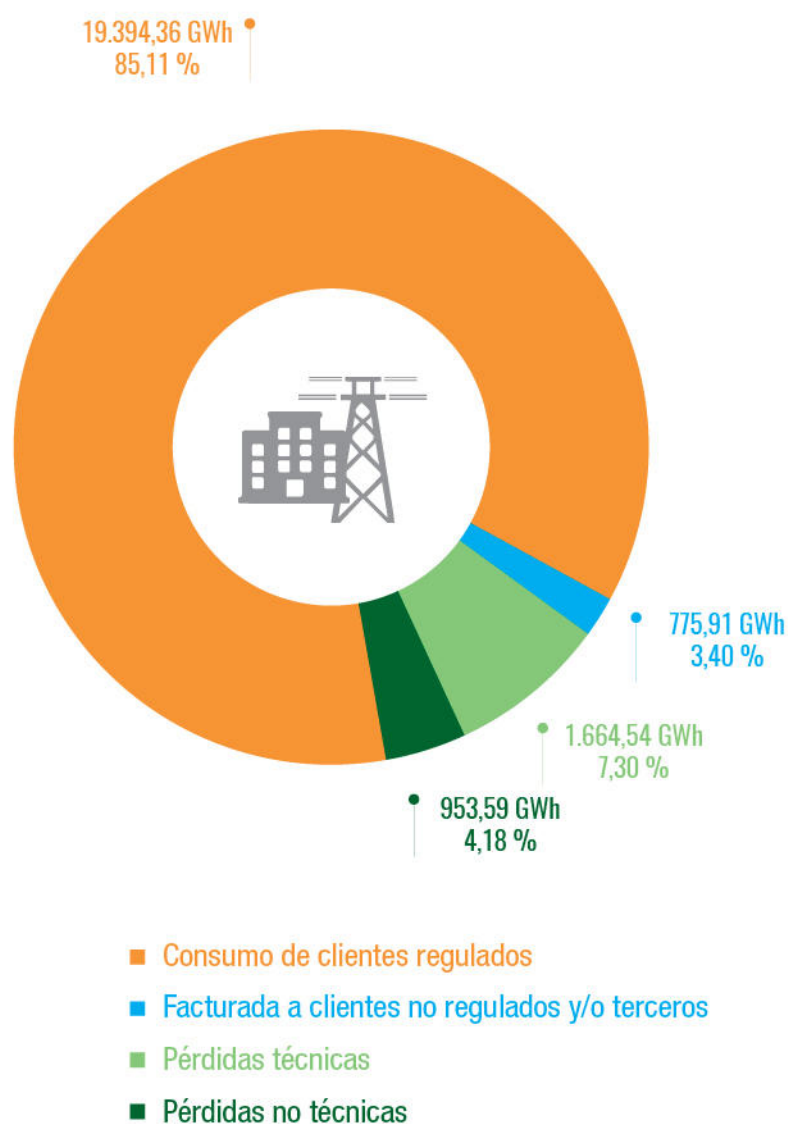
En la Tabla Nro. 78 se presenta el balance de energía a nivel nacional del sistema eléctrico de distribución.

Tabla Nro. 78: Balance de energía del sistema eléctrico de distribución (GWh)

Distribuidora	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Clientes Regulados (GWh)	Facturada a Clientes No Regulados y/o Terceros (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Perdidas Técnicas (GWh)	Perdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Demanda Máxima (GW)	Factor de Carga (%)
Sistema Eléctrico de Distribución	22.788,39	19.394,36	775,91	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49	3,77	69,00

Del total de energía disponible en el sistema de distribución, el 88,51 % corresponde al consumo de clientes regulados y no regulados, mientras que el 11,49 % corresponde a pérdidas en el sistema.

Figura Nro. 87: Composición de la energía disponible del sistema eléctrico de distribución



3.2 Consumo per cápita anual

El cálculo del indicador de consumo per cápita anual a nivel nacional y provincial, utiliza el consumo de energía de los clientes regulados de las empresas distribuidoras y la población proyectada por el INEC para el 2017.

Estos datos revelan que el mayor consumo para el 2017 ocurrió en las provincias de: Guayas, Galápagos, Pichincha, El Oro, Azuay, Sucumbíos y Cotopaxi. Estos consumos se encuentran sobre los 1.000 kWh/hab. Además, se establece que las de menor consumo son: Carchi, Zamora Chinchipe, Bolívar y Morona Santiago que están bajo los 500 kWh/hab.



Iglesias Centro Histórico
Quito, Pichincha
Autor: E.E. Quito

Mapa Nro.15: Consumo per cápita por provincia (kWh/hab)

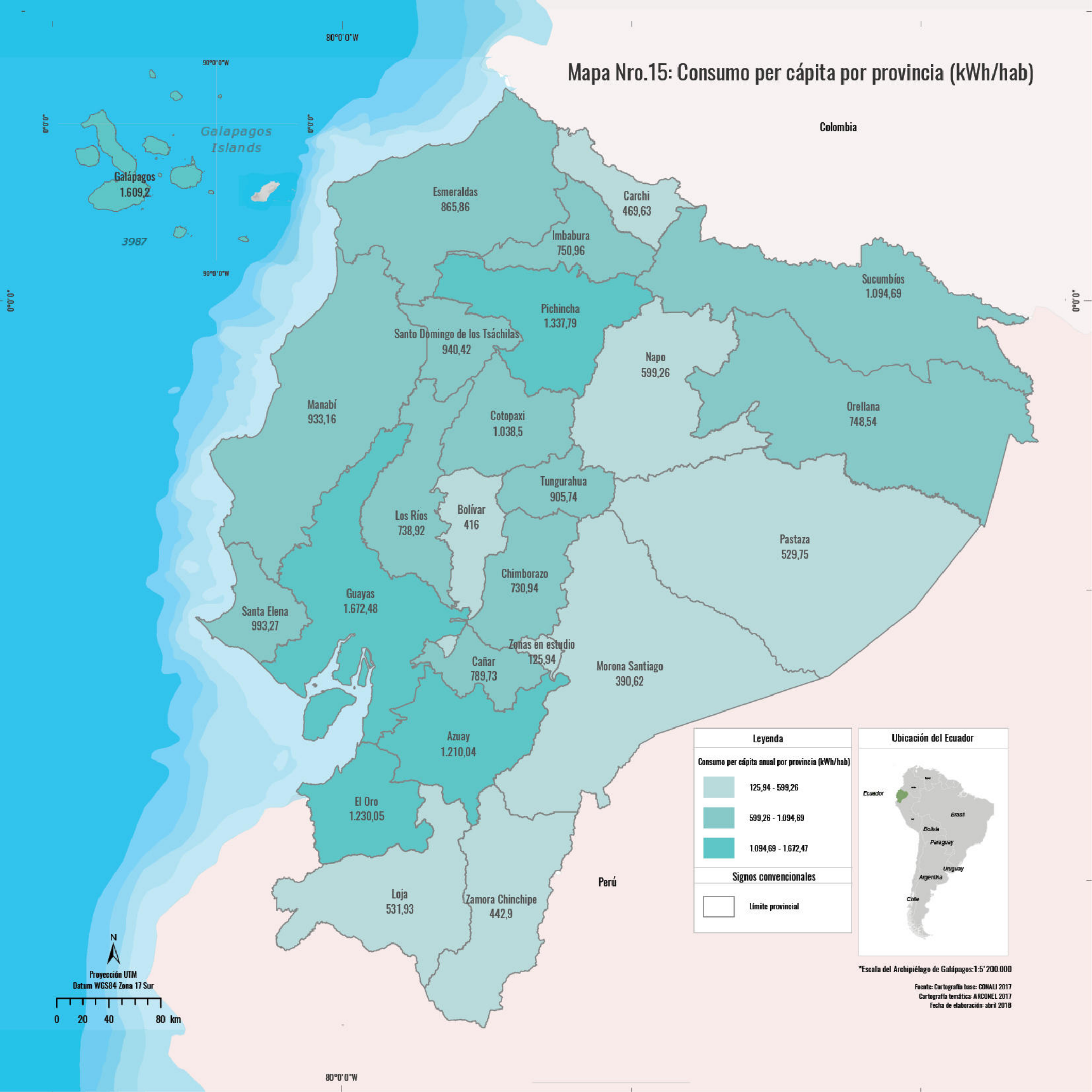
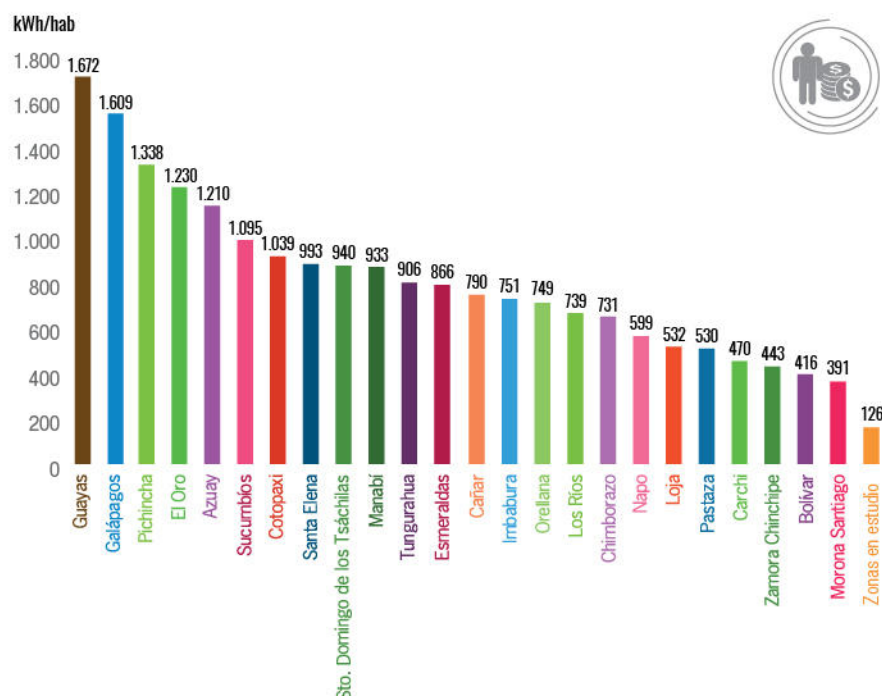


Tabla Nro. 79: Consumo per cápita anual por provincia

Provincia	Consumo de Energía (GWh)	Población (1)	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Guayas	7.037,13	4.207.610	1.672,48
Pichincha	4.093,60	3.059.971	1.337,79
Manabí	1.422,08	1.523.950	933,16
Azuay	1.015,06	838.859	1.210,04
El Oro	848,44	689.760	1.230,05
Los Ríos	656,42	888.351	738,92
Tungurahua	517,12	570.933	905,74
Esmeraldas	491,47	567.610	865,86
Cotopaxi	488,27	470.167	1.038,50
Santo Domingo de los Tsáchilas	456,19	485.090	940,42
Chimborazo	373,46	510.935	730,94
Santa Elena	373,12	375.646	993,27
Imbabura	343,74	457.737	750,96
Loja	269,18	506.035	531,93
Sucumbíos	235,91	215.499	1.094,69
Cañar	211,36	267.643	789,73
Orellana	116,36	155.453	748,54
Carchi	85,81	182.719	469,63
Bolívar	85,32	205.094	416,00
Napo	75,23	125.538	599,26
Morona Santiago	71,77	183.728	390,62
Pastaza	55,89	105.494	529,75
Zamora Chinchipe	49,97	112.835	442,90
Galápagos	49,71	30.890	1.609,20
Zonas en estudio	4,97	39.430	125,94
Total	19.427,56	16.776.977	1.157,99

(1) Proyección poblacional del Ecuador para el año 2016 obtenida a partir del VII censo de población y VI de Vivienda 2010 - INEC

Figura Nro. 88: Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab)


Las Islas Galápagos presentan un alto consumo per cápita de energía eléctrica en comparación con otras provincias debido a que su densidad poblacional es baja.

3.3 Pérdidas de energía en distribución

A continuación se presentan los valores de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.

Tabla Nro. 80: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

Empresa	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
CNEL-Guayaquil	571,95	380,60	191,34	10,34	6,88	3,46
CNEL-Manabí	409,32	207,06	202,27	23,63	11,95	11,68
CNEL-Guayas Los Ríos	331,45	206,91	124,54	15,10	9,43	5,67
CNEL-El Oro	180,70	109,74	70,96	15,64	9,50	6,14
CNEL-Esmeraldas	140,58	56,79	83,78	22,60	9,13	13,47
CNEL-Milagro	113,39	51,30	62,09	15,77	7,14	8,64
CNEL-Sta. Elena	103,16	50,38	52,78	15,19	7,42	7,77
CNEL-Sto. Domingo	82,52	59,66	22,87	11,35	8,20	3,14
CNEL-Los Ríos	77,84	30,76	47,08	17,27	6,83	10,45
CNEL-Sucumbíos	49,99	35,00	14,99	12,44	8,71	3,73
CNEL-Bolívar	7,32	7,26	0,06	7,91	7,85	0,06
Total CNEL EP	2.068,22	1.195,46	872,76	14,46	8,36	6,10
E.E. Quito	245,62	222,25	23,36	5,41	4,89	0,51
E.E. Centro Sur	70,27	66,32	3,95	6,25	5,90	0,35
E.E. Norte	57,27	39,08	18,19	9,28	6,33	2,95
E.E. Cotopaxi	52,32	42,70	9,62	8,65	7,06	1,59
E.E. Riobamba	40,74	28,95	11,79	10,25	7,29	2,97
E.E. Ambato	37,30	36,62	0,67	5,58	5,48	0,10
E.E. Sur	37,06	25,25	11,80	10,19	6,95	3,25
E.E. Azogues	5,05	4,42	0,62	4,56	4,00	0,57
E.E. Galápagos	4,30	3,48	0,82	7,96	6,44	1,52
Total Empresas Eléctricas	549,91	469,08	80,83	6,48	5,53	0,95
Total general	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49	7,30	4,18

Las pérdidas de energía eléctrica expresadas en GWh, muestran la cantidad de energía que se ha perdido tanto técnica como no técnica en los sistemas de distribución.

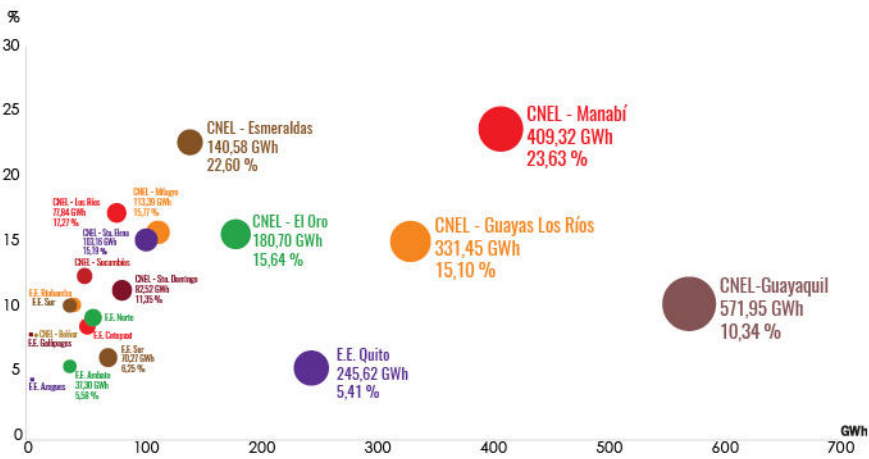
Mientras que las pérdidas porcentuales presentan una relación entre la energía perdida en el sistema y la disponible.

En la Figura Nro. 89 se presentan las pérdidas de energía expresadas en GWh y porcentualmente que registraron las empresas distribuidoras en el 2017.

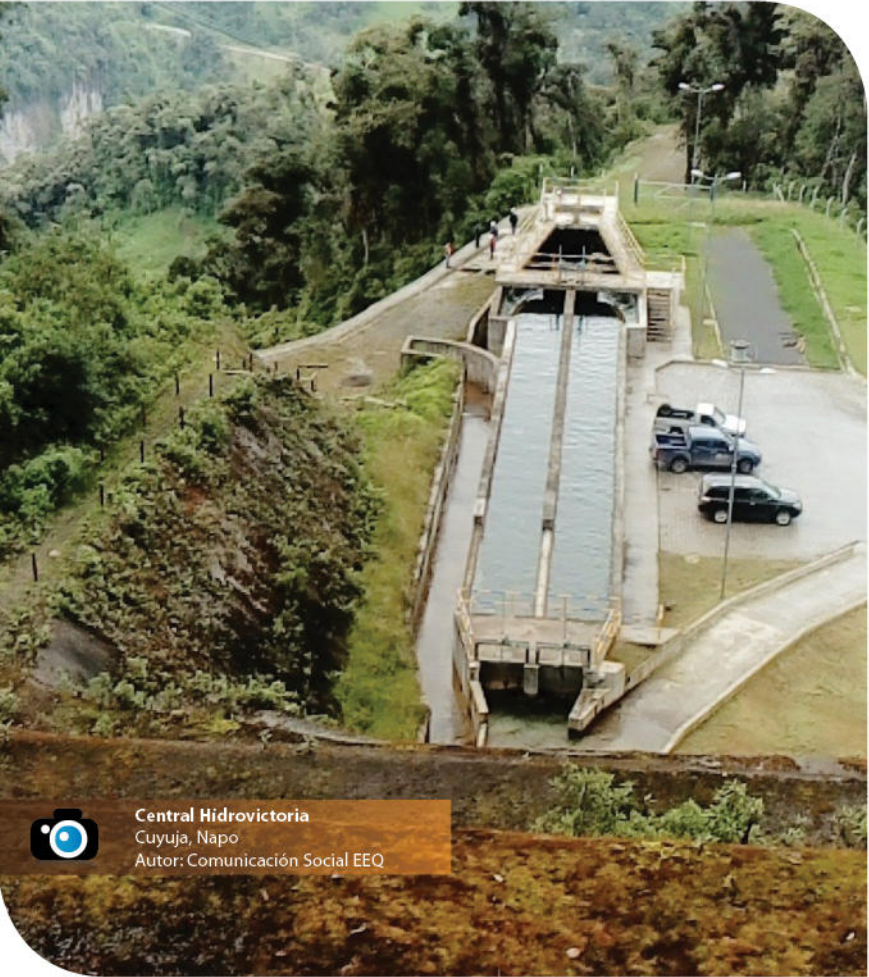


Instalación redes rurales
Pedernales, Manabí
Autor: CNEL Santo Domingo

Figura Nro. 89: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución



De la Tabla Nro. 80 y la Figura Nro. 89 se aprecia que aunque la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil presenta un indicador de pérdidas porcentuales de 10,34 %, que es el segundo más bajo de las Unidades de Negocio CNEL, sus pérdidas en energía fueron de 571,95 GWh, que son las mayores registradas a nivel nacional.



Central Hidrovictoria
Cuyoja, Napo
Autor: Comunicación Social EEQ

Por su parte, la E.E. Galápagos es la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó a nivel nacional (4,30 GWh).

Porcentualmente, la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó fue la E.E. Azogues (4,56 %).

En las Figura Nro. 90 y Figura Nro. 91, se presentan las pérdidas de energía desagregadas en técnicas y no técnicas.

Figura Nro. 90: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

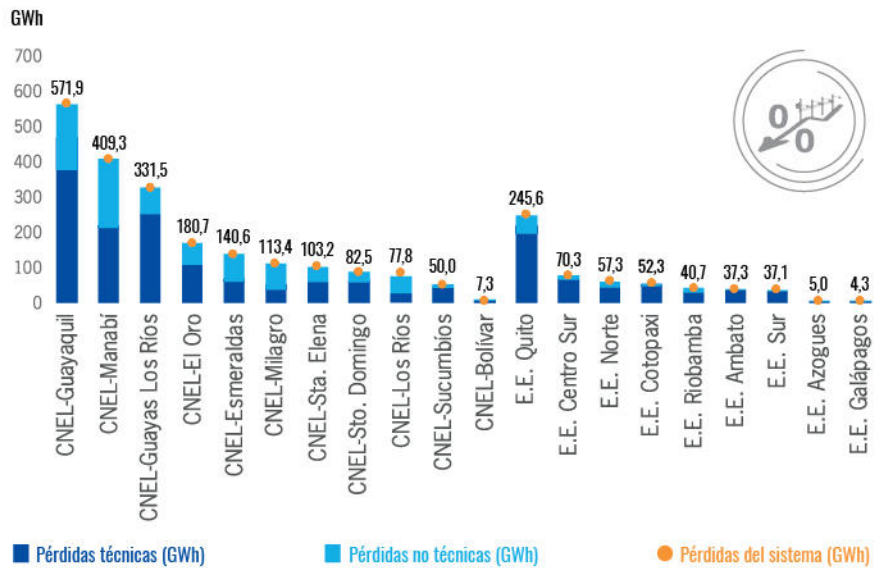
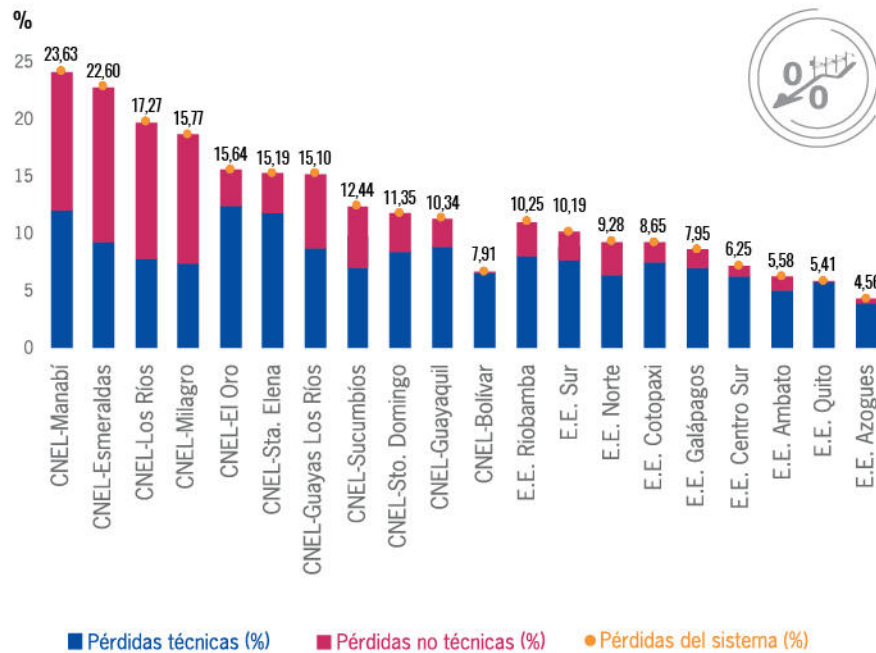


Figura Nro. 91: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución





3.4 Consumo promedio de energía eléctrica por cliente final

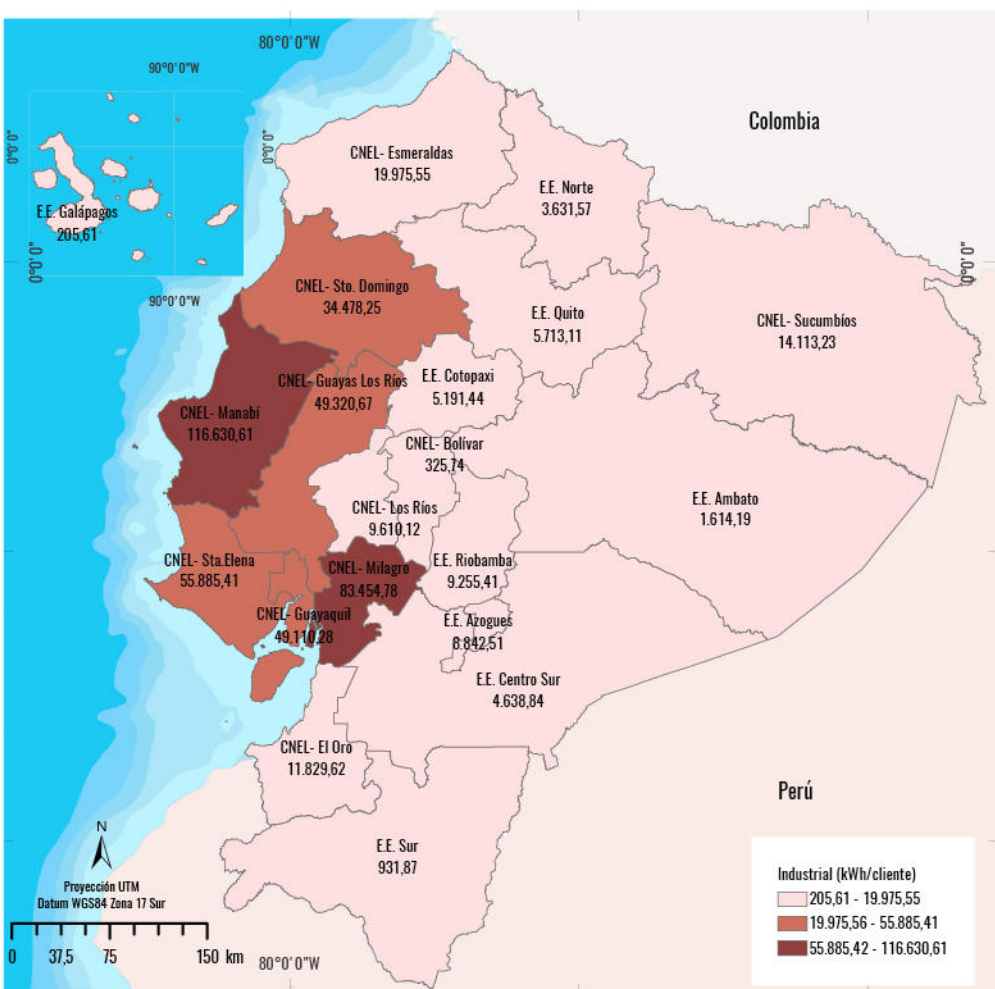
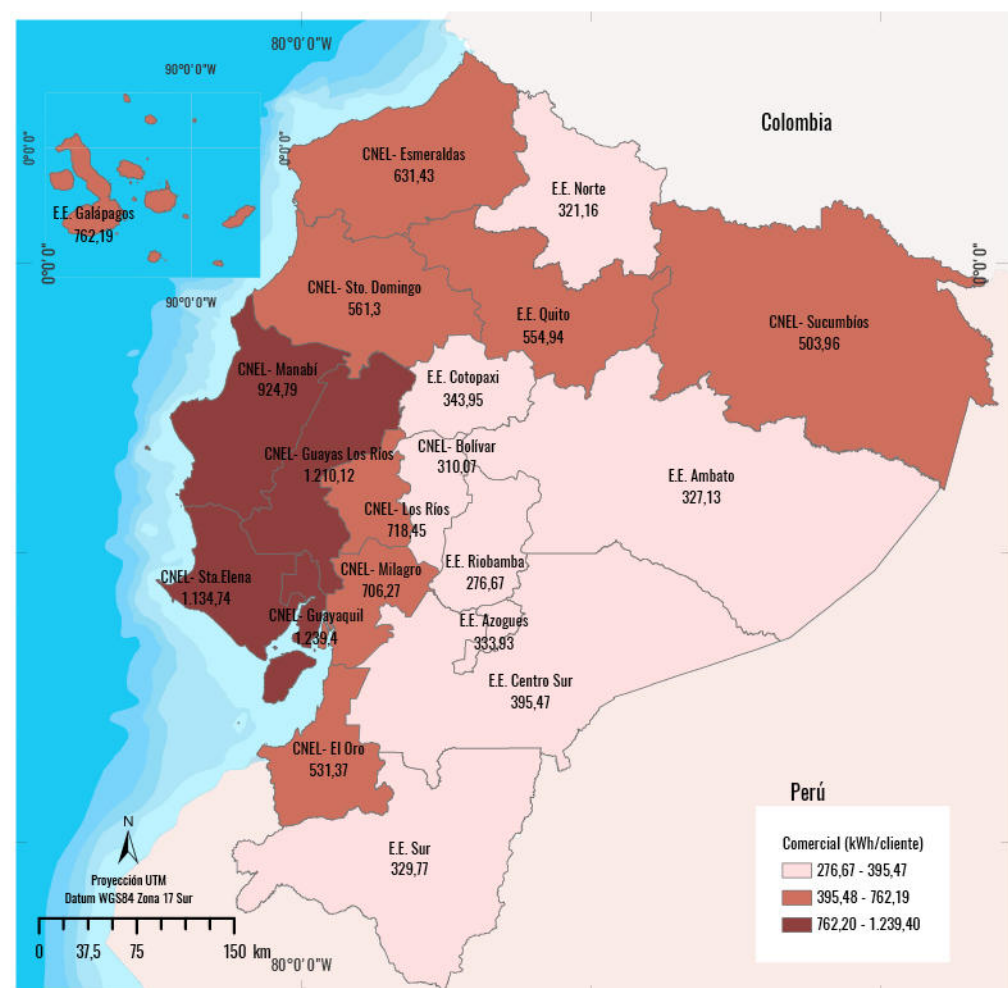
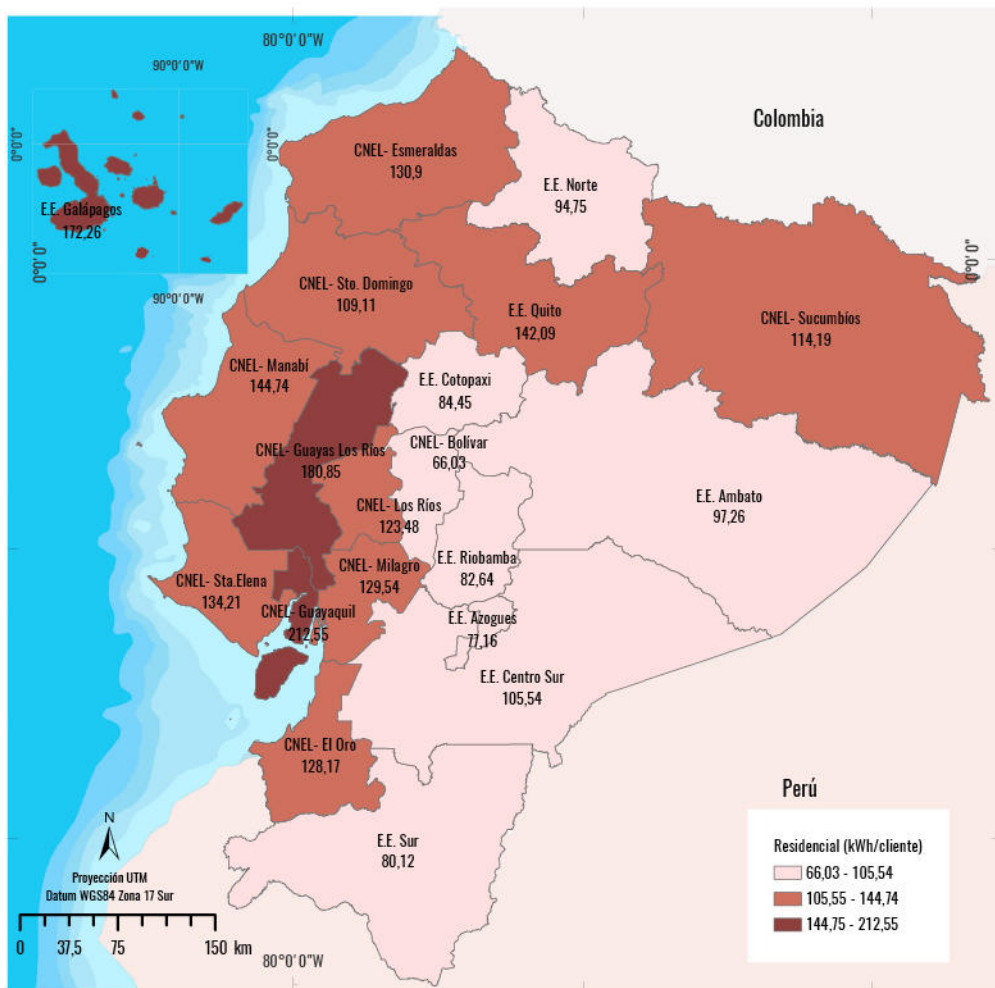
El consumo promedio de energía eléctrica representa la cantidad de energía en kWh, que mensualmente un cliente de una distribuidora consume.

En la Tabla Nro. 81 se presenta el consumo promedio mensual de energía por empresa distribuidora y grupo de consumo de clientes regulados.

Tabla Nro. 81: Consumo promedio mensual de energía eléctrica por empresa distribuidora y grupo de consumo (kWh/cliente)

Empresa	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	Alumbrado Público	Promedio Total
CNEL-Guayaquil	49.110,28	8.016,33	1.239,40	212,55	16,03	560,32
CNEL-Guayas Los Ríos	49.320,67	4.530,08	1.210,12	180,85	23,02	448,37
CNEL-Sta. Elena	55.885,41	3.660,66	1.134,74	134,21	25,80	394,57
CNEL-Manabí	116.630,61	4.090,48	924,79	144,74	29,60	337,05
CNEL-El Oro	11.829,62	3.312,36	531,37	128,17	25,96	327,55
CNEL-Milagro	83.454,78	3.622,86	706,27	129,54	20,34	326,65
CNEL-Esmeraldas	19.975,55	2.615,71	631,43	130,90	20,81	304,02
CNEL-Sucumbios	14.113,23	1.688,08	503,96	114,19	20,59	302,03
CNEL-Los Ríos	9.610,12	2.509,61	718,45	123,48	30,42	255,76
CNEL-Sto. Domingo	34.478,25	1.851,34	561,30	109,11	16,51	230,90
CNEL-Bolívar	325,74	503,73	310,07	66,03	24,17	112,16
Total CNEL EP	34.320,49	3.869,77	926,69	157,34	21,74	393,81
E.E. Galápagos	205,61	2.300,42	762,19	172,26	14,06	352,72
E.E. Quito	5.713,11	1.606,20	554,94	142,09	17,83	297,95
E.E. Cotopaxi	5.191,44	1.008,66	343,95	84,45	15,83	292,90
E.E. Azogues	8.842,51	515,04	333,93	77,16	22,62	237,53
E.E. Centro Sur	4.638,84	957,31	395,47	105,54	20,28	233,49
E.E. Ambato	1.614,19	1.140,03	327,13	97,26	21,60	197,79
E.E. Norte	3.631,57	861,24	321,16	94,75	17,51	191,89
E.E. Riobamba	9.255,41	727,19	276,67	82,64	16,23	173,27
E.E. Sur	931,87	504,62	329,77	80,12	14,78	135,89
Total Empresas Eléctricas	4.469,33	1.127,75	450,08	114,52	18,16	246,15
Total general	9.492,74	2.296,04	665,01	136,10	19,93	319,23

El consumo promedio mensual para el 2017 fue de 319,23 kWh/cliente. Este valor fue calculado, de la relación entre el total de energía consumida y el total de clientes regulados a nivel nacional. El sector industrial es el de mayor consumo mensual con 9.492,74 kWh/cliente, debido a que el número de clientes es considerablemente menor.



Mapa Nro. 16: Consumo promedio de energía eléctrica por grupo de consumo (kWh/cliente)



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:10' 000.000

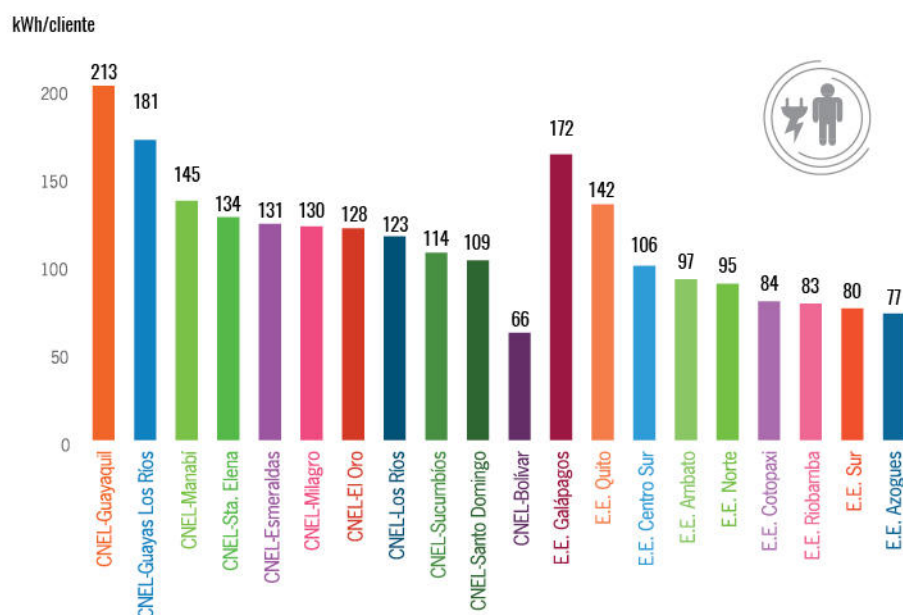
Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018

Figura Nro. 92: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)



En la figura anterior se aprecia el consumo de energía eléctrica en un mes promedio durante el 2017.

Figura Nro. 93: Consumo promedio mensual de clientes residenciales (kWh/cliente)

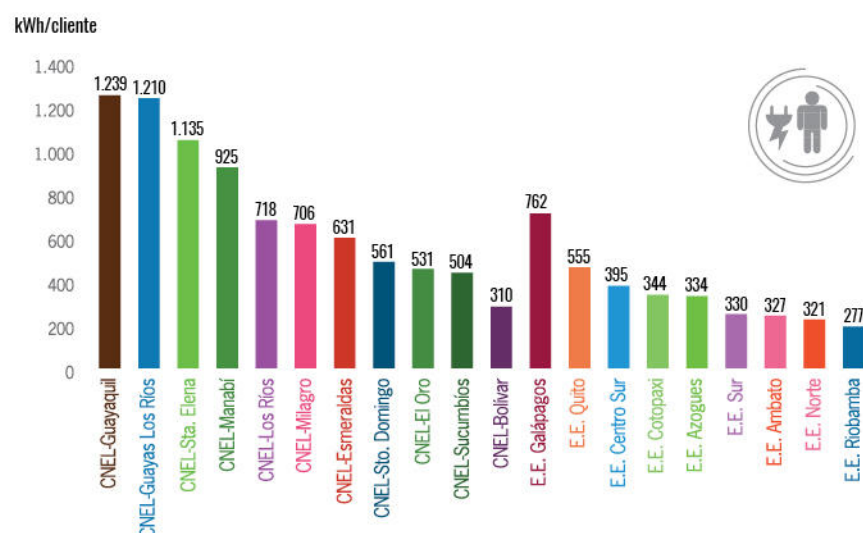


Con respecto a los clientes residenciales, en la CNEL EP, las Unidades de Negocio que tuvieron un mayor consumo promedio son: Guayaquil, Guayas Los Ríos y Manabí. Su consumo promedio mensual fue mayor a 140 kWh/cliente. Por su parte, la Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (66,03 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Galápagos y la E.E. Quito son las distribuidoras que mayor consumo promedio tuvieron (superior a 140 kWh/cliente). La E.E. Azogues es la que menor consumo promedio presentó (77,16 kWh/cliente).

A nivel nacional el consumo promedio mensual de los clientes residenciales fue de 136,10 kWh/cliente.

Figura Nro. 94: Consumo promedio mensual de clientes comerciales (kWh/cliente)

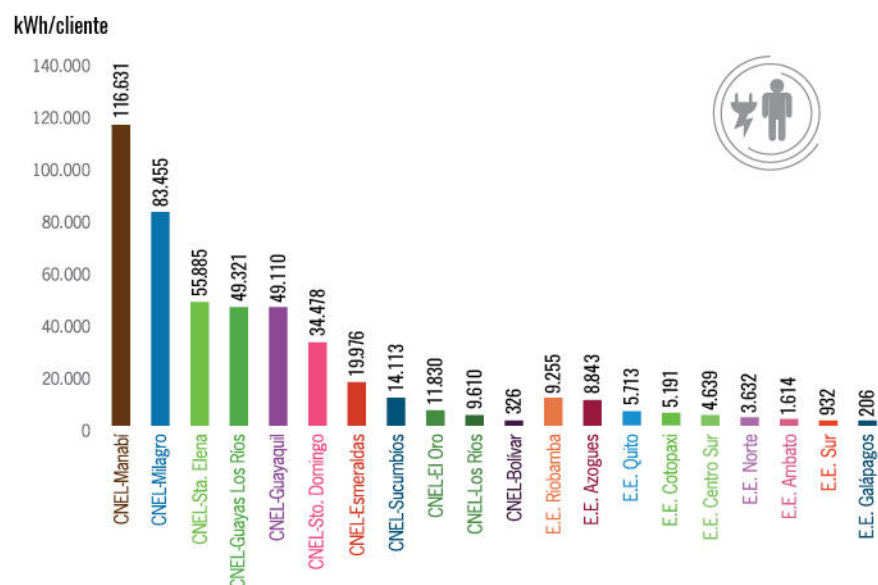


La información revela que las empresas de mayor consumo promedio, en cuanto a clientes comerciales, fueron las Unidades de Negocio CNEL EP, específicamente, Guayaquil, Guayas Los Ríos y Santa Elena. Éstas registraron consumos promedios superiores a los 1.000 kWh/cliente. La CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar, es la que menor consumo promedio presentó (310,07 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Galápagos y la E.E. Quito son las distribuidoras que mayor consumo promedio registraron (superior a 500 kWh/cliente). La E.E. Riobamba es la que menor consumo promedio presentó (276,67 kWh/cliente).

A nivel nacional se estableció que el consumo promedio mensual de los clientes comerciales fue 665,01 kWh/cliente.

Figura Nro. 95: Consumo promedio mensual de clientes industriales (kWh/cliente)



Con respecto a los clientes industriales, en la CNEL EP, las Unidades de Negocio que tuvieron un mayor consumo promedio son: Manabí, Milagro y Santa Elena que presentaron un consumo promedio superior a 50.000 kWh/cliente. Por su parte, la Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (325,74 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Riobamba, la E.E. Azogues, la E.E. Quito y la E.E. Cotopaxi son las distribuidoras que mayor consumo promedio tuvieron (superior a 5.000 kWh/cliente). La E.E. Galápagos es la que menor consumo promedio presentó (205,61 kWh/cliente).

A nivel nacional se reporta un consumo promedio de 9.492,74 kWh/cliente.

3.5 Cobertura de servicio eléctrico

En base a los datos del último censo de población y vivienda realizado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos – INEC, al 2010 se registró una población de 15.012.228 y para el año 2017 la población proyectada fue de 16.776.977.

La cobertura de servicio eléctrico fue determina por el número de clientes residenciales, información proporcionada por las empresas distribuidoras, y el número total de viviendas calculadas en función de la población proyectada por el INEC.

Mediante la siguiente figura se presenta la metodología de cálculo del indicador de cobertura eléctrica.

Figura Nro. 96: Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico



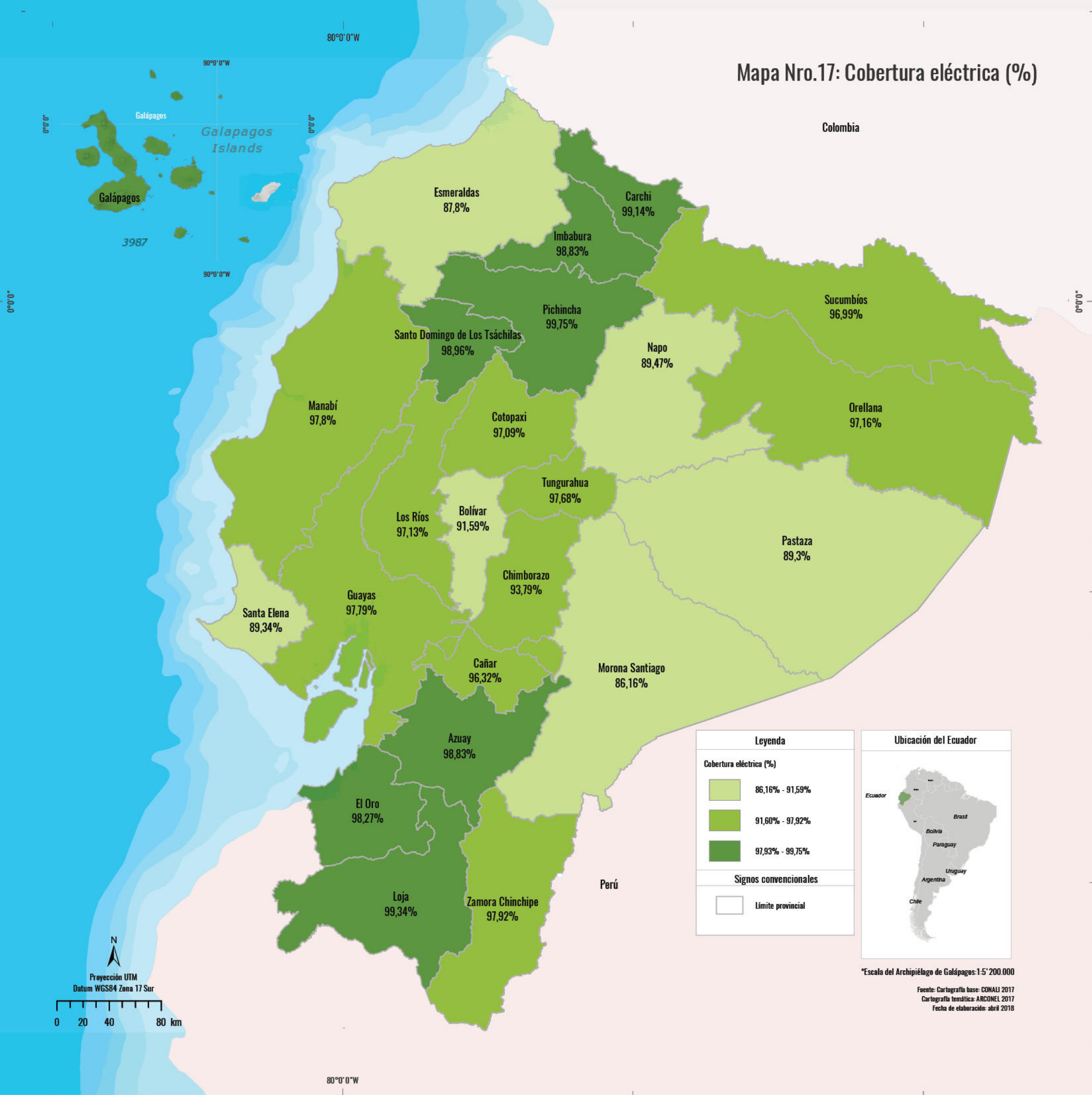
Al 2017 la cobertura eléctrica nacional fue de 97,33 %, evidenciándose que las provincias con mayor cobertura de servicio eléctrico fueron Pichincha (99,75 %), Galápagos (99,63 %), Loja (99,34 %) y Carchi (99,14 %). Por otro lado, los porcentajes de cobertura eléctrica más bajos (menores al 90 %) se registraron en las provincias de Napo, Santa Elena, Pastaza, Esmeraldas y Morona Santiago.

Tabla Nro. 82: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia

Regiones/Provincias	2017
Azuay	98,83 %
Bolívar	91,59 %
Cañar	96,32 %
Carchi	99,14 %
Cotopaxi	97,09 %
Chimborazo	93,79 %
Imbabura	98,83 %
Loja	99,34 %
Pichincha	99,75 %
Tungurahua	97,68 %
Santo Domingo	98,96 %
Región Sierra	98,48 %
El Oro	98,27 %
Esmeraldas	87,80 %
Guayas	97,79 %
Los Ríos	97,13 %
Manabí	97,80 %
Santa Elena	89,34 %
Región Costa	96,72 %
Morona Santiago	86,16 %
Napo	89,47 %
Pastaza	89,30 %
Zamora Chinchipe	97,92 %
Sucumbíos	96,99 %
Orellana	97,16 %
Región Amazónica	93,12 %
Galápagos	99,63 %
Región Insular	99,63 %
Total Nacional	97,33 %



Mapa Nro.17: Cobertura eléctrica (%)



*Escala del Archipiélago de Galápagos:1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2017
Cartografía temática: ARCONEL 2017
Fecha de elaboración: abril 2018



2008 - 2017

ESTADÍSTICA







LT El Inga - San Rafael
Mejía, Pichincha
Autor: CELEC EP Transelectric - Daniel Sánchez

INFRAESTRUCTURA

2008-2017

4



Volcán Chimborazo
Riobamba, Chimborazo
Autor: Mario Alejandro Tapia

4. INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008-2017

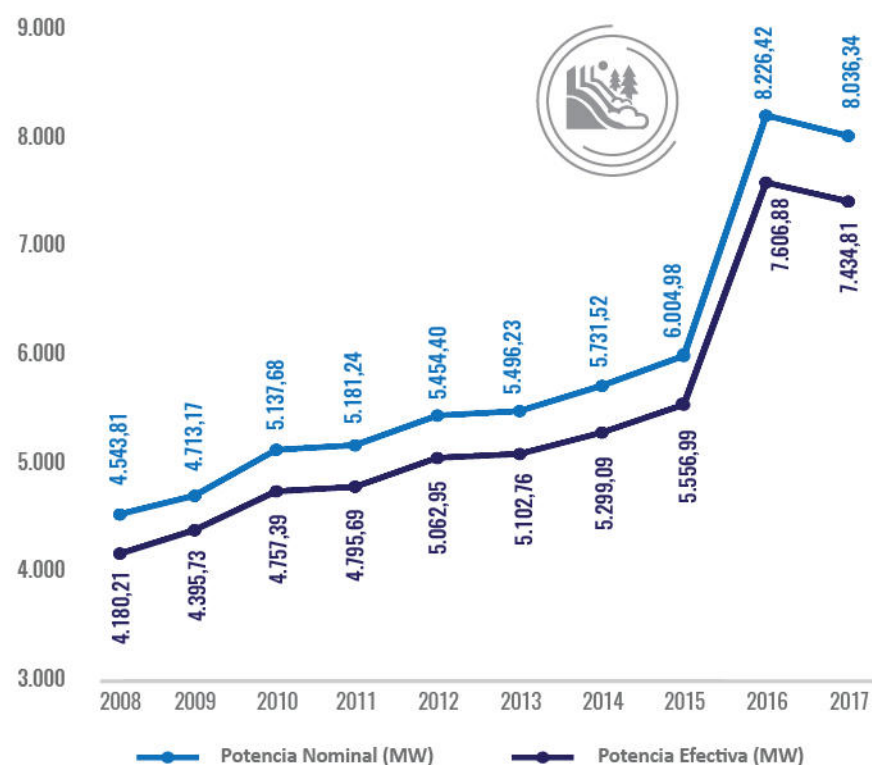
4.1 Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica, periodo 2008-2017

A nivel nacional la capacidad instalada para generación eléctrica se ha incrementado anualmente, a ésta contribuyeron las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación.

La Figura Nro. 97 muestra la evolución de dicha capacidad en el periodo 2008 – 2017. El incremento de las potencias nominal y efectiva en el periodo de análisis fue de 76,86 % y 77,86 %, respectivamente; alcanzando al 2017 los 8.036,34 MW nominales y 7.434,81 MW efectivos.

Pese al inicio de operación comercial de las centrales que se mencionan en la sección 1.1.1, al 2017 se registró disminución en los valores de potencia respecto al 2016. Esto se debió fundamentalmente a la salida de operación de las centrales de Electroquil y Termoguayas de 200 y 150 MW, respectivamente.

Figura Nro. 97: Evolución histórica de las potencias nominal y efectiva



A continuación se presenta un análisis comparativo multianual de las potencias nominal y efectiva. El análisis se lo clasifica por tipo de empresa, tipo de fuente y tipo de servicio.

4.1.1 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa

En la Tabla Nro. 83 y Tabla Nro. 84 se muestra la evolución de las potencias nominal y efectiva, clasificadas por tipo de empresa. En el periodo 2008-2017, las generadoras incrementaron su potencia en aproximadamente 91 % en cuanto a valores efectivos.

Tabla Nro. 83: Potencia nominal por tipo de empresa

Tipo Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Generadora	3.179,76	3.302,84	3.724,78	3.759,41	4.033,57	4.017,94	4.182,25	4.303,70	6.394,64	6.080,05
Autogeneradora	776,33	814,37	911,87	918,28	947,79	1.003,06	1.084,90	1.236,80	1.381,21	1.505,60
Distribuidora	587,71	595,95	501,03	503,54	473,04	475,22	464,37	464,47	450,58	450,69
Total	4.543,81	4.713,17	5.137,68	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.036,34

Tabla Nro. 84: Potencia efectiva por tipo de empresa

Tipo Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Generadora	3.068,65	3.255,20	3.593,35	3.628,15	3.892,85	3.876,10	4.013,18	4.148,29	6.133,20	5.855,67
Autogeneradora	616,79	645,63	711,56	712,35	739,58	794,37	865,35	988,07	1.089,57	1.198,90
Distribuidora	494,76	494,89	452,48	455,18	430,51	432,28	420,55	420,63	384,11	380,23
Total	4.180,21	4.395,73	4.757,39	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.434,81

4.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

Las siguientes tablas muestran los valores de potencia clasificados por tipo de fuente (los valores incluyen a los autogeneradores). En el periodo de estudio, la potencia renovable presentó el mayor incremento, con aproximadamente 120 %, considerando valores efectivos.

Tabla Nro. 85: Potencia nominal por tipo de fuente

Tipo de Energía	Tipo Central	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Renovable	Hidráulica	2.056,33	2.089,25	2.242,42	2.234,41	2.263,89	2.263,89	2.248,09	2.407,61	4.446,36	4.515,96
	Eólica	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	106,80	106,80	101,30	101,30	101,30	101,30	144,30	144,30	144,30	144,30
	Fotovoltaica	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54	26,48	26,48
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-	2,00	7,26
	Total Renovable	2.165,55	2.198,47	2.344,13	2.338,15	2.367,67	2.387,99	2.439,95	2.598,60	4.640,29	4.715,15
No Renovable	Térmica	2.378,25	2.544,70	2.791,55	2.843,08	3.086,73	3.108,23	3.291,58	3.406,38	3.586,14	3.321,19
Total		4.543,81	4.713,17	5.137,68	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.036,34

Tabla Nro. 86: Potencia efectiva por tipo de fuente

Tipo de Energía	Tipo Central	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Renovable	Hidráulica	2.032,52	2.032,16	2.215,19	2.207,17	2.236,62	2.236,62	2.240,77	2.401,52	4.418,18	4.486,41
	Eólica	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	94,50	94,50	93,40	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40	136,40	136,40
	Fotovoltaica	0,02	0,02	0,02	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50	25,59	25,59
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-	1,76	6,50
Total Renovable		2.129,44	2.129,08	2.311,01	2.303,01	2.332,50	2.352,79	2.424,69	2.584,57	4.403,07	4.476,06
No Renovable	Térmica	2.050,77	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44	2.749,96	2.874,39	2.972,41	3.003,80	2.758,76
Total		4.180,21	4.395,73	4.757,39	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.406,88	7.434,81

4.1.3 Potencia nominal y efectiva por tipo servicio

La evolución de los valores de potencia por tipo de servicio se presenta en las siguientes tablas; en base a esta información se determina que, la potencia efectiva para el servicio público ha experimentado un incremento del 73 %, mientras que para el servicio no público (autogeneradores) un 110 %.

Tabla Nro. 87: Potencia nominal por tipo de servicio

Tipo Servicio	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Público	3.848,88	3.980,32	4.303,77	4.300,12	4.543,78	4.530,33	4.714,43	4.888,97	6.965,16	6.598,61
No Público	694,93	732,85	833,91	881,12	910,63	965,90	1.017,10	1.116,01	1.261,26	1.437,73
Total	4.543,81	4.713,17	5.137,68	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.036,34

Tabla Nro. 88: Potencia efectiva por tipo de servicio

Tipo Servicio	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Público	3.642,68	3.829,48	4.120,35	4.120,85	4.360,88	4.345,91	4.498,13	4.686,09	6.633,92	6.308,62
No Público	537,53	566,25	637,05	674,83	702,07	756,85	800,96	870,89	972,96	1.126,18
Total	4.180,21	4.395,73	4.757,39	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.434,81

Figura Nro. 98: Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2008 - 2017 (MW)

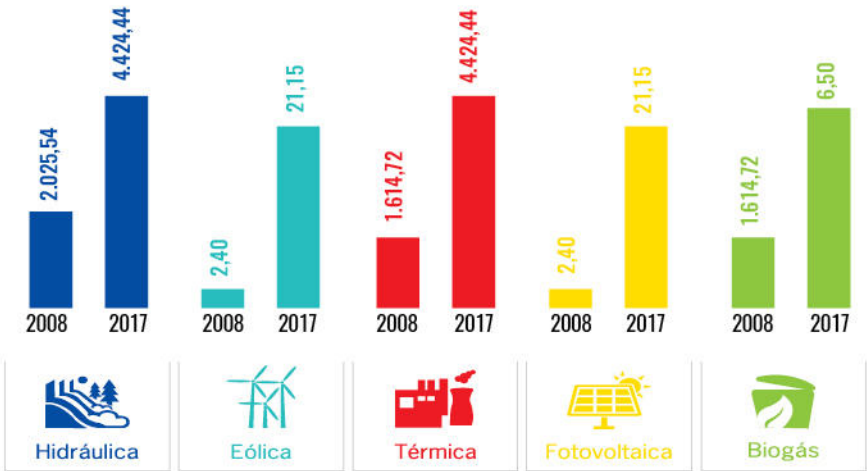
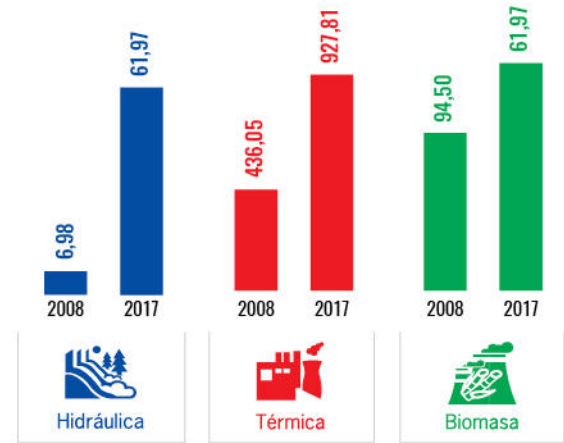


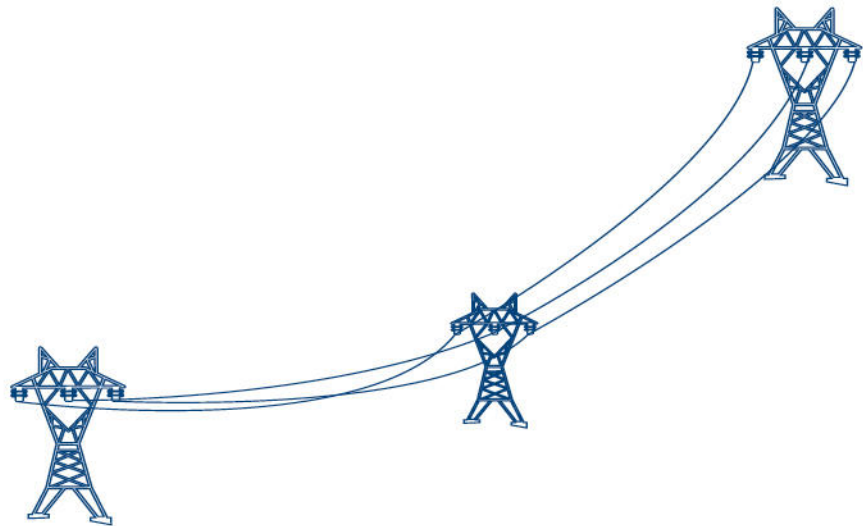
Figura Nro. 99: Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2008 - 2017 (MW)



4.2 Evolución histórica de la capacidad de transformación, periodo 2008-2017

4.2.1 Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras

A nivel nacional, las empresas generadoras y autogeneradoras han presentado una importante evolución de la capacidad de transformación; capacidad que se incrementa en función de la evolución de la potencia instala para generación. Los transformadores elevadores pueden ubicarse a la salida de los generadores (en este documento se los considera como puntos de transformación) o en subestaciones de elevación.



La Tabla Nro. 89, muestra la capacidad de transformación (subestaciones y puntos de transformación) de empresas generadoras en el periodo 2008-2017; en ésta, se aprecia un incremento del 29 % de la capacidad máxima en el periodo mencionado.

Tabla Nro. 89: Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2008	3.952,71
2009	4.112,71
2010	4.212,71
2011	4.368,71
2012	4.438,71
2013	4.463,71
2014	4.541,21
2015	4.567,21
2016	5.495,22
2017	5.105,72

La Tabla Nro. 90 detalla la evolución histórica de la capacidad de transformación de empresas autogeneradoras; dicha capacidad se ha incrementado en un 64 %, durante el periodo de estudio.

Tabla Nro. 90: Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2008	767,01
2009	767,01
2010	767,01
2011	767,01
2012	767,01
2013	775,01
2014	976,81
2015	1.063,17
2016	1.189,57
2017	1.255,72

4.2.2 Capacidad de transformación en subestaciones de CELEC EP–Transelectric

Al 2017 la capacidad máxima en subestaciones del transmisor fue de 13.078,28 MVA, incluyendo las móviles; lo que representó un incremento del 101 % respecto al 2008.

Tabla Nro. 91: Evolución de la capacidad de transformación del transmisor

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2008	6.517,50
2009	6.742,50
2010	7.133,00
2011	7.958,06
2012	8.087,38
2013	8.417,38
2014	8.825,79
2015	9.504,32
2016	11.494,58
2017	13.078,28

4.2.3 Capacidad de transformación en subestaciones de empresas distribuidoras

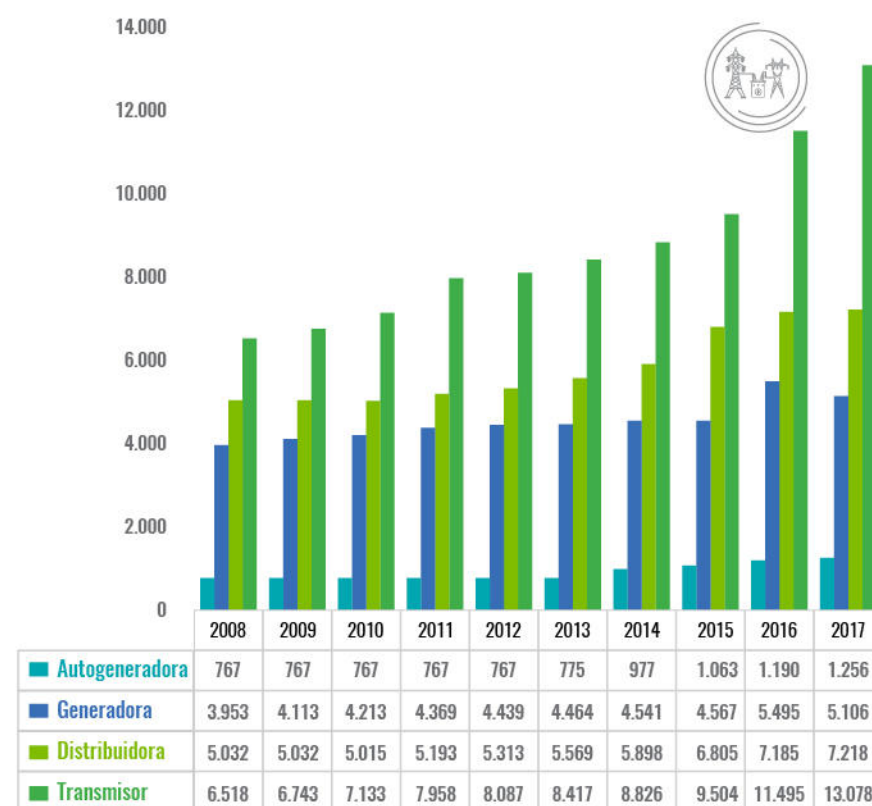
La evolución del número y capacidad instalada de subestaciones de distribución se muestra en la Tabla Nro. 92; la misma revela un incremento del 43 % en el periodo 2008–2017, respecto a la capacidad máxima.

Tabla Nro. 92: Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras

Año	Número	Capacidad Máxima (MVA)
2008	321	5.032,24
2009	321	5.032,24
2010	320	5.014,74
2011	327	5.193,49
2012	335	5.312,86
2013	347	5.568,68
2014	363	5.897,74
2015	381	6.804,96
2016	380	7.184,96
2017	392	7.218,16

En la siguiente figura se muestra un resumen de los valores de capacidad máxima de transformación, por tipo de empresa. Los datos detallan la evolución histórica que ésta ha experimentado a lo largo del periodo.

Figura Nro. 100: Capacidad máxima de transformación (MVA)



4.3 Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión, periodo 2008–2017

4.3.1 Líneas de transmisión de empresas generadoras y autogeneradoras

Las generadoras operaron líneas a niveles de voltaje de 230, 138, 69, 22,8 y 13,8 kV, que en base a la función y operación que éstas cumplen, se consideran como líneas de transmisión.

La longitud total de las líneas de transmisión reportadas por las generadoras para el 2008 fue de 374,44 km, en tanto que para el 2017 se reportó 260,07 km. Relacionando estos dos años, se visualiza una clara disminución de la longitud de líneas, resultado de la salida de operación de las empresas Electroquil y Termoguayas en el 2017 y de traslados de determinadas líneas al transmisor o empresas de distribución, a lo largo del periodo.

De los principales traspasos se anotan los siguientes:

- En 2012, la Central San Francisco pasó a CELEC EP-Hidroagoyán y su línea de 230 kV fue transferida a CELEC EP-Transelectric.
- Las líneas de 138 kV Daule Peripa - Portoviejo y Daule Peripa - Quevedo, de CELEC EP-Hidronación, fueron transferidas a CELEC EP-Transelectric.
- La infraestructura eléctrica de Eolisa, incluyendo la línea de 13,2 kV, fue transferida a la Empresa Eléctrica Galápagos.
- La línea de CELEC EP Unidad de Negocio Termogas Machala de 138 kV fue transferida a la Unidad de Negocio Transelectric.
- La línea de 13,8 kV, que se conecta a la subestación Samborombón para evacuación de energía de la central de Electrisol, fue transferida a CNEL-Los Ríos, por temas de operación y mantenimiento.

Tabla Nro. 93: Evolución histórica de líneas de empresas generadoras

Año	Longitud (km)								
	13,2 kV	13,8 kV	22	22,8	34,5	69 kV	138 kV	230 kV	Total
2008	12	-	-	-	-	53,87	256,55	52,02	374,44
2009	12	-	-	-	-	54,07	257,05	52,02	375,14
2010	12	-	-	-	-	54,07	256,55	54,53	377,15
2011	12	-	-	-	-	54,07	257,05	54,53	377,65
2012	12	-	-	-	-	54,77	257,05	8,21	332,03
2013	12	-	-	-	-	58,02	257,05	8,21	335,28
2014	12	-	-	-	-	80,72	257,65	8,21	358,58
2015	12	-	-	-	-	80,72	271,55	8,21	372,48
2016	-	10,00	-	0,40	-	141,26	145,13	8,21	305,00
2017	4,00	0,60	0,80	0,40	0,15	129,06	120,03	5,03	260,07

Al 2017, la longitud total de las líneas de empresas autogeneradoras fue de 639,02 km, lo que representó un incremento del 39 %, con respecto al 2008. Los datos históricos se presentan en la siguiente tabla.

Tabla Nro. 94: Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras

Año	Longitud (km)									
	6,3 kV	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	230 kV	Total
2008	3,75	-	2,02	5,66	218,70	29,19	200,75	-	-	460,07
2009	3,75	-	2,02	5,66	218,70	29,19	200,75	-	-	460,07
2010	3,75	-	2,02	5,66	218,70	29,19	200,75	-	-	460,07
2011	3,75	0,20	2,02	5,66	218,70	29,19	200,75	-	-	460,27
2012	3,75	0,20	2,02	5,66	218,70	29,19	200,75	-	-	460,27
2013	3,75	0,20	2,02	5,66	249,70	29,19	200,75	-	-	491,27
2014	3,75	5,00	2,02	5,66	249,70	29,19	237,75	-	-	533,07
2015	3,75	5,20	-	22,66	249,70	29,19	238,75	9,86	-	559,11
2016	3,75	5,20	-	22,66	249,70	29,19	259,75	-	18,87	589,12
2017	3,75	5,20	-	22,66	275,60	29,19	259,75	-	42,87	639,02

4.3.2 Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric

Al 2017, el transmisor operó 5.483,86 km de líneas de transmisión, valor que representaría un incremento del 59 % en relación al 2008 (los valores no incluyen líneas para interconexión).

Tabla Nro. 95: Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric

Año	Longitud (km)			
	138 kV	230 kV	500 kV	Total
2008	1.770,95	1.671,11	-	3.442,06
2009	1.778,10	1.671,11	-	3.449,21
2010	1.778,10	1.836,55	-	3.614,65
2011	1.794,72	1.867,65	-	3.662,37
2012	1.916,90	1.867,65	-	3.784,55
2013	1.925,10	1.882,87	-	3.807,97
2014	1.889,45	2.251,91	-	4.141,36
2015	2.004,43	2.439,03	-	4.443,46
2016	2.217,83	2.917,13	263,80	5.398,76
2017	2.217,83	3.002,23	263,80	5.483,86

4.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras

Las distribuidoras reportaron una longitud total de 5.084,49 km para el 2017, lo que representó en un incremento de 526,49 km (12 %) respecto al 2008. Los valores incluyen líneas de subtransmisión y líneas asociadas a generación (se consideran como líneas de transmisión).

Tabla Nro. 96: Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras

Año	Longitud (km)							
	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	Total
2008		78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2009		78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2010		78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,55	106,99	4.557,83
2011		78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2012		63,65	50,55	44,97	211,48	4.143,50	56,15	4.570,30
2013		63,65	50,55	44,97	211,48	4.230,91	61,48	4.663,04
2014		24,65	50,55	34,90	211,48	4.446,86	95,65	4.864,09
2015		8,15	50,72	44,56	211,48	4.454,47	134,87	4.904,25
2016	12,00	8,15	54,71	44,56	211,48	4.586,94	134,87	5.052,71
2017	12,00	17,86	54,71	67,59	192,03	4.626,13	114,17	5.084,49

4.4 Evolución histórica de clientes, periodo 2008-2017

4.4.1 Clientes

A continuación se presenta el detalle multianual de clientes regulados y no regulados de las empresas distribuidoras. Como se puede observar en la Tabla Nro. 97, al 2017 se registró un total de 5.071.690 clientes, lo que representa un incremento del 43 % (1.518.097 clientes) respecto al 2008.

Tabla Nro. 97: Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras

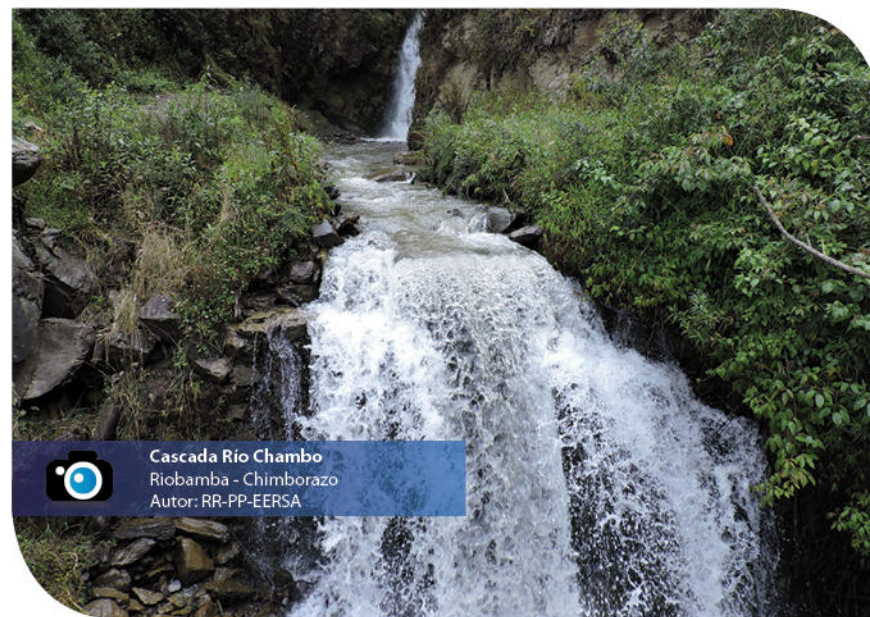
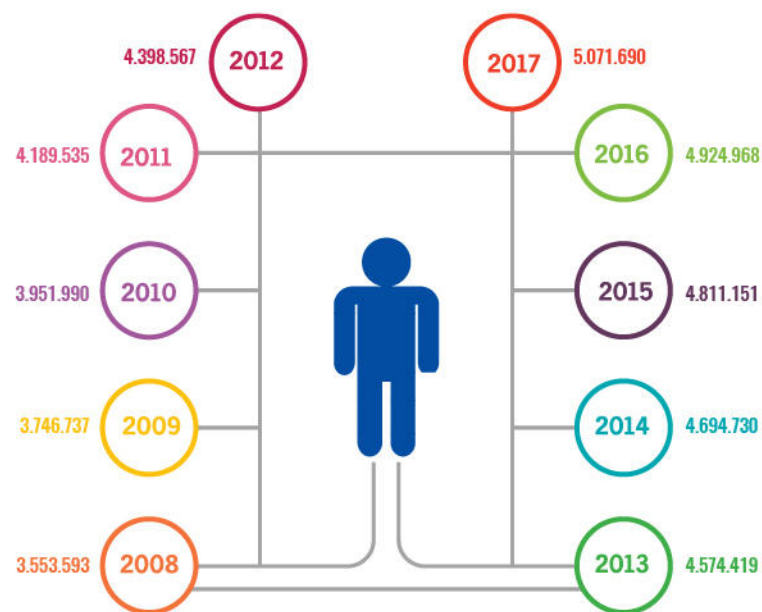
Año	Clientes Regulados					Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Regulados	No Regulados	General
2008	3.110.473	351.333	42.273	486	48.928	3.553.493	100	3.553.593
2009	3.288.798	368.430	43.261	349	45.811	3.746.649	88	3.746.737
2010	3.470.331	386.638	45.248	361	49.356	3.951.934	56	3.951.990
2011	3.675.992	413.904	47.137	364	52.081	4.189.478	57	4.189.535
2012	3.853.176	439.253	48.068	211	57.802	4.398.510	57	4.398.567
2013	4.010.640	445.946	49.204	308	68.263	4.574.361	58	4.574.419
2014	4.117.661	456.055	48.390	557	72.010	4.694.673	57	4.694.730
2015	4.224.115	465.847	46.682	387	74.014	4.811.045	106	4.811.151
2016	4.333.914	470.042	44.567	504	75.825	4.924.852	116	4.924.968
2017	4.468.496	481.571	43.231	231	77.997	5.071.526	164	5.071.690

El número de usuarios finales que se indica en alumbrado público (SAPG) son aquellos que están asociados a un determinado suministro o equipo de medición, estos son considerados como un cliente más dentro del sistema comercial de las empresas distribuidoras.

En el periodo de estudio, la tasa de crecimiento promedio de clientes residenciales, comerciales, industriales y otros fue de 3,69 %, 3,20 %, 0,22 % y 4,77 %, respectivamente.

En la siguiente figura se aprecia el incremento de clientes regulados y no regulados a nivel nacional, en los últimos 10 años.

Figura Nro. 101: Número de clientes totales







Central hidroeléctrica Manduriacu
Pichincha - Imbabura
Autor: CELEC EP Coca Codo



TRANSACCIONES

2008-2017





Central Paute Mazar
entre Azuay y Cañar
Autor: CELEC EP HIDROPAUTE

5. TRANSACCIONES

DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008-2017

5.1 Evolución histórica de la producción de energía, periodo 2008-2017

5.1.1 Producción de energía

La energía bruta producida por las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras durante el periodo 2008-2017 se presenta en la siguiente tabla. En el 2008 fue 18.608,53 GWh y en el 2017 fue 28.032,91 GWh, lo que representó un incremento de 9.424,38 GWh, 50,65 %.

Tabla Nro. 98: Energía producida 2008-2017

Año	Energía bruta (GWh)	Energía consumos auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2008	18.608,53	597,42	18.011,10	15.688,63	2.322,48
2009	18.264,62	372,78	17.891,84	15.403,59	2.488,24
2010	19.509,85	300,69	19.209,17	16.503,47	2.705,70
2011	20.544,14	299,92	20.244,22	17.318,29	2.925,93
2012	22.847,96	379,21	22.468,75	19.161,30	3.307,45
2013	23.260,33	417,04	22.843,29	19.496,20	3.347,09
2014	24.307,21	528,30	23.778,91	20.334,44	3.444,47
2015	25.950,19	521,85	25.428,35	21.821,50	3.606,85
2016	27.313,86	455,60	26.858,27	22.717,37	4.140,90
2017	28.032,91	383,08	27.649,83	23.104,97	4.544,87

La energía disponible en el 2008 fue 18.011,10 GWh y en el 2017 de 27.649,83 GWh, lo que representó un incremento de 9.638,73 GWh, 53,52 %. Del valor disponible en el 2017, 23.104,97 GWh, 83,56 %, se entregó para el servicio público; y, 4.544,87 GWh, 16,44 %, al servicio no público, que corresponde a la energía producida por las empresas autogeneradoras para sus procesos productivos e incluye la energía excedente que es vendida al sistema eléctrico.

Figura Nro. 102: Energía bruta y disponible, periodo 2008-2017

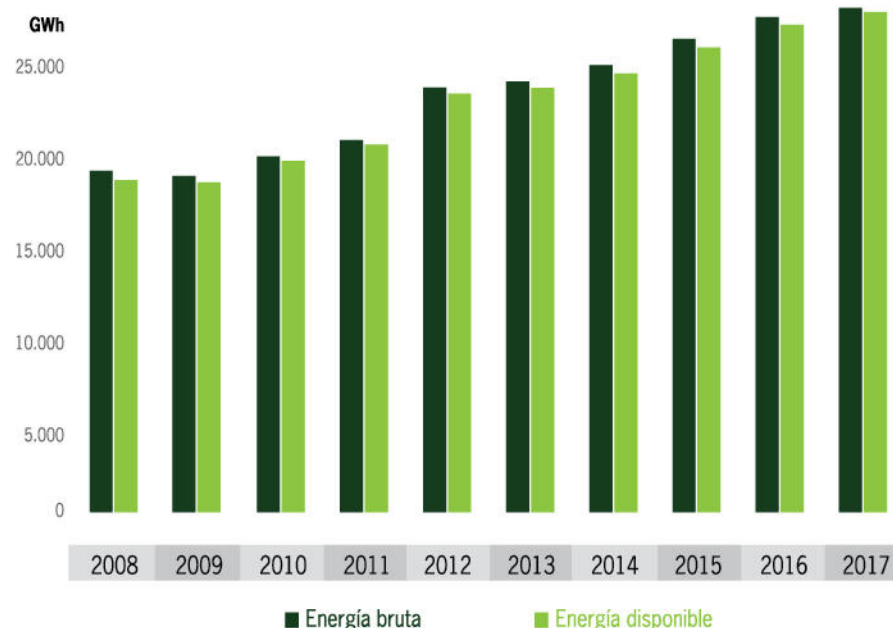
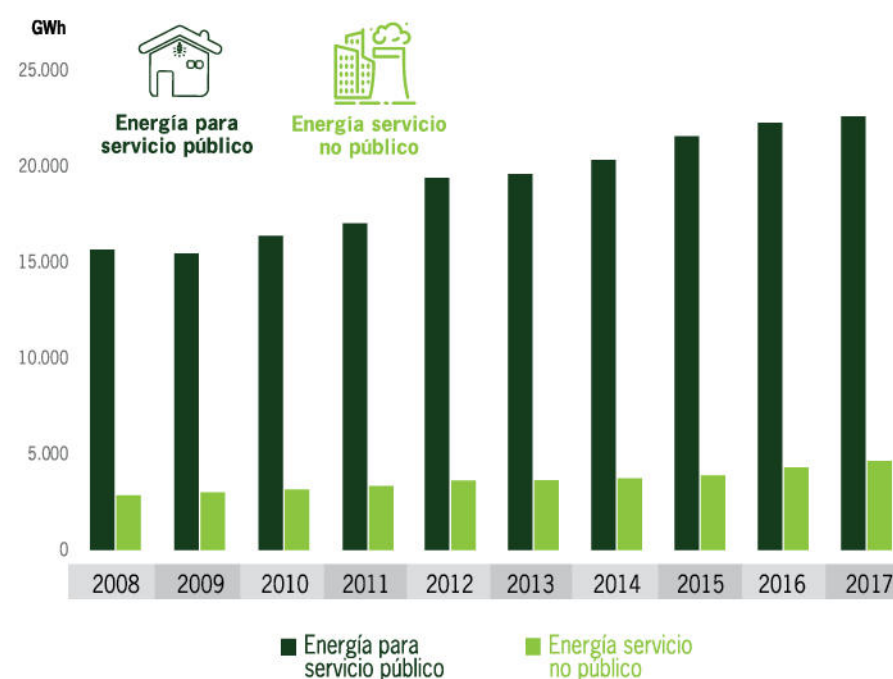


Figura Nro. 103: Energía para servicio público y no público, periodo 2008-2017



En el anexo G.1, se presenta la producción de energía bruta de cada una de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano en el periodo 2008-2017.

5.1.2 Producción histórica de empresas generadoras

La energía bruta producida por las empresas generadoras en el 2008 fue 14.224,46 GWh y en el 2017 fue 22.184,93 GWh; con un incremento en los últimos diez años de 7.960,47 GWh, lo que representó el 55,96 %.

Se observa también que la energía destinada para servicio público se incrementó en 7.917,01 GWh, que representó el 56,91 %.

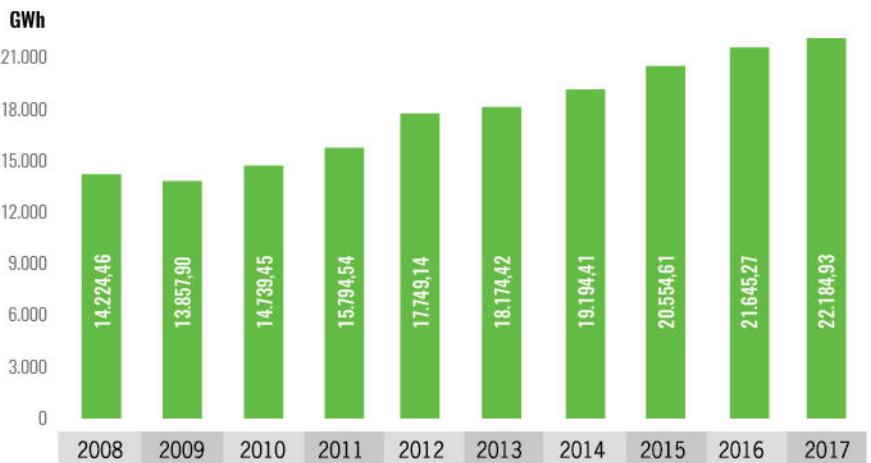
Tabla Nro. 99: Energía producida por las empresas generadoras

Año	Energía bruta (GWh)	Energía consumos auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2008	14.224,46	311,75	13.912,72	13.911,99
2009	13.857,90	331,84	13.526,06	13.525,79
2010	14.739,45	247,18	14.492,27	14.442,15
2011	15.794,54	273,10	15.521,44	15.388,06
2012	17.749,14	306,49	17.442,64	17.305,58
2013	18.174,42	340,26	17.834,16	17.657,94
2014	19.194,41	446,99	18.747,42	18.685,84
2015	20.554,61	419,07	20.135,54	20.068,19
2016	21.645,27	325,13	21.320,15	21.240,27
2017	22.184,93	247,14	21.937,79	21.829,01

En el anexo G.2, se muestra a detalle la producción de energía de las empresas generadoras.

La evolución de la producción total de energía de las empresas generadoras se presenta en la Figura Nro. 104. Se visualiza que a partir del 2010 hubo un crecimiento sostenido de la producción energética debido a la incorporación de nuevas centrales de generación.

Figura Nro. 104: Evolución de la producción de energía de empresas generadoras



5.1.3 Producción histórica de empresas distribuidoras con generación

La energía entregada para servicio público por parte de las empresas distribuidoras con generación, en el 2017, fue de 701,85 GWh. Con respecto al 2008, existe una variación de 463,88 GWh (39,79 %), debido a que en los últimos años, varias centrales de generación de las distribuidoras pasaron a ser operadas por CE-LEC EP.

Tabla Nro. 100: Energía producida por las empresas distribuidoras con generación

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2008	1.179,43	13,69	1.165,74	1.165,74
2009	1.361,30	17,07	1.344,23	1.344,23
2010	1.516,22	18,33	1.497,88	1.497,88
2011	1.308,89	14,22	1.294,66	1.294,66
2012	1.232,58	12,90	1.219,67	1.219,67
2013	1.194,41	12,55	1.181,86	1.181,86
2014	1.282,07	13,29	1.268,78	1.268,78
2015	1.201,87	18,12	1.183,75	1.183,75
2016	897,18	10,55	886,62	886,62
2017	705,69	3,84	701,85	701,85

En la Tabla Nro. 101 se presenta la energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación para servicio público durante el periodo 2008-2017.

Tabla Nro. 101: Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CNEL-Guayaquil	238,60	399,47	603,35	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78
CNEL-Sucumbios	17,09	55,52	61,94	47,49	15,15	-	-	-	-	-
CNEL-Ei Oro	3,73	1,95	0,09	0,03	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolivar	4,24	3,28	4,51	2,26	1,49	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	-	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Milagro	-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	634,63	601,69	557,64	619,41	543,27	519,23	551,27	485,17	413,35	391,20
E.E. Riobamba	92,05	99,08	105,70	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90
E.E. Cotopaxi	59,48	53,94	51,55	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80
E.E. Norte	59,50	51,11	52,66	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30
E.E. Sur	24,45	49,61	38,89	30,98	28,04	33,77	26,89	23,44	23,87	18,20
E.E. Ambato	18,45	11,68	10,22	9,37	13,02	10,47	10,20	13,08	11,96	13,08
E.E. Galápagos	26,84	28,39	29,27	31,90	36,74	37,05	43,54	50,50	20,83	8,71
E.E. Centro Sur	0,37	0,55	0,39	0,05	0,65	1,48	1,27	0,68	0,73	0,74
Total general	1.179,43	1.361,30	1.516,22	1.308,89	1.232,58	1.194,41	1.282,07	1.201,87	897,18	705,69

Figura Nro. 105: Energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación



5.1.4 Producción histórica de empresas autogeneradoras

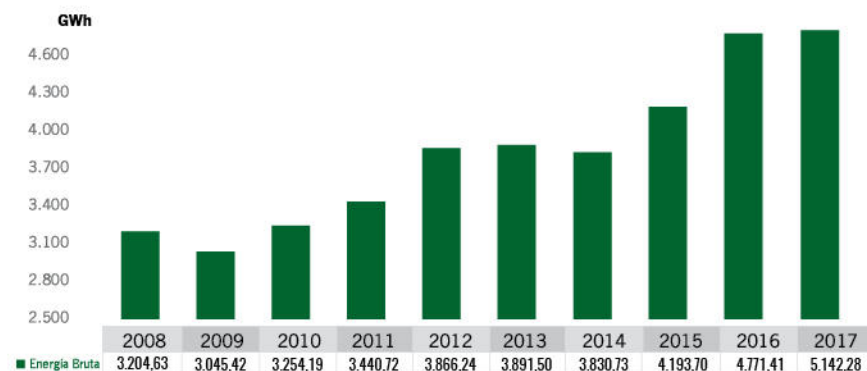
La energía bruta producida por las empresas autogeneradoras en el 2008 fue 3.204,63 GWh y en el 2017 fue 5.142,28 GWh, la variación de energía en el periodo 2008-2017 fue de 1.937,65 GWh que representó un incremento del 60,46 %.

Tabla Nro. 102: Energía producida por las empresas autogeneradoras

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2008	3.204,63	271,98	2.932,65	610,90	2.321,75
2009	3.045,42	23,87	3.021,55	533,57	2.487,98
2010	3.254,19	35,17	3.219,01	563,44	2.655,57
2011	3.440,72	12,60	3.428,12	635,57	2.792,55
2012	3.866,24	59,81	3.806,43	636,04	3.170,40
2013	3.891,50	64,23	3.827,27	656,40	3.170,87
2014	3.830,73	68,02	3.762,72	379,83	3.382,89
2015	4.193,70	84,66	4.109,05	569,56	3.539,49
2016	4.771,41	119,92	4.651,49	590,47	4.061,03
2017	5.142,28	132,10	5.010,19	574,11	4.436,08

La evolución de la producción total de energía de las empresas autogeneradoras se presenta en la siguiente tabla.

Figura Nro. 106: Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras



En el anexo G.3, se muestra la producción de energía de las empresas autogeneradoras en los últimos diez años.

5.1.5 Consumo de combustibles periodo 2008-2017.

En la siguiente tabla se presenta el consumo de los combustibles utilizados para generación de energía eléctrica. Comparado el 2016 con el 2017, se visualiza una reducción en el consumo de los principales combustibles utilizados, el fuel oil redujo 108,42 millones de galones, 43,37 %; el diésel redujo 82,77 millones de galones, 44,67 %, el residuo redujo 21,13 millones de galones, 42,61 %; y, el crudo 3,83 millones de galones, 3,81 %; esto debido a la incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas.



Tabla Nro. 103: Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica

Combustible	Unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fuel Oil	kgal	191.901,23	225.009,42	235.416,46	265.897,77	312.667,03	343.514,47	368.783,70	335.750,59	249.953,74	141.680,00
Diesel	kgal	124.632,73	207.796,86	315.196,43	172.273,64	139.157,80	176.864,55	185.573,03	212.376,03	185.279,36	108.232,19
Nafta	kgal	7.935,79	9.953,19	14.639,68	14.711,27	90,75	2.705,72	-	-	0,01	-
Gas Natural	kpc x 106	16,08	19,30	20,04	17,71	23,23	25,87	26,65	25,72	26,18	23,53
Residuo	kgal	30.749,21	38.947,88	38.432,49	34.128,95	32.849,20	32.114,49	36.238,50	58.770,98	49.579,46	28.454,43
Crudo	kgal	54.992,83	57.035,84	60.529,92	62.806,49	67.155,41	75.613,48	77.091,05	75.124,33	100.370,48	101.490,06
GLP	kgal	8.584,05	7.584,88	7.754,67	7.069,02	6.295,76	5.864,25	6.335,57	7.290,65	8.300,80	7.091,62
Bagazo de Caña	t	1.312.428,05	862.760,04	912.301,45	1.064.253,42	1.122.340,36	1.093.354,33	1.447.069,95	1.504.439,27	1.542.813,88	1.668.501,78
Biogás	m³	-	-	-	-	-	-	-	-	8.119.299,87	16.327.344,01

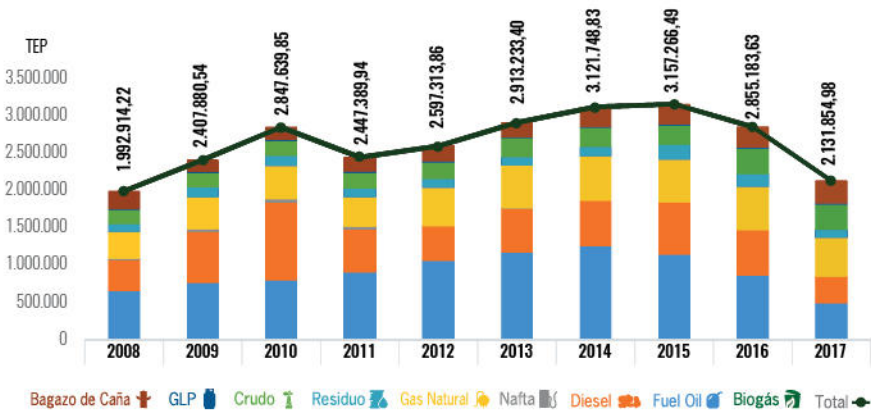
En la siguiente tabla se detalla el consumo de combustibles expresado en toneladas equivalentes de petróleo.

Tabla Nro. 104: Consumo de combustibles (TEP)

Combustible	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fuel Oil	653.373,04	766.097,66	801.530,88	905.311,71	1.064.548,68	1.169.576,08	1.255.611,13	1.143.142,12	851.026,51	482.383,01
Diesel	411.575,05	686.208,22	1.040.874,18	568.899,78	459.541,25	584.060,35	612.818,40	701.330,01	611.848,61	357.415,49
Nafta	23.070,21	28.935,03	42.559,17	42.767,29	263,82	7.865,82	-	-	0,02	-
Gas Natural	358.251,23	430.015,33	446.464,54	394.523,84	517.632,44	576.263,04	593.782,78	572.989,10	583.213,73	524.199,27
Residuo	101.543,20	128.617,71	126.915,73	112.704,13	108.478,02	106.051,80	119.670,52	194.079,59	163.726,41	93.965,16
Crudo	187.236,07	194.191,98	206.088,39	213.839,51	228.646,45	257.443,94	262.474,66	255.778,52	341.734,99	345.546,86
GLP	19.006,83	16.794,46	17.170,41	15.652,24	13.940,08	12.984,63	14.028,24	16.142,98	18.379,64	15.702,27
Bagazo de Caña	238.858,60	157.020,15	166.036,56	193.691,44	204.263,12	198.987,73	263.363,08	273.804,16	280.788,24	303.663,12
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	-	4.465,49	8.979,80
Total general	1.992.914,22	2.407.880,54	2.847.639,85	2.447.389,94	2.597.313,86	2.913.233,40	3.121.748,83	3.157.266,49	2.855.183,63	2.131.854,98

En la siguiente figura se presentan los consumos de combustibles para el periodo 2008-2017 expresados en TEP.

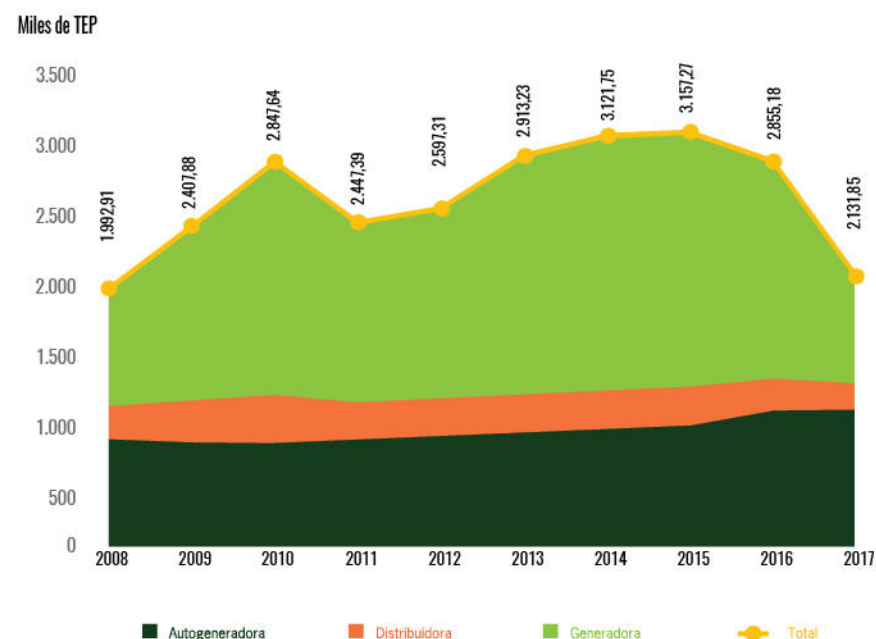
Figura Nro. 107: Consumo de combustible (TEP)



Atención al cliente Centrosur
Cuenca, Azuay
Autor: José Carlos Flores

En la siguiente figura se muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa para el periodo 2008-2017; se observa que la disminución se produjo principalmente en las empresas de generación.

Figura Nro. 108: Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP)



La siguiente tabla se muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa

Tabla Nro. 105: Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP)

Combustible	Tipo de Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Fuel Oil	Generadora	605.748,59	751.372,09	701.703,30	822.748,20	978.002,24	1.090.391,67	1.187.104,54	1.078.512,29	783.555,35	451.331,29
	Distribuidora	47.624,46	14.725,56	99.827,58	82.563,51	86.546,44	79.184,41	68.506,60	64.625,27	63.296,66	13.897,79
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	4,57	4.174,50	17.153,93
Diesel	Generadora	93.336,31	264.330,18	664.069,73	279.222,45	169.976,42	266.916,03	274.800,31	329.089,41	269.155,44	56.366,58
	Distribuidora	66.806,10	168.384,19	130.368,41	61.120,43	62.717,44	74.752,71	94.382,88	103.571,81	34.547,18	5.480,26
	Autogeneradora	251.432,64	253.493,85	246.436,04	228.556,90	226.847,39	242.391,62	243.635,21	268.668,79	308.145,99	295.568,65
Nafta	Generadora	23.070,21	28.935,03	42.559,17	42.767,29	263,82	7.865,82	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	-	0,02	-
Gas Natural	Generadora	195.923,25	232.783,03	260.401,57	188.798,85	311.838,18	361.059,59	405.985,41	369.939,75	359.748,01	313.054,30
	Autogeneradora	162.327,98	197.232,29	186.062,97	205.724,99	205.794,27	215.203,45	187.797,37	203.049,36	223.465,73	211.144,97
Residuo	Generadora	69.034,41	76.684,92	68.486,10	57.420,77	62.733,69	74.345,07	86.196,77	162.056,41	129.028,69	59.776,74
	Distribuidora	-	-	-	4.702,20	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	32.508,79	51.932,80	58.429,62	50.581,16	45.744,32	31.706,72	33.473,75	32.023,18	34.697,72	34.188,42
Crudo	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	8.512,62	-
	Distribuidora	-	7.648,42	8.418,79	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	187.236,07	186.543,56	197.669,60	213.839,51	228.646,45	257.443,94	262.474,66	255.778,52	333.222,37	345.546,86
GLP	Autogeneradora	19.006,83	16.794,46	17.170,41	15.652,24	13.940,08	12.984,63	14.028,24	16.142,98	18.379,64	15.702,27
Biogazo	Autogeneradora	238.858,60	157.020,15	166.036,56	193.691,44	204.263,12	198.987,73	263.363,08	273.804,16	280.788,24	303.663,12
Biogás	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	4.465,49	8.979,80

5.2 Evolución histórica de la energía vendida periodo 2008-2017

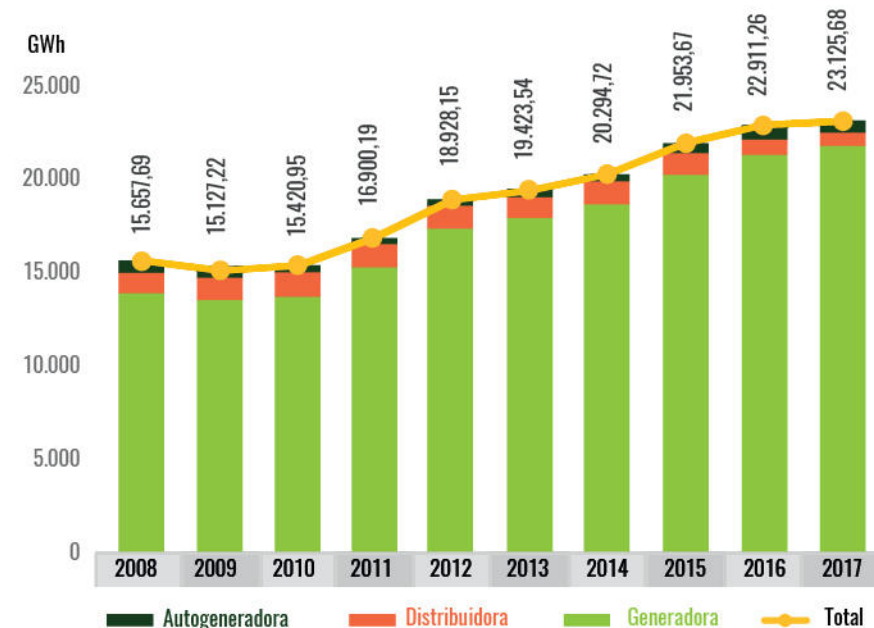
La energía vendida por tipo de empresa de los últimos diez años se detalla en la siguiente tabla, en el 2017 se vendieron 23.124,96 GWh, se visualiza que durante el periodo 2008-2017 las empresas generadoras han incrementado su venta en 7.916,55 GWh, 56,90 %; las autogeneradoras disminuyeron 14,60 GWh, 2,32 %; y, las distribuidoras con generación disminuyeron su venta en 434,68 GWh, 38,99 %, por cuanto a lo largo del periodo varias centrales han pasado a ser administradas por CELEC EP.

Tabla Nro. 106: Energía vendida por tipo de empresa (GWh)

Año	Generador	Distribuidor	Autogenerador
2008	13.913,46	1.114,73	629,50
2009	13.537,78	1.249,72	339,72
2010	13.703,45	1.392,49	325,00
2011	15.362,56	1.201,69	335,94
2012	17.416,93	1.174,12	337,11
2013	17.965,72	1.126,72	331,11
2014	18.712,17	1.207,59	374,96
2015	20.264,82	1.126,84	562,01
2016	21.298,80	855,73	756,73
2017	21.830,73	680,05	614,90

A partir del 2011 se observa un incremento de la energía vendida; esto se debió al ingreso de nuevas centrales de generación eléctrica, tales como Mazar, Villonaco, Manduriacu, Coca Codo Sinclair, Sopladora, Topo, varias centrales fotovoltaicas y térmicas.

Figura Nro. 109: Energía vendida por tipo de empresa



5.2.1 Energía vendida por las empresas generadoras

En la siguiente tabla se presenta la energía vendida por las empresas de generación que en el 2008 fue 13.913,46 GWh y en el 2017 fue 21.830,01 GWh, con un crecimiento de 7.916,55 GWh lo que represento el 56,90 %.

Tabla Nro. 107: Energía vendida por empresa generadora (GWh)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CELEC-Hidropaute	6.198,30	4.737,89	4.296,97	6.737,44	7.100,45	5.830,68	6.094,77	6.971,29	6.851,61	7.497,37
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65
CELEC-Hidroagoyán	1.412,08	1.195,67	1.055,19	1.083,23	2.323,05	2.588,27	2.532,17	2.866,60	2.413,73	2.359,80
CELEC-Electroguayas	1.442,57	1.912,53	2.756,67	2.169,37	1.960,86	2.485,17	2.704,22	2.383,88	1.912,58	1.031,11
CELEC-Termogas Machala	748,63	901,84	1.008,91	702,93	1.219,65	1.429,52	1.597,50	1.475,91	1.439,33	1.210,26
CELEC-Termoesmeraldas	626,00	943,53	449,54	719,71	1.383,28	1.699,50	1.774,55	1.711,79	1.370,50	744,09
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	1.035,85	820,40	933,87	1.245,66	1.209,89	1.196,51
CELEC-Termopichincha	145,36	274,80	360,95	742,65	848,15	1.027,17	1.108,49	1.218,81	1.055,18	425,04
Termoguayas	450,20	577,93	595,79	540,97	546,45	632,93	623,18	622,91	520,36	64,87
Elecaastro	327,54	286,06	228,65	309,26	387,15	462,92	476,62	518,07	427,99	424,97
Electroquil	259,43	527,58	498,16	221,74	222,14	248,99	268,66	363,40	230,85	-
Intervisa Trade	135,23	136,53	327,94	228,65	60,54	354,75	174,93	295,68	121,07	-
Hidrosibimbe	85,17	89,23	86,68	103,12	98,87	84,16	97,56	104,67	98,30	100,56
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	-	-	92,80	74,35
Generoca	149,54	165,38	162,86	135,38	121,18	123,25	126,94	111,28	85,17	5,83
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	49,57	74,70	90,92	76,73	66,10
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	-	36,16	209,10
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	-	-	32,04	42,29
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	-	12,96	23,16
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	-	6,75	20,18
Gransolar	-	-	-	-	-	-	2,64	5,83	5,91	5,65
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	0,71	1,28	3,37	1,25
Epfotovoltaica	-	-	-	-	-	1,21	2,98	2,97	3,06	2,88
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	-	-	1,78	28,57
San Pedro	-	-	-	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66
Gonzanergy	-	-	-	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52
Electrisol	-	-	-	-	-	-	1,45	1,62	1,56	1,52
Valsolar	-	-	-	-	-	1,31	1,32	1,44	1,49	1,42
Surenergy	-	-	-	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27
Solsantros	-	-	-	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28
Sanersol	-	-	-	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50
Eolicca	2,68	3,20	3,43	3,34	2,40	3,45	3,86	3,30	1,31	-
Sansau	-	-	-	-	-	-	0,71	1,30	1,30	1,04
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15
Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14
Solchacras	-	-	-	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	0,34	1,40	1,20	1,17
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	0,81	1,08	1,11	1,08
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	0,83	0,91	1,11	1,07
Enersol	-	-	-	-	-	0,51	0,67	0,62	0,65	0,64
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,60
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,55
Hidropastaza	960,11	1.052,68	1.031,03	903,23	-	-	-	-	-	-
EMAAP-Q	123,10	123,70	77,82	113,68	106,89	121,95	105,73	103,20	-	-
Hidronación	847,51	609,23	762,86	647,83	-	-	-	-	-	-
Total general	13.913,46	13.537,78	13.703,45	15.362,56	17.416,93	17.965,72	18.712,17	20.264,82	21.298,80	21.830,01

5.2.2 Energía vendida por empresas distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras con centrales de generación eléctrica, a lo largo del tiempo, han aportado energía al sector eléctrico ecuatoriano, esta aportación ha variado en los últimos años, pues algunas de sus centrales han pasado a ser operadas por CELEC EP. Durante el periodo 2008–2017, 10 distribuidoras efectuaron la venta de la energía producida por sus centrales de generación en el mercado eléctrico.

Tabla Nro. 108: Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (GWh)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CNEL-Guayaquil	231,02	395,98	595,70	331,45	390,76	373,89	412,11	400,93	217,66	45,49
CNEL-Manabí	0,76	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	4,27	3,27	4,49	2,26	1,49	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	3,62	1,85	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	626,62	590,95	549,67	612,82	537,38	512,20	543,85	480,99	408,24	389,75
E.E. Riobamba	91,61	98,00	102,66	96,07	105,77	92,52	100,36	101,43	93,39	104,71
E.E. Norte	59,50	51,11	52,66	69,18	53,28	54,90	64,64	56,06	52,75	57,30
E.E. Cotopaxi	49,33	42,99	38,74	49,99	44,73	49,42	50,01	51,47	48,35	52,05
E.E. Sur	24,21	48,90	38,38	30,56	27,69	33,32	26,43	22,88	23,38	17,68
E.E. Ambato	23,79	11,67	10,20	9,37	13,02	10,46	10,19	13,07	11,96	13,08
Total general	1.114,73	1.249,72	1.392,49	1.201,69	1.174,12	1.126,72	1.207,59	1.126,84	855,73	680,05

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de venta de energía (GWh) registrados para la CNEL Guayaquil en los años 2007-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.



Patio de maniobras Sopladora
Sevilla de Oro, Azuay
Autor: CELEC EP

La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación en el 2017 fue de 680,05 GWh. Esto representó una variación de 434,68 GWh con respecto al 2008, es decir, un 38,99 %.

5.2.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras

En la siguiente tabla se presentan los valores de energía vendida por las empresas autogeneradoras que en el 2008 fue 629,50 GWh y en el 2017 fue 614,90 GWh con una disminución de 14,60 GWh lo que representó el 2,32 %.

Tabla Nro. 109: Energía vendida por empresa autogeneradora (GWh)

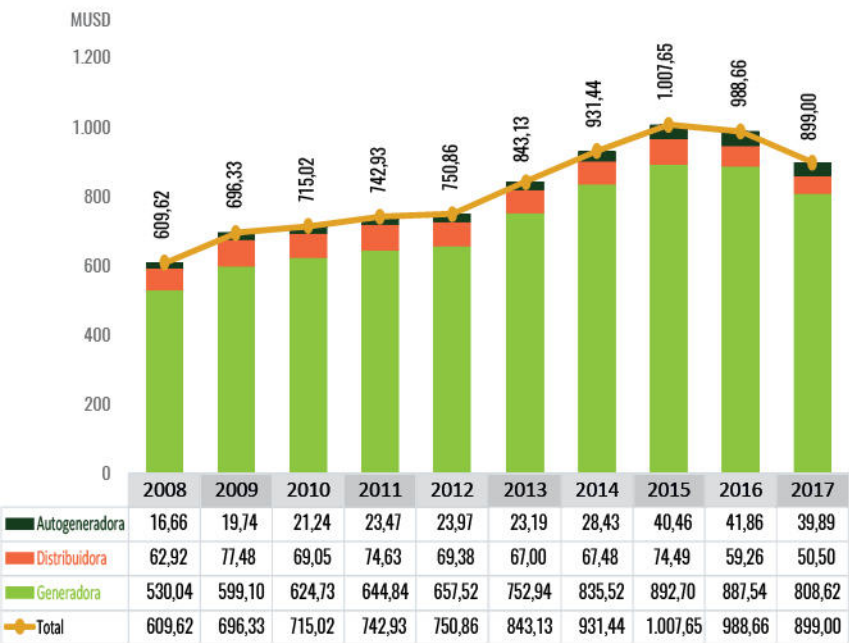
Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
San Carlos	24,72	33,30	29,56	33,33	43,02	39,08	115,80	139,88	300,88	109,69
Hidosanbartolo	-	-	-	-	-	-	-	148,21	154,04	175,91
Ecoelectric	38,99	40,19	34,75	64,92	61,80	71,41	63,78	57,64	66,96	53,80
Coazucar	-	-	-	-	-	-	-	-	62,64	54,62
Hidroabanico	332,75	149,23	126,09	95,23	79,28	80,59	39,25	44,20	60,30	51,40
Enermax	104,50	30,13	36,65	37,36	38,88	34,25	43,62	52,42	55,50	57,18
Ecoluz	34,82	36,90	29,72	38,43	38,70	40,92	41,19	44,32	27,44	13,20
UNACEM	-	-	-	-	-	-	-	13,01	16,85	6,41
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	1,67	4,61	3,57
I.M. Mejía	4,71	5,63	7,60	9,88	8,46	7,82	6,95	5,97	2,37	1,78
Hidroimbabura	0,04	-	-	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56	1,82	2,99
Moderna Alimentos	9,99	4,63	0,71	3,63	3,07	1,63	2,39	1,13	1,57	1,42
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	1,31	1,03	1,32
Vicunha	-	-	-	-	-	0,34	0,77	0,94	0,31	0,11
Perlabi	1,04	1,74	0,42	0,88	0,66	0,19	0,13	0,07	0,22	6,42
Consejo Provincial De Tungurahua	-	0,34	0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,19	0,25
La Internacional	0,24	1,56	0,31	0,13	0,30	-	-	-	-	-
Agua Y Gas De Sillunchi	0,20	0,04	0,03	0,03	0,07	0,24	0,27	0,04	-	-
Repsol	1,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lafarge	1,29	3,35	6,37	0,38	8,97	6,13	8,71	-	-	-
Electrocordova	-	0,10	0,05	0,26	0,13	0,09	0,01	-	-	-
Managéneración	38,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecudos	36,05	30,67	51,02	49,02	50,83	43,67	49,58	49,39	-	-
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74,83
Hidroservice	-	0,29	0,05	-	-	-	-	-	-	-
Electroandina	-	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-
Municipio A. Ante	-	1,57	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	-	-	-
Total general	629,50	339,72	325,00	335,94	337,11	331,11	374,96	562,01	756,73	614,90

5.2.4 Evolución histórica de la energía vendida

5.2.4.1 Valores económicos de la energía vendida por tipo de empresa

En la siguiente figura se presentan los valores económicos por venta de energía de las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, que en el 2008 fue 609,62 MUSD y en el 2017 fue 899,00 MUSD con un incremento de 289,39 MUSD que representó el 47,47 %.

Figura Nro. 110: Valor de la energía vendida por tipo de empresa



5.2.4.2 Valor de la energía vendida por las empresas generadoras

En la siguiente tabla se presentan los valores por venta de energía de las empresas de generación que en el 2008 fue 530,04 MUSD y en el 2017 fue 808,62 MUSD el incremento fue 278,58 MUSD que representó el 52,56 %.



Tabla Nro. 110: Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CELEC-Electroguayas	86,05	131,93	173,00	192,88	167,36	217,76	230,20	216,82	180,90	119,98
CELEC-Termoesmeraldas	30,03	43,90	27,14	34,65	92,42	120,23	123,19	132,96	127,66	108,45
CELEC-Termopichincha	8,73	27,21	38,04	68,46	82,07	105,67	114,29	141,12	125,07	92,25
CELEC-Hidropaute	162,88	77,97	61,09	90,08	71,54	43,19	58,41	55,20	113,98	151,28
CELEC-Termogas Machala	42,42	59,94	67,89	51,24	62,88	65,22	80,02	81,73	78,84	85,31
CELEC-Hidroagoyán	38,81	29,60	38,64	30,77	31,22	25,52	26,79	28,86	49,83	54,15
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	17,94	15,71	26,41	36,13	41,98	41,12
Termoguayas	26,46	37,78	40,25	37,88	42,43	55,09	53,80	53,39	37,27	5,54
Electroquil	19,43	52,86	62,19	38,70	40,19	41,15	38,20	43,37	32,34	-
Elecaastro	13,85	15,39	13,34	14,32	15,20	14,58	25,43	28,73	24,56	26,15
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	2,83	19,85	74,20
Intervisa Trade	8,28	12,51	38,30	30,61	17,38	26,48	28,24	33,89	13,92	-
Generoca	9,17	12,29	12,29	10,89	9,77	10,08	11,04	9,60	7,71	0,52
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	4,53	6,82	8,30	7,01	6,03
Hidrosibimbe	4,11	3,56	4,05	4,90	4,71	4,03	4,66	5,07	4,78	4,57
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	-	2,49	14,39
Gransolar	-	-	-	-	-	-	1,06	2,33	2,37	2,26
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	-	-	2,30	3,03
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	-	1,42	2,56
Epifotovoltaica	-	-	-	-	-	0,49	1,19	1,19	1,23	1,15
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	1,29
San Pedro	-	-	-	-	-	-	0,10	0,63	0,68	0,67
Gonzenergy	-	-	-	-	-	-	0,10	0,62	0,68	0,66
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	0,03	0,43	0,63	0,61
Electrisol	-	-	-	-	-	-	0,58	0,65	0,63	0,61
Valsolar	-	-	-	-	-	0,53	0,53	0,58	0,60	0,57
Surenergy	-	-	-	-	-	-	0,05	0,59	0,59	0,58
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	0,02	0,38	0,55	0,55
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	0,10	0,54	0,54	0,51
Solsantros	-	-	-	-	-	-	0,10	0,55	0,54	0,51
Sanersol	-	-	-	-	-	-	0,10	0,54	0,53	0,50
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	0,01	0,23	0,53	0,60
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,50
Sansau	-	-	-	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,41
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	0,05	0,46	0,51	0,46
Solhuacui	-	-	-	-	-	-	0,06	0,49	0,50	0,45
Solchacras	-	-	-	-	-	-	0,06	0,40	0,49	0,44
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	0,14	0,56	0,48	0,47
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	0,33	0,43	0,45	0,43
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	0,33	0,37	0,44	0,43
Enersol	-	-	-	-	-	0,20	0,27	0,29	0,26	0,25
Eolica	0,34	0,41	0,44	0,43	0,31	0,44	0,50	0,44	0,17	-
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	2,05
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	-	0,01	0,04
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,39
EMAAP-Q	5,05	4,60	5,30	4,24	2,11	2,05	1,75	0,98	-	-
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,68
Hidronación	34,80	24,63	20,51	23,22	-	-	-	-	-	-
Hidropastaza	39,62	64,53	22,25	11,55	-	-	-	-	-	-
Total general	530,04	599,10	624,73	644,84	657,52	752,94	835,52	892,70	887,54	808,62

5.2.4.3 Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación

El monto percibido por las empresas distribuidoras con generación, por concepto de venta de energía en el 2017 fue 50,50 MUSD. Esto representó una variación de 12,42 MUSD con respecto al 2008, es decir, un 19,74 %.

Tabla Nro. 111: Valor de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (MUSD)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CNEL-Guayaquil	15,88	37,22	46,56	33,72	33,03	34,47	39,40	47,13	30,97	22,21
CNEL-Manabí	0,07	0,45	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	0,22	0,25	0,25	0,19	0,00	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	0,30	0,08	0,16	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	32,83	27,88	8,95	28,43	26,06	23,62	21,19	20,25	18,55	17,93
E.E. Riobamba	4,54	3,13	3,34	2,88	2,74	2,17	1,62	1,70	2,38	3,29
E.E. Norte	3,40	2,11	2,97	2,95	1,98	1,56	1,83	1,18	2,26	2,83
E.E. Sur	1,63	3,78	4,58	3,98	3,66	3,19	2,06	2,84	2,52	2,57
E.E. Cotopaxi	2,73	2,02	1,01	1,30	1,47	1,48	1,10	1,12	1,94	1,09
E.E. Ambato	1,31	0,55	1,24	1,17	0,43	0,53	0,28	0,27	0,64	0,58
Total general	62,92	77,48	69,05	74,63	69,38	67,00	67,48	74,49	59,26	50,50

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de venta de energía (MUSD) de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el período 2007-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.

Cabe señalar también que en los últimos años, varias centrales de las empresas distribuidoras con generación han pasado a ser operadas por CELEC EP.

5.2.4.4 Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

En la siguiente tabla se presentan los valores de energía vendida de las empresas autogeneradoras que en el 2008 fue 16,66 MUSD y en el 2017 fue 39,89 MUSD el incremento fue 23,23 MUSD que representó el 139,46 %.

Tabla Nro. 112: Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora (USD)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
San Carlos	2.529.296,89	3.405.634,53	2.992.560,55	3.408.616,02	4.400.692,29	3.996.003,70	10.724.782,67	13.186.461,63	13.973.445,09	10.526.431,36
Hidrosanbartolo	-	-	-	-	-	-	-	9.203.544,92	9.566.029,92	10.923.702,79
Coazucar	-	-	-	-	-	-	-	-	5.117.015,76	3.443.145,40
Ecoelectric	3.790.909,26	3.824.223,60	3.373.390,72	6.110.287,82	5.831.256,58	6.557.301,99	6.015.541,93	5.478.144,05	5.099.845,90	4.353.680,21
Hidroabánico	5.955.356,05	7.207.734,51	6.251.619,98	5.121.492,04	4.043.030,04	4.110.294,84	1.927.977,11	2.084.077,95	2.834.703,43	2.068.939,20
Enermax	2.024.381,22	224.990,46	1.600.315,64	1.634.147,57	1.687.089,60	1.200.482,77	1.953.124,27	2.411.033,37	2.608.466,08	2.646.566,63
Ecoluz	1.357.873,26	1.436.320,62	1.388.189,72	1.835.228,18	1.850.547,76	1.970.015,15	1.924.551,51	2.031.943,51	1.289.713,45	549.134,95
UNACEM	-	-	-	-	-	-	-	670.017,03	867.606,56	169.186,18
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	81.839,60	243.591,81	189.895,31
Hidroimbabura	1.508,05	-	-	36.145,42	142.415,75	151.734,61	8.766,08	111.645,49	130.655,05	214.693,43
Moderna Alimentos	399.164,08	185.226,64	28.585,74	145.394,90	122.679,69	65.304,80	95.469,33	45.349,65	62.692,35	56.706,17
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	63.294,36	51.755,00	65.920,00
Perlabí	25.058,46	41.839,55	7.966,73	21.227,13	15.938,13	7.093,53	5.324,68	2.851,43	8.596,44	21.845,27
Consejo Provincial De Tungurahua	-	11.730,60	11.396,70	19.659,80	22.333,50	4.214,70	12.348,00	8.945,66	6.570,90	8.932,50
Repsol	87.361,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecudos	-	2.974.772,51	4.909.681,37	4.697.285,30	4.890.940,02	4.236.851,68	4.789.625,42	4.787.550,71	-	-
La Internacional	6.688,51	43.719,10	8.762,74	3.672,09	8.393,50	-	-	-	-	-
Lafarge	68.045,20	111.350,90	341.373,29	20.898,93	482.687,78	337.017,41	461.876,56	-	-	-
Electroandina	-	2.038,06	-	-	-	-	-	-	-	-
Manageneración	234.863,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Agua Y Gas De Sillunchi	6.073,64	1.080,46	949,23	825,57	2.168,55	7.176,72	8.226,72	1.238,73	-	-
Electrocórdova	-	3.554,00	1.844,72	8.956,27	4.693,35	3.247,24	503,32	-	-	-
Municipio A. Ante	-	54.999,00	46.734,27	47.493,06	10.864,21	115.693,32	96.357,76	-	-	-
Vicunha	-	-	-	-	-	9.380,72	24.051,00	18.281,15	-	-
Hidroalfo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.646.731,12
Hidroservice	-	10.138,00	1.753,54	-	-	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	170.074,37	203.241,24	274.342,23	356.581,19	451.070,62	414.687,80	379.943,35	275.305,33	-	-
Total general	16.656.654,47	19.742.593,76	21.239.467,16	23.467.911,28	23.966.801,38	23.186.500,98	28.428.469,72	40.461.524,56	41.860.687,73	39.885.510,53

5.3 Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión -SNT, periodo 2008-2017

5.3.1 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

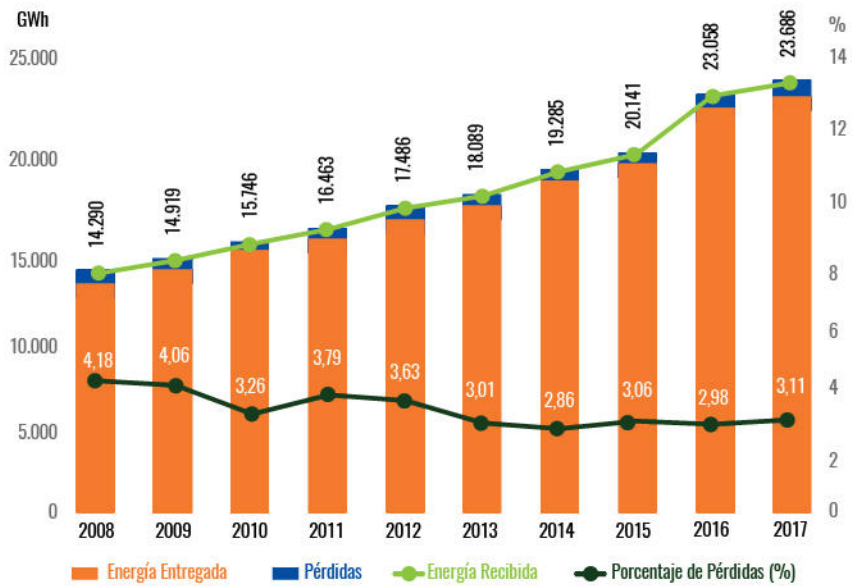
En la siguiente tabla se presenta el balance multianual de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, así como las pérdidas en el SNT. En el periodo 2008-2017, la energía recibida incrementó de 14.290,43 GWh a 23.686,10 GWh, esto significó un aumento del 65,75 % en los últimos diez años.

Las pérdidas en el sistema nacional de transmisión pasaron de 597,41 GWh, 4,18 % en el 2008 a 737,42 GWh, 3,11 % en el 2017.

Tabla Nro. 113: Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de Auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
2008	14.290,43	13.669,03	23,99	597,41	4,18
2009	14.919,05	14.293,87	19,76	605,41	4,06
2010	15.745,87	15.208,38	24,61	512,88	3,26
2011	16.462,55	15.809,23	29,15	624,18	3,79
2012	17.486,28	16.822,04	30,02	634,22	3,63
2013	18.089,07	17.519,34	24,85	544,87	3,01
2014	19.285,45	18.708,93	25,56	550,97	2,86
2015	20.140,84	19.496,29	27,70	616,84	3,06
2016	23.057,96	22.331,04	39,17	687,75	2,98
2017	23.686,10	22.903,10	45,58	737,42	3,11

Figura Nro. 111: Pérdidas de energía en el SNT



5.3.2 Valores facturados por la empresa transmisora

En la Tabla Nro. 116 se indican los montos totales facturados por CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en cada uno de los años del periodo 2008 - 2017. Cabe indicar que en el 2007, las inversiones por concepto de expansión del sistema de transmisión eran cubiertas por el Transmisor, y a partir del 2008 el Estado Ecuatoriano pasa a financiar este concepto.

Tabla Nro. 114: Valores facturados por CELEC EP-Transelectric

Año	Valores facturados por CELEC EP-Transelectric (MUSD)	
	Cargo fijo	Total
2008	75,07	75,07
2009	50,07	50,07
2010	53,40	53,40
2011	61,16	61,16
2012	60,33	60,33
2013	67,57	67,57
2014	65,80	65,80
2015	83,38	83,38
2016	77,18	77,18
2017	97,85	97,85

5.4 Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica, periodo 2008-2017

5.4.1 Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras

La energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2017 fue 21.946,63 GWh. Esto representó un aumento de 7.537,46 GWh con respecto al 2008, es decir, un incremento de 52,31 %.

En la Tabla Nro. 115 se presenta en detalle la energía comprada y el valor económico de la misma en el periodo 2008-2017.

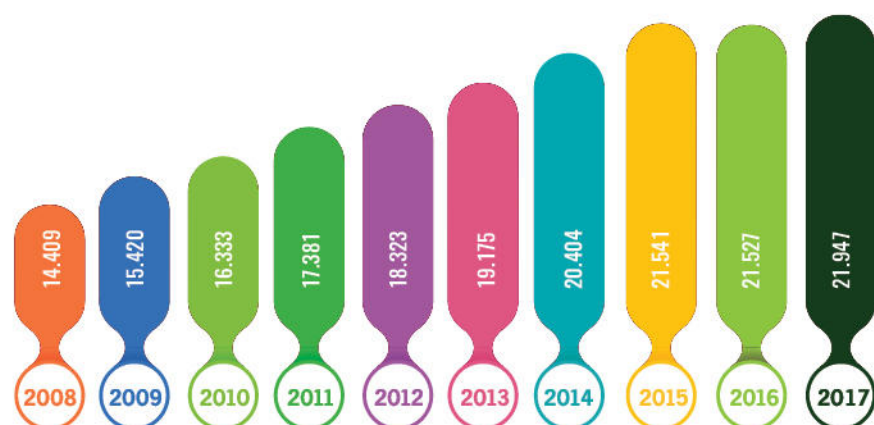
Tabla Nro. 115: Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras

Año	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
2008	14.409,17	657,49	36,13	14,08	707,71
2009	15.419,84	733,11	116,56	47,41	897,08
2010	16.333,02	770,77	66,50	51,85	889,12
2011	17.380,53	705,61	116,97	67,23	889,82
2012	18.323,11	689,81	110,52	62,85	863,18
2013	19.174,93	788,71	170,68	71,43	1.030,81
2014	20.404,36	821,25	208,22	71,36	1.100,84
2015	21.541,40	855,04	210,47	82,14	1.147,65
2016	21.527,00	840,40	153,44	75,12	1.068,96
2017	21.946,63	751,48	150,70	90,82	993,00

En el campo de servicios se incluyen valores por energía reactiva, inflexibilidades o generación obligada, restricciones operativas, potencia y otros.

El monto por concepto de energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2017 fue 993,00 MUSD, es decir, 285,29 MUSD más que en el 2008, lo que representó un incremento del 40,31 %.

Figura Nro. 112: Energía comprada por las empresas distribuidoras (GWh)



5.4.2 Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución

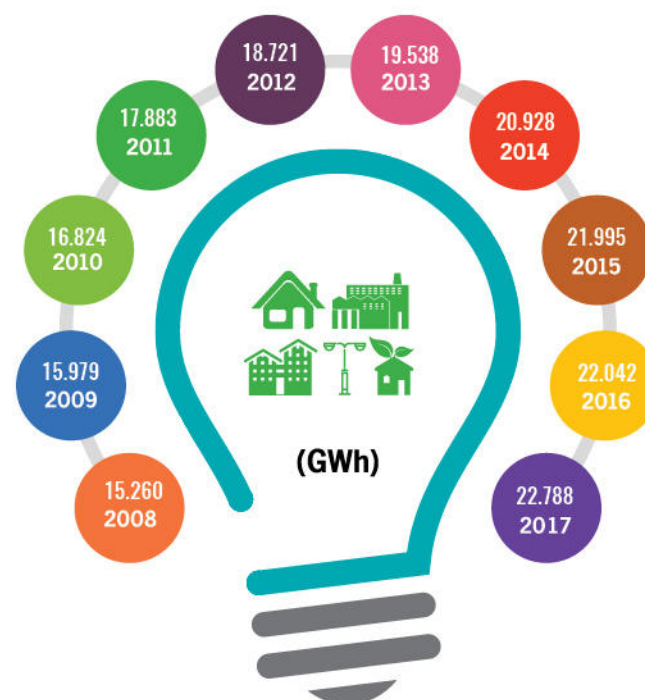
En la Tabla Nro. 116 se observa la evolución que ha tenido la energía disponible en el periodo 2008-2017.

Tabla Nro. 116: Energía disponible en el sistema de distribución

Año	Energía Recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada No Incorporada (GWh)	Energía Disponible (GWh)
2008	15.175,52	23,94	60,13	15.259,58
2009	15.856,82	12,83	109,05	15.978,70
2010	16.659,18	21,28	143,58	16.824,04
2011	17.743,55	31,92	107,41	17.882,88
2012	18.612,92	28,54	79,48	18.720,95
2013	19.440,14	35,95	61,66	19.537,75
2014	20.817,26	38,40	71,98	20.927,65
2015	21.896,47	34,89	63,75	21.995,11
2016	21.982,35	20,76	35,20	22.042,28
2017	22.708,29	9,63	21,39	22.788,39

La energía disponible del sistema de distribución en el 2017 fue 22.788,39 GWh. Con respecto al 2008, existió un aumento de 7.528,81 GWh en la energía disponible, equivalente al 49,34 % de incremento.

Figura Nro. 113: Energía disponible en los sistemas de distribución (GWh)



5.4.3 Facturación a clientes regulados

En la Tabla Nro. 117 se presenta la evolución de los valores de energía que las empresas distribuidoras facturaron, por concepto de servicio eléctrico, a sus clientes regulados en el periodo 2008-2017.

Tabla Nro. 117: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
2008	4.384,86	2.063,69	2.367,52	2.330,61	11.146,68
2009	4.672,28	3.675,60	2.527,84	1.865,07	12.740,80
2010	5.114,18	4.110,20	2.672,01	1.873,34	13.769,73
2011	5.350,95	4.480,50	2.955,49	2.144,18	14.931,12
2012	5.628,67	4.685,93	3.209,14	2.324,26	15.847,99
2013	5.881,39	4.684,27	3.485,54	2.691,74	16.742,94
2014	6.364,00	4.974,56	3.785,72	2.834,02	17.958,30
2015	6.927,71	4.972,67	3.981,06	3.061,15	18.942,59
2016	7.104,85	4.778,08	3.838,26	3.176,24	18.897,42
2017	7.298,00	4.924,57	3.843,01	3.361,97	19.427,55

En el 2017, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un total de 19.427,55 GWh. Esto es 8.280,88 GWh más que en el 2008, lo que representó un incremento del 74,29 %.

Figura Nro. 114: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2008 (GWh)

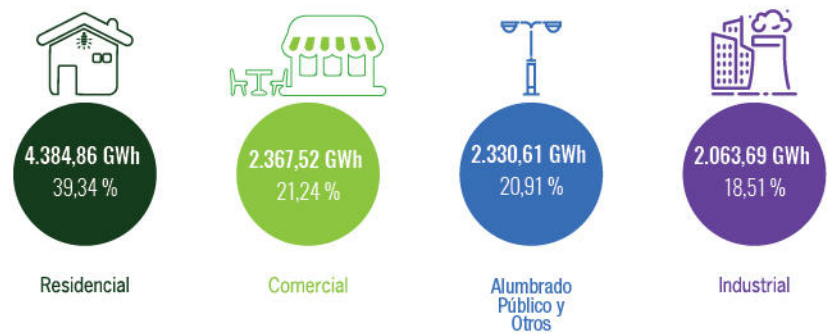
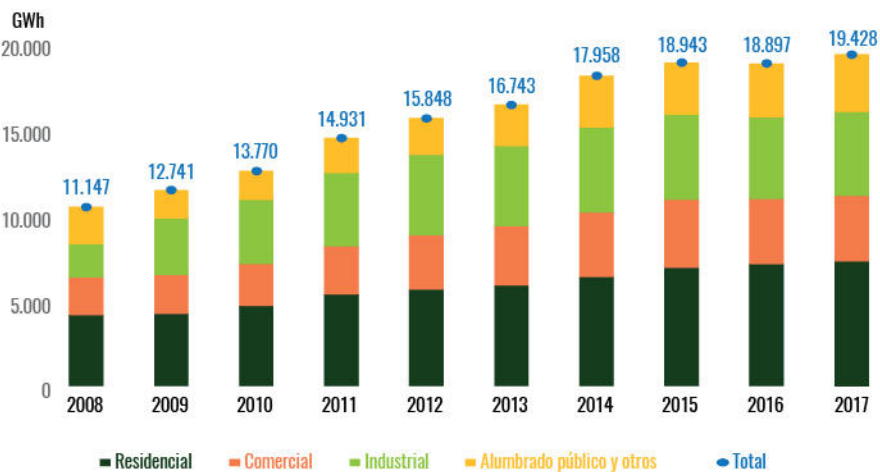


Figura Nro. 115: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2017 (GWh)



De las Figura Nro. 114 y Figura Nro. 115 se puede concluir que en los últimos años el sector industrial ha crecido en nuestro país, puesto que ha pasado de ser el cuarto grupo con mayor consumo de energía en el 2008 (2.063,69 GWh), a ser el segundo grupo de más consumo en el 2017 (4.924,57 GWh), mostrando un incremento de 2.860,88 GWh, que en porcentaje representó 138,63 %.

Figura Nro. 116: Facturación de energía eléctrica de las empresas distribuidoras a clientes regulados (GWh)



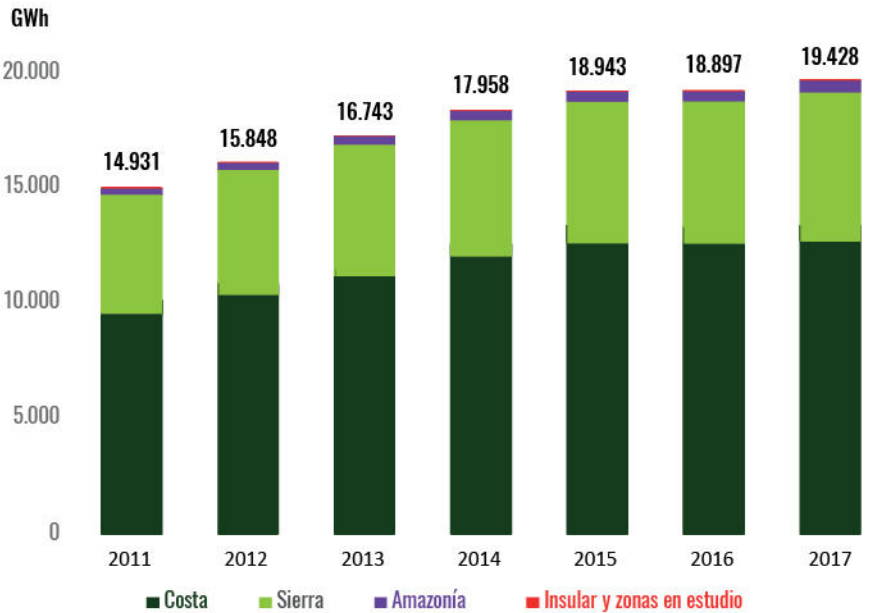
En la Tabla Nro. 118 se presenta la facturación de energía eléctrica a nivel de provincia para el periodo 2011-2017. Cabe señalar que la información de facturación por provincia durante el periodo 2008-2010 no se dispone debido a que ésta se reporta a partir del año 2011.

Tabla Nro. 118: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)

Provincia	Año					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Guayas	5.618,22	5.892,87	6.263,78	6.804,50	7.206,58	7.149,03
Pichincha	3.532,81	3.695,12	3.852,72	3.926,67	4.015,85	3.987,27
Manabí	1.017,08	1.112,98	1.170,74	1.289,60	1.404,03	1.329,95
Azuay	755,18	803,65	850,19	886,13	933,40	945,76
El Oro	546,33	608,40	651,21	729,64	801,98	831,02
Los Ríos	435,82	474,80	507,71	570,00	619,96	628,75
Tungurahua	382,77	407,22	438,71	458,15	485,79	496,63
Esmeraldas	378,72	433,57	429,82	450,40	445,45	450,46
Santo Domingo de los Tsáchilas	275,10	294,36	315,15	344,26	413,90	429,66
Cotopaxi	367,62	396,11	405,53	450,92	444,86	429,36
Santa Elena	233,75	258,11	274,32	327,35	363,81	362,42
Chimborazo	257,78	276,38	302,97	321,06	334,63	342,93
Imbabura	262,75	258,88	276,68	300,64	308,67	306,19
Loja	202,03	215,32	226,73	243,90	253,09	264,15
Cañar	156,53	163,89	170,58	180,24	185,85	193,70
Sucumbios	100,01	114,96	131,77	145,34	161,26	169,14
Orellana	64,87	75,10	86,51	112,51	118,75	115,41
Carchi	68,68	69,10	74,05	77,11	81,26	84,57
Bolívar	59,98	65,84	68,66	72,82	77,30	82,65
Napo	48,93	52,12	56,13	62,07	65,58	69,80
Morona Santiago	52,54	56,30	59,70	60,73	63,97	66,66
Pastaza	40,84	43,42	47,52	49,73	51,53	54,34
Zamora Chinchipe	34,62	37,33	39,15	44,90	47,72	48,47
Galápagos	32,52	36,20	36,53	42,09	47,98	47,01
Zonas en estudio	5,65	5,98	6,08	7,52	9,41	12,11
Total general	14.931,12	15.847,99	16.742,94	17.958,30	18.942,59	18.897,42

En la Figura Nro. 117 se presenta la facturación de energía eléctrica por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2017.

Figura Nro. 117: Facturación de energía eléctrica por región (GWh)



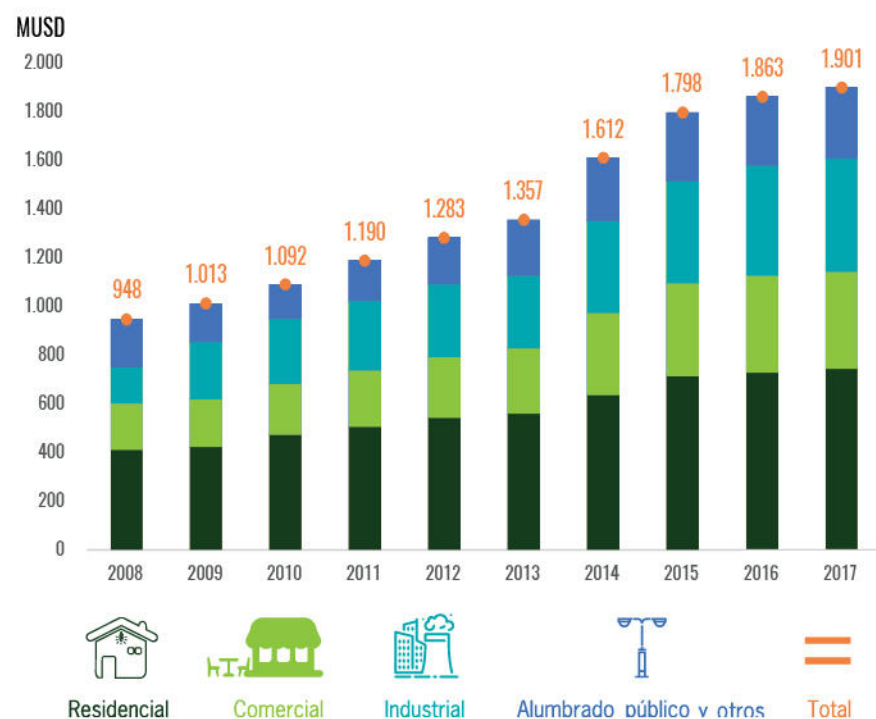
En la Tabla Nro. 119 se presenta la facturación de energía eléctrica en millones de dólares y desagregada por grupo de consumo.

Tabla Nro. 119: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
2008	410,26	148,33	189,92	199,79	948,30
2009	422,56	234,49	195,83	160,07	1.012,94
2010	471,47	268,26	209,64	142,30	1.091,66
2011	504,24	286,18	231,39	167,81	1.189,61
2012	540,47	298,00	251,60	193,24	1.283,32
2013	557,29	298,89	269,62	230,94	1.356,73
2014	634,60	380,40	337,53	259,29	1.611,82
2015	711,98	418,57	383,85	283,30	1.797,70
2016	726,99	453,52	398,96	283,59	1.863,06
2017	742,32	465,96	399,88	293,17	1.901,33

En el 2017, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un monto total de 1.901,33 MUSD. Esto es 953,03 MUSD más que en el año 2008, lo que representó un incremento del 100,50 %.

Figura Nro. 118: Facturación de energía eléctrica (MUSD)



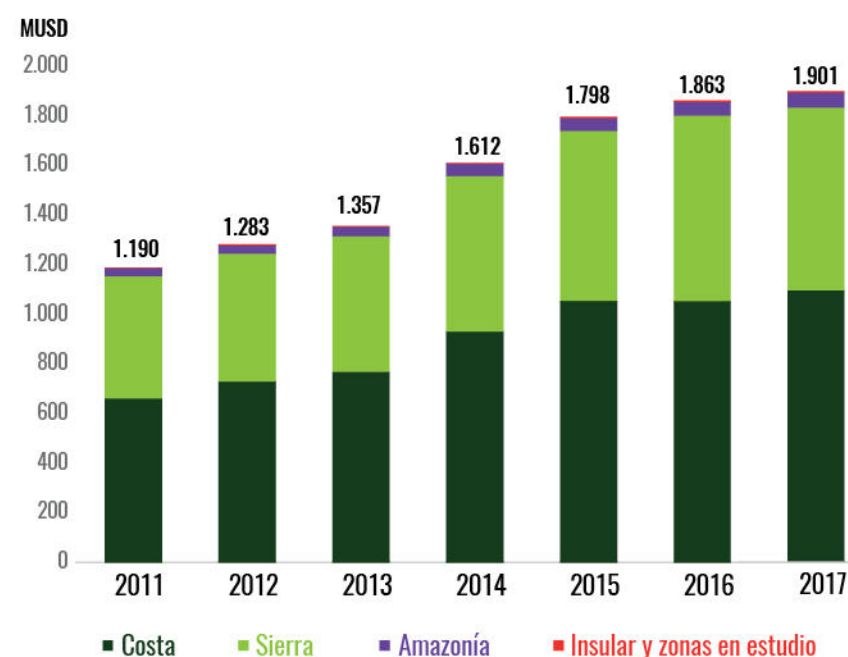
En la Tabla Nro. 120 se presentan los montos correspondientes a la facturación de energía eléctrica a nivel de provincia para el periodo 2011-2017.

Tabla Nro. 120: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)

Provincia	Año						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Guayas	415,55	454,17	475,72	586,84	662,49	693,85	679,18
Pichincha	274,97	286,31	303,41	344,26	374,62	380,46	392,41
Manabí	82,10	91,28	93,12	112,96	130,90	123,90	131,99
Azuay	63,41	67,45	70,49	82,42	91,23	97,90	104,64
El Oro	47,91	53,41	56,95	69,87	80,22	84,46	84,79
Los Ríos	39,91	44,83	47,39	58,84	58,54	61,65	63,33
Tungurahua	35,32	37,05	39,28	44,79	48,86	50,47	52,05
Santo Domingo de los Tsáchilas	21,67	23,55	30,14	35,90	44,12	46,58	48,63
Cotopaxi	28,33	30,47	31,72	38,93	42,21	44,04	48,82
Esmeraldas	31,81	36,37	37,88	36,45	38,43	43,73	45,97
Santa Elena	21,68	24,57	26,68	30,08	39,62	41,46	41,82
Chimborazo	23,03	24,58	27,13	31,41	34,71	36,62	38,79
Imbabura	23,69	24,02	25,43	29,81	32,01	32,08	35,64
Loja	19,66	21,08	22,30	25,93	27,74	28,84	29,05
Cañar	12,99	13,63	14,05	16,73	18,22	19,93	21,50
Sucumbios	9,58	10,39	12,13	14,86	16,44	17,52	21,98
Orellana	6,25	6,83	7,78	10,61	11,67	11,55	11,65
Carchi	6,24	6,41	6,85	7,68	8,43	8,97	9,06
Bolívar	6,22	6,30	6,26	7,16	7,91	8,25	8,35
Morona Santiago	4,82	5,14	5,43	6,04	6,67	6,91	7,56
Napo	4,19	4,47	4,79	5,75	6,36	6,90	7,40
Pastaza	3,57	3,80	4,11	4,77	5,17	5,43	5,56
Zamora Chinchipe	3,25	3,44	3,62	4,57	5,11	5,24	5,26
Galápagos	2,93	3,21	3,50	4,40	5,07	5,11	5,35
Zonas en estudio	0,52	0,55	0,56	0,74	0,93	1,21	0,52
Total general	1.189,61	1.283,32	1.356,73	1.611,82	1.797,70	1.863,06	1.901,33

En la Figura Nro. 119 se presentan los montos por concepto de facturación del servicio eléctrico por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2017.

Figura Nro. 119: Facturación de energía eléctrica por región (MUSD)



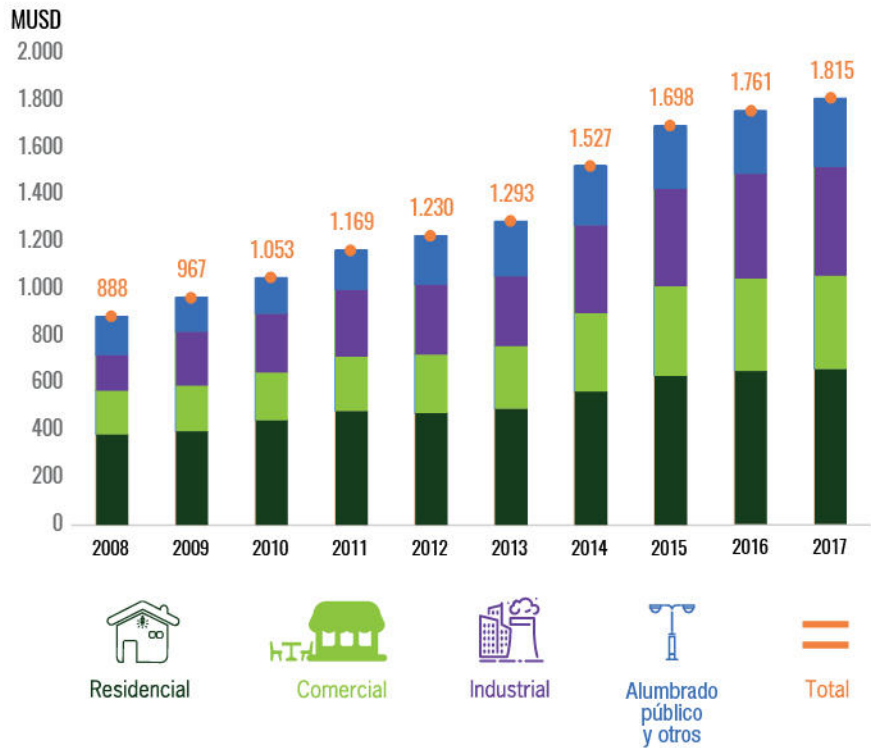
5.4.4 Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados

La recaudación de las empresas distribuidoras a clientes regulados, en el 2017, fue 1.814,56 MUSD. Con respecto al 2008, existió un aumento de 926,64 MUSD en la recaudación de valores facturados, equivalente al 104,36 %.

Tabla Nro. 121: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
2008	383,07	150,14	187,22	167,49	887,92
2009	396,11	229,15	194,89	146,79	966,94
2010	443,49	250,36	204,62	154,63	1.053,09
2011	484,18	284,75	231,04	169,12	1.169,09
2012	475,32	297,77	247,20	210,00	1.230,29
2013	492,76	296,33	267,19	236,88	1.293,16
2014	565,66	374,29	333,70	253,34	1.527,05
2015	633,06	415,10	380,71	269,27	1.698,14
2016	652,60	446,52	393,52	268,53	1.761,17
2017	662,80	463,72	395,14	292,90	1.814,56

Figura Nro. 120: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)



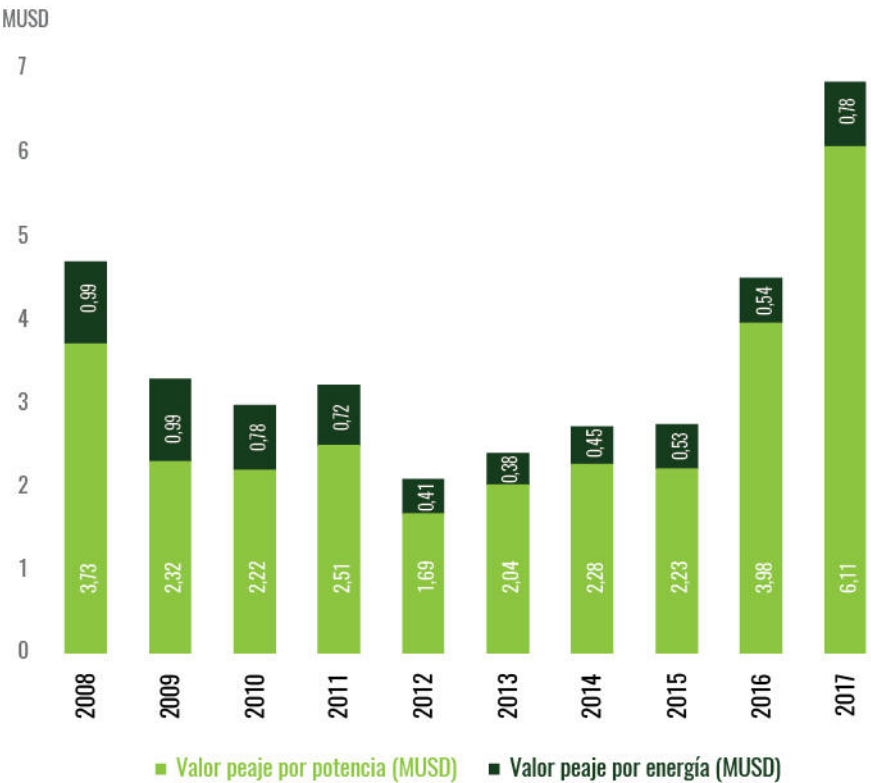
5.4.5 Facturación a clientes no regulados

En el 2017, las empresas distribuidoras entregaron a clientes no regulados un total de 775,05 GWh, dicha cantidad, representó el 57,21 % de la energía entregada a este tipo de clientes en el año 2008 (1.354,67 GWh).

Tabla Nro. 122: Energía y potencia facturada a clientes no regulados

Año	Energía (MWh)	Valor Peaje por Potencia (USD)	Valor Peaje por Energía (USD)	Valor Total Peaje y Otros (USD)
2008	1.354.672,74	3.733.828,01	988.466,29	5.179.248,91
2009	642.539,01	2.320.476,62	989.785,66	3.345.505,31
2010	491.006,74	2.216.866,80	776.111,46	2.992.978,27
2011	542.903,09	2.513.588,71	721.587,23	3.235.386,79
2012	326.548,42	1.692.826,32	408.977,19	2.102.294,20
2013	329.068,60	2.037.994,46	376.387,30	2.415.155,67
2014	378.873,07	2.284.455,92	452.505,75	2.738.416,79
2015	387.763,65	2.231.674,03	530.970,97	2.764.317,26
2016	453.302,94	3.983.883,49	542.379,54	4.528.296,01
2017	775.049,22	6.107.594,92	775.379,58	6.989.415,18

Figura Nro. 121: Valor peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados (MUSD)



5.5 Evolución histórica de pérdidas en los sistemas de distribución, periodo 2008-2017

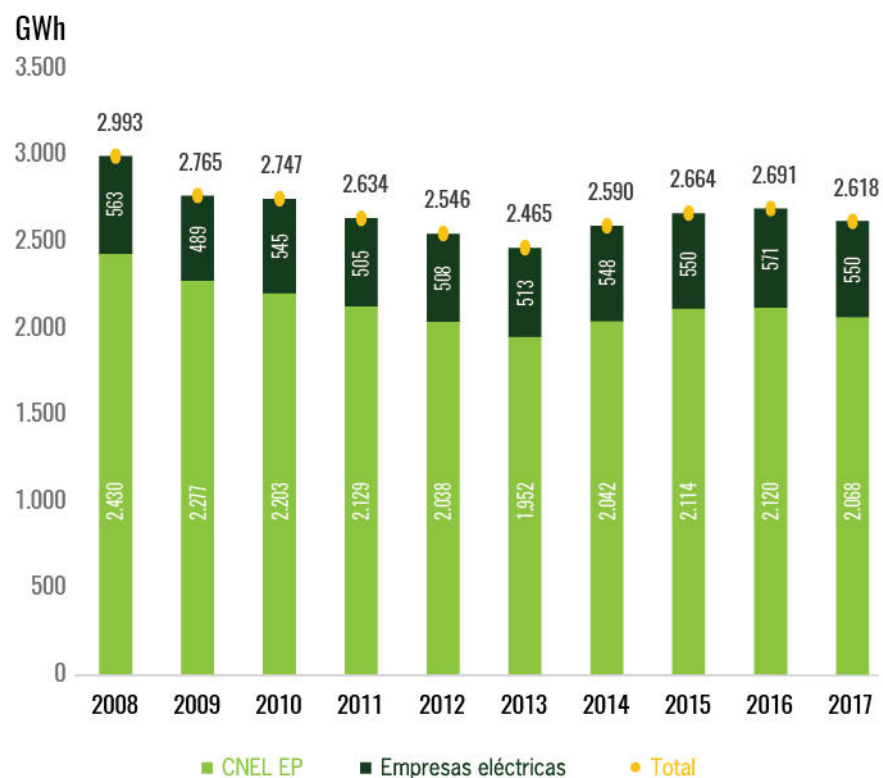
5.5.1 Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

En la Tabla Nro. 123 se presenta la evolución anual de los valores de pérdidas de energía en el periodo 2008-2017.

Tabla Nro. 123: Pérdidas de energía eléctrica en distribución

Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2008	15.259,58	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61
2009	15.978,70	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31
2010	16.824,04	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60
2013	19.537,75	2.465,26	1.641,35	823,91	12,62
2014	20.927,65	2.590,09	1.738,73	851,37	12,38
2015	21.995,11	2.664,37	1.801,78	862,59	12,11
2016	22.042,28	2.690,94	1.786,48	904,46	12,21
2017	22.788,39	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49

Figura Nro. 122: Pérdidas de energía eléctrica en distribución (GWh)



Las pérdidas de energía de los sistemas de distribución en el 2017, fueron 2.618,13 GWh. Con respecto al 2008, existió un decremento de 374,95 GWh.

Figura Nro. 123: Pérdidas de energía eléctrica en distribución (%)



Porcentualmente, en el 2017 las pérdidas fueron de 11,49 %, lo que representa una disminución de 8,13 puntos porcentuales con relación al 2008 (19,61 %).

5.5.2 Comparativo de los valores de pérdidas de las empresas distribuidoras para los años 2008 y 2017

Los valores de pérdidas que registraron cada una de las empresas distribuidoras en los años 2008 y 2017 se presentan en la Tabla Nro. 124.

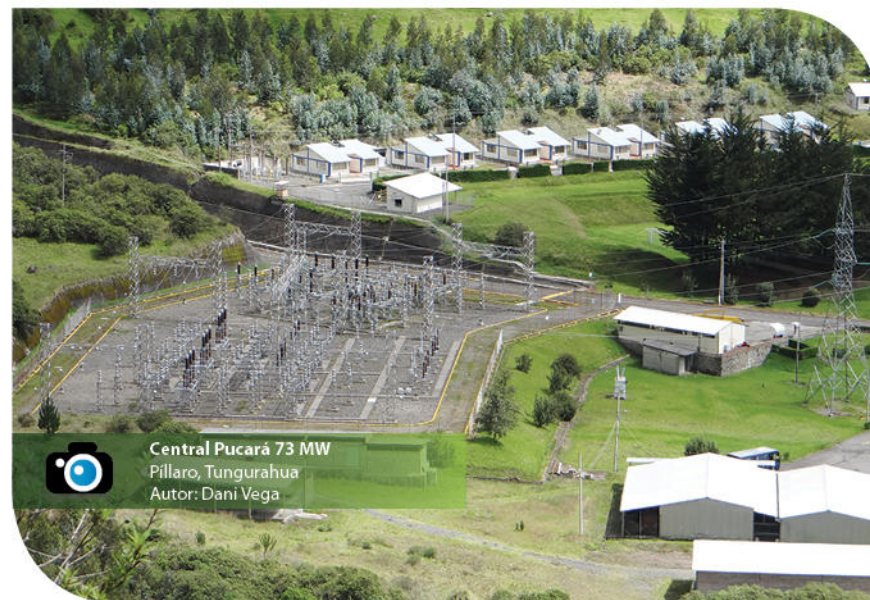
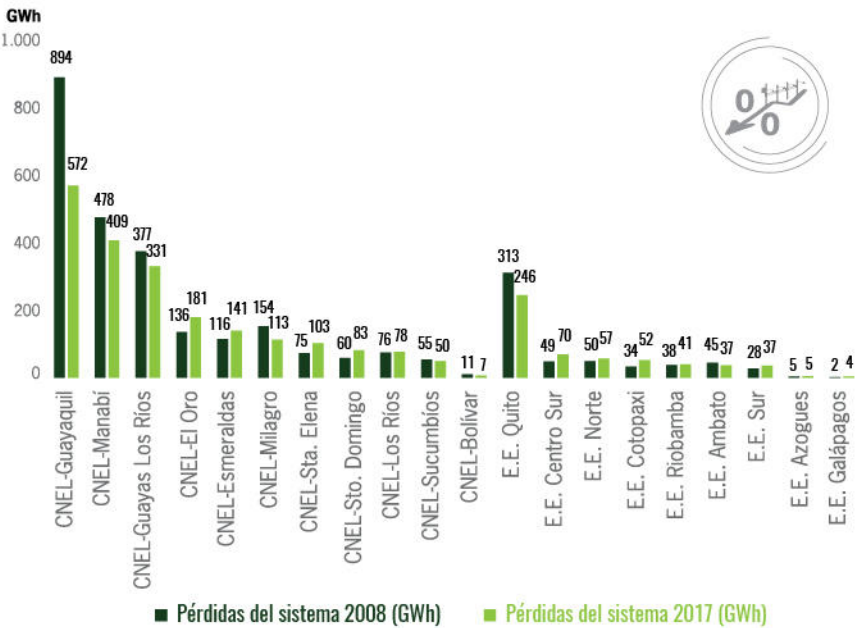


Tabla Nro. 124: Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2008 - 2017

Empresa	2008			2017			Variación Pérdidas (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	
CNEL-Guayaquil	4.237,57	894,08	21,10	5.531,36	571,95	10,34	(10,76)
CNEL-Manabí	1.175,57	478,00	40,66	1.731,98	409,32	23,63	(17,03)
CNEL-Guayas Los Ríos	1.149,03	376,62	32,78	2.194,70	331,45	15,10	(17,67)
CNEL-EI Oro	594,20	136,13	22,91	1.155,66	180,70	15,64	(7,27)
CNEL-Esmeraldas	396,79	115,60	29,13	621,99	140,58	22,60	(6,53)
CNEL-Milagro	516,08	153,58	29,76	718,96	113,39	15,77	(13,99)
CNEL-Sta. Elena	380,20	74,51	19,60	679,03	103,16	15,19	(4,41)
CNEL-Sto. Domingo	377,23	59,72	15,83	727,24	82,52	11,35	(4,48)
CNEL-Los Ríos	288,63	75,91	26,30	450,69	77,84	17,27	(9,03)
CNEL-Sucumbios	158,68	54,81	34,54	401,84	49,99	12,44	(22,10)
CNEL-Bolívar	58,60	11,49	19,61	92,47	7,32	7,91	(11,70)
Total CNEL EP	9.332,58	2.430,45	26,04	14.305,91	2.068,22	14,46	(11,59)
E.E. Quito	3.419,89	312,60	9,14	4.541,79	245,62	5,41	(3,73)
E.E. Centro Sur	720,42	48,60	6,75	1.124,38	70,27	6,25	(0,50)
E.E. Norte	439,64	49,70	11,30	617,39	57,27	9,28	(2,03)
E.E. Cotopaxi	315,60	33,52	10,62	604,90	52,32	8,65	(1,97)
E.E. Riobamba	253,42	37,95	14,98	397,35	40,74	10,25	(4,72)
E.E. Ambato	431,45	45,07	10,45	668,50	37,30	5,58	(4,87)
E.E. Sur	230,38	28,38	12,32	363,57	37,06	10,19	(2,13)
E.E. Azogues	86,76	4,72	5,44	110,59	5,05	4,56	(0,88)
E.E. Galápagos	29,44	2,09	7,09	54,01	4,30	7,96	0,87
Total Empresas Eléctricas	5.927,00	562,62	9,49	8.482,48	549,91	6,48	(3,01)
Total general	15.259,58	2.993,08	19,61	22.788,39	2.618,13	11,49	(8,13)

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores registrados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el año 2008, corresponden a los registrados en ese año por la Eléctrica de Guayaquil.

Figura Nro. 124: Comparativo de pérdidas (GWh) 2008 - 2017



De la Tabla Nro. 124 y de la Figura Nro. 124 se puede apreciar que la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil presentó la disminución más significativa en cuanto a las pérdidas de energía, puesto que éstas pasaron de 894,08 GWh en el 2008, a 571,95 GWh en el 2017, es decir, se redujeron 322,13 GWh en pérdidas.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito presentó la disminución más significativa, pasando de 312,60 GWh en el 2008, a 245,62 GWh en el 2017, con una reducción de 66,99 GWh por concepto de pérdidas.

Figura Nro. 125: Comparativo de pérdidas (%) 2008 - 2017



Con respecto a las pérdidas porcentuales, de la Tabla Nro. 124 y de la Figura Nro. 125 se puede apreciar en cambio, que la CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbios presentó la disminución más significativa en el porcentaje de pérdidas, puesto que en el 2008 éstas fueron 34,54 %, y en el 2017 fueron 12,44 %, evidenciando una disminución de 22,10 puntos porcentuales.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Ambato presentó la disminución más significativa, en pérdidas porcentuales, pasando de 10,45 % en el 2008, a 5,58 % en el 2017, con una reducción de 4,87 puntos porcentuales.

5.6 Evolución histórica de precios medios periodo 2008-2017

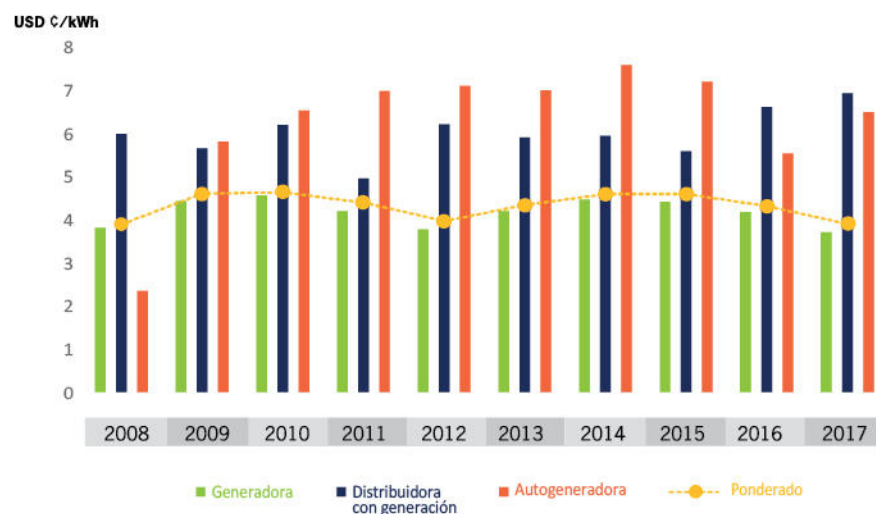
5.6.1 Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción

En la siguiente tabla se presentan los precios medios por tipo de empresa para el periodo 2008-2017. Se observa que el precio medio ponderado en el 2008 fue 3,89 USD ¢/kWh y para el 2017 se situó en 3,90 USD ¢/kWh. En ese mismo año, las empresas generadoras registraron un precio medio de 3,70 USD ¢/kWh, las distribuidoras con generación presentaron 6,93 USD ¢/kWh y las autogeneradoras 6,50 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 125: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD ¢/kWh)

Tipo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Generadora	3,81	4,43	4,56	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70
Distribuidora con generación	5,98	5,64	6,20	4,96	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93
Autogeneradora	2,34	5,81	6,54	6,99	7,11	7,00	7,58	7,20	5,53	6,49
Ponderado	3,89	4,60	4,64	4,40	3,97	4,34	4,59	4,59	4,32	3,90

Figura Nro. 126: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa



5.6.2 Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

En la siguiente tabla se presenta el precio medio de la energía vendida por las empresas de generación que para el 2008 fue 3,81 y para el 2017 fue 3,70 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 126: Precio medio de la energía vendida por empresas generadoras

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
2008	13.913,46	530,04	3,81
2009	13.537,78	599,10	4,43
2010	13.703,45	624,73	4,56
2011	15.362,56	644,84	4,20
2012	17.416,93	657,52	3,78
2013	17.965,72	752,94	4,19
2014	18.712,17	835,52	4,47
2015	20.264,82	892,70	4,41
2016	21.298,80	887,54	4,17
2017	21.830,73	808,62	3,70

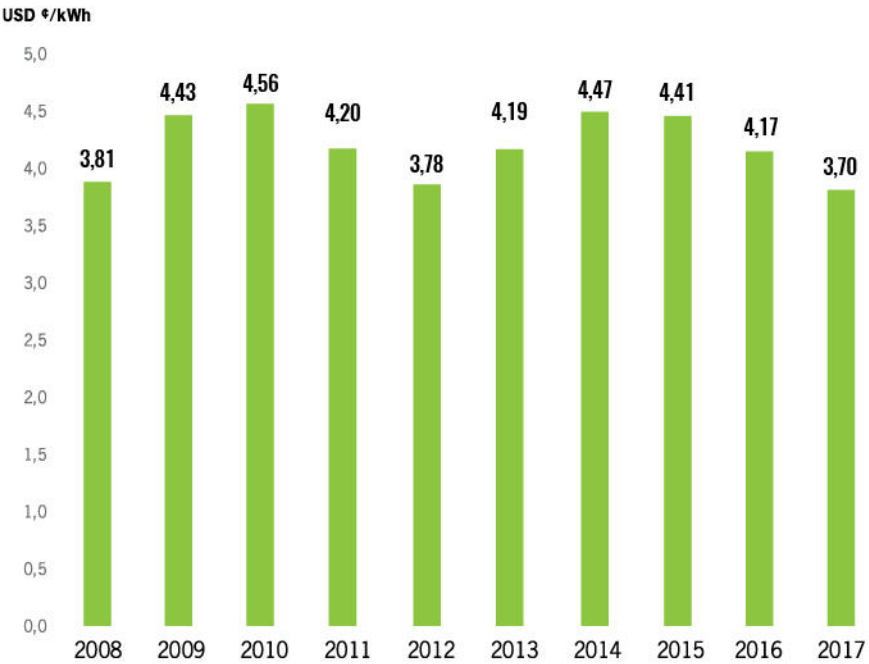
En la siguiente tabla y figura se presenta la evolución de los precios medios de las empresas de generación eléctrica durante el periodo 2008-2017. Hasta el 2012 los precios se situaron entre 1,00 USD ¢/kWh y 18,09 USD ¢/kWh; a partir del 2013 se visualizan precios que ascienden a 40,03 USD ¢/kWh y que corresponden a centrales de generación fotovoltaica.



Tabla Nro. 127: Precio medio de la energía
vendida por empresa generadora (USD ¢/kWh)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	-	1,96	0,61	1,19
EPMAFS	-	-	-	-	-	-	-	-	1,13	1,73
CELEC-Hidropaute	2,63	1,65	1,42	1,34	1,01	0,74	0,96	0,79	1,66	2,02
CELEC-Hidroagoyán	2,75	2,48	3,66	2,84	1,34	0,99	1,06	1,01	2,06	2,29
CELEC-Hidronación	-	-	-	-	1,73	1,92	2,83	2,90	3,47	3,44
Hidrosibimbe	4,83	3,99	4,67	4,75	4,76	4,78	4,78	4,85	4,86	4,55
CELEC-Termogas Machala	5,67	6,65	6,73	7,29	5,16	4,56	5,01	5,54	5,48	7,05
Elecaustro	4,23	5,38	5,84	4,63	3,93	3,15	5,34	5,55	5,74	6,15
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	-	6,88	6,88
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	-	-	6,97	7,17
Termoguayas	5,88	6,54	6,76	7,00	7,76	8,70	8,63	8,57	7,16	8,54
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	-	-	7,17	7,17
Generoca	6,13	7,43	7,54	8,04	8,07	8,18	8,70	8,63	9,05	8,85
CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13
CELEC-Termoesmeraldas	4,80	4,65	6,04	4,82	6,68	7,07	6,94	7,77	9,31	14,57
CELEC-Electroguayas	5,96	6,90	6,28	8,89	8,53	8,76	8,51	9,10	9,46	11,64
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	-	11,00	11,05
Intervisa Trade	6,12	9,16	11,68	13,39	28,71	7,46	16,14	11,46	11,50	-
CELEC-Termopichincha	6,01	9,90	10,54	9,22	9,68	10,29	10,31	11,58	11,85	21,71
Eolicisa	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	13,21	12,81	-
Electroquil	7,49	10,02	12,48	17,45	18,09	16,53	14,22	11,93	14,01	-
Wildtecsa	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	15,53	39,98
Sansau	-	-	-	-	-	-	40,03	39,27	39,75	39,56
Ep fotovoltaica	-	-	-	-	-	40,03	39,76	40,03	40,03	40,03
Brineforcorp	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Electrisol	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Solsantros	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Saracaysol	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Lojaenergy	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Gransolar	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Surenergy	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Valsolar	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Solchacras	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Sanersol	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Enersol	-	-	-	-	-	39,76	40,04	46,13	40,03	39,23
Gonzanergy	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
San Pedro	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Renova Loja	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Solsantonio	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Solhuaqui	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Genrenotec	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Altgenotec	-	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03
Hidropastaza	4,13	6,13	2,16	1,28	-	-	-	-	-	-
EMAAP-Q	4,11	3,72	6,82	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95	-	-
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,12
Hidronación	4,11	4,04	2,69	3,58	-	-	-	-	-	-
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,58
Ponderado	3,81	4,43	4,56	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70

Figura Nro. 127: Precio medio de la energía
vendida por las empresas generadoras



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

En el 2008, el precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación fue 5,64 USD ¢/kWh. Para el 2017, el precio medio fue de 7,43 USD ¢/kWh, lo que representa una variación del 31,56 %.

Tabla Nro. 128: Precio medio de la
energía vendida por las empresas distribuidoras

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2008	1.114,73	62,92	5,64
2009	1.249,72	77,48	6,20
2010	1.392,49	69,05	4,96
2011	1.201,69	74,63	6,21
2012	1.174,12	69,38	5,91
2013	1.126,72	67,00	5,95
2014	1.207,59	67,48	5,59
2015	1.126,84	74,49	6,61
2016	855,73	59,26	6,93
2017	680,05	50,50	7,43

El precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación es en borses de generación.

Tabla Nro. 129: Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación (USD c/kWh)

Empresa	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CNEL-Guayaquil	6,87	9,40	7,82	10,17	8,45	9,22	9,56	11,75	14,23	48,83
CNEL-Manabí	8,98	9,00	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	5,16	7,67	5,58	8,36	0,20	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	8,37	4,37	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	6,74	7,74	11,92	13,04	13,21	9,56	7,81	12,43	10,78	14,53
E.E. Ambato	5,50	4,75	12,13	12,45	3,33	5,07	2,76	2,07	5,35	4,40
E.E. Quito	5,24	4,72	1,63	4,64	4,85	4,61	3,90	4,21	4,54	4,60
E.E. Norte	5,72	4,12	5,64	4,26	3,71	2,84	2,83	2,10	4,29	4,94
E.E. Cotopaxi	5,54	4,71	2,61	2,60	3,30	2,99	2,20	2,18	4,02	2,10
E.E. Riobamba	4,95	3,19	3,25	3,00	2,59	2,34	1,61	1,68	2,55	3,15
Total general	5,64	6,20	4,96	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93	7,43

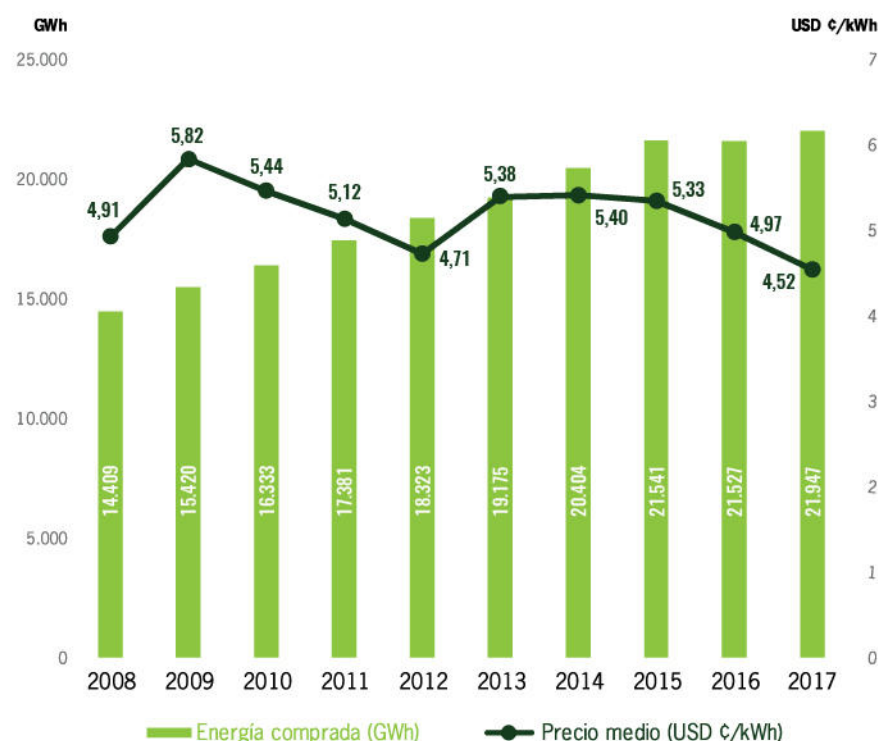
5.6.4 Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

El valor promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2017 fue 4,52 USD ¢/kWh, esto es 0,39 USD ¢/kWh menos que el valor del año 2008 (4,91 USD ¢/kWh), lo que representa una disminución del 7,88 %.

Tabla Nro. 130: Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

Año	Energía Comprada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2008	14.409,17	707,71	4,91
2009	15.419,84	897,08	5,82
2010	16.333,02	889,12	5,44
2011	17.380,53	889,82	5,12
2012	18.323,11	863,18	4,71
2013	19.174,93	1.030,81	5,38
2014	20.404,36	1.100,84	5,40
2015	21.541,40	1.147,65	5,33
2016	21.527,00	1.068,96	4,97
2017	21.946,63	993,00	4,52

Figura Nro. 128: Precio medio de la energía comprada



5.6.5 Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

En el 2008, el precio medio de la energía facturada a clientes regulados fue de 8,51 USD ¢/kWh. Para el 2017, el precio medio fue 9,79 USD ¢/kWh, lo que representó una variación del 15,04 %.

Tabla Nro. 131: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras

Año	Energía Facturada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2008	11.146,68	948,30	8,51
2009	12.740,80	1.012,94	7,95
2010	13.769,73	1.091,66	7,93
2011	14.931,12	1.189,61	7,97
2012	15.847,99	1.283,32	8,10
2013	16.742,94	1.356,73	8,10
2014	17.958,30	1.611,82	8,98
2015	18.942,59	1.797,70	9,49
2016	18.897,42	1.863,06	9,86
2017	19.427,55	1.901,33	9,79



Figura Nro. 129: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras

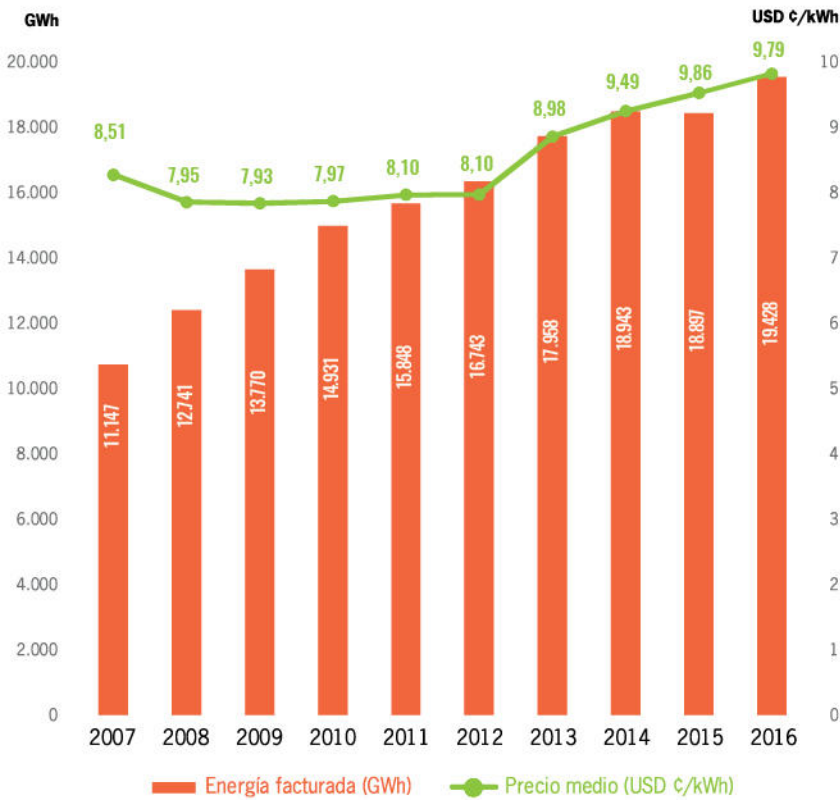
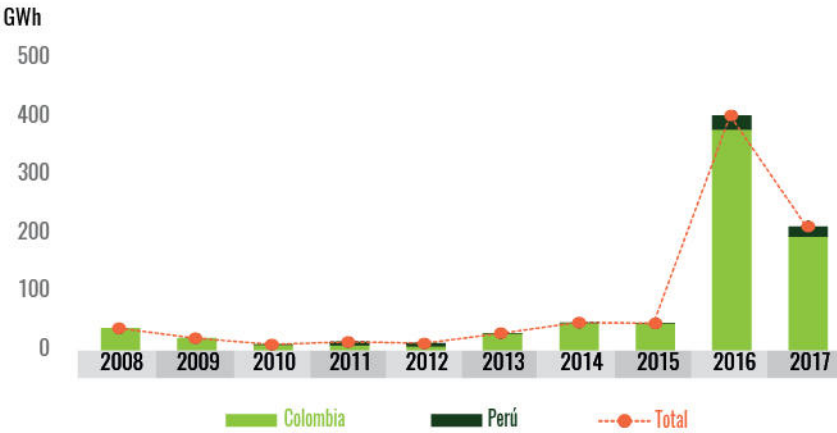


Figura Nro. 130: Energía exportada periodo 2008-2017



5.7.1.1 Valores económicos por exportación de energía

En la siguiente tabla se presentan los valores económicos por la energía exportada hacia Colombia y Perú durante el periodo 2008-2017. En el 2008 el monto alcanzó 0,63 MUSD y en el 2017 3,35 MUSD el incremento fue 2,73 MUSD.

Tabla Nro. 133: Valor de la energía exportada (MUSD)

Interconexión	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombia	0,63	1,08	0,68	0,19	0,17	1,11	1,95	2,57	37,36	3,13
Perú	-	-	0,02	1,88	2,36	0,05	0,04	0,10	0,35	0,22
Total general	0,63	1,08	0,70	2,07	2,54	1,16	1,99	2,68	37,72	3,35

5.7 Interconexiones

5.7.1 Exportación de energía

En la siguiente tabla se presenta la energía exportada hacia Colombia y Perú, durante el periodo 2008-2017. En el 2008 se exportó 37,53 GWh y en el 2017, 211,80 GWh, el incremento fue 174,27 GWh, que representó el 464,31 %.

Tabla Nro. 132: Energía exportada por tipo de cliente (GWh)

Exportación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombia	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33	378,52	194,53
Perú	-	-	0,21	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85	23,28	17,27
Total general	37,53	20,76	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80

5.7.1.2 Precio medio de energía exportada

En la siguiente tabla se presentan los precios medios de la energía exportada en el periodo 2008-2017, para el 2017 fue 1,58 USD ¢/kWh, Colombia con 1,61 USD ¢/kWh y Perú 1,30 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 134: Precio medio de la energía exportada (USD ¢/kWh)

Interconexión	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombia	1,67	5,18	6,97	2,27	2,66	3,90	4,16	5,68	9,87	1,61
Perú	-	-	10,21	30,46	44,03	10,51	11,04	12,04	1,52	1,30
Total general	1,67	5,18	7,04	14,36	21,35	4,01	4,21	5,79	9,39	1,58

5.7.2 Importación de energía

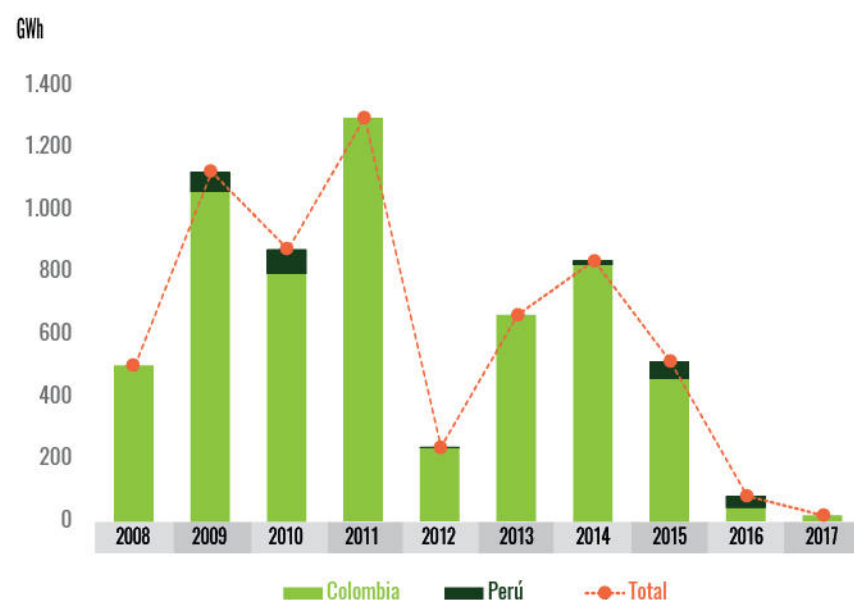
En la siguiente tabla y figura se presenta la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2008-2017. A partir del 2014 se evidencia una reducción en la importación de energía debido al inicio de operación de varios proyectos de generación hidroeléctrica.

tricos. La energía importada en el 2008 fue 500,16 GWh y en el 2017 fue 18,52 GWh, la disminución fue 481,64 GWh lo que representó una reducción del 96,30 %.

Tabla Nro. 135: Energía importada por tipo de transacción (GWh)

Interconexión	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombia	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52
Perú	-	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75	-
Total general	500,16	1.120,75	872,90	1.294,59	238,20	662,34	836,74	511,81	81,66	18,52

Figura Nro. 131: Energía importada periodo 2008-2017



5.7.2.1 Valores económicos por importación de energía

En la siguiente tabla se presentan los valores económicos por la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2008-2017, que para el 2008 fue 33,99 MUSD y para el 2017 fue 0,88 MUSD, la disminución fue 33,12 MUSD lo que representó el 97,42 %.

Tabla Nro. 136: Valor de la energía importada (MUSD)

Interconexión	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombia	33,99	102,38	74,13	87,83	23,99	78,06	96,16	47,98	6,07	0,88
Perú	-	15,36	22,80	-	1,22	-	0,55	3,13	2,20	-
Total general	33,99	117,74	96,93	87,83	25,21	78,06	96,71	51,11	8,27	0,88

5.7.2.2 Precio medio de energía importada

En la siguiente tabla se presentan los precios medios de la energía importada, para el 2017 fue 4,75 USD €/kWh, para este año no existió importación de Perú.

Tabla Nro. 137: precio medio de la energía importada (USD €/kWh)

Interconexión	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Colombia	6,80	9,68	9,33	6,78	10,16	11,79	11,67	10,49	13,82	4,75
Perú	-	24,55	29,09	-	56,12	-	4,32	5,74	5,84	-
Total general	6,80	10,51	11,10	6,78	10,58	11,79	11,56	9,99	10,13	4,75

5.7.3 Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales

En las siguientes figuras se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica resultado de las transacciones con Colombia y Perú. Para el periodo de análisis se evidencia que el precio de importación fue mayor al de exportación.

Figura Nro. 132: Comparativo precio medio transacciones Colombia USD €/kWh

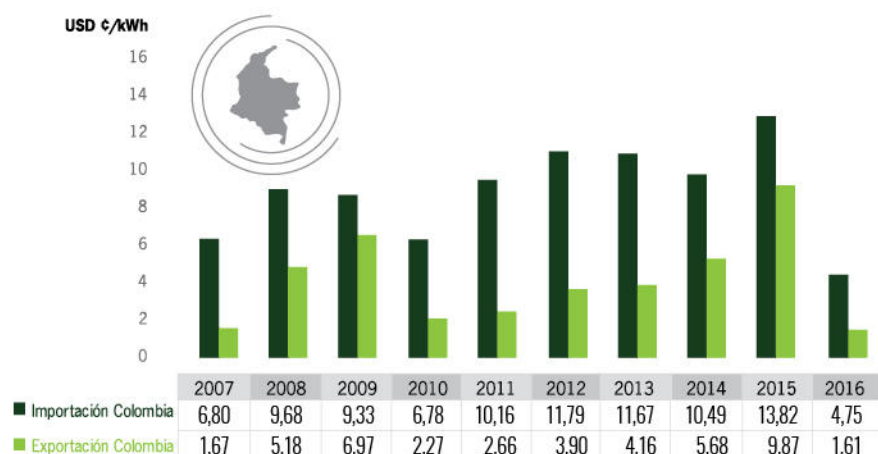
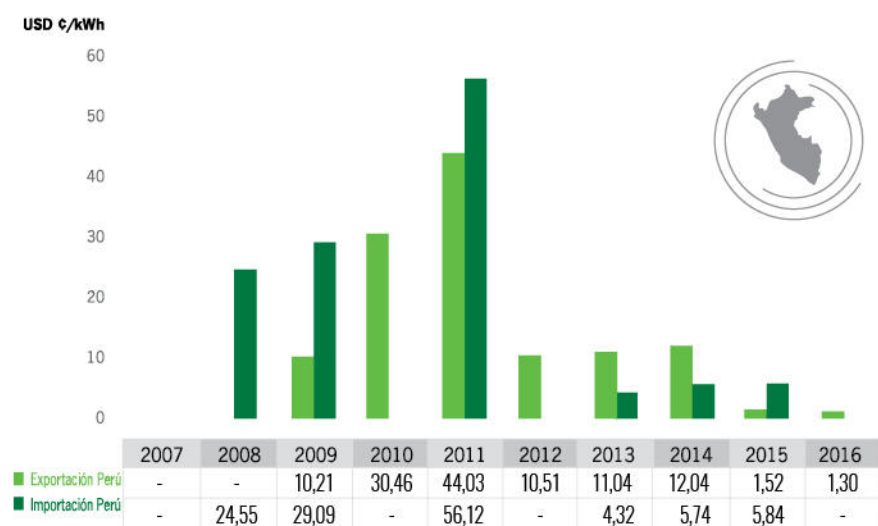


Figura Nro. 133: Comparativo precio medio transacciones Perú USD €/kWh







INDICADORES

2008 - 2017

6



Isla San Cristobal
Galapagos
Autor: Mario Alejandro Tapia

6. INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En este capítulo se presentan los principales indicadores relacionados con el sector eléctrico, entre los cuales se tiene la producción de energía eléctrica, pérdidas en transmisión y distribución, consumo promedio de energía y demanda máxima.

6.1 Balance nacional de energía eléctrica

Tabla Nro. 138: Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, período 2008 – 2017

CONCEPTO	AÑO	Unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía generada bruta (1)		GWh	18.608,53	18.264,95	19.509,85	20.544,14	22.847,96	23.260,33	24.307,21	25.950,19	27.313,86	28.032,91
Energía importada desde Colombia		GWh	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52
Energía importada desde Perú		GWh	-	62,22	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75	-
Energía bruta total		GWh	19.108,69	19.385,37	20.382,76	21.838,73	23.086,16	23.922,67	25.143,95	26.462,01	27.395,52	28.051,43
Energía generada no disponible para servicio público (2)		GWh	2.322,48	2.488,24	2.705,55	2.925,93	3.307,45	3.347,09	3.444,47	3.606,85	4.140,90	4.544,87
Energía generada e importada para servicio público		GWh	16.786,21	16.897,12	17.677,21	18.912,80	19.778,70	20.575,58	21.699,48	22.855,16	23.254,62	23.506,56

(1) La energía generada bruta es producida por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público).

(2) La energía generada no disponible para el servicio público corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación, predominando las empresas petroleras.

En la tabla anterior de producción e importación de energía a nivel nacional, para el 2017, se establece que la generación de energía bruta fue 28.032,91 GWh, mientras que la energía importada desde Colombia fue 18,52 GWh. Sumadas estas cantidades, se tiene que 28.051,43 GWh, es el total de energía bruta, cifra que representa un crecimiento del 46,80 % respecto al 2008.

En la Tabla Nro. 139 se presenta información del balance de energía para el servicio público. Estos datos evidencian el crecimiento que experimenta el sector en las diferentes etapas funcionales en cuanto al requerimiento de la energía, generación, transmisión, exportaciones y la comercialización de la energía a través de las distribuidoras.



Generadoras Fotovoltaica
Salitre, Guayas - Integral
Autor: SANSAU

Tabla Nro. 139: Balance de energía para servicio público, período 2008 – 2017

CONCEPTO	AÑO	Unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía generada e importada para servicio público		GWh	16.786,21	16.897,12	17.677,21	18.912,80	19.778,70	20.575,58	21.699,48	22.855,16	23.254,62	23.506,56
Autoconsumos en generación para servicio público (1)		GWh	597,42	372,78	300,84	299,92	379,21	417,04	528,30	521,85	455,60	383,08
		%	3,56	2,21	1,70	1,59	1,92	2,03	2,43	2,28	1,96	1,63
Energía entregada para servicio público		GWh	16.188,79	16.524,35	17.376,37	18.612,88	19.399,50	20.158,54	21.171,18	22.333,31	22.799,03	23.123,48
Pérdidas en transmisión (2)		GWh	891,67	526,70	542,37	715,61	666,67	591,81	575,16	679,80	808,24	898,33
		%	3,73	3,12	3,07	3,78	3,37	2,88	2,65	2,97	3,48	3,82
Energía disponible para servicio público (3)		GWh	15.561,81	15.997,64	16.834,00	17.897,27	18.732,83	19.566,73	20.596,02	21.653,52	21.990,78	22.225,15
Energía exportada a Colombia y Perú		GWh	37,53	20,76	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80
		%	0,24	0,13	0,06	0,08	0,06	0,15	0,23	0,21	1,83	0,95
Energía entregada a Grandes (4) Consumidores en Subtransmisión		GWh	264,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		%	1,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía disponible en sistemas de distribución		GWh	15.259,58	15.976,88	16.824,04	17.882,88	18.720,95	19.537,75	20.927,65	21.995,11	22.042,28	22.788,39
Pérdidas totales de energía en sistemas de distribución		GWh	2.993,08	2.765,35	2.747,43	2.634,08	2.546,06	2.465,26	2.590,09	2.664,37	2.690,94	2.618,13
		%	19,61	17,31	16,33	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11	12,21	11,49
Consumo de energía de clientes finales (5)		GWh	12.644,94	13.217,92	14.076,61	15.248,80	16.174,89	17.072,49	18.337,56	19.330,74	19.351,34	20.170,27
Demanda máxima en bornes de generación (solo Sistema Nacional Interconectado SNI) (6)		GW	2,79	2,77	2,88	3,05	3,21	3,33	3,50	3,67	3,65	3,75
Demanda máxima en subestaciones principales (solo Sistema Nacional Interconectado SNI)		GW	2,73	2,74	2,77	2,90	3,07	3,24	3,44	3,57	3,60	3,67

(1) Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica.

(2) Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

(3) Para los años, 2014, 2015, 2016 y 2017, para el cálculo de la energía disponible para servicio público, se descontó la energía entregada a los clientes no regulados por parte de las empresas distribuidoras.

(4) Se entregó energía a Holcim Gye en el periodo sep/05 – ago/08 y a Interagua en el periodo dic/01 – ago/08.

(5) Incluye clientes regulados y no regulados.

(6) La demanda máxima en 2017 en bornes de generación del SNI, se produjo el 06 de diciembre de 2017.

6.1.1 Balance de energía del sistema eléctrico de distribución

En la Tabla Nro. 140 se presenta el balance del sistema eléctrico de distribución para el periodo 2008-2017.

Tabla Nro. 140: Balance de energía en el sistema de distribución

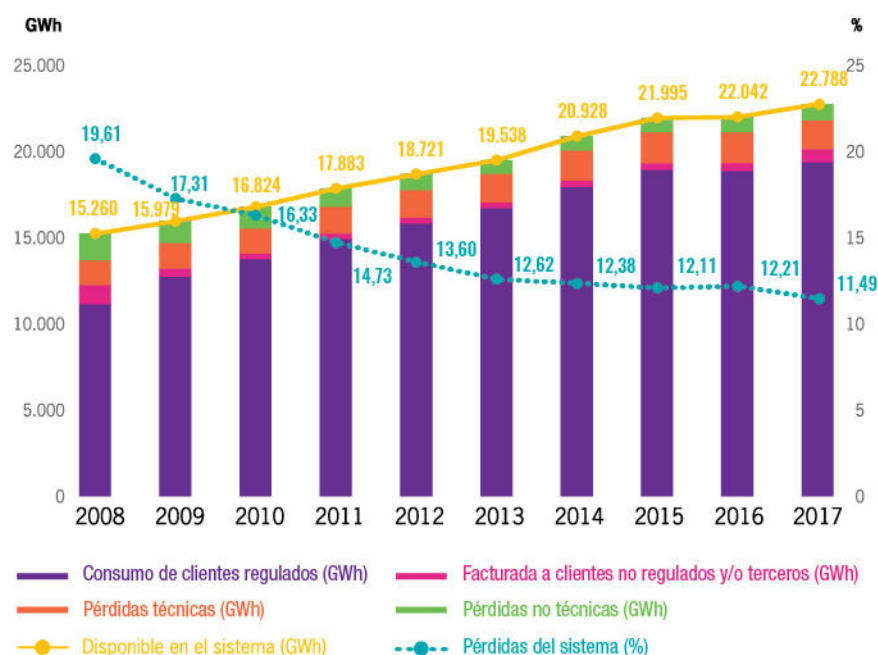
Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Clientes Regulados (GWh)	Facturada a Clientes No Regulados y/o Terceros (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2008	15.259,58	11.146,68	1.119,83	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61
2009	15.978,70	12.740,80	472,64	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31
2010	16.824,04	13.769,73	306,88	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	14.931,12	317,68	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	15.847,99	326,90	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60
2013	19.537,75	16.742,94	329,55	2.465,26	1.641,35	823,91	12,62
2014	20.927,65	17.958,30	379,26	2.590,09	1.738,73	851,37	12,38
2015	21.995,11	18.942,59	388,15	2.664,37	1.801,78	862,59	12,11
2016	22.042,28	18.897,42	453,92	2.690,94	1.786,48	904,46	12,21
2017	22.788,39	19.394,36	775,91	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49

Para el 2008, de la energía disponible en el sistema de distribución, 15.259,58 GWh, el 80,39 % (12.266,51 GWh) se facturó a clientes regulados y no regulados, por lo que el 19,61 % (2.993,08 GWh) corresponde a las pérdidas en el sistema.

En el 2017, de los 22.788,39 GWh disponibles en el sistema de distribución, el 88,51 % (20.170,27 GWh) corresponde al consumo de clientes regulados y no regulados, mientras que el 11,49 % (2.618,13 GWh) corresponde a las pérdidas en el sistema.

De la información registrada en el 2017 contrastada con el 2008, se tiene que la energía disponible en los sistemas de distribución aumentó en 7.528,81 GWh (49,34 % de incremento). La energía consumida por clientes regulados y no regulados también registró un incremento de 7.903,76 GWh (crecimiento del 64,43 %). Por su parte, las pérdidas de energía disminuyeron en un valor de 374,95 GWh.

Figura Nro. 134: Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución (GWh)



6.2 Pérdidas en los sistemas de distribución

En la Tabla Nro. 141 se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución para el periodo 2008-2017.

Tabla Nro. 141: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

Año	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
2008	2.993,08	1.421,21	1.571,87	19,61	9,31	10,30
2009	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31	9,38	7,92
2010	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33	8,91	7,42
2011	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73	8,73	6,00
2012	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60	8,58	5,02
2013	2.465,26	1.641,35	823,91	12,62	8,40	4,22
2014	2.590,09	1.738,73	851,37	12,38	8,31	4,07
2015	2.664,37	1.801,78	862,59	12,11	8,19	3,92
2016	2.690,94	1.786,48	904,46	12,21	8,10	4,10
2017	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49	7,30	4,18

En el 2017, las pérdidas de energía de los sistemas de distribución fueron de 2.618,13 GWh, lo que implica una disminución de 374,95 GWh en comparación con las registradas en el 2008 (2.993,08 GWh).

Figura Nro. 135: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)

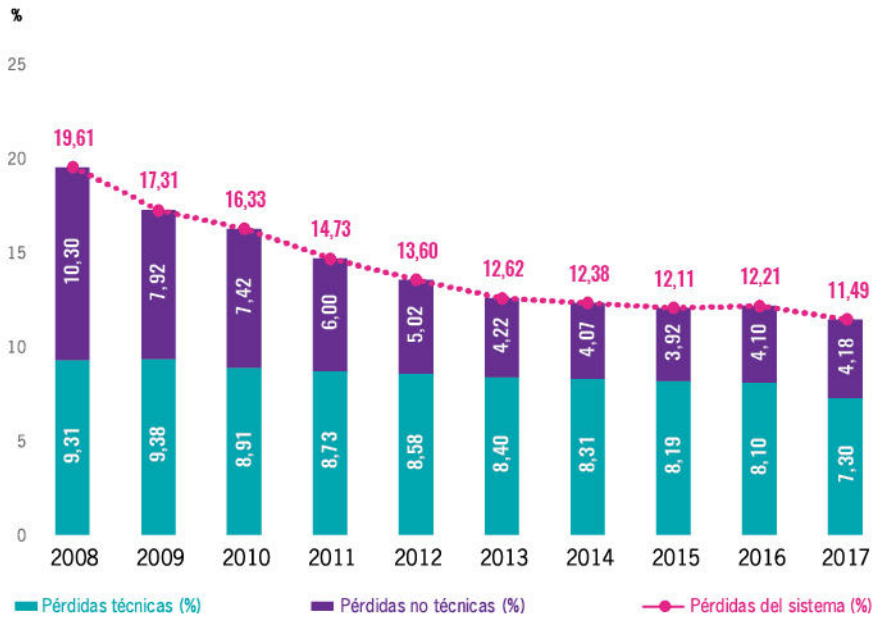


En la Figura Nro. 135 se aprecia la reducción que han tenido las pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2017, su valor fue 953,59 GWh, es decir, 618,28 GWh menos que las pérdidas registradas en el 2008 (1.571,87 GWh).

Con respecto a las pérdidas porcentuales, en el 2017, éstas tuvieron un valor de 11,49 %, lo que significa una disminución de 8,13 puntos porcentuales con respecto al porcentaje de pérdidas del 2008 (19,61 %).



Figura Nro. 136: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)



En la Figura Nro. 136 se observa la disminución que ha tenido el porcentaje de pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2017, su valor fue 4,12 %, es decir, 6,12 puntos porcentuales menos que el porcentaje de pérdidas registrado en el 2008 (10,30 %).

6.3 Consumo promedio mensual de energía eléctrica

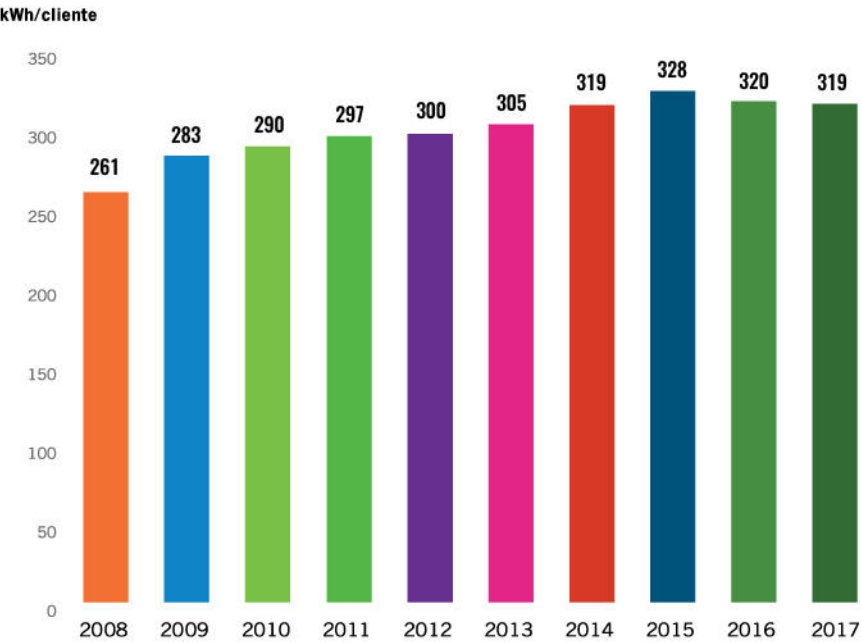
En la Tabla Nro. 142 se puede apreciar el consumo promedio mensual de los clientes regulados, por cada grupo de consumo, para el periodo 2008 – 2017.

Tabla Nro. 142: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)

Año	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	Alumbrado Público	Total
2008	4.068,18	2.596,00	561,56	117,48	18,91	261,40
2009	7.080,29	1.901,84	571,76	118,39	18,23	283,38
2010	7.569,76	1.791,92	575,91	122,81	17,12	290,36
2011	7.921,07	2.018,03	595,04	121,30	17,56	297,00
2012	8.123,78	2.034,50	608,82	121,73	17,30	300,25
2013	7.933,41	2.109,50	651,34	122,20	17,56	305,01
2014	8.566,79	2.095,40	691,75	128,79	18,16	318,77
2015	8.876,86	2.229,12	712,15	136,67	18,73	328,11
2016	8.934,26	2.252,05	680,48	136,61	19,07	319,76
2017	9.492,74	2.296,04	665,01	136,10	19,93	319,23

El consumo promedio de energía eléctrica en el 2017 fue 319,23 kWh/cliente, es decir, 57,82 kWh más por cliente que el registrado en el 2008 (261,40 kWh/cliente), lo que representó un incremento del 22,12 %).

Figura Nro. 137: Consumo promedio mensual de clientes regulados (kWh/cliente)



6.4 Cobertura del servicio eléctrico

La Tabla Nro. 143 muestra la evolución del indicador de cobertura de servicio eléctrico por provincia, región y a nivel nacional. En el año 2008 la cobertura fue de 93,80 %, la misma que se ha incrementado hasta alcanzar los 97,33 % en el 2017, a nivel nacional.

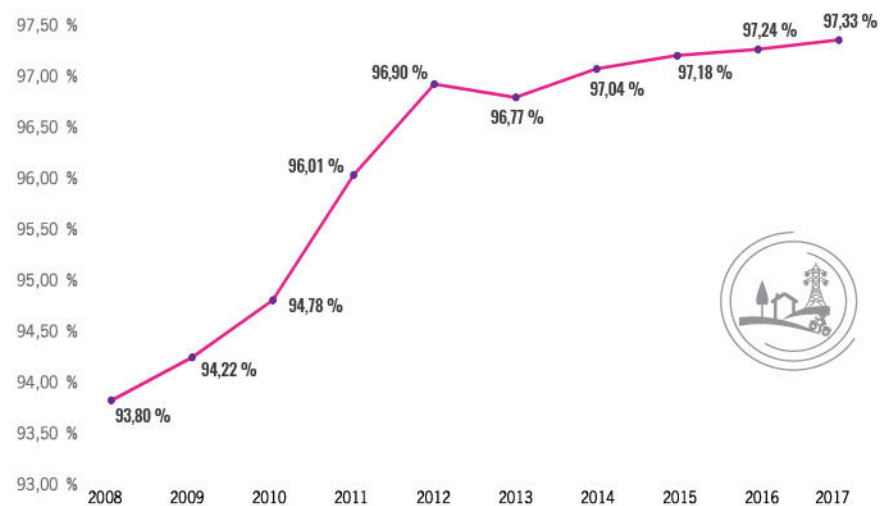
En el periodo 2008 – 2017, el incremento de la cobertura eléctrica en las regiones Sierra, Costa, Amazonía e Insular fue de 2,41 %, 3,78 %, 12,91 % y 0,51 %, respectivamente.



Tabla Nro. 143: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia

Regiones y Provincias	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Azuay	97,16 %	97,41 %	97,56 %	97,52 %	97,76 %	98,15 %	98,76 %	98,79 %	98,81 %	98,83 %
Bolívar	86,18 %	87,14 %	88,21 %	89,03 %	89,73 %	90,68 %	90,85 %	91,03 %	91,07 %	91,59 %
Cañar	95,49 %	95,92 %	95,92 %	96,21 %	96,35 %	95,78 %	96,18 %	96,22 %	96,24 %	96,32 %
Carchi	96,93 %	97,17 %	97,34 %	97,52 %	97,68 %	97,95 %	99,07 %	99,09 %	99,11 %	99,14 %
Cotopaxi	89,81 %	90,52 %	91,79 %	93,45 %	94,92 %	95,60 %	96,87 %	96,95 %	96,97 %	97,09 %
Chimborazo	91,58 %	91,77 %	92,03 %	92,49 %	92,83 %	92,87 %	94,26 %	93,81 %	93,89 %	93,79 %
Imbabura	95,70 %	96,30 %	97,36 %	98,30 %	98,85 %	98,33 %	99,25 %	99,26 %	98,31 %	98,83 %
Loja	92,81 %	93,89 %	94,88 %	96,92 %	97,73 %	98,60 %	99,37 %	99,38 %	99,40 %	99,34 %
Pichincha	98,85 %	99,00 %	99,29 %	99,41 %	99,42 %	99,46 %	99,47 %	99,52 %	99,53 %	99,75 %
Tungurahua	96,35 %	96,56 %	96,93 %	97,24 %	98,07 %	98,99 %	99,46 %	99,48 %	99,50 %	97,68 %
Santo Domingo	95,02 %	95,54 %	96,19 %	96,88 %	98,10 %	98,02 %	98,88 %	98,90 %	98,93 %	98,96 %
Región Sierra	96,08 %	96,43 %	96,91 %	97,38 %	97,78 %	98,00 %	98,48 %	98,50 %	98,47 %	98,48 %
El Oro	97,04 %	97,28 %	97,38 %	96,09 %	96,64 %	97,54 %	98,18 %	98,22 %	98,25 %	98,27 %
Esmeraldas	86,53 %	87,60 %	89,03 %	93,66 %	95,46 %	90,83 %	91,51 %	91,54 %	92,56 %	87,80 %
Guayas	95,31 %	95,39 %	95,42 %	96,62 %	96,87 %	95,81 %	95,78 %	96,03 %	96,08 %	97,79 %
Los Ríos	90,45 %	91,25 %	91,52 %	93,42 %	97,39 %	97,50 %	98,37 %	98,39 %	98,40 %	97,13 %
Manabí	89,16 %	89,94 %	91,34 %	96,91 %	98,22 %	98,52 %	97,43 %	97,51 %	97,69 %	97,80 %
Santa Elena	89,38 %	90,02 %	91,42 %	88,90 %	92,90 %	92,83 %	90,81 %	91,84 %	92,00 %	89,34 %
Región Costa	92,94 %	93,34 %	93,82 %	95,76 %	96,90 %	96,16 %	96,07 %	96,26 %	96,40 %	96,72 %
Morona Santiago	73,12 %	74,45 %	77,13 %	76,21 %	83,87 %	85,25 %	90,95 %	92,06 %	93,11 %	86,16 %
Napo	84,70 %	86,50 %	87,36 %	87,13 %	87,33 %	88,22 %	86,97 %	88,95 %	89,99 %	89,47 %
Pastaza	80,98 %	81,91 %	82,15 %	81,59 %	81,40 %	81,59 %	87,58 %	88,49 %	88,54 %	89,30 %
Zamora Chinchipe	85,76 %	86,81 %	88,52 %	93,07 %	95,74 %	96,09 %	98,88 %	98,89 %	97,21 %	97,92 %
Sucumbíos	81,51 %	82,83 %	86,41 %	88,51 %	89,70 %	95,26 %	96,10 %	96,15 %	96,30 %	96,99 %
Orellana	78,71 %	81,01 %	83,07 %	87,46 %	92,61 %	97,94 %	98,11 %	98,58 %	98,68 %	97,16 %
Región Amazónica	80,22 %	81,72 %	83,89 %	85,53 %	88,61 %	91,44 %	93,70 %	94,29 %	94,47 %	93,12 %
Galápagos	99,13 %	99,28 %	99,50 %	99,34 %	99,48 %	99,67 %	99,67 %	99,81 %	99,83 %	99,63 %
Región Insular	99,12 %	99,28 %	99,50 %	99,34 %	99,48 %	99,67 %	99,67 %	99,80 %	99,83 %	99,63 %
Total Nacional	93,80 %	94,22 %	94,78 %	96,01 %	96,90 %	96,77 %	97,04 %	97,18 %	97,24 %	97,33 %

Figura Nro. 138: Cobertura de servicio eléctrico







Central fotovoltaica
Ibarra, Imbabura
Autor: Gransolar

GLOSARIO



Catedral de Cuenca
Cuenca, Azuay
Autor: Ministerio de Turismo

7. GLOSARIO

7.1 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.

Acometida: Corresponde a los materiales (conductores, piezas, herrajes, entre otros) que permiten la conexión entre la red eléctrica propiedad de la distribuidora, con el consumidor. Las acometidas pueden ser aéreas o subterráneas.

Agente o participante: Persona natural o jurídica dedicada a las actividades de: generación, transmisión o distribución, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.

Alimentadores Primarios: Son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución.

Alto Voltaje: Nivel de voltaje superior a 40 kV.

Año Móvil: Es el análisis del desempeño de un año completo (doce meses), considerando el último mes como el mes de referencia.

Autoconsumo: Se refiere a la energía producida y consumida por las empresas autogeneradoras o consumos propios.

Bajo Voltaje: Voltajes inferiores a los 600 voltios.

Carga Instalada: Corresponde a la suma aritmética de las potencias de todos los equipos que existen en el interior de una instalación.

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 Biogás: Central que genera electricidad a partir de la utilización (combustión) de biogás con alto contenido de metano, que se produce por la fermentación controlada de materias primas (sustratos), tales como: estiércol líquido, productos agrícolas, los residuos urbanos o agroindustriales.

Central Biomasa: Central que genera electricidad a partir de la utilización (combustión) de materia orgánica como fuente energética.

Esta es heterogénea y tanto su origen como su naturaleza puede ser diversa, como: bagazo de caña, restos agrícolas o madera.

Central Convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos.

Central de generación: Conjunto de instalaciones y equipos cuya función es generar energía eléctrica.

Central Eólica: Central no convencional que usa como energía primaria el viento.

Central Fotovoltaica: Central no convencional que usa como energía primaria el sol.

Central Hidroeléctrica: Central de generación basada en el uso de la energía cinética y potencial del agua.

Central No Convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaica, termosolar), viento (eólicas), agua (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas; las mismas, que por su relativo reciente desarrollo y explotación, todavía no han alcanzado un grado de comercialización que les permita competir con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central Térmica o Termoeléctrica: Instalación que produce energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada para el efecto.

Cliente No Regulado: Persona natural o jurídica que mantiene un contrato con una empresa para la compra de energía y paga un peaje a la empresa distribuidora por la utilización de sus redes de transmisión, distribución o ambas.

Cliente Regulado: Es aquel cuya facturación por el suministro de energía eléctrica se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por la ARCONEL.

Combustible Bagazo de Caña: Es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustibles 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 Crudo: Es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua.

Combustible Diesel: Es un hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m³, compuesto fundamentalmente por parafinas. Este es utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores.

Combustible Fuel Oil: El fuel oil es una parte del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre 30 % y 50 % de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica.

Combustible Gas Natural: 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.

Combustible GLP: El gas licuado de petróleo (GLP), 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.

Combustible Nafta: 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.

Combustible Residuo: Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo.

Consumidor o usuario final: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

Consumo Propio: Demanda de energía eléctrica del autogenerador o generador. Comprende las instalaciones de propietarios, accionistas o personas jurídicas que tengan participación en la empresa autogeneradora. Los consumos propios serán abastecidos parcial o totalmente por el autogenerador y podrán estar físicamente separados de la central autogeneradora, e inclusive, ubicados en áreas de servicio de diferentes distribuidoras. No se considerarán como consumos propios a demandas residenciales.

Contratos Regulados: Contratos suscritos por generadores o autogeneradores con las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.

Coordinador SISDAT: Persona designada por la empresa eléctrica para recopilar la información y remitirla a la ARCONEL, en los formularios diseñados para el efecto.

Demanda: Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido.

Empresa Autogeneradora: Persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, cuya generación eléctrica se destina

al abastecimiento de su demanda, pudiendo eventualmente, producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda.

Empresa Distribuidora: Persona jurídica facultativa de un título habilitante 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 prestación de servicio.

Empresa Generadora: Persona jurídica facultativa de un título habilitante 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 (SNT), en un sistema aislado o en una red de distribución.

Energía Bruta: Es la energía total producida por una unidad de generación.

Energía comprada en el sector eléctrico: Corresponde a la energía entregada a través del SNI por el operador del sistema eléctrico (CENACE).

Energía Entregada a Terceros: Corresponde a la energía que se transfiere a los clientes no regulados por el pliego tarifario.

Energía Entregada para Servicio no Público: Es la energía puesta a disposición por las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus empresas asociadas y que no se pone a disposición de los consumidores 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 Eólica: Es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire es decir del viento.

Energía Facturada a clientes no regulados: Es la energía entregada a los clientes de las empresas distribuidoras que no se encuentran sujetos al pliego tarifario.

Energía Facturada a clientes regulados: Se refiere a la energía facturada a clientes de las empresas distribuidoras que se encuentran sujetos al pliego tarifario.

Energía Hidráulica: Es aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.

Energía Neta: Es igual a la energía bruta menos el consumo de auxiliares de unidades de generación.

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 no pueden regenerarse una vez consumidas.

Energía Renovable: Es 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 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.

Energía Térmica: Es 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.

Factor de Carga: Es la relación entre la energía disponible en un periodo de tiempo y la demanda máxima multiplicada por las horas totales de ese periodo.

Factor de Planta: Es la relación entre la energía total producida por una unidad o central de generación en un periodo de tiempo y la potencia efectiva promedio multiplicada por las horas totales de ese periodo.

Gran Consumidor: Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo son definidas por la ARCONEL, a través de la respectiva regulación. Estas le facultan para acordar libremente con un generador o autogenerador, la compra de energía eléctrica para su abastecimiento.

Interconexión Internacional: Es el punto de conexión donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y exportación entre dos países.

Línea de Transmisión: El Ecuador generalmente opera a voltajes de 138 kV, 230 kV y 500kV, 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: Son una de las fuentes de iluminación más eficientes, ya que generan mayor cantidad de lúmenes por vatio.

Medio Voltaje: Voltajes entre 600 V y 40 kV.

Peaje de Distribución: 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 establecen 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 del Sistema: Es la diferencia entre la energía disponible y la energía total comercializada por la empresa.

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.)

Pérdidas Técnicas: Son aquellas producidas debido al efecto Joule por la circulación de corriente en las redes eléctricas.

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 Disponible: Potencia efectiva del generador que está operable y puede estar o no considerada en el despacho de carga.

Potencia Efectiva: Es la potencia máxima que se puede obtener de una unidad generadora bajo condiciones normales de operación.

Potencia Eléctrica: Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un instante de tiempo. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el Vatio (W).

Potencia Instalada o Nominal: Es la potencia establecida en los datos de placa de un generador.

Precio Medio: Relación promedio entre el valor de la energía en dólares (USD) y la cantidad de energía facturada en kWh.

Sector Eléctrico: El sector eléctrico está integrado por agentes debidamente autorizados por la ARCONEL para desarrollar la actividad de generación y los servicios públicos de transmisión y distribución.

Servicio Público de Energía Eléctrica: Comprende las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica.

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 (SNI): Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, los cuales permiten la producción y transferencia de energía eléctrica entre los centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica. No incluye la distribución de electricidad.

Sistema no Incorporado: Es el sistema eléctrico que no está conectado al SNI, por ejemplo sistemas aislados e insulares.

Subestación: Es un conjunto de equipos de conexión, protección, conductores, barras, transformadores y demás equipos auxiliares, cuyas funciones son las de transmitir, distribuir y 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 Distribución: Las subestaciones de distribución son aquellas que efectúan el cambio de voltaje a niveles inferiores propicios para la subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

Subestación de Seccionamiento: Son elementos del sistema eléctrico de potencia que permiten la maniobra o interconexión con otras partes del sistema.

Título Habilitante: Acto administrativo por el cual el Estado, delega o autoriza a una persona jurídica, pública o privada, consorcios o asociaciones, a efectuar actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica.

Transacciones de Corto Plazo: Son las que se originan por la diferencia entre los montos de energía contratados y los realmente consumidos o producidos, o por los servicios asociados a la generación o transporte de energía eléctrica.

Transformador: Es una máquina eléctrica estática que permite aumentar o disminuir el voltaje en un sistema 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.

Transmisor: Entidad encargada de la actividad de transmisión de energía eléctrica, para el caso ecuatoriano le corresponde este rol a la Corporación Eléctrica del Ecuador – Unidad de Negocio Transelectric.

Unidad Generadora: Es la máquina rotatoria compuesta de un motor primario, acoplado a un generador eléctrico, cuya finalidad principal es la de producir energía.

Voltaje: Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.



Central Isimanchi
Chinchi, Zamora Chinchi
Autor: EERSSA

7.2 Siglas

En esta sección se define el significado de las siglas empleadas en este documento.

A: Autotransformador

ARCONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

CAN: Comunidad Andina de Naciones.

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador.

CENACE: Operador Nacional de Electricidad.

CNEL EP: Corporación Nacional de Electricidad.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

FA: Enfriamiento por aire forzado.

FOA: Enfriamiento por aire y aceite forzado.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

ISA: Interconexión Eléctrica S.A. (Holding estatal Colombiano).

LOSPEE: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

MCI: Motor de Combustión Interna.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

MICSE: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.

OA: Enfriamiento natural por aire.

OCP: Oleoducto de Crudos Pesados.

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.

PEC Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad.

SAPG: Servicio de Alumbrado Público General.

SIEE: Sistema de Información Económica Energética.

SISDAT: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico.

SNI: Sistema Nacional Interconectado.

SNT: Sistema Nacional de Transmisión.

T: Transformador

TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo.

TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad.

UN: Unidad de Negocio.

7.3 Unidades de medida

En esta sección se define el significado de ciertas siglas y las equivalencias de magnitudes eléctricas.

gal: Galón.

GWh: Gigavatio hora

kpc: Miles de pies cúbicos.

kUSD: Miles de dólares de los Estados Unidos de América.

kV: Miles de voltios .

kWh: Kilovatios hora.

MUSD: Millones de dólares de los Estados Unidos de América.

MVA: Mega voltamperios.

MVAR: Mega voltamperios reactivos.

MWh: Megavatios hora.

pc: Pies cúbicos

t: Tonelada.

u: Unidad.

USD ¢/kWh: Centavos de dólares de los Estados Unidos de América por Kilovatios hora.

USD: Dólares de los Estados Unidos de América

V: Voltio.

VA: Voltamperio.

W: Vatio.





ANEXOS

8

A.1 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO CENTRAL

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				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)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabí	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	2	1.500,00	1.476,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Manduriacu	Imbabura		63,36	65,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Electroguayas	Enrique García	Guayas	6	-	-	-	-	-	-	-	-	102,00	96,00	-	-
	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	26,27	20,00	-	-
	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146,00	140,00
	Santa Elena II	Santa Elena		-	-	-	-	-	-	90,10	65,03	-	-	-	-
	Santa Elena III	Santa Elena		-	-	-	-	-	-	41,70	40,00	-	-	-	-
CELEC-Gensur	Trinitaria	Guayas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133,00	133,00
CELEC-Hidroagoyán	Villonaco	Loja	1	-	-	16,50	16,50	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	3	160,00	156,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pucará	Tungurahua		73,00	73,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidroazogues	San Francisco	Tungurahua	-	230,00	212,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidronación	Alazán	Cañar	1	6,23	6,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidropaute	Baba	Los Ríos	2	42,20	42,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Marcel Laniado	Guayas		213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidropaute	Mazar	Azuay	3	170,00	170,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Paute	Azuay		1.075,00	1.100,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Termoesmeraldas	Sopladora	Azuay	-	487,00	486,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Esmeraldas I	Esmeraldas	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132,50	125,00
	Esmeraldas II	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	100,20	84,00	-	-	-	-
	Jaramijó	Manabí		-	-	-	-	-	-	140,00	128,88	-	-	-	-
	La Propicia	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	10,50	8,50	-	-	-	-
	Manta II	Manabí		-	-	-	-	-	-	20,40	17,34	-	-	-	-
	Miraflores	Manabí		-	-	-	-	-	-	27,00	20,40	22,80	19,00	-	-
CELEC-Termogas Machala	Pedernales	Manabí	2	-	-	-	-	-	-	5,00	3,80	-	-	-	-
	Termogas Machala I	El Oro		-	-	-	-	-	-	-	-	138,56	130,60	-	-
CELEC-Termopichincha	Termogas Machala II	El Oro	20	-	-	-	-	-	-	-	-	136,80	119,00	-	-
	Celso Castellanos	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	10,00	7,20	-	-	-	-
	Dayuma	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,25	1,80	-	-	-	-
	Floreana	Galápagos		-	-	-	-	-	-	0,29	0,24	-	-	-	-
	Guangopolo	Pichincha		-	-	-	-	-	-	22,50	21,80	-	-	-	-
	Guangopolo2	Pichincha		-	-	-	-	-	-	52,20	48,00	-	-	-	-
	Isabela	Galápagos		-	-	-	-	-	-	3,10	2,34	-	-	-	-
	Jivino I	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	7,50	5,40	-	-	-	-
	Jivino II	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	11,00	10,00	-	-	-	-
	Jivino III	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	44,00	42,00	-	-	-	-
	Loreto	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,25	1,80	-	-	-	-
	Macas	Morona Santiago		-	-	-	-	-	-	4,50	4,00	-	-	-	-
	Payamino	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,50	1,80	-	-	-	-
	Puná Nueva	Guayas		-	-	-	-	-	-	2,80	2,52	-	-	-	-
	Quevedo II	Los Ríos		-	-	-	-	-	-	95,20	81,00	-	-	-	-
	Sacha	Orellana		-	-	-	-	-	-	20,40	18,60	-	-	-	-
	San Cristóbal	Galápagos		-	-	-	-	-	-	7,41	5,91	-	-	-	-
	Santa Cruz	Galápagos		-	-	-	-	-	-	14,81	12,79	-	-	-	-
	Santa Rosa	Pichincha		-	-	-	-	-	-	-	-	71,10	51,00	-	-
	Secoya	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	10,00	8,00	-	-	-	-
Ecuagesa	Sistemas Menores	Sucumbios	1	-	-	-	-	-	-	9,60	9,40	-	-	-	-
	Topo	Tungurahua		29,20	27,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elecaustro	El Descanso	Azuay	5	-	-	-	-	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-
	Gualaceo	Azuay		0,97	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ocaña	Cañar		26,10	26,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saucay	Azuay		24,00	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saymirin	Azuay		15,52	15,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrisol	Electrisol	Pichincha	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
EMAC-BGP	Pichacay	Azuay	1	-	-	-	-	-	-	1,06	1,00	-	-	-	-
Enersol	Enersol	Manabí	1	-	-	-	-	0,50	0,49	-	-	-	-	-	-
Ep fotovoltaica	Mulaló	Cotopaxi	2	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
	Pastocalle	Cotopaxi		-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
EPMAPS	Carcelén	Pichincha	4	0,06	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	El Carmen	Pichincha		8,40	8,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Noroccidente	Pichincha		0,26	0,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Recuperadora	Pichincha		14,70	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasgreen	El Inga	Pichincha	1	-	-	-	-	-	-	6,20	5,50	-	-	-	-
Generoca	Generoca	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	38,12	34,40	-	-	-	-
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Gransolar	Salinas	Imbabura	2	-	-	-	-	2,00	2,00	-	-	-	-	-	-
	Tren Salinas	Imbabura		-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Hidrosibimbe	Corazón	Pichincha	3	0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sibimbe	Los Ríos		15,37	14,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Urvia	Pichincha		0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrosigchos	Sigchos	Cotopaxi	1	18,60	18,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrotambo	Hidrotambo	Bolívar	1	8,00	8,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HidroVictoria	Victoria	Napo	1	10,32	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,70	-	-	-	-	-	-
Renova Loja	Renova Loja	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,70	-	-	-	-	-	-
Sabiangsolar	Sabiango Solar	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,73	-	-	-	-	-	-
San Pedro	San Pedro	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Sanersol	Sanersol	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Sansau	Sansau	Guayas	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Saracaysol	Saracaysol	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solchacras	Solchacras	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solhuaqui	Solhuaqui	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solsantros	Solsantros	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Surenergy	Surenergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Valsolar	Paragachi	Imbabura	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Wildfecsa	Wildfecsa	Guayas	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Total			91	4.193,27	4.169,36	16,50	16,50	24,46	23,57	821,79	710,65	612,53	37,60	411,50	398,00

A.2 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO CENTRAL 1/2

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				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	CPF	Pastaza	3	-	-	40,34	36,23	-	-	-	-
	Sarayacu	Napo		-	-	9,00	7,78	-	-	-	-
	Villano A	Pastaza		-	-	5,72	4,20	-	-	-	-
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	2	0,10	0,09	-	-	-	-	-	-
	Sillunchi II	Pichincha		0,30	0,30	-	-	-	-	-	-
Andes Petro	Camí	Orellana	36	-	-	0,05	0,04	-	-	-	-
	CDP	Orellana		-	-	0,41	0,33	-	-	-	-
	Chorongo A	Sucumbios		-	-	0,37	0,30	-	-	-	-
	CPH	Orellana		-	-	1,59	1,27	-	-	-	-
	Dorine Battery	Sucumbios		-	-	7,75	5,40	-	-	-	-
	Dorine G	Sucumbios		-	-	0,37	0,27	-	-	-	-
	Dorine H	Sucumbios		-	-	1,00	0,75	-	-	-	-
	Estación Dayuma	Orellana		-	-	0,25	0,13	-	-	-	-
	Fanny 50	Sucumbios		-	-	0,70	0,50	-	-	-	-
	Hormiguero A	Orellana		-	-	1,07	0,77	-	-	-	-
	Hormiguero B	Orellana		-	-	1,18	0,83	-	-	-	-
	Hormiguero C	Orellana		-	-	7,65	6,05	-	-	-	-
	Hormiguero D	Orellana		-	-	3,73	3,00	-	-	-	-
	Hormiguero Sur	Orellana		-	-	2,72	2,72	-	-	-	-
	Kupi 1	Orellana		-	-	1,45	1,25	-	-	-	-
	Kupi 4	Orellana		-	-	1,27	1,00	-	-	-	-
	Lago Agrio LTF	Sucumbios		-	-	1,64	1,28	-	-	-	-
	Mariann 30	Sucumbios		-	-	1,09	0,80	-	-	-	-
	Mariann 4A	Sucumbios		-	-	1,49	1,25	-	-	-	-
	Mariann 5-8	Sucumbios		-	-	1,29	1,05	-	-	-	-
	Mariann 9	Sucumbios		-	-	1,27	0,97	-	-	-	-
	Mariann Battery	Sucumbios		-	-	1,09	0,80	-	-	-	-
	Mariann Vieja	Sucumbios		-	-	3,82	3,00	-	-	-	-
	Nantu B	Orellana		-	-	2,88	2,55	-	-	-	-
	Nantu C	Orellana		-	-	1,73	1,38	-	-	-	-
	Nantu D	Orellana		-	-	5,58	4,33	-	-	-	-
	Penke B	Orellana		-	-	1,36	1,09	-	-	-	-
	Pindo	Orellana		-	-	1,82	1,45	-	-	-	-
	Shiripuno	Orellana		-	-	0,90	0,80	-	-	-	-
	Sunka 1	Orellana		-	-	2,76	2,30	-	-	-	-
	Sunka 2	Orellana		-	-	0,45	0,36	-	-	-	-
	Tapir A	Orellana		-	-	5,20	4,63	-	-	-	-
	Tapir B	Orellana		-	-	1,52	1,30	-	-	-	-
	Tarapuy	Sucumbios		-	-	0,79	0,64	-	-	-	-
	TPP	Sucumbios		-	-	75,83	65,40	-	-	-	-
	Wanke 1	Orellana		-	-	4,02	3,38	-	-	-	-
Coazucar	Ecudos A-G	Cañar	1	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60
Consejo Provincial de Tungurahua	Tilivi	Tungurahua	1	0,10	0,06	-	-	-	-	-	-
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20
Ecoluz	Loreto	Napo	2	2,30	2,20	-	-	-	-	-	-
	Papallacta	Napo		6,63	6,20	-	-	-	-	-	-
Electrocórdova	Electrocórdova	Imbabura	1	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-
Enermax	Calope	Cotopaxi	1	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-
Hidroabánico	Hidroabánico	Marona Santiago	1	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-
Hidroalto	Due	Sucumbios	1	49,71	49,71	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Imbabura	1	0,92	0,88	-	-	-	-	-	-
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Marona Santiago	1	49,98	49,95	-	-	-	-	-	-
I.m. meija	La Calera	Pichincha	1	1,25	1,00	-	-	-	-	-	-
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	2	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-
	Kohler	Pichincha		-	-	1,60	1,40	-	-	-	-
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	1	0,44	0,40	-	-	-	-	-	-
OCP Ecuador	Amazonas	Sucumbios	7	-	-	6,66	6,14	-	-	-	-
	Cayagama	Sucumbios		-	-	3,36	3,36	-	-	-	-
	Chiquilpe	Pichincha		-	-	0,16	0,16	-	-	-	-
	Páramo	Napo		-	-	3,36	2,56	-	-	-	-
	Puerto Quito	Pichincha		-	-	0,16	0,16	-	-	-	-
	Sardinas	Napo		-	-	6,66	5,33	-	-	-	-
	Terminal Marítimo	Esmeraldas		-	-	1,72	1,72	-	-	-	-
Orion	Estación CFE	Sucumbios	5	-	-	0,14	0,12	-	-	-	-
	Estación ENO	Sucumbios		-	-	0,73	0,58	-	-	-	-
	Estación Ocano	Sucumbios		-	-	0,61	0,28	-	-	-	-
	Estación Peña Blanca	Sucumbios		-	-	0,58	0,46	-	-	-	-
	Estación Ron	Sucumbios		-	-	0,28	0,22	-	-	-	-
Periabí	Periabí	Pichincha	1	2,70	2,46	-	-	-	-	-	-
Petroamazonas	Aguajal	Orellana	73	-	-	5,80	2,02	-	-	-	-
	Aguarico	Sucumbios		-	-	16,87	13,06	-	-	-	-
	Anaconda	Orellana		-	-	4,55	1,92	-	-	-	-
	Angel Norte	Orellana		-	-	2,65	1,36	-	-	-	-
	Arazá	Sucumbios		-	-	1,05	0,82	-	-	-	-
	Arcolands Shushufindi	Sucumbios		-	-	10,15	8,14	-	-	-	-
	Auca	Orellana		-	-	9,94	7,91	-	-	-	-
	Auca 51	Orellana		-	-	8,05	2,10	-	-	-	-
	Auca Central	Orellana		-	-	0,84	0,59	-	-	-	-
	Auca Sur	Orellana		-	-	22,72	18,98	-	-	-	-
	Cedros	Orellana		-	-	0,73	0,45	-	-	-	-
	CELEC Sacha	Orellana		-	-	14,40	11,20	-	-	-	-
	Central de Procesos Tiputini	Orellana		-	-	5,52	4,42	-	-	-	-
	Coca	Orellana		-	-	10,83	7,67	-	-	-	-
	Concordia	Orellana		-	-	0,89	0,31	-	-	-	-
	Cononaco	Pastaza		-	-	10,84	7,34	-	-	-	-
	CPF	Sucumbios		-	-	38,59	26,59	-	-	-	-
	Cuyabeno	Sucumbios		-	-	21,32	12,72	-	-	-	-
	Dumbique	Orellana		-	-	1,40	1,10	-	-	-	-
	EPF-Eden Yuturi	Orellana		-	-	117,92	84,15	-	-	-	-
	Frontera	Sucumbios		-	-	2,46	1,76	-	-	-	-
	Gacela	Orellana		-	-	5,26	3,82	-	-	-	-
	Guanta	Sucumbios		-	-	13,64	10,97	-	-	-	-

A.2 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO CENTRAL 2/2

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor		
				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	Indillana	Orellana	73	-	-	4,71	2,28	-	-	-	-	
	Itaya A	Sucumbios		-	-	3,36	1,80	-	-	-	-	
	Itaya B	Sucumbios		-	-	2,55	1,10	-	-	-	-	
	Jaguar	Orellana		-	-	1,28	0,24	-	-	-	-	
	Jivino A	Sucumbios		-	-	1,96	0,76	-	-	-	-	
	Jivino C	Sucumbios		-	-	0,55	0,23	-	-	-	-	
	Lago Agrio	Sucumbios		-	-	6,80	6,00	5,00	4,15	-	-	
	Laguna	Sucumbios		-	-	0,82	0,44	-	-	-	-	
	Limoncocha	Sucumbios		-	-	15,95	7,47	-	-	-	-	
	Lobo	Orellana		-	-	1,41	1,09	-	-	-	-	
	Mono	Orellana		-	-	2,60	1,74	-	-	-	-	
	Oso	Napo		-	-	40,00	29,57	-	-	-	-	
	Pacayacu	Sucumbios		-	-	0,35	0,28	-	-	-	-	
	Paka Norte	Orellana		-	-	2,73	0,50	-	-	-	-	
	Paka Sur	Orellana		-	-	7,69	3,86	-	-	-	-	
	Pakay	Orellana		-	-	3,25	1,85	-	-	-	-	
	Palmar Oeste	Sucumbios		-	-	6,62	4,15	-	-	-	-	
	Palo Azul PGE	Orellana		-	-	26,90	22,18	-	-	12,00	11,00	
	Pañayacu	Sucumbios		-	-	1,23	0,32	-	-	-	-	
	Payamino	Orellana		-	-	16,72	10,98	-	-	-	-	
	Pichincha	Sucumbios		-	-	0,27	0,17	-	-	-	-	
	Pucuna	Orellana		-	-	1,29	1,02	-	-	-	-	
	RS ROTH Shushufindi Drago 2	Sucumbios		-	-	7,16	4,79	-	-	-	-	
	RS ROTH Shushufindi Drago N1	Sucumbios		-	-	9,65	7,45	-	-	-	-	
	Sacha	Orellana		-	-	33,74	27,57	4,00	3,20	-	-	
	Sacha Norte 1	Orellana		-	-	17,45	3,26	-	-	-	-	
	Sacha Norte 2	Orellana		-	-	9,58	7,29	-	-	-	-	
	Sacha Sur	Orellana		-	-	3,90	3,09	-	-	-	-	
	Sansahuari	Sucumbios		-	-	10,28	6,49	-	-	-	-	
	Santa Elena	Sucumbios		-	-	2,50	1,31	-	-	-	-	
	Secoya	Sucumbios		-	-	29,52	26,10	-	-	-	-	
	Shushufindi	Sucumbios		-	-	-	-	11,75	10,00	-	-	
	Shushufindi Estación Sur-oeste	Sucumbios		-	-	14,63	9,77	-	-	-	-	
	Shushufindi Norte	Sucumbios		-	-	3,15	2,37	-	-	-	-	
	SRF Shushufindi	Sucumbios		-	-	0,83	0,35	-	-	-	-	
	Tangay	Orellana		-	-	0,37	0,29	-	-	-	-	
	Tapi	Sucumbios		-	-	5,21	3,92	-	-	-	-	
	Tetete	Sucumbios		-	-	4,61	2,91	-	-	-	-	
	Tipishca	Sucumbios		-	-	0,89	0,58	-	-	-	-	
	Tiputi A-2	Orellana		-	-	13,88	11,22	-	-	-	-	
	Tiputini A-1	Orellana		-	-	12,97	9,29	-	-	-	-	
	Tiputini C-1	Orellana		-	-	5,50	4,25	-	-	-	-	
	Tumali	Orellana		-	-	1,55	1,07	-	-	-	-	
	VHR	Sucumbios		-	-	11,12	8,58	-	-	-	-	
	Vinita	Sucumbios		-	-	3,51	2,64	-	-	-	-	
	Yamanunka	Sucumbios		-	-	2,19	1,20	-	-	-	-	
Yanaq Oeste	Orellana	-	-	1,64	1,15	-	-	-	-			
Yuca	Orellana	-	-	6,95	5,48	-	-	-	-			
Yuralpa	Napo	-	-	18,60	9,21	-	-	-	-			
ZEMI	Orellana	-	-	1,36	1,07	-	-	-	-			
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	Orellana	6	-	-	-	-	42,90	35,00	-	-	
	REPSOL YPF-NPF-2	Orellana		-	-	8,68	7,09	-	-	-	-	
	REPSOL YPF-SPF-1	Orellana		-	-	-	-	30,10	19,00	-	-	
	REPSOL YPF-SPF-2	Orellana		-	-	17,44	15,03	-	-	-	-	
	REPSOL YPF-SPF-3	Orellana		-	-	45,28	44,30	-	-	-	-	
	REPSOL YPF-SSFD	Sucumbios		-	-	1,67	0,95	7,50	5,60	-	-	
San Carlos	San Carlos	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	78,00	73,60	
SERMAA EP	Atuntaqui	Imbabura	2	0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	
	Fábrica Imbabura	Imbabura		0,70	0,52	-	-	-	-	-	-	
Sipac	MDC-CPF	Orellana	7	-	-	9,55	7,40	-	-	-	-	
	PBH-Estación	Orellana		-	-	0,28	0,20	-	-	-	-	
	PBH-HUA02	Orellana		-	-	0,72	0,70	-	-	-	-	
	PBH-HINCHI A	Orellana		-	-	2,77	2,30	-	-	-	-	
	PBH-HINCHI B	Orellana		-	-	0,56	0,50	-	-	-	-	
	PBH-PAR12	Orellana		-	-	1,80	1,50	-	-	-	-	
	PBH-PSO24	Orellana		-	-	0,82	0,70	-	-	-	-	
Tecpetrol	Bermejo Este	Sucumbios	8	-	-	0,19	0,15	-	-	-	-	
	Bermejo Sur 1008	Sucumbios		-	-	1,33	1,06	-	-	-	-	
	Bermejo Sur 12	Sucumbios		-	-	1,08	0,86	-	-	-	-	
	Estación Norte	Sucumbios		-	-	0,36	0,29	-	-	-	-	
	Estación Rayo	Sucumbios		-	-	0,91	0,72	-	-	-	-	
	Estación Sur	Sucumbios		-	-	1,44	1,15	-	-	-	-	
	Planta de Agua	Sucumbios		-	-	1,90	1,52	-	-	-	-	
	Subestación 48	Sucumbios		-	-	0,57	0,46	-	-	-	-	
UCEM	Planta Chimborazo	Chimborazo	2	2,00	1,90	-	-	-	-	-	-	
	Planta Guapán	Cañar		-	-	-	-	-	-	3,63	2,50	
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	1	-	-	29,28	24,30	-	-	-	-	
Vicunha	Vindobona	Pichincha	1	6,09	5,86	-	-	-	-	-	-	
Total				170	180,53	176,69	1.063,90	795,36	101,25	76,95	159,93	149,90

A.3 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR TIPO CENTRAL

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica	Eólica	Fotovoltaica		MCI		Turbogas		Turbovapor		
				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)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	Guayas	3	-	-	-	-	-	-	-	-	94,80	64,00	-	-	
	Anibal Santos (Gas)			-	-	-	-	-	-	-	113,27	97,00	-	-		
	Anibal Santos (Vapor)			-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,50	20,00		
E.E. Ambato	Ligua	Tungurahua	2	-	-	-	-	-	-	5,00	3,60	-	-	-	-	
E.E. Centro Sur	Península	Morona Santiago	2	3,00	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Panel Fotovoltaico			-	-	-	-	0,37	0,37	-	-	-	-	-	-	
E.E. Cotopaxi	Taisha	Cotopaxi	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,24	0,24	
	Angamarca			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Catazacón			0,30	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	El Estado			0,80	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Illuchi No.1			1,70	1,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Illuchi No.2			4,19	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
E.E. Galápagos	Illuchi No.2	Galápagos	9	5,20	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Baitra Eólico			-	-	2,25	2,25	-	-	-	-	-	-	-		
	Baitra Solar			-	-	-	-	0,07	0,07	-	-	-	-	-		
	Floreana Perla Solar			-	-	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-		
	Floreana Solar aislados			-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-		
	Isabela Solar aislados			-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-		
	San Cristóbal Eólico			-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-		
	San Cristóbal Solar Eolica			-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-		
	Santa Cruz Solar aislados			-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-		
	Santa Cruz Solar Puerto Ayora			-	-	-	-	1,52	1,52	-	-	-	-	-		
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	4	8,00	7,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Buenos Aires			0,98	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	La Playa	Carchi		1,43	1,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	San Miguel de Car			2,95	2,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
E.E. Quito	Cumbayá	Pichincha	6	40,00	40,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	G. Hernández			-	-	-	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-		
	Guangopolo			20,92	20,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Los Chillos			1,76	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Nayón			29,70	29,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
E.E. Riobamba	Paschoa	Chimborazo	3	4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Alao			10,40	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Nizag			0,80	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Río Blanco			3,13	3,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	2	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Catamayo	Loja		-	-	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	
Total				36	142,16	140,36	4,65	4,65	2,02	2,02	59,06	51,97	208,07	161,00	34,74	20,24

B.1 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE SERVICIO

Tipo de Empresa	Empresa	Público		No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Altigenotec	0,99	0,99	-	-	0,99	0,99
	Brineforcorp	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	CELEC-Coca Codo Sinclair	1.563,36	1.541,00	-	-	1.563,36	1.541,00
	CELEC-Electroguayas	539,07	494,03	-	-	539,07	494,03
	CELEC-Gensur	16,50	16,50	-	-	16,50	16,50
	CELEC-Hidroagoyán	463,00	441,00	-	-	463,00	441,00
	CELEC-Hidroazogues	6,23	6,23	-	-	6,23	6,23
	CELEC-Hidronación	255,20	255,00	-	-	255,20	255,00
	CELEC-Hidropaute	1.732,00	1.756,99	-	-	1.732,00	1.756,99
	CELEC-Termoesmeraldas	408,30	364,92	50,10	42,00	458,40	406,92
	CELEC-Termogas Machala	275,36	249,60	-	-	275,36	249,60
	CELEC-Termopichincha	393,41	335,59	-	-	393,41	335,59
	Ecuagesa	29,20	27,00	-	-	29,20	27,00
	Elecaastro	85,79	83,79	-	-	85,79	83,79
	Electrisol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	EMAC-BGP	1,06	1,00	-	-	1,06	1,00
	Enersol	0,50	0,49	-	-	0,50	0,49
	Epfotovoltaica	2,00	2,00	-	-	2,00	2,00
	EPMAPS	23,42	23,00	-	-	23,42	23,00
	Gasgreen	6,20	5,50	-	-	6,20	5,50
	Generoca	38,12	34,40	-	-	38,12	34,40
	Genrenotec	0,99	0,99	-	-	0,99	0,99
	Gonzanergy	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Gransolar	3,00	3,00	-	-	3,00	3,00
	Hidrosimbibe	17,35	16,16	-	-	17,35	16,16
	Hidrosigchos	18,60	18,39	-	-	18,60	18,39
	Hidrojambo	8,00	8,00	-	-	8,00	8,00
	Hidrovictoria	10,32	10,00	-	-	10,32	10,00
	Intervisa Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
	Lajaenergy	1,00	0,70	-	-	1,00	0,70
	Renova Loja	1,00	0,70	-	-	1,00	0,70
	Sabiangosolar	1,00	0,73	-	-	1,00	0,73
	San Pedro	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Sanersol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Sansau	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Saracaysol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Solchacras	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Solhuagui	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Solsantonio	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Solsantos	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Surenergy	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Valsolar	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Wildtecsa	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
Total Generadora		6.029,95	5.813,67	50,10	42,00	6.080,05	5.855,67

Tipo de Empresa	Empresa	Público		No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Agip	-	-	55,06	48,21	55,06	48,21
	Agua Y Gas De Sillunchi	-	-	0,40	0,39	0,40	0,39
	Andes Petro	-	-	148,09	123,36	148,09	123,36
	Coazucar	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,10	0,06	-	-	0,10	0,06
	Ecoelectric	-	-	36,50	35,20	36,50	35,20
	Ecoluz	8,93	8,40	-	-	8,93	8,40
	Electrocordova	0,20	0,20	-	-	0,20	0,20
	Enermax	16,60	15,00	-	-	16,60	15,00
	Hidroabarrico	38,45	37,99	-	-	38,45	37,99
	Hidroalto	-	-	49,71	49,71	49,71	49,71
	Hidroimbabura	0,92	0,88	-	-	0,92	0,88
	Hidrosanbartolo	49,98	49,95	-	-	49,98	49,95
	Im. Mejía	1,25	1,00	-	-	1,25	1,00
	Moderna Alimentos	-	-	3,25	3,05	3,25	3,05
	Municipio Cantón Espejo	0,44	0,40	-	-	0,44	0,40
	OCP Ecuador	-	-	22,08	19,43	22,08	19,43
	Orion	-	-	2,34	1,66	2,34	1,66
	Perlabi	-	-	2,70	2,46	2,70	2,46
	Petroamazonas	-	-	740,87	518,46	740,87	518,46
	Repsol	-	-	153,56	126,97	153,56	126,97
	San Carlos	-	-	78,00	73,60	78,00	73,60
	SERMAA EP	1,10	0,84	-	-	1,10	0,84
	Sipac	-	-	16,49	13,30	16,49	13,30
	Tecpetrol	-	-	7,78	6,22	7,78	6,22
	UCEM	-	-	5,63	4,40	5,63	4,40
	UNACEM	-	-	29,28	24,30	29,28	24,30
	Vicunha	-	-	6,09	5,86	6,09	5,86
Total Autogeneradora		117,97	114,72	1.387,63	1.084,18	1.505,60	1.198,90
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	242,57	181,00	-	-	242,57	181,00
	E.E. Ambato	8,00	6,50	-	-	8,00	6,50
	E.E. Centro Sur	0,61	0,61	-	-	0,61	0,61
	E.E. Cotopaxi	12,19	11,88	-	-	12,19	11,88
	E.E. Galápagos	6,29	6,29	-	-	6,29	6,29
	E.E. Norte	13,36	12,55	-	-	13,36	12,55
	E.E. Quito	131,20	128,08	-	-	131,20	128,08
Distribuidora	E.E. Riobamba	14,33	13,75	-	-	14,33	13,75
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
Total Distribuidora		450,69	380,23	-	-	450,69	380,23

C.1 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA Y PROVINCIA 1/2

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Azuay	CELEC-Hidropaute	Hidráulica	S.N.I.	3	1.732,00	1.756,99
	Azuay	Elecaustro	Hidráulica	S.N.I.	3	40,49	40,49
	Azuay	Elecaustro	Térmica	S.N.I.	1	19,20	17,20
	Azuay	EMAC-BGP	Biogás	S.N.I.	1	1,06	1,00
	Bolívar	Hidrotaambo	Hidráulica	S.N.I.	1	8,00	8,00
	Cañar	CELEC-Hidroazogues	Hidráulica	S.N.I.	1	6,23	6,23
	Cañar	Elecaustro	Hidráulica	S.N.I.	1	26,10	26,10
	Cotopaxi	Epfotovoltaica	Fotovoltaica	S.N.I.	2	2,00	2,00
	Cotopaxi	Hidrosigchos	Hidráulica	S.N.I.	1	18,60	18,39
	El Oro	CELEC-Termogas Machala	Térmica	S.N.I.	2	275,36	249,60
	El Oro	Sanersol	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	El Oro	Saracaysol	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	El Oro	Salchacras	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	El Oro	Solhuaqui	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	El Oro	Solsantonio	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	El Oro	Solsantos	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Esmeraldas	CELEC-Termoesmeraldas	Térmica	S.N.I.	3	243,20	217,50
	Galápagos	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	4	25,61	21,27
	Guayas	Altigenotec	Fotovoltaica	S.N.I.	1	0,99	0,99
	Guayas	CELEC-Electroguayas	Térmica	S.N.I.	4	407,27	389,00
	Guayas	CELEC-Hidronación	Hidráulica	S.N.I.	1	213,00	213,00
	Guayas	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	1	2,80	2,52
	Guayas	Generoca	Térmica	S.N.I.	1	38,12	34,40
	Guayas	Genrenotec	Fotovoltaica	S.N.I.	1	0,99	0,99
	Guayas	Intervisa Trade	Térmica	S.N.I.	1	115,00	102,00
	Guayas	Sansau	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Guayas	Wildfecs	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Imbabura	CELEC-Coca Codo Sinclair	Hidráulica	S.N.I.	1	63,36	65,00
	Imbabura	Gransolar	Fotovoltaica	S.N.I.	2	3,00	3,00
	Imbabura	Valsolar	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Loja	CELEC-Gensur	Eólica	S.N.I.	1	16,50	16,50
	Loja	Gonzanergy	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Loja	Lojaenergy	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	0,70
	Loja	Renova Loja	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	0,70
	Loja	Sabiangosolar	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	0,73
	Loja	San Pedro	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Loja	Surenergy	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Los Ríos	CELEC-Hidronación	Hidráulica	S.N.I.	1	42,20	42,00
	Los Ríos	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	1	95,20	81,00
	Los Ríos	Hidrosibimbe	Hidráulica	S.N.I.	1	15,37	14,20
	Manabí	Brineforcorp	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Manabí	CELEC-Termoesmeraldas	Térmica	S.N.I.	4	215,20	189,42
	Manabí	Enersol	Fotovoltaica	S.N.I.	1	0,50	0,49
	Morona Santiago	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	1	4,50	4,00
	Napo	CELEC-Coca Codo Sinclair	Hidráulica	S.N.I.	1	1.500,00	1.476,00
	Napo	Hidrovictoria	Hidráulica	S.N.I.	1	10,32	10,00
	Orellana	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	1	20,40	18,60
	Orellana	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	3	7,00	5,40
	Pichincha	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	3	145,80	120,80
	Pichincha	Electrisol	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Pichincha	EPMAPS	Hidráulica	No Incorporado	1	0,06	0,06
	Pichincha	EPMAPS	Hidráulica	S.N.I.	3	23,36	22,94
	Pichincha	Gasgreen	Biogás	S.N.I.	1	6,20	5,50
	Pichincha	Hidrosibimbe	Hidráulica	S.N.I.	2	1,98	1,96
	Santa Elena	CELEC-Electroguayas	Térmica	S.N.I.	2	131,80	105,03
	Sucumbios	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	2	19,60	17,40
	Sucumbios	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	4	72,50	64,60
	Tungurahua	CELEC-Hidroagoyán	Hidráulica	S.N.I.	3	463,00	441,00
	Tungurahua	Ecuagesa	Hidráulica	S.N.I.	1	29,20	27,00
Total Generadora					91	6.080,05	5.855,67
Autogeneradora	Cañar	Coazucar	Biomasa	S.N.I.	1	29,80	27,60
	Cañar	UCEM	Térmica	No Incorporado	1	3,63	2,50
	Carchi	Municipio Cantón Espejo	Hidráulica	S.N.I.	1	0,44	0,40
	Chimborazo	UCEM	Hidráulica	No Incorporado	1	2,00	1,90
	Cotopaxi	Enermex	Hidráulica	S.N.I.	1	16,60	15,00
	Esmeraldas	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	1	1,72	1,72
	Guayas	Ecoelectric	Biomasa	S.N.I.	1	36,50	35,20
	Guayas	San Carlos	Biomasa	S.N.I.	1	78,00	73,60
	Imbabura	Electrocordova	Hidráulica	S.N.I.	1	0,20	0,20
	Imbabura	Hidroimbabura	Hidráulica	S.N.I.	1	0,92	0,88
	Imbabura	SERMAA EP	Hidráulica	S.N.I.	2	1,10	0,84
	Imbabura	UNACEM	Térmica	S.N.I.	1	29,28	24,30
	Morona Santiago	Hidroabánico	Hidráulica	S.N.I.	1	38,45	37,99
	Morona Santiago	Hidroanbartolo	Hidráulica	S.N.I.	1	49,98	49,95
	Napo	Agip	Térmica	No Incorporado	1	9,00	7,78
	Napo	Ecoluz	Hidráulica	S.N.I.	2	8,93	8,40
	Napo	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	2	10,02	7,89
	Napo	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	2	58,61	38,78
	Orellana	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	22	49,59	40,95
	Orellana	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	37	404,92	282,98
	Orellana	Repsol	Térmica	No Incorporado	5	144,39	120,42
	Orellana	Sipec	Térmica	No Incorporado	7	16,49	13,30
	Pastaza	Agip	Térmica	No Incorporado	2	46,06	40,43
	Pastaza	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	1	10,84	7,34
	Pichincha	Agua Y Gas De Sillunchi	Hidráulica	S.N.I.	2	0,40	0,39
	Pichincha	I.M. Mejía	Hidráulica	S.N.I.	1	1,25	1,00
	Pichincha	Moderna Alimentos	Hidráulica	S.N.I.	1	1,65	1,65
	Pichincha	Moderna Alimentos	Térmica	S.N.I.	1	1,60	1,40
	Pichincha	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	2	0,32	0,32
	Pichincha	Perlabi	Hidráulica	S.N.I.	1	2,70	2,46
	Pichincha	Vicunha	Hidráulica	S.N.I.	1	6,09	5,86
	Sucumbios	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	14	98,50	82,40
	Sucumbios	Hidroalto	Hidráulica	S.N.I.	1	49,71	49,71
	Sucumbios	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	2	10,02	9,50

C.1 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA Y PROVINCIA 2/2

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Sucumbios	Orion	Térmica	No Incorporado	5	2,34	1,66
	Sucumbios	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	33	266,51	189,37
	Sucumbios	Repsol	Térmica	No Incorporado	1	9,17	6,55
	Sucumbios	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	8	7,78	6,22
	Tungurahua	Consejo Provincial De Tungurahua	Hidráulica	S.N.I.	1	0,10	0,06
Total Autogeneradora					170	1.505,60	1.198,90
Distribuidora	Carchi	E.E. Norte	Hidráulica	S.N.I.	2	4,38	3,75
	Chimborazo	E.E. Riobamba	Hidráulica	No Incorporado	1	0,80	0,75
	Chimborazo	E.E. Riobamba	Hidráulica	S.N.I.	2	13,53	13,00
	Cotopaxi	E.E. Cotopaxi	Hidráulica	No Incorporado	3	2,80	2,68
	Cotopaxi	E.E. Cotopaxi	Hidráulica	S.N.I.	2	9,39	9,20
	Galápagos	E.E. Galápagos	Eólica	No Incorporado	2	4,65	4,65
	Galápagos	E.E. Galápagos	Fotovoltaica	No Incorporado	7	1,64	1,64
	Guayas	CNEL-Guayaquil	Térmica	S.N.I.	3	242,57	181,00
	Imbabura	E.E. Norte	Hidráulica	S.N.I.	2	8,98	8,80
	Loja	E.E. Sur	Térmica	S.N.I.	1	19,74	17,17
	Morona Santiago	E.E. Centro Sur	Térmica	No Incorporado	1	0,24	0,24
	Morona Santiago	E.E. Centro Sur	Fotovoltaica	No Incorporado	1	0,37	0,37
	Pichincha	E.E. Quito	Hidráulica	S.N.I.	5	96,88	96,88
	Pichincha	E.E. Quito	Térmica	S.N.I.	1	34,32	31,20
	Tungurahua	E.E. Ambato	Hidráulica	S.N.I.	1	3,00	2,90
	Tungurahua	E.E. Ambato	Térmica	S.N.I.	1	5,00	3,60
	Zamora Chinchipe	E.E. Sur	Hidráulica	S.N.I.	1	2,40	2,40
Total Distribuidora					36	450,69	380,23
Total					297	8.036,34	7.434,81

D.1 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	CELEC-Electroguayas	2	Santa Elena II	1	Principal CSE II	T	34,50	138,00	125,00	156,00	-	156,00
			Santa Elena III	1	Principal CSE III	T	13,80	69,00	50,00	-	-	50,00
	Total CELEC-Electroguayas	2		2					175,00	156,00	-	206,00
	CELEC-Gensur	1	Villonaco	1	TP1	T	69,00	34,50	23,00	25,00	-	25,00
	Total CELEC-Gensur	1		1					23,00	25,00	-	25,00
	CELEC-Hidroagoyán	3	San Francisco	2	TP1	T	13,80	230,00	-	-	127,50	127,50
					TP2	T	13,80	230,00	-	-	127,50	127,50
			Agoyán	2	TP1	T	13,80	145,00	-	-	85,00	85,00
					TP2	T	13,80	145,00	-	-	85,00	85,00
			Pucará	2	TP1	T	13,80	141,50	-	-	40,00	40,00
					TP2	T	13,80	141,50	-	-	40,00	40,00
	Total CELEC-Hidroagoyán	3		6					-	-	505,00	505,00
	CELEC-Hidroazogues	1	Alazán	1	TP1	T	6,60	69,00	10,00	12,50	-	12,50
	Total CELEC-Hidroazogues	1		1					10,00	12,50	-	12,50
	CELEC-Hidronación	1	Baba	2	TF1	T	13,80	230,00	37,00	-	51,00	51,00
					TF2	T	13,80	230,00	37,00	-	51,00	51,00
	Total CELEC-Hidronación	1		2					74,00	-	102,00	102,00
	CELEC-Termoesmeraldas	2	Esmeraldas I	3	MT1	T	13,80	138,00	90,00	120,00	160,00	160,00
					STO	T	4,16	13,20	10,00	12,50	-	12,50
					UT1	T	4,16	13,20	10,00	12,50	-	12,50
			Jaramijó	1	TR1	T	13,80	138,00	40,00	50,00	-	50,00
	Total CELEC-Termoesmeraldas	2		4					150,00	195,00	160,00	235,00
	CELEC-Termogas Machala	1	Termogas Machala	4	TR-101A	T	13,80	138,00	50,00	67,00	93,00	93,00
					TR-101B	T	13,80	138,00	50,00	67,00	93,00	93,00
					GSU-1	T	13,80	138,00	60,00	80,00	100,00	100,00
					GSU-2	T	13,80	138,00	60,00	80,00	100,00	100,00
	Total CELEC-Termogas Machala	1		4					220,00	294,00	386,00	386,00
	CELEC-Termopichincha	2	Patio De Maniobras	5	B1	T	6,60	138,00	15,00	20,00	-	20,00
					B2	T	6,60	138,00	15,00	20,00	-	20,00
					P1	T	13,80	138,00	32,00	-	-	32,00
					P2	T	13,80	138,00	32,00	-	-	32,00
					P3	T	13,80	138,00	32,00	-	-	32,00
	Total CELEC-Termopichincha	2		5					126,00	40,00	-	136,00
	Elecaastro	3	Saucay	3	TR1	T	4,16	69,00	10,00	-	-	10,00
					TR2	T	4,16	69,00	10,00	-	-	10,00
					TR3	T	4,16	69,00	10,00	-	-	10,00
			Ocaña	2	TR6-1	T	13,80	69,00	15,00	-	-	15,00
					TR6-2	T	13,80	69,00	15,00	-	-	15,00
			Saymirin	2	T111	T	69,00	2,40	10,00	12,50	-	12,50
					T112	T	6,30	69,00	8,61	-	-	8,61
	Total Elecaastro	3		7					78,61	12,50	-	81,11
	EMAC-BGP	1	Pichacay	1	T1	T	0,48	22,00	2,20	-	-	2,20
	Total EMAC-BGP	1		1					2,20	-	-	2,20
	EPMAPS	2	El Carmen	1	T1	T	6,60	138,00	10,00	12,50	-	12,50
			Recuperadora	1	T1	T	6,90	138,00	12,60	18,00	-	18,00
	Total EPMAPS	2		2					22,60	30,50	-	30,50
	Gransolar	1	Gransolar	3	TP3	T	13,80	0,27	1,00	-	-	1,00
					TP1	T	13,80	0,27	1,00	-	-	1,00
					TP2	T	13,80	0,27	1,00	-	-	1,00
	Total Gransolar	1		3					3,00	-	-	3,00
	Hidrosigchos	1	Hidrosigchos	1	Transformador 1	T	13,80	69,00	18,00	27,00	-	27,00
	Total Hidrosigchos	1		1					18,00	27,00	-	27,00
	HidroVictoria	1	Cuyuja	1	THV	T	6,60	22,80	12,00	-	-	12,00
	Total HidroVictoria	1		1					12,00	-	-	12,00
	Intervisa Trade	1	Intervisa	1	GSU XFORMER	T	13,80	138,00	90,00	120,00	150,00	150,00
	Total Intervisa Trade	1		1					90,00	120,00	150,00	150,00
Total Elevación		23		41					1.004,41	912,50	1.303,00	1.913,31

D.2 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 1/2

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	Agip	1	CPF	1	Cf42-Tr001a	T	13,8	34,5	5,00	5,60	-	5,60
			CPF	1	Cf42-Tr001b	T	13,8	34,5	5,00	5,60	-	5,60
			CPF	1	Cf42-Tr001c	T	13,8	34,5	5,00	5,60	-	5,60
			CPF	1	Cf42-Tr003a	T	0,48	13,8	2,00	2,24	-	2,24
			CPF	1	Cf42-Tr003b	T	0,48	13,8	2,00	2,24	-	2,24
	Total Agip	1		5					19,00	21,28	-	21,28
	Andes Petro	1	SWITCHYARD	1	T-001	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
			SWITCHYARD	1	T-002	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
			SWITCHYARD	1	T-005	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
			SWITCHYARD	1	T-006	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
			SWITCHYARD	1	T-008	T	13,8	34,5	12,00	20,00	-	20,00
			SWITCHYARD	1	T-009	T	13,8	34,5	12,00	20,00	-	20,00
			SWITCHYARD	1	T-10	T	13,8	34,5	12,00	20,00	-	20,00
	Total Andes Petro	1		7					72,00	108,00	-	108,00
	Coazucar	1	Ecudos	1	TP-E	T	13,8	69	22,00	31,60	-	31,60
	Total Coazucar	1		1					22,00	31,60	-	31,60
	Ecoelectric	1	Ecoelectric	1	TF21-31	T	4,16	69	5,50	6,25	-	6,25
	Total Ecoelectric	1		1					5,50	6,25	-	6,25
	Ecoluz	2	Loreto	1	T3	T	0,69	22,8	2,50	-	-	2,50
	Ecoluz		Papallacta	1	T4	A	22,8	43,8	6,60	-	-	6,60
	Total Ecoluz	2		2					9,10	-	-	9,10
	Enermax	1	Calope	1	CALOPE	T	6,9	69	20,80	-	-	20,80
	Total Enermax	1		1					20,80	-	-	20,80
	Hidroabanico	1	Hidroabanico I	1	Etapa I	T	4,16	69	18,00	-	-	18,00
	Hidroabanico		Hidroabanico I	1	Etapa II	T	4,16	69	27,00	-	-	27,00
	Total Hidroabanico	1		2					45,00	-	-	45,00
	Hidroalto	1	Due	1	TP1	A	13,8	230	70,00	-	-	70,00
	Total Hidroalto	1		1					70,00	-	-	70,00
	Hidrosanbartolo	1	HIDROSANBARTOLO	1	TP1	T	13,8	230	56,00	-	-	56,00
	Total Hidrosanbartolo	1		1					56,00	-	-	56,00
	Perlabí	1	Perlabí	1	TE1	T	0,69	22,8	3,15	-	-	3,15
	Total Perlabí	1		1					3,15	-	-	3,15
	Petroamazonas	17	Culebra JUSTICE	1	Culebra transf 1	T	0,48	13,8	7,50	7,50	7,50	7,50
			Lago Agrio 13.8 kV.	1	Lago transf 1	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Lago Agrio 13.8 kV.	1	Lago transf 2	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Lago Agrio 69 kV.	1	Lago transf 3	T	13,8	69	6,25	6,25	6,25	6,25
			Sacha 13.8 kV.	1	Sacha transf 1	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Sacha 13.8 kV.	1	Sacha transf 2	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Sacha 69 kV.	1	Sacha transf 3	T	13,8	69	5,00	6,25	6,25	6,25
			Secoya	1	Secoya transf 1	T	13,8	69	15,00	15,00	15,00	15,00
			Shushufindi Cental JUSTICE	1	Shushufindi Central tranf JUSTICE	T	0,48	13,8	7,50	7,50	7,50	7,50
			Shushufindi Central- Sur	1	Shushufindi transf 2	T	13,8	69	5,00	6,25	6,25	6,25
			Shushufindi-Sacha- Atacapi	1	Shushufindi transf 1	T	13,8	69	15,00	15,00	15,00	15,00
			Shushufindi Sur JUSTICE	1	Shushufindi Sur transf JUSTICE	T	0,48	13,8	7,50	7,50	7,50	7,50
			Sucumbios	1	Sucumbios transf 1	T	0,48	13,8	1,50	1,50	1,50	1,50
			Sucumbios	1	Sucumbios transf 2	T	0,48	13,8	1,50	1,50	1,50	1,50
			Yuca 13.8 kV.	1	Yuca tranf 1	T	0,48	13,8	2,00	2,00	2,00	2,00
			SUBESTACION SACHA 13.8 KV	1	Transformador S/E Sacha 01	T	4,16	13,8	4,00	-	-	4,00
			CPF	1	CPF Transf	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60
			S/E Sacha 69kV	1	Sacha Trans	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60
			EPF 34.5 kV	1	EPF Trans 1	T	13,8	34,5	10,00	10,00	10,00	10,00
			EPF 34.5 kV	1	EPF Trans 2	T	13,8	34,5	10,00	10,00	10,00	10,00
			Palo Azul	1	PAZU Trans 1	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60
			Palo Azul	1	PAZU Trans 2	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60
	Total Petroamazonas	17		22					193,75	218,65	218,65	222,65
	Repsol	2	Npf	1	X-1010	T	13,8	34,5	5,00	7,00	7,00	7,00
			Npf	1	X-1020	T	13,8	34,5	10,00	15,00	25,00	25,00
			Npf	1	X-1060	T	13,8	34,5	10,00	12,50	14,00	14,00
			Npf	1	X-1064	T	13,8	34,5	15,00	20,00	25,00	25,00
			Spf	1	X-2012	T	13,8	34,5	15,00	20,00	28,00	28,00
			Spf	1	X-2013	T	13,8	34,5	15,00	20,00	28,00	28,00
			Spf	1	X-2020	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00
			Spf	1	X-2065	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00
			Spf	1	X-2066	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00
			Spf	1	X-2067	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00
	Total Repsol	2		10					150,00	194,50	239,00	239,00
	San Carlos	1	San Carlos	1	T1	T	4,16	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			San Carlos	1	T2	T	4,16	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			San Carlos	1	T3	T	13,8	69	25,00	31,25	-	31,25
			San Carlos	1	T4	T	13,8	69	25,00	31,25	-	31,25
			San Carlos	1	T5	T	0,46	13,8	0,75	0,90	-	0,90
			San Carlos	1	T8	T	4,16	13,8	5,00	6,50	-	6,50
	Total San Carlos	1		6					65,75	82,40	-	82,40
	Sipec	2	PARAISO 17	1	PSO-17	T	13,8	34,5	4,00	-	-	4,00
	Total Sipec	2		2					8,00	-	-	8,00
	Vicunha	1	Vindobona	1	TP1	T	0,4	13,8	5,00	-	-	5,00
	Total Vicunha	1	Vindobona	1	TP2	T	0,69	13,8	4,00	-	-	4,00
	Total Elevación	34		64					749,05	662,68	457,65	932,23
Reducción	Agip	3	Villano A	1	Ws42-Tr001a	T	34,5	4,16	5,00	5,60	-	5,60
			Villano A	1	Ws42-Tr001b	T	34,5	4,16	5,00	5,60	-	5,60
			Villano A	1	Ws42-Tr001c	T	34,5	4,16	5,00	5,60	-	5,60
			Villano A	1	Ws42-Tr002a	T	4,16	0,48	1,00	1,12	-	1,12
			Villano A	1	Ws42-Tr002b	T	4,16	0,48	1,00	1,12	-	1,12
			Villano B	1	Vb42-Tr-002a	T	4,16	0,48	0,30	0,36	-	0,36
			SRY	1	Sar-Tr-001a	T	13,8	0,48	2,00	2,30	-	2,30
			SRY	1	Sar-Tr-001b	T	13,8	0,48	2,00	2,30	-	2,30
	Total Agip	3		8					21,30	24,00	-	24,00
	Coazucar	1	Ecudos R.	1	TP-I	T	69	5,5	6,00	8,67	-	8,67
	Total Coazucar	1		1					6,00	8,67	-	8,67

D.2 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 2/2

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	Ecoluz	1	Pifo	1	T5	A	43,8	22,8	6,60	-	-	6,60
	Total Ecoluz	1		1					6,60	-	-	6,60
	Petroamazonas	5	Atacapi	1	Atacapi transf	T	69	13,8	6,25	6,25	6,25	6,25
			Culebra	1	Culebra transf 2	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25
			Parahuacu	1	Parahuacu transf	T	69	13,8	6,25	6,25	6,25	6,25
			Shushufindi Sur	1	Shushufindi Sur transf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25
			Yuca 69 kv.	1	Yuca transf 2	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25
	Total Petroamazonas	5		5					27,50	31,25	31,25	31,25
	Repsol	11	Bogi	1	X-1902	T	33	2,4	5,00	7,00	-	7,00
			Tivacuno	1	X-1901	T	33	2,4	5,00	7,00	-	7,00
			Capiron	1	X-1903	T	33	2,4	7,00	7,84	9,80	9,80
			Capiron	1	X-1912	T	33	2,4	5,00	-	-	5,00
			Pompeya	1	X-4010	T	33	4,16	5,00	6,25	7,00	7,00
			Amo A	1	X-2902A	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Amo A	1	X-2902B	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Amo B	1	X-2901	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Amo B	1	X-2909	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			WIP	1	X-2904	T	34,4	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Daimi A - Daimi B	1	X-2905	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Daimi A - Daimi B	1	X-2905A	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Daimi A - Daimi B	1	X-2906	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Daimi A - Daimi B	1	X-2906A	T	34,5	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Iro 01 - Iro A	1	X-2911	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	7,00
			Iro 01 - Iro A	1	X-2910	T	34,5	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Iro 01 - Iro A	1	X-21002	T	34,5	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Ginta A - Iro B	1	X-2907	T	34,5	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Ginta A - Iro B	1	X-21111	T	34,5	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Ginta B	1	X-2908A	T	34,5	2,4	10,00	12,50	-	12,50
			Ginta B	1	X-2908B	T	34,5	2,4	5,00	7,00	-	7,00
	Total Repsol	11		21					142,00	172,59	72,80	186,30
	UCEM	1	UCEM Principal	1	Principal 5MVA	T	69	4,16	5,60	7,00	-	7,00
			UCEM Principal	1	Principal 12MVA	T	69	4,16	10,00	12,00	-	12,00
	Total UCEM	1		2					15,60	19,00	-	19,00
	UNACEM	1	Selva Alegre	1	T1	T	69	4,16	30,00	35,00	-	35,00
	Total UNACEM	1		1					30,00	35,00	-	35,00
Total Reducción		23		39					249	290,51	104,05	310,82
Total general		57		103					998,05	953,19	561,7	1243,05

D.3 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE CELEC EP - TRANSELECTRIC 1/2

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	52	Ambato	2	AT1	A	138	69	33,00	43,00	-	43,00
		Ambato		AT2	A	138	69	45,00	75,00	-	75,00
		Baños	1	ATQ	A	138	69	20,00	26,70	33,30	33,30
		Chone	1	ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	100,00
		Cuenca	1	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	-	99,90
		Cumbaratza	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30	-	33,30
		Dos Cerritos	1	ATK	T	230	69	99,00	132,00	165,00	165,00
		Esmeraldas	1	AA1	A	138	69	44,80	59,73	75,00	75,00
		Esmeraldas	1	AA2	A	138	69	44,80	75,00	-	75,00
		Gualaceo	5	TRG	T	138	22	12,00	16,00	-	16,00
		Ibarra		ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66
		Ibarra		T1	T	138	34,5	30,00	50,00	-	50,00
		Ibarra		ATR	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66
		Jivino		TRK	T	230	69	100,00	167,00	-	167,00
		Limón	1	TRE	T	138	13,8	5,00	6,66	-	6,66
		Loja	2	ATQ	A	138	69	40,00	53,30	66,70	66,70
		Macas		TRQ	T	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		Machala	1	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	-	99,90
		Machala	3	TRK	A	230	69	99,90	166,50	-	166,50
		Machala		ATR	A	138	69	60,00	99,90	-	99,90
		Milagro		ATK	A	230	69	99,99	133,32	166,65	166,65
		Milagro	1	ATU	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		Molino	1	AT1	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00
		Molino	1	AT2	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00
		Montecristi	1	ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	100,00
		Mulaló	3	ATQ	A	138	69	40,00	53,34	66,70	66,70
		Orellana		ATQ	T	138	69	40,00	66,66	-	66,66
		Pascuales		ATU	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00
		Pascuales	1	ATT	A	230	138	225,00	375,00	-	375,00
		Pascuales	1	ATR	A	138	69	120,00	200,00	-	200,00
		Pascuales	2	ATQ	A	138	69	120,00	200,00	-	200,00
		Policentro		ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		Pomasqui	2	ATU	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
		Pomasqui		ATT	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
		Portoviejo	1	AA1	A	138	69	44,80	59,73	75,00	75,00
		Portoviejo	1	AA2	A	138	69	45,00	75,00	-	75,00
		Posorja	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,33	-	33,33
		Puyo	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30	-	33,30
		Quevedo	1	ATT	A	230	138	99,99	133,32	166,65	166,65
		Quevedo	1	ATR	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		Riobamba	2	TRK	T	230	69	60,00	80,10	99,90	99,90
		Riobamba		ATL	A	230	69	135,00	225,00	-	225,00
		Salitral	1	ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		Salitral	1	ATR	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00

D.3 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE CELEC EP - TRANSELECTRIC 2/2

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	52	San Gregorio	4	ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		San Rafael		ATH	A	500	230	270,00	450,00	-	450,00
		Santa Elena		ATQ	A	138	69	40,00	53,30	66,70	66,70
		Santa Elena		ATR	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		Santa Rosa	1	ATU	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00
		Santa Rosa	2	ATT	A	230	138	225,00	375,00	-	375,00
		Santa Rosa		TRN	T	138	46	45,00	75,00	-	75,00
		Santa Rosa	2	TRP	T	138	46	45,00	75,00	-	75,00
		Santo Domingo		ATU	A	230	138	99,99	133,32	166,65	166,65
		Santo Domingo	1	ATR	A	138	69	60,00	80,00	99,99	99,99
		Santo Domingo	1	ATT	A	230	138	99,99	166,65	-	166,65
		Santo Domingo	2	ATQ	A	138	69	100,00	167,00	-	167,00
		Sinincay		TRK	T	230	69	100,00	165,50	-	165,50
		Tena	1	TRQ	T	138	69	20,00	26,67	33,33	33,33
		Totoras	2	ATT	A	230	138	67,20	112,00	-	112,00
		Totoras		ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	100,00
		Trinitaria	2	ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		Trinitaria		ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		Tulcán	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30	-	33,30
		Nueva Prosperina	1	ATQ	A	500	230	90,00	150,00	-	150,00
		Caraguay	2	ATQ	A	138	69	135,00	225,00	-	225,00
		Esclusas		ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		Méndez	4	TRE	T	138	13,8	5,00	6,66	-	6,66
		Móvil MITSUBISHI		AMQ	A	138	69	30,00	-	-	30,00
		Nueva Babahoyo		ATQ	A	138	69	40,00	60,00	-	60,00
		Nueva Babahoyo		ATR	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		Móvil EFACEC 1	4	TMK	T	230	69	-	-	45,00	45,00
		Manta		ATQ	A	138	69	20,00	33,33	-	33,33
		Móvil EFACEC 3		AMQ	A	138	69	-	-	60,00	60,00
		Móvil EFACEC 2		AMQ	A	138	69	-	-	60,00	60,00
		Quinindé	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		El Inga	1	ATT	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
		El Inga	2	ATI	A	500	230	360,00	600,00	-	600,00
		El Inga		ATJ	A	500	230	360,00	600,00	-	600,00
		El Inga	2	ATH	A	500	230	360,00	600,00	-	600,00
		El Inga		ATU	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
		Chorrillos	1	ATI	A	500	230	270,00	450,00	-	450,00
		Yanacocha	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
Total			82					7.775,46	12.326,54	2.946,57	13.078,28

D.4 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 1/6

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	E.E. Galápagos	5	Floreana	1	Elevación	T	0,22	13,2	0,03	-	-	0,03
			Floreana	1	Elevación	T	0,44	13,2	0,08	-	-	0,08
			Isabela	2	Elevación	T	0,48	13,8	2,50	-	-	2,50
			San Cristóbal	3	Elevación Banco grupo 4	T	0,48	13,2	0,99	-	-	0,99
			San Cristóbal	3	Elevación Banco grupo 5	T	0,48	13,2	0,99	-	-	0,99
			San Cristóbal	3	Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,2	0,99	-	-	0,99
			San Cristóbal	3	Elevación Banco grupo 3	T	0,48	13,2	0,99	-	-	0,99
			San Cristóbal	1	Elevación grupo 7 y 8	T	4,16	13,8	4,00	-	-	4,00
			San Cristóbal	1	Elevación Banco grupo 9	T	0,48	13,8	1,50	-	-	1,50
			Baltra Subtransmisión	1	Elevación - Reducción	T	13,8	34,5	7,50	10,00	10,00	10,00
			Santa Cruz Térmica	1	Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,8	5,00	-	-	5,00
			Santa Cruz Térmica	1	Elevacion (grupo Hyundai 10-13)	T	4,16	13,8	3,75	-	-	3,75
			Santa Cruz Térmica	1	Elevacion (grupo Hyundai 8-9)	T	4,16	13,8	3,75	-	-	3,75
	Total E.E. Galápagos		5	22					32,07	10,00	10,00	34,57
	E.E. Norte	1	Ambi	1	T1	T	4,16	34,5	5,00	6,25	-	6,25
	Total E.E. Norte		1	2						5,00	6,25	-
E.E. Quito	1	Los Chillos	1	S/E No. 90	T	2,3	23	5,01	6,99	-	6,99	
Total E.E. Quito		1	1						5,01	6,99	-	6,99
Total Elevación		7		25					47,08	29,49	10,00	54,06
Reducción	CNEL-Bolívar	6	Cochabamba	2	Cochabamba	T	69	13,8	12,50	12,50	-	15,00
			Echeandia	1	Echeandia	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Guanujo	1	Guanujo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Guaranda	2	Guaranda	T	69	13,8	15,00	12,50	-	17,50
			Sicoto	1	Sicoto	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Caluma	1	Caluma	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	Total CNEL-Bolívar		6	8					62,50	68,75	-	76,25
	CNEL-El Oro	17	Arenillas	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Balao	1	T1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			Balao	1	T2	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
			Barbones	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			El Cambio	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
			Huaquillas	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Huaquillas	1	T2	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			La Iberia	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			La Peaña	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Los Pinos	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Los Pinos	1	T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Machala	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
			Machala Centro	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Machala Centro	1	T2	T	69	13,8	3,75	-	-	3,75
			Pagua	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
			Pagua	1	T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50

D.4 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 2/6

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)	
Reducción	CNEL-El Oro	17	Porofillo	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
			Santa Rosa	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
			Saracay	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
			La Primavera	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00	
			La Avanzada	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
			Portovelo	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
			Portovelo	1	T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	Total CNEL-El Oro		17	23				256,25	276,00	-	312,25		
	CNEL-Esmeraldas	14	Rocafuerte	1	Subestación Rocafuerte T2	T	69	13,8	2,50	2,50	2,50	2,50	
			Rocafuerte	1	Subestación Rocafuerte T1	T	69	13,2	2,50	2,80	2,80	2,80	
			San Lorenzo	1	Subestación San Lorenzo T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
			Quinindé	1	Subestación Quinindé	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
			Propicia	1	Subestación Propicia T2	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
			Propicia	1	Subestación Propicia T1	T	69	13,2	10,00	12,50	12,50	12,50	
			Santas Vainas	1	Subestación Santas Vainas T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
			Muisne	1	Subestación Muisne	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
			Atacames	1	Subestación Atacames T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
			Las Palmas	1	Subestación Las Palmas T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
			Nuevo Quinindé	1	Subestación Nuevo Quinindé	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
			Sálma	1	Subestación Sálma T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
			Golondrinas	1	SUBESTACIÓN GOLONDRINAS T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
			Viche	1	Subestación Viche	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
			Borbón 1	1	Subestación Borbón T1	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
			Total CNEL-Esmeraldas		14	16	Transformador de la S/E Tachina	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00
		CNEL-Guayaquil	41	Alborada	1	TR-98-55	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				America	1	TR-88-38	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Astillero	1	TR-03-66	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Astillero	1	TR-03-67	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Atarazana	1	TR-82-31	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Ayacucho	1	TR-93-47	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Belo Horizonte	1	TR-09-76	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Bien Público	1	TR-13-86	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Boyaca	1	TR-87-35	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Boyaca	1	TR-87-36	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Ceibos	1	TR-99-60	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Ceibos	1	TR-11-83	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Cerro Blanco	1	TR-03-63	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Cumbre	1	TR-03-65	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Esmeraldas	1	TR-98-52	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Esmeraldas	1	TR-98-54	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Flor De Bastión	1	TR-07-75	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Flor De Bastión	1	TR-12-85	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Garay	1	TR-03-64	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Garay	1	TR-88-37	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Garzota	1	TR-90-40	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Germania	1	TR-93-45	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Guasmo	1	TR-95-49	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Guasmo	1	TR-97-51	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Guayacanes	1	TR-93-46	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Guayacanes	1	TR-16-96	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Kennedy Norte	1	TR-98-56	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Kennedy Norte	1	TR-98-57	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Mapasingue	1	TR-11-78	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Mapasingue	1	TR-11-79	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Orquideas	1	TR-10-77	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Orquideas	1	TR-16-92	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Padre Canales	1	TR-98-53	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
				Padre Canales	1	TR-14-87	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
Parque California				1	TR-15-94	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
Portuaria				1	TR-06-74	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Pradera				1	TR-04-70	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Pradera				1	TR-04-71	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Samanes				1	TR-04-72	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Samanes				1	TR-16-91	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Sauce				1	TR-03-62	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Sauce				1	TR-95-48	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Torre				1	TR-04-68	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Torre				1	TR-04-69	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Trinitaria				1	TR-15-95	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Universo				1	TR-06-73	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Vergeles				1	TR-11-82	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
ALBORADA 2				1	TR-11-81	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
El Fortín				1	TR-11-80	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Safando				1	TR-77-22	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
Chongón				1	TR-11-84	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Puerto Liza				1	TR-99-58	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Lotes con Servicio Alegría				1	TR-14-90	T	67	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Mucho Lote				1	TR-15-89	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Puerto Sta. Ana				1	TR-72-14	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
Puerto Sta. Ana				1	TR-14-88	T	67	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Huancavilca				1	TR-82-30	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
Total CNEL-Guayaquil				41	58				1.020,00	1.360,00	-	1.360,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	32	América	1	TR01	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00	
			Balzar	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
			Buena Fe	1	TR01	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
			Buena Fe	1	TR02	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
			Daule Peripa	1	TR1	T	69	13,8	2,50	2,50	2,50	2,50	
			Durán Norte	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
			Durán Sur	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
			Durán Sur	1	TR2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	

D.4 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 3/6

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	CNEL-Guayas Los Ríos	32	El Manglero	1	TR01	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
			El Recreo	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
			El Recreo	1	TR2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
			Juan Bautista Aguirre	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
			La Toma	1	TR01	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
			Palestina	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
			Pedro Carbo	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
			Quevedo Norte	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
			Quevedo Sur	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Quevedo Sur	1	TR2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Samborombón	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Tennis Club	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
			Tennis Club	1	TR2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Valencia	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Villa Club	1	TR1	T	69	13,8	24,00	30,00	-	30,00
			Santa Martha	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			El Codo	1	TR1	T	67	14,5	5,00	5,00	5,00	5,00
			Los Arcos	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
			Cataluña	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Cataluña	1	TR2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Daule Norte	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
			Mocoli	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
			Lagos del Batán	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
			Ciudad Celeste	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
			Santa Lucía	1	TR01	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Salbaba	1	TR01	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
			Empacreci	1	TR1	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00
			Quevedo Nueva	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
			Daule Nueva	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
	Total CNEL-Guayas Los Ríos	32		38					501,50	640,00	467,00	648,00
Reducción	CNEL-Los Ríos	10	Cedege	1	TRF-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Centro Industrial	1	TRB-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Nelson Mera	1	TRA-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Pueblviejo	1	TRE-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Terminal Terrestre	1	TRG-07	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Ventanas	1	TRD-07	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Baba	1	TRI-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			La Ercilia	1	TRJ-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Palenque	1	TRK-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Vinces	1	TRCI-07	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
	Total CNEL-Los Ríos	10		10					122,00	152,50	-	152,50
Reducción	CNEL-Manabí	28	Calceña	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Colimes	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Jipijapa	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Lodana	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			Lodana	1	Tranf 2	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
			Machalilla	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	5,60	-	5,60
			Manta 2	1	Tranf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Manta 3	1	Tranf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Playa Prieta	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Portoviejo 2	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Portoviejo 3	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Portoviejo 3	1	Transf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Pto. Cayo	1	Tranf 1	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
			Roca fuerte	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			San Vicente	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			Crucita	1	Transf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Bellavista	1	Transf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Montecristi 2	1	Transf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Caza Lagarto	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			La Estancia	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Miguel	1	Transf 1	T	13,8	0,44	1,50	1,50	-	1,50
			Manta 1	1	Tranf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Manta 1	1	Tranf 2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Manta 1	1	Tranf 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Montecristi 1	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Rio De Oro	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Rio De Oro	1	Tranf 2	T	69	13,8	2,50	2,80	-	2,80
			Portoviejo 1	1	Tranf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Portoviejo 1	1	Tranf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Portoviejo 1	1	Tranf 3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Barranco Colorado	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Tosagua	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Bahía de Caráquez	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			Bahía de Caráquez	1	Tranf 2	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00
			Chone	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Chone	1	Tranf 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Manta 4	1	Transf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
	Total CNEL-Manabí	28		37					381,00	431,15	-	466,15
Reducción	CNEL-Milagro	13	Naranjal	1	Naranjal	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Milagro Sur	1	Sur 3	T	66	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Milagro Sur	1	Sur 1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Milagro Norte	1	Norte	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Montero	1	Montero 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Montero	1	Montero 2	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Triunfo	1	Triunfo 1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Bucay	1	Bucay	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Yaguachi	1	Yaguachi	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Lorenzo De Ga	1	L.Garaicoa	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Central Diesel	1	Central Diesel	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Naranjito	1	Naranjito	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Milagro Sur 2	1	Sur 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			M. Maridueña	1	M.Maridueña	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Pto. Inca	1	Pto.Inca	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
	Total CNEL-Milagro	13		15					185,00	239,25	-	239,25

D.4 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 4/6

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	CNEL-Sta. Elena	17	Capaes	1	Capaes	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Carolina	1	Carolina	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Cerecita	1	Cerecita	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Chanduy	1	Chanduy	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Chanduy	1	AGUAPEN (P)	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75
			Chipipe	1	Chipipe	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Colonche	1	Colonche	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Manglaralto	1	Manglaralto	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Playas	1	Playas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Posorja	1	Posorja	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Salinas	1	Salinas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Vicente	1	San Vicente	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Santa Rosa	1	Santa Rosa	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Punta Blanca	1	Punta Blanca	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Lorenzo Del Mate	1	San Lorenzo Del Mate	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75
			Pechiche	1	Pechiche	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Libertad	1	Libertad	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			San Lorenzo de Salinas	1	San Lorenzo de Salinas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total CNEL-Sta. Elena	17	-	18	-	-	-	-	163,50	195,00	-	202,50
	CNEL-Sto. Domingo	14	Alluriquin	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Alluriquin	1	T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			El Carmen	1	T1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			El Centenario	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			El Centenario	1	T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			El Rocío	1	T1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			Jama	1	T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	12,50
			La Cadena	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Patricia Pilar	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Quevedo	3	T2	T	69	13,8	52,00	65,00	-	65,00
			Quito	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Valle Hermoso	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,13	-	6,13
			Pedernales (1 - Trs)	1	T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	12,50
			Sesme 2	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Sesme 2	1	T2	T	69	34,5	2,50	-	-	2,50
			Pambiles	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
			Sesme 1	1	T1	T	69	34,5	6,25	7,50	-	7,50
			Total CNEL-Sto. Domingo	14	-	19	-	-	-	-	184,75	222,13
	CNEL-Sucumbíos	9	Coca	1	TCOCA2 NUEVO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Coca	1	T_COCA_15/20/25	T	69	13,8	15,00	20,00	25,00	25,00
			Jivino	1	TJIVINO	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
			Lago Agrio	1	TLAGO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Lago Agrio	1	TLAGO NUEVO_15/20/25	T	69	13,8	15,00	20,00	25,00	25,00
			Loreto	1	LORETO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Shushufindi	1	TSHUSHUFINDI	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Tarapoa	1	TTARAPOA	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Lumbaquí	1	TRANSFORMADOR DE REDUCCIÓN	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Sacha	1	TSACHA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Celso Castellanos	1	TCELSE CASTELLANO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total CNEL-Sucumbíos	9	-	11	-	-	-	-	112,00	143,50	50,00	153,50
	E.E. Ambato	18	Atocha	1	Atocha 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
Atocha			1	Atocha 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Baños			1	Baños 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Batán			1	Batán 2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
Huachi			1	Huachi 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Huachi			1	Huachi 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Loreto			1	Loreto 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
Loreto			1	Loreto 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
Montalvo			1	Montalvo 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Oriente			1	Oriente 1	T	69	13,8	12,00	15,00	-	15,00	
Oriente			1	Oriente 2	T	69	13,8	12,00	15,00	-	15,00	
Pelileo			1	Pelileo 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
Pillaro			1	Pillaro 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
Pillaro			1	Pillaro 2	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
Samanga			1	Samanga 1	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50	
Samanga			1	Samanga 2	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50	
Tena			1	Tena 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Totoras			1	Totoras	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
Musullacta			1	Musullacta	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
Quero			1	Quero	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Puyo 2			1	Puyo 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
Tena Norte			1	Tena 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
Agoyán			1	Agoyán 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
Puyo 1			1	Puyo 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
Puyo 1			1	Puyo 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
Total E.E. Ambato	18	-	25	-	-	-	-	244,00	320,50	-	330,50	
E.E. Azogues	2	Azogues I - Gis	1	TR-1-A1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
Azogues II	1	TR-1-A2	T	69	22	16,00	20,00	-	20,00			
Total E.E. Azogues	2	-	2	-	-	-	-	26,00	32,50	-	32,50	
E.E. Centro Sur	14	Cañar	1	T1 SE 18	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
		Centenario	1	T1 SE 02	T	22	6,3	10,00	12,50	-	12,50	
		Centenario	1	T2 SE 02	T	22	6,3	5,00	6,50	-	6,50	
		El Arenal	1	T1 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
		El Arenal	1	T2 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
		El Descanso	1	T1 SE 12	T	69	22	10,00	-	-	10,00	
		El Descanso	1	T2 SE 12	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
		Luis Cordero	1	T2 SE 01	T	22	6,3	5,00	6,50	-	6,50	
		Luis Cordero	1	T1 SE 01	T	22	6,3	10,00	12,50	-	12,50	
		Macas	1	T2 SE 21	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
		Macas	1	T3 SE 21	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
		Macas	1	TR Taisha	T	22	0,22	0,50	-	-	0,50	
		Monay	1	T1 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
		Monay	1	T2 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
		Ricaurte	1	T1 SE 07	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
		Ricaurte	1	T2 SE 07	T	69	22	12,50	12,50	-	12,50	
		Parque Industrial	1	T1 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	

D.4 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 5/6

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Centro Sur	14	Turi	1	T1 SE 08	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00
			La Troncal	1	T2 SE 50	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			La Troncal	1	T1 SE 50	T	69	13,8	10,00	12,00	-	12,00
			Verdillo	1	T1 SE 06	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
			Léntag	1	T1 SE 14	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
			Léntag	1	T2 SE 14	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00
			Chauliyacu	1	T1 SE 13	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Centro Sur	14	24						330,00	412,25	-	422,75
	E.E. Cotopaxi	9	El Calvario	1	T1 calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
			El Calvario	1	T2 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
			El Calvario	1	T3 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
			El Calvario	1	T4 Calvario	T	23	13,8	4,00	5,20	-	5,20
			La Cocha	1	T21 La Cocha	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			La Maná	1	T8 Maná	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Lasso	1	T9 Lasso	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Mulaló	1	T7 Mulalo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Salcedo	1	T19 Salcedo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Rafael	1	T20 San Rafael	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
			Sigchos	1	T11 Sigchos	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	Pujili	1	T6 Pujili	T	69	13,8	4,00	5,20	-	5,20		
	Total E.E. Cotopaxi	9	12						96,25	114,15	-	119,40
	E.E. Galápagos	1	Santa Cruz Subtransmisión	1	Reducción - Elevación	T	34,5	13,8	7,50	10,00	10,00	10,00
	Total E.E. Galápagos	1	1						7,50	10,00	10,00	10,00
	E.E. Norte	15	Alpachaca	1	T2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Atuntaqui	1	T0	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
			Cayambe	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Cayambe	1	T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Cotacachi	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			El Angel	1	T1	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
			El Chota	1	T1	T	69	13,8	5,00	5,00	-	5,00
			El Chota	1	T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			La Esperanza	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Otavalo	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Agustín	1	T1	T	67	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Gabriel	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			San Vicente	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Tulcán	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			El Retorno	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			La Carolina	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Ajavi	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Norte	15	17						162,50	198,75	-	201,25
	E.E. Quito	44	Carolina	1	S/E No. 24	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00
			Papallacta	1	S/E No. 54	T	46	23	6,60	7,60	-	7,60
			Pomasqui	2	S/E No. 57	T	138	23	40,00	54,00	66,00	66,00
			San Rafael	1	S/E No. 27	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
			Santa Rosa	1	S/E No. 37	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00
			Santa Rosa	1	S/E No. 37	T	138	46	45,00	60,00	75,00	75,00
Selva Alegre			2	S/E No. 41	T	138	46	120,00	160,00	200,00	200,00	
Vicentina			1	T1	T	138	46	37,00	48,00	-	48,00	
Vicentina			1	T2	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00	
San Antonio			1	S/E No. 22	T	138	23	15,00	20,00	-	20,00	
Epiclachima			2	S/E No. 21	T	46	23	35,00	47,00	33,00	53,00	
San Roque			1	S/E No. 07	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
El Bosque			1	S/E No. 15	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Río Coca			2	S/E No. 16	T	46	6,3	30,00	40,00	-	40,00	
Cotocollao			2	S/E No. 19	T	46	23	35,00	47,00	33,00	53,00	
Cotocollao			1	S/E No. 19	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00	
Tumbaco			2	S/E No. 36	T	46	23	35,00	47,00	33,00	53,00	
Eugenio Espejo			2	S/E No. 59	T	138	23	40,00	54,00	66,00	66,00	
El Quinche			1	S/E No. 58	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
Iñaquito			2	S/E No. 28	T	46	6,3	30,00	40,00	-	40,00	
Machachi			1	S/E No. 34	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
Miraflores			1	S/E No. 09	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00	
Diez Vieja			1	S/E No. 10	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00	
Belisario Quevedo			1	S/E No. 11	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00	
Belisario Quevedo			1	S/E No. 30	T	46	23	8,00	10,00	-	10,00	
La Floresta			1	S/E No. 12	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00	
Granda Centeno			1	S/E No. 13	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Andalucía			1	S/E No. 17	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Cristiano			2	S/E No. 18	T	138	23	40,00	54,00	66,00	66,00	
Luluncoto			2	S/E No. 02	T	46	6,3	12,50	-	-	12,50	
Barrionuevo			1	S/E No. 03	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Barrionuevo			1	S/E No. 03	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
Chimbacalle			1	S/E No. 04	T	46	6,3	12,00	16,00	20,00	20,00	
Escuela Sucre			1	S/E No. 06	T	46	6,3	5,00	6,25	-	6,25	
La Marín			1	S/E No. 08	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00	
Olimpico			1	S/E No. 01	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Perez Guerrero			1	S/E No. 53	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Sangolquí			1	S/E No. 55	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
Diez Nueva			1	S/E No. 32	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
Los Bancos			1	S/E No. 49	T	46	13,8	8,00	10,00	-	10,00	
Conocoto			1	S/E No. 23	T	138	22,86	20,00	27,00	33,00	33,00	
Nueva Cumbaya			1	S/E No. 29	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
Tababela			1	S/E No. 31	T	138	22,8	20,00	27,00	33,00	33,00	
Aeropuerto			1	S/E No. 33	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
Aeropuerto			1	S/E No. 30	T	46	23	8,00	10,00	-	10,00	
Alangasi			1	S/E No. 26	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
Chilibulo			1	S/E No. 05	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
Gualo	1	S/E No. 14	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
EQ37	1	S/E No. EQ37	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
Papallacta móvil	1	S/E No. 42	T	138	22,86	17,00	-	-	17,00			
Total E.E. Quito	44	60						1.129,10	1.463,85	1.089,00	1.700,35	

D.4 CARACTERÍSTICAS DE SUBESTACIONES DE ELEVACIÓN Y REDUCCIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 6/6

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Riobamba	11	Alao	1	TSE13	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13
			Cajabamba	1	TSE07	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Chunchi	1	TSE10	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Guamote	1	TSE08	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Multitud	1	TSE14	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Tapi	1	TSE04	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75
			Uno	1	TSE01	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75
			Dos	1	TSE02	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75
			Tres	1	TSE03	T	69	13,8	15,00	18,50	-	18,50
			Alausí	1	TSE09	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
			Gatazo	1	TSE601	T	69	13,8	1,50	-	-	1,50
			Gatazo	1	TSE602	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Riobamba	11		12					104,00	121,63	-	128,13
	E.E. Sur	20	Cariamanga	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Catacocha	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13
			Catamayo	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Catamayo	1	T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Celica	1	T1	T	69	69	2,50	3,13	-	3,13
			Chaguarpamba	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80
			Cumbaratza	1	T1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
			El Pangui	1	T1	T	69	22	5,00	6,25	-	6,25
			Gonzanama	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13
			Norte	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Obrapia	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Palanda	1	T1	T	69	22	2,50	3,13	-	3,13
			Pindal	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Playas	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80
			San Cayetano	1	T1	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00
			San Cayetano	1	T2	T	69	22	5,00	6,25	-	6,25
			San Cayetano	1	T3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Saraguro	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Sur	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Velacruz	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80
			Vilcabamba	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Macará	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
			Yanzatza	1	T1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Sur	20		23					132,40	150,00	-	162,40
Total Reducción		335		429					5.387,25	6.756,71	1.836,80	7.148,11
Punto de Transformación	CNEL-Guayaquil	2	Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Gas 1	T	13,8	69	16,50	22,00	27,50	27,50
			Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Gas 2	T	13,8	69	16,50	22,00	27,50	27,50
			Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Gas 3	T	13,8	69	16,80	22,40	28,00	28,00
			Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Gas 5	T	13,8	69	20,00	26,70	29,90	29,90
			Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Gas 6	T	13,8	69	20,00	26,70	29,90	29,90
			Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Vapor 1a	T	13,8	69	15,00	20,00	28,00	28,00
			Anibal Santos (Vapor-Gas)	1	Vapor 1b	T	13,8	69	15,00	20,00	28,00	28,00
			Álvaro Tinajero	1	Gas 1a	T	13,8	68,8	25,00	33,00	-	33,00
			Álvaro Tinajero	1	Gas 2a	T	13,8	68,8	18,00	24,00	-	24,00
			Total CNEL-Guayaquil	2	-	-	-	-	162,80	216,80	198,80	255,80
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Puná	1	TR1	T	0,24	13,8	1,00	1,00	1,00	1,00
	Total CNEL-Guayas Los Ríos	1	-	1	-	-	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00
	CNEL-Sucumbíos	1	Sistemas Aislados	1	TTIPUTINI	T	0,24	13,2	0,30	-	-	0,30
	Total CNEL-Sucumbíos	1	-	1	-	-	-	-	0,30	-	-	0,30
	E.E. Ambato	2	Ligua	1	Ligua 1	T	4,16	13,8	3,13	-	-	3,13
			Ligua	1	Ligua 2	T	4,16	13,8	3,13	-	-	3,13
			Península	1	Península 2	T	6,9	13,8	3,50	3,50	-	3,50
	Total E.E. Ambato	2	-	3	-	-	-	-	9,74	3,50	-	9,74
	E.E. Cotopaxi	3	Catazación	1	T17 Catazación	T	0,44	13,8	1,00	-	-	1,00
			Shuyo	1	T18 Angamarca	T	4,16	13,8	0,38	-	-	0,38
			Tingo la Esperanza	1	T16 El Estado	T	4,16	13,8	2,13	-	-	2,13
	Total E.E. Cotopaxi	3	-	3	-	-	-	-	3,51	-	-	3,51
	E.E. Galápagos	4	San Cristóbal	1	T1	T	1	13,8	1,00	-	-	1,00
			San Cristóbal	1	T2	T	1	13,8	1,00	-	-	1,00
			San Cristóbal	1	T3	T	1	13,8	1,00	-	-	1,00
			Puerto Ayora Solar	1	Elevación	T	0,38	13,8	1,50	-	-	1,50
			Baitra Eólico	3	Elevación	T	0,69	13,8	2,70	-	-	2,70
	Total E.E. Galápagos	4	-	7	-	-	-	-	7,20	-	-	7,20
	E.E. Norte	4	El Rosal	2	T1	T	34,5	69	10,00	-	-	10,00
			San Miguel de Car	1	T1	T	34,5	4,16	5,55	-	-	5,55
			Buenos Aires	1	T1	T	4,8	13,8	1,25	-	-	1,25
			La Playa	1	T1	T	6,3	13,8	1,50	-	-	1,50
	Total E.E. Norte	4	-	5	-	-	-	-	18,30	-	-	18,30
	E.E. Quito	1	Guangopolo Térmica	1	S/E No. 82	T	13,8	46	35,00	46,50	52,50	52,50
	Total E.E. Quito	1	-	1	-	-	-	-	35,00	46,50	52,50	52,50
	E.E. Riobamba	3	Alao	1	ATA	A	69	44	6,56	-	-	6,56
			Alao	1	TGA01	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28
			Alao	1	TGA02	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28
			Alao	1	TGA03	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28
			Alao	1	TGA04	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28
			NIZAG	1	TGN01	T	0,48	13,8	1,00	-	-	1,00
			Río Blanco	1	TGR01	T	6	13,8	3,33	-	-	3,33
	Total E.E. Riobamba	3	-	7	-	-	-	-	24,01	-	-	24,01
Total Punto de Transformación		21		37					261,88	267,80	252,30	372,38
Total									5.696,20	7.054,00	2.099,10	7.574,54

E.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS

Tipo de Circuito	Empresa	Nombre	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Voltaje (kV)	Numero de Líneas	Longitud (km)
Simple	Altigenotec	Algenotec Genrenotec	Algenotec Genrenotec	Punto Enlace	13,8	1	0,60
		Gonzalo Zevallos - Gonzalo Zevallos	Gonzalo Zevallos - Gas	Gonzalo Zevallos	69		0,78
		Gonzalo Zevallos - Gonzalo Zevallos	Gonzalo Zevallos - Vapor	Gonzalo Zevallos	69		0,10
	CELEC-Electroguayas	Enrique García - Pascuales (T)	Enrique García	Pascuales	69	6	0,39
		Santa Elena II - Santa Elena (T)	Santa Elena II	Santa Elena	138		0,50
		Santa Elena III - Santa Elena (T)	Santa Elena III	Santa Elena	69		0,75
		Santa Elena II - Santa Elena II	Santa Elena II	Santa Elena II	34,5		0,15
		Villonaco - Loja	Villonaco	Loja	69	1	3,20
	CELEC-Gensur	Alazán - Colectora	Alazán	Colectora	69		10,40
		Colectora - Azogues 2	Colectora	Azogues I - Gis	69	2	23,64
	CELEC-Hidroazogues	Marcel Laniado	Daule Peripa	Daule Peripa	138	2	0,05
		Baba	Baba	Baba	230		1,40
	CELEC-Hidronación	Molino - Molino (T)	Molino	Molino	138		0,50
		Mazar - Mazar	Mazar	Mazar	230	3	0,74
		Sopladora - Sopladora (T)	Sopladora	Sopladora	230		0,38
	CELEC-Hidropaute	Topo	Topo	Topo	138	1	6,67
		Alimentador 4 - La Esperanza	Electrisol	La Esperanza	13,2	1	4,00
	Ecuagesa	Pichacay	Pichacay	Empalme Alimentador	22	1	0,80
	EPMAPS	Booster 2 - Booster 1	Booster 2	Booster 1	138		5,00
		Recuperadora - Booster 2	Recuperadora	Booster 2	138	4	19,00
		Alangasí - El Inga (T)	Alangasi	El Inga	138		8,10
		El Inga (T) - Recuperadora	El Inga	Recuperadora	138		33,70
	Generoca	Generoca - HOLCIM	Generoca	Inferior	69	1	0,30
	Hidrosibimbe	Casa máquinas - Ventanas	Casa Máquinas	Ventanas	69	1	14,00
	Hidrosigchos	Hidrosigchos-Sigchos	Hidrosigchos	Sigchos	69	1	8,00
	Hidrotambo	Hidrotambo - Cedege	San Jose del Tambo	Cedege	69	1	26,50
	Hidroviatoria	Cuyuja - Papallacta	Cuyuja	Papallacta	22,8	1	0,40
	Intervisa Trade	Intervisa - Esclusas	Intervisa	Esclusas	138	1	0,60
Total Simple						28	170,65
Doble	CELEC-Hidropaute	Mazar - Zhoray (T)	Mazar	Zhoray	230	1	2,51
	Elecaustro	Ocaña	Ocaña	Cañar	69	1	41,00
	EPMAPS	Sta. Rosa (T) - Alangasí	Santa Rosa	Alangasi	138	1	45,91
Total Doble						3	89,42

E.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Tipo de Circuito	Empresa	Nombre	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Voltaje (kV)	Numero de Líneas	Longitud (km)	
Simple	Agip	CPF - Villano A	CPF	Villano A	34,5	2	44,00	
	Agip	Villano A - Villano B	Villano A	Villano B	34,5		3,20	
	Agua y Gas de Sillunchi	Línea A	Sillunchi I	(en blanco)	6,3	2	0,75	
	Agua y Gas de Sillunchi	Línea B	Sillunchi II	(en blanco)	6,3		3,00	
	Coazucar	Ecudos - La Troncal	Ecudos	La Troncal	69	1	3,60	
	Ecoelectric	Ecoelectric - Milagro Norte	Ecoelectric	Milagro Norte	69	1	0,10	
	Ecoluz	Loreto - Papallacta	Loreto	Papallacta	22	2	5,66	
	Ecoluz	Papallacta - Pifo	Papallacta	Pifo	46		29,19	
	Enermax	CALOPE-QUEVEDO	Calope	Quevedo	69	1	29,70	
	Hidroabánico	Hidroabánico I - Hidroabánico I	Hidroabánico I	Hidroabánico II	69	1	11,50	
	Hidroalto	Due - San Rafael (T)	Due	San Rafael	230	1	24,00	
	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Punto de enlace	13,2	1	0,20	
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Sopladora	230	1	18,87	
	Petroamazonas	Atacapi-Secoya	Atacapi	Secoya	69	11	17,00	
	Petroamazonas	Atacapi-Shushufindi	Atacapi	Shushufindi Central- Sur	69		27,00	
	Petroamazonas	CPF-Sacha	S/E Sacha 69kV	CPF	69		37,00	
	Petroamazonas	Culebra-Yuca	Culebra	Yuca 69 kV.	69		16,00	
	Petroamazonas	Lago-Parahuacu	Lago Agrio 69 kV.	Parahuacu	69		20,00	
	Petroamazonas	Palo Azul - El Vergel	Palo Azul	El Vergel	69		21,00	
	Petroamazonas	Parahuacu-Atacapi	Parahuacu	Atacapi	69		6,00	
	Petroamazonas	Sacha-Culebra	Sacha 69 kV.	Culebra	69		20,00	
	Petroamazonas	Shushufindi-Sacha	Shushufindi-Sacha- Atacapi	Sacha 69 kV.	69		41,00	
	Petroamazonas	Ssfid Centra-Sur	Shushufindi Central- Sur	Shushufindi Sur	69		8,00	
	Petroamazonas	EPF-PCC	EPF 34,5 kV	(en blanco)	34,5		25,90	
	Repsol	NPF - BOGI	Npf	Bogi	34,5	11	6,10	
	Repsol	NPF - CAPIRON	Npf	Capiron	34,5		5,70	
	Repsol	NPF - POMPEYA	Npf	Pompeya	34,5		44,00	
	Repsol	NPF - SPF	Npf	Spf	34,5		53,90	
	Repsol	NPF - TIVACUNO	Npf	Tivacuno	34,5		8,90	
	Repsol	SPF - AMO A	Spf	Amo A	34,5		12,80	
	Repsol	SPF - AMO B	Spf	Amo B	34,5		6,00	
	Repsol	SPF - GINTA B	Spf	Ginta B	34,5		13,50	
	Repsol	Spf - Daimi A-B	Spf	Daimi A - Daimi B	34,5		1,20	
	Repsol	Spf - Osw	Spf	Iro 01 - Iro A	34,5		9,00	
	Repsol	Spf - Pcr	Spf	Ginta A - Iro B	34,5		9,00	
	San Carlos	San Carlos-Milagro	San Carlos	Milagro	69	1	0,85	
	Sipac	CPF - Paraiso	CPF	Paraiso 17	34,5	1	31,00	
	UCEM	P. Chimborazo - Chimborazo	Planta Chimborazo	UCEM Principal	22	2	17,00	
	UCEM	Gatazo-Chimborazo	Gatazo	UCEM Principal	69		1,00	
	Vicunha	Vindoboma - Equinoccial	Vindobona	Vindobona	13,2	1	5,00	
	Total Simple						40	637,62
	Doble	Repsol	SPF - WIP	Spf	WIP	34,5	1	1,40
	Total Doble						1	1,40

E.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC EP - TRANSELECTRIC

Número de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Límite Térmico MVA	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple	500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1	Coca Codo Sinclair	San Rafael	1.732,05	4	8,21
		Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	Coca Codo Sinclair	San Rafael	1.732,05		8,25
		San Rafael - El Inga 1	San Rafael	El Inga	1.732,01		123,89
		San Rafael - El Inga 2	San Rafael	El Inga	1.732,05		123,45
	230	Dos Cerritos - Pasuales	Dos Cerritos	Pasuales	353,00	18	9,90
		Esclusas - Termoguayayas	Esclusas	Termoguayayas	247,00		0,20
		Esclusas - Trinitaria	Esclusas	Trinitaria	494,00		7,40
		Milagro - Dos Cerritos	Milagro	Dos Cerritos	353,00		42,90
		Milagro - Esclusas	Milagro	Esclusas	494,00		51,60
		Milagro - Pasuales	Milagro	Pasuales	353,00		52,80
		Molino - Riobamba	Molino	Riobamba	342,00		157,32
		Molino - Totoras	Molino	Totoras	342,00		200,20
		Nueva Prosperina - Trinitaria	Nueva Prosperina	Trinitaria	353,00		19,30
		Pasuales - Esclusas	Pasuales	Esclusas	353,00		35,60
		Pasuales - Nueva Prosperina	Pasuales	Nueva Prosperina	353,00		11,80
		Quevedo - Baba	Quevedo	Baba	353,00		43,90
		Santo Domingo - Baba	Santo Domingo	Baba	353,00		60,70
		Santo Domingo - Quevedo	Santo Domingo	Quevedo	353,00		104,60
		Totoras - Riobamba	Totoras	Riobamba	342,00		42,90
		Zhoray - Sinincay	Zhoray	Sinincay	332,00		49,50
		Sopladora - Esclusas	Sopladora	Esclusas	494,00		182,70
		Sopladora - Milagro	Sopladora	Milagro	494,00		181,70
		Baños - Puyo	Baños	Puyo	90,00		45,80
		Chone - Severino	Chone	Severino	113,20		30,30
	Chongón - Posorja	Chongón	Posorja	113,00	71,82		
	Chongón - Santa Elena	Chongón	Santa Elena	113,00	81,60		
	Cuenca - Gualaceo	Cuenca	Gualaceo	88,80	20,87		
	Cuenca - Loja	Cuenca	Loja	100,00	134,20		
	Cuenca - Yanacocha	Cuenca	Yanacocha	100,00	131,86		
	Daule Peripa - Chone	Daule Peripa	Chone	113,20	63,30		
Gualaceo - Limón	Gualaceo	Limón	88,80	45,14			
Ibarra - Tulcán	Ibarra	Tulcán	115,50	74,50			
Jaramijó - Manta	Jaramijó	Manta	110,00	5,38			
Jaramijó - Montecristi	Montecristi	Jaramijó	138,00	8,20			
Limón - Méndez	Limón	Méndez	88,80	33,02			
Méndez - Macas	Méndez	Macas	88,80	51,39			
Milagro - Nueva Babahoyo	Milagro	Nueva Babahoyo	247,00	41,07			
Mulaló - Vicentina	Mulaló	Vicentina F	112,00	74,00			
Portoviejo - San Gregorio	Portoviejo	San Gregorio	110,00	7,16			
Pucará - Ambato	Pucará	Ambato	112,00	25,74			
Pucará - Mulaló	Pucará	Mulaló	148,00	42,30			
Puyo - Tena	Puyo	Tena	90,00	62,17			
Quinindé - Esmeraldas	Quinindé	Esmeraldas	113,20	73,78			
San Gregorio - Montecristi	San Gregorio	Montecristi	110,00	26,26			
Santo Domingo - Esmeraldas	Santo Domingo	Esmeraldas	113,20	154,80			
Santo Domingo - Quinindé	Santo Domingo	Quinindé	113,20	80,50			
Tena - Francisco de Orellana	Tena	Orellana	90,00	139,00			
Totoras - Ambato	Totoras	Ambato	148,00	7,66			
Tulcán - Panamericana	Tulcán	Panamericana	115,50	15,50			
Vicentina - Guanoapolo	Vicentina F	Patio De Maniobras	112,00	7,00			
Yanacocha - Cumbatarza	Yanacocha	Cumbatarza	90,10	51,67			
Yanacocha - Loja	Yanacocha	Loja	100,00	13,50			
Chongón - Santa Elena 2	Chongón	Santa Elena	266,00	84,67			
San Idelfonso - Bajo Alto	San Idelfonso	Bajo Alto	296,00	11,20			
Total Simple						54	3.234,18
Doble	230	El Inga - Pomasqui	El Inga	Pomasqui	494,00	18	34,84
		Machala - Zorritos	Machala	Zorritos	332,00		103,19
		Milagro - Machala	Milagro	Machala	494,00		135,20
		Milagro - Zhoray	Milagro	Zhoray	342,00		120,70
		Molino - Pasuales	Molino	Pasuales	342,00		188,50
		Pomasqui - Jamondino 1	Pomasqui	Jamondino	332,00		212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	Pomasqui	Jamondino	332,00		214,00
		Quevedo - San Gregorio	Quevedo	San Gregorio	353,00		113,48
		San Francisco - Totoras	San Francisco	Totoras	332,00		44,57
		Santa Rosa - El Inga	Santa Rosa	El Inga	494,00		32,16
		Santa Rosa - Pomasqui	Santa Rosa	Pomasqui	332,00		45,90
		Santa Rosa - Santo Domingo	Santa Rosa	Santo Domingo	342,00		78,34
		Santa Rosa - Totoras	Santa Rosa	Totoras	342,00		110,09
		Zhoray - Molino	Zhoray	Molino	353,00		15,00
		Manduriacu - Santo Domingo	Manduriacu	Santo Domingo	494,00		68,64
		San Rafael - Jivino	San Rafael	Jivino	297,00		82,20
		Quevedo - Chomillos	Quevedo	Chomillos	332,00		143,40
		Chomillos - Pasuales 1	Chomillos	Pasuales	332,00		4,80
	138	Baños - Agoyán	Baños	Agoyán	165,00	13	1,90
		Daule Peripa - Portoviejo	Daule Peripa	Portoviejo	113,20		91,20
		Esclusas - Caraguay	Esclusas	Caraguay	148,00		5,40
		Milagro - San Idelfonso	Milagro	San Idelfonso	113,50		112,80
		Molino - Cuenca	Molino	Cuenca	100,00		67,08
		Pasuales - Chongón	Pasuales	Chongón	113,00		24,20
		Pasuales - Salitral	Pasuales	Salitral	126,00		17,40
		Policentro - Pasuales	Pasuales	Policentro	126,00		15,10
		Pomasqui - Ibarra	Pomasqui	Ibarra	112,00		60,50
		Quevedo - Daule Peripa	Quevedo	Daule Peripa	113,20		43,20
		Salitral - Trinitaria	Salitral	Trinitaria	190,00		11,00
		San Idelfonso - Machala	San Idelfonso	Machala	113,50		20,99
Totoras - Baños	Totoras	Baños	165,00	31,70			
Total Doble						31	2.249,68

F.1 ENERGÍA BRUTA Y ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO

Tipo de Empresa	Empresa	Energía Bruta (GWh)	Consumo Total de Auxiliares (GWh)	Energía Disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)
Generadora	Altgenotec	1,07	0,01	1,06	1,06	-
	Brineforcorp	1,17	0,01	1,17	1,17	-
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.242,65	-	6.242,65	6.242,65	-
	CELEC-Electroguayas	1.111,24	80,14	1.031,11	1.031,11	-
	CELEC-Gensur	67,19	1,10	66,10	66,10	-
	CELEC-Hidroagoyán	2.379,54	19,75	2.359,80	2.359,80	-
	CELEC-Hidroazogues	20,37	0,19	20,18	20,18	-
	CELEC-Hidronación	1.208,97	12,47	1.196,50	1.196,50	-
	CELEC-Hidropaute	7.527,61	30,24	7.497,37	7.497,37	-
	CELEC-Termoesmeraldas	803,23	48,64	754,59	744,09	10,51
	CELEC-Termogas Machala	1.238,74	28,61	1.210,13	1.210,13	-
	CELEC-Termopichincha	436,00	11,03	424,97	424,97	-
	Ecuagesa	212,35	2,77	209,58	209,58	-
	Elecausto	432,64	7,67	424,97	424,97	-
	Electrisol	1,61	0,09	1,52	1,52	-
	EMAC-BGP	3,62	0,07	3,55	3,55	-
	Enersol	0,67	0,04	0,63	0,63	-
	Eptovoltalca	2,91	0,03	2,88	2,88	-
	EPMAFS	170,55	2,87	167,68	73,25	94,43
	Gasgreen	24,21	1,04	23,16	23,16	-
	Generoca	6,15	0,32	5,83	5,83	-
	Genrenotec	1,09	0,01	1,08	1,08	-
	Gonzanergy	1,64	-	1,64	1,64	-
	Gransolar	5,65	-	5,65	5,65	-
	Hidrosibimbe	100,62	-	100,62	100,41	0,21
	Hidrosigchos	25,60	0,01	25,59	25,59	-
	HidroTambo	42,29	-	42,29	42,29	-
	HidroTavalo	3,64	-	3,64	-	3,64
	Hidrovictoria	28,59	0,03	28,57	28,57	-
	Lojaenergy	1,52	-	1,52	1,52	-
	Renova Loja	1,37	-	1,37	1,37	-
	Sabangosolar	1,50	-	1,50	1,50	-
	San Pedro	1,66	-	1,66	1,66	-
	Sanersol	1,25	-	1,25	1,25	-
	Sansau	1,04	0,00	1,03	1,03	-
	Saracaysol	1,27	-	1,27	1,27	-
	Solchacras	1,10	-	1,10	1,10	-
	Solhuacui	1,14	-	1,14	1,14	-
	Solsantonio	1,15	-	1,15	1,15	-
	Solsantos	1,28	-	1,28	1,28	-
	Surenergy	1,45	-	1,45	1,45	-
	Termoguayas	64,87	-	64,87	64,87	-
	Valsolar	1,44	0,02	1,42	1,42	-
	Wildtecsa	1,26	0,00	1,25	1,25	-
Total Generadora		22.184,93	247,14	21.937,79	21.829,01	108,79
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	46,78	1,11	45,67	45,67	-
	E.E. Ambato	13,08	0,00	13,08	13,08	-
	E.E. Centro Sur	0,74	-	0,74	0,74	-
	E.E. Cotopaxi	60,80	0,06	60,74	60,74	-
	E.E. Galápagos	8,71	0,81	7,90	7,90	-
	E.E. Norte	57,30	-	57,30	57,30	-
	E.E. Quito	391,20	1,44	389,75	389,75	-
	E.E. Riobamba	108,90	0,12	108,78	108,78	-
	E.E. Sur	18,20	0,29	17,91	17,91	-
Total Distribuidora		705,69	3,84	701,85	701,85	-
Autogeneradora	Agip	231,54	5,32	226,21	-	226,21
	Agua y Gas de Sillunchi	2,38	-	2,38	-	2,38
	Andes Petro	463,15	6,47	456,68	-	456,68
	CP Tungurahua	104,96	-	104,96	54,61	50,34
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,25	-	0,25	0,25	-
	Ecoelectric	115,81	9,48	106,33	53,92	52,41
	Ecoluz	33,98	0,42	33,56	13,20	20,36
	Electrocordova	1,45	-	1,45	-	1,45
	Enemax	93,28	-	93,28	57,34	35,94
	Hidroabarrico	317,47	0,01	317,46	44,09	273,37
	Hidroalto	146,14	-	146,14	56,20	89,94
	Hidroimbabura	3,07	-	3,07	3,07	-
	Hidrosanbartolo	417,99	0,17	417,81	166,86	250,96
	I.M. Mejía	1,78	-	1,78	1,78	-
	Moderna Alimentos	5,95	0,00	5,95	1,67	4,28
	Municipio Cantón Espejo	1,32	-	1,32	1,32	-
	OCF Ecuador	18,13	1,85	16,29	0,00	16,29
	Orion	11,26	1,03	10,24	0,00	10,24
	Perlabi	11,20	0,04	11,16	-	11,16
	Petroamazonas	1.980,16	40,28	1.939,88	0,00	1.939,88
	Repsol	691,03	14,38	676,64	0,00	676,64

F.2 ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO Y NO PÚBLICO, POR TIPO DE ENERGÍA

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Eólica	Generadora	CELEC-Gensur	66.097	-
	Total Generadora		66.096,80	-
	Distribuidora	E.E. Galápagos	5.581	-
	Total Distribuidora		5.581,31	-
Total Eólica			71.678	-
Fotovoltaica	Generadora	Altgenotec	1.062	-
		Brineforcorp	1.165	-
		Electrisol	1.519	-
		Enersol	629	-
		Epfotovoltaica	2.882	-
		Genrenotec	1.085	-
		Gonzanergy	1.641	-
		Gransolar	5.646	-
		Lojaenergy	1.523	-
		Renova Loja	1.368	-
		Sabiangosolar	1.502	-
		San Pedro	1.664	-
		Sanersol	1.251	-
		Sansau	1.032	-
		Saracaysol	1.271	-
		Solchacras	1.098	-
		Solhuahui	1.136	-
		Solsantonio	1.153	-
		Solsantos	1.279	-
		Surenergy	1.454	-
		Valsolar	1.422	-
		Wildtecsa	1.252	-
	Total Generadora		34.035,49	-
	Distribuidora	E.E. Centro Sur	736	-
		E.E. Galápagos	2.316	-
	Total Distribuidora		3.052,38	-
Total Fotovoltaica			37.088	-
Hidráulica	Generadora	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.242.653	-
		CELEC-Hidroagayán	2.359.795	-
		CELEC-Hidroazogues	20.179	-
		CELEC-Hidronación	1.196.498	-
		CELEC-Hidropaute	7.497.373	-
		Ecuagesa	209.581	-
		Elecaustro	411.034	-
		EPMAPS	73.251	94.429
		Hidrosibimbe	100.412	208
		Hidrosigchos	25.589,46	-
		Hidrotambo	42.287,72	-
		Hidrotavalo	-	3.644,54
		Hidrovictoria	28.568,61	-
	Total Generadora		18.207.220,89	98.281,17
	Distribuidora	E.E. Ambato	13.075,17	-
		E.E. Cotapaxi	60.738,11	-
		E.E. Norte	57.299,14	-
		E.E. Quito	367.318,38	-
		E.E. Riobamba	108.778,67	-
		E.E. Sur	17.833,01	-
	Total Distribuidora		625.042,48	-
	Autogeneradora	Agua y Gas de Sillunchi	-	2.380,99
		Consejo Provincial De Tungurahua	253,50	-
		Ecoluz	13.202,50	20.355,66
		Electrocordova	-	1.448,00
		Enermax	57.341,15	35.936,06
		Hidroabanico	44.091,28	273.372,97
		Hidroalto	56.203,89	89.937,49

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Hidráulica	Autogeneradora	Hidroimbabura	3.065,86	-
		Hidrosanbartolo	166.855,33	250.957,78
		I.M. Mejía	1.777,53	-
		Moderna Alimentos	1.670,82	4.281,64
		Municipio Cantón Espejo	1.318,40	-
		Perlabí	-	11.158,86
		SERMAA EP	3.570,90	183,76
		UCEM	-	2.667,14
		Vicunha	114,06	36.999,19
	Total Autogeneradora		349.465,20	729.679,53
Total Hidráulica			19.181.728,57	827.960,70
Térmica MCI	Generadora	CELEC-Electroguayas	207.760,23	-
		CELEC-Termoesmeraldas	423.407,65	10.506,23
		CELEC-Termopichincha	424.588,76	-
		Elecaustro	13.934,55	-
		EMAC-BGP	3.547,78	-
		Gasgreen	23.164,89	-
		Generoca	5.833,33	-
		Termoguayas	64.872,62	-
	Total Generadora		1.167.109,80	10.506,23
	Distribuidora	E.E. Ambato	1,94	-
		E.E. Quito	22.436,33	-
		E.E. Sur	72,03	-
	Total Distribuidora		22.510,29	-
	Autogeneradora	Agip	-	226.213,76
		Andes Petro	-	456.680,00
		OCP Ecuador	0,00	16.287,51
		Orion	0,00	10.238,50
		Petroamazonas	-	1.830.065,20
		Repsol	-	371.818,63
		Sipac	0,00	48.019,76
		Tecpetrol	-	28.147,38
		UNACEM	6.411,32	140.677,08
Total Térmica MCI			1.196.031,42	3.138.654,05
Térmica Turbogás	Generadora	CELEC-Electroguayas	12.796,25	-
		CELEC-Termoesmeraldas	289,54	-
		CELEC-Termogás Machala	1.210.133,48	-
		CELEC-Termopichincha	384,73	-
	Total Generadora		1.223.604,01	-
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	15.594,80	-
			15.594,80	-
	Autogeneradora	Petroamazonas	-	63.590,73
		Repsol	0,00	304.825,34
	Total Autogeneradora		0,00	368.416,06
Total Térmica Turbogás			1.239.198,81	368.416,06
Térmica Turbovapor	Generadora	CELEC-Electroguayas	810.550,00	-
		CELEC-Termoesmeraldas	320.389,01	-
	Total Generadora		1.130.939,01	-
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	30.073,25	-
		E.E. Centro Sur	-	-
	Total Distribuidora		30.073,25	-
	Autogeneradora	Coazucar	54.612,38	50.344,65
		Ecoelectric	53.923,00	52.410,30
		Petroamazonas	-	46.219,76
		San Carlos	109.694,27	60.814,35
		UCEM	-	47,37
	Total Autogeneradora		218.229,65	209.836,43
Total Térmica Turbovapor			1.379.241,91	209.836,43
Total			23.104.966,68	4.544.867,24

F.3 ENERGÍA BRUTA Y POTENCIA EFECTIVA DE LAS GENERADORAS

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	5.913,82
		CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	328,83
		CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	961,31
		CELEC-Hidroagoyán	Pucará	196,35
		CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	1.221,89
		CELEC-Hidroazogues	Alazán	20,37
		CELEC-Hidronación	Baba	131,70
		CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	1.077,27
		CELEC-Hidropaute	Mazar	713,71
		CELEC-Hidropaute	Paute	4.614,25
		CELEC-Hidropaute	Sopladora	2.199,65
		Ecuagesa	Topo	212,35
		Elecaustro	Gualaceo	6,54
		Elecaustro	Ocaña	191,69
		Elecaustro	Saucay	127,82
		Elecaustro	Saymirín	92,11
		EPMAPS	El Carmen	50,07
		EPMAPS	Noroccidente	1,90
		EPMAPS	Recuperadora	118,33
		EPMAPS	Carcelén	0,25
		Hidrosibimbe	Corazón	7,71
		Hidrosibimbe	Sibimbe	84,90
		Hidrosibimbe	Uravía	8,01
		Hidrosigchos	Sigchos	25,60
		Hidrotambo	Hidrotambo	42,29
		Hidrovictoria	Victoria	28,59
		Hidrotavalo	Otavaló II	2,50
		Hidrotavalo	Otavaló I	1,15
	Total Hidráulica			18.380,96
	Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco	67,19
	Total Eólica			67,19
	Solar	Altgenotec	Altgenotec	1,07
		Brineforcorp	Brineforcorp	1,17
		Electrisol	Electrisol	1,61
		Enersol	Enersol	0,67
		Ep fotovoltaica	Pastocalle	1,46
		Ep fotovoltaica	Mulaló	1,45
		Genrenotec	Genrenotec	1,09
		Gonzanergy	Gonzanergy	1,64
		Gransolar	Salinas	3,76
		Gransolar	Tren Salinas	1,88
		Lojaenergy	Lojaenergy	1,52
		Renova Loja	Renova Loja	1,37
		Sabiangosolar	Sabiangosolar	1,50
		San Pedro	San Pedro	1,66
		Sanersol	Sanersol	1,25
		Sansau	Sansau	1,04
		Saracaysol	Saracaysol	1,27
		Solchacras	Solchacras	1,10
		Solhuaqui	Solhuaqui	1,14
		Solsantonio	Solsantonio	1,15

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)		
Renovable	Solar	Solsantros	Solsantros	1,28		
		Surenergy	Surenergy	1,45		
		Valsolar	Paragachi	1,44		
		Wildtecsa	Wildtecsa	1,26		
	Total Solar			34,24		
	Biogas	EMAC-BGP	Pichacay	3,62		
		Gasgreen	El Inga	24,21		
Total Biogas			27,82			
Total Renovable				18.510,22		
No Renovable	Térmica	CELEC-Electroguayas	Enrique García	9,51		
		CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	3,42		
		CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	612,27		
		CELEC-Electroguayas	Santa Elena II	122,03		
		CELEC-Electroguayas	Santa Elena III	96,75		
		CELEC-Electroguayas	Trinitaria	267,27		
		CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	356,29		
		CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas II	95,01		
		CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	0,30		
		CELEC-Termoesmeraldas	Manta II	22,67		
		CELEC-Termoesmeraldas	Miraflores	2,65		
		CELEC-Termoesmeraldas	Pedernales	0,30		
		CELEC-Termoesmeraldas	Jaramijó	326,02		
		CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	942,39		
		CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala II	296,35		
		CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	0,52		
		CELEC-Termopichincha	Dayuma	1,78		
		CELEC-Termopichincha	Floreana	0,24		
		CELEC-Termopichincha	Guangopolo	1,56		
		CELEC-Termopichincha	Guangopolo2	19,21		
		CELEC-Termopichincha	Isabela	5,27		
		CELEC-Termopichincha	Jivino I	0,02		
		CELEC-Termopichincha	Jivino II	2,43		
		CELEC-Termopichincha	Jivino III	157,03		
		CELEC-Termopichincha	Loreto	2,33		
		CELEC-Termopichincha	Payamino	0,00		
		CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	3,57		
		CELEC-Termopichincha	Quevedo II	30,22		
		CELEC-Termopichincha	Sacha	111,22		
		CELEC-Termopichincha	San Cristóbal	13,06		
		CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	27,50		
		CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	0,39		
		CELEC-Termopichincha	Secoya	51,32		
		CELEC-Termopichincha	Sistemas Menores	8,24		
		CELEC-Termopichincha	Macas	0,10		
		Elecaustro	El Descanso	14,48		
		Generoca	Generoca	6,15		
			Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	64,87	
		Total Térmica				3.674,72
		Total No Renovable				3.674,72
		Total general				22.184,93

F.4 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE LAS GENERADORAS

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Residuo		Biogás	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	m³	TEP
S.N.I	CELEC-Electroguayas	Enrique García	9.512,99	872.682,54	2.881,86	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Gas)	3.416,39	368.032,31	1.215,35	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	612.267,60	30.505,63	100,74	46.764.354,81	159.220,28	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena II	122.025,33	379.120,47	1.251,97	6.956.554,07	23.685,23	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena III	96.752,77	51.063,00	168,63	5.292.541,07	18.019,71	-	-	-	-	-	-
		Trinitaria	267.267,34	32.721,61	108,06	17.514.100,00	59.630,89	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Electroguayas		1.111.242,41	1.734.125,56	5.726,61	76.527.549,95	260.556,10	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	356.289,08	39.086,73	129,08	22.924.518,00	78.051,93	-	-	-	-	-	-
		Esmeraldas II	95.013,18	464.565,72	1.534,14	4.993.632,42	17.002,00	-	-	-	-	-	-
		La Propicia	296,77	13.742,50	45,38	6.723,74	22,89	-	-	-	-	-	-
		Manta II	22.672,73	95.741,45	316,17	1.218.121,20	4.147,38	-	-	-	-	-	-
		Miraflores	2.648,95	207.941,00	686,68	2.240,00	7,63	-	-	-	-	-	-
		Pedernales	297,86	23.412,00	77,31	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termoesmeraldas		803.234,42	1.820.591,91	6.012,15	47.791.132,04	162.716,19	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	942.393,53	-	-	-	-	10.721.247,90	238.857,28	-	-	-	-
		Termogas Machala II	296.347,75	45.676,50	150,84	-	-	3.330.376,46	74.197,02	-	-	-	-
	Total CELEC-Termogas Machala		1.238.741,29	45.676,50	150,84	-	-	14.051.624,36	313.054,30	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	519,83	148.556,06	490,58	-	-	-	-	-	-	-	-
		Dayuma	1.779,18	186.111,00	614,59	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guangopolo	1.559,69	168.821,00	557,50	-	-	-	-	617.270,00	2.038,41	-	-
		Guangopolo2	19.207,14	466.898,00	1.541,84	-	-	-	-	1.994.140,00	6.585,25	-	-
		Jivino I	20,13	35.707,16	117,92	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jivino II	2.427,37	91.347,48	301,66	-	-	-	-	257.580,24	850,61	-	-
		Jivino III	157.028,18	1.041.903,89	3.440,68	-	-	-	-	8.250.004,59	27.244,02	-	-
		Loreto	2.327,93	229.274,63	757,13	-	-	-	-	-	-	-	-
		Payamino	0,01	37.838,00	124,95	-	-	-	-	-	-	-	-
		Quevedo II	30.221,95	507.109,10	1.674,63	4.076.383,00	13.879,01	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	385,58	1.264.463,09	4.175,64	-	-	-	-	-	-	-	-
		Macas	100,87	8.767,00	28,95	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termopichincha		215.577,86	4.186.796,41	13.826,07	4.076.383,00	13.879,01	-	-	11.118.994,83	36.718,29	-	-
	Elecaastro	El Descanso	14.475,51	151.364,75	499,85	-	-	-	-	748.877,25	2.473,02	-	-
	Total Elecaastro		14.475,51	151.364,75	499,85	-	-	-	-	748.877,25	2.473,02	-	-
	Gasgreen	El Inga	24.205,77	-	-	-	-	-	-	-	-	14.662.238,68	8.064,01
	Total Gasgreen		24.205,77	-	-	-	-	-	-	-	-	14.662.238,68	8.064,01
	Generoca	Generoca	6.150,12	81.668,91	269,70	-	-	-	-	395.606,43	1.306,41	-	-
	Total Generoca		6.150,12	81.668,91	269,70	-	-	-	-	395.606,43	1.306,41	-	-
Intervisa Trade	Victoria II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Intervisa Trade		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	64.872,62	-	-	4.164.785,26	14.179,99	-	-	-	-	-	-	
Total Termoguayas		64.872,62	-	-	4.164.785,26	14.179,99	-	-	-	-	-	-	
EMAC-BGP	Pichacay	3.617,92	-	-	-	-	-	-	-	-	1.665.105,33	915,78	
Total EMAC-BGP		3.617,92	-	-	-	-	-	-	-	-	1.665.105,33	915,78	
Total S.N.I			3.482.117,93	8.020.224,05	26.485,21	132.559.850,25	451.331,29	14.051.624,36	313.054,30	12.263.478,51	40.497,72	16.327.344,01	8.979,80
No Inc.	CELEC-Termopichincha	Floreana	238,84	16.585,50	54,77	-	-	-	-	-	-	-	-
		Isabela	5.267,62	443.599,00	1.464,90	-	-	-	-	-	-	-	-
		Puná Nueva	3.574,89	281.926,00	931,01	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sacha	111.224,52	611.147,30	2.018,19	-	-	-	-	5.838.051,10	19.279,01	-	-
		San Cristóbal	13.058,24	1.071.818,23	3.539,47	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santa Cruz	27.497,73	2.077.377,80	6.860,13	-	-	-	-	-	-	-	-
		Secoya	51.323,05	3.910.071,80	12.912,24	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termopichincha		220.422,34	9.048.645,94	29.881,37	-	-	-	-	5.838.051,10	19.279,01	-	-
Total No Inc.			220.422,34	9.048.645,94	29.881,37	-	-	-	-	5.838.051,10	19.279,01	-	-
Total general			3.702.540,28	17.068.869,98	56.366,58	132.559.850,25	451.331,29	14.051.624,36	313.054,30	18.101.529,62	59.776,74	16.327.344,01	8.979,80

F.5 ENERGÍA BRUTA DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	0,36
		Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi II	2,02
		Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	0,25
		Ecoluz	Loreto	12,06
		Ecoluz	Papallacta	21,92
		Electrocórdova	Electrocórdova	1,45
		Enemax	Calope	93,28
		Hidroabanico	Abanico	317,47
		Hidroalto	Due	146,14
		Hidroimbabura	Hidrocarolina	3,07
		Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	417,99
		I.M. Mejía	La Calera	1,78
		Moderna Alimentos	Geppert	5,95
		Municipio Cantón Espejo	ESPEJO	1,32
		Perlabi	Perlabi	11,20
		SERMAA EP	Atuntaqui	2,56
		SERMAA EP	Fábrica Imbabura	1,20
UCEM	Planta Chimborazo	2,67		
	Vicunha	Vindobona	38,99	
	Total Hidráulica		1.081,67	
Biomasa	Coazucar	Ecudos A-G	104,96	
	Ecoelectric	Ecoelectric	115,81	
	San Carlos	San Carlos	210,08	
	Total Biomasa		430,85	
Total Renovable				1.512,52
No Renovable	Térmica	Agip	CPF	219,25
		Agip	Villano A	-
		Agip	Sarayacu	12,28
		Andes Petro	Cami	0,15
		Andes Petro	CDP	0,52
		Andes Petro	Chorongo A	0,70
		Andes Petro	CPH	2,39
		Andes Petro	Dorine Battery	5,97
		Andes Petro	Dorine G	0,11
		Andes Petro	Dorine H	0,72
		Andes Petro	Estación Dayuma	0,02
		Andes Petro	Fanny 50	1,01
		Andes Petro	Hormiguero A	0,61
		Andes Petro	Hormiguero B	3,54
		Andes Petro	Hormiguero C	16,82
		Andes Petro	Hormiguero D	4,43
		Andes Petro	Hormiguero Sur	2,75
		Andes Petro	Kupi 1	1,55
		Andes Petro	Kupi 4	2,38
		Andes Petro	Lago Agrio LTF	0,08
		Andes Petro	Mariann 30	2,48
		Andes Petro	Mariann 4A	4,89
		Andes Petro	Mariann 5-8	2,22
		Andes Petro	Mariann 9	1,44
		Andes Petro	Mariann Battery	2,87
		Andes Petro	Mariann Vieja	6,30
		Andes Petro	Nantu B	6,71
		Andes Petro	Nantu C	2,59
		Andes Petro	Nantu D	14,33
		Andes Petro	Penke B	4,82
		Andes Petro	Pindo	1,31
		Andes Petro	Shiripuno	0,01
		Andes Petro	Sunka 1	3,00
		Andes Petro	Sunka 2	0,62
		Andes Petro	Tapir A	6,33
		Andes Petro	Tapir B	0,48
		Andes Petro	Tarapuy	3,30
		Andes Petro	TPP	349,58
		Andes Petro	Wanke 1	6,10
		Moderna Alimentos	Kohler	-
		OCP Ecuador	Amazonas	9,94
		OCP Ecuador	Cayagama	0,24
		OCP Ecuador	Chiquilpe	0,00
		OCP Ecuador	Páramo	0,01
		OCP Ecuador	Puerto Quito	0,00
		OCP Ecuador	Sardinas	7,94
		OCP Ecuador	Terminal Marítimo	0,01
		Orion	Estación CFE	0,73
		Orion	Estación ENO	3,67
		Orion	Estación Ocano	2,38
		Orion	Estación Peña Blanca	2,81
		Orion	Estación Ron	1,67
		Petroamazonas	Agualal	6,77
		Petroamazonas	Anaconda	5,55
		Petroamazonas	Angel Norte	1,73
		Petroamazonas	Arazá	1,68
		Petroamazonas	Arcolands Shushufindi	39,62
		Petroamazonas	Auca	18,37
		Petroamazonas	Auca 51	5,68
		Petroamazonas	Auca Central	1,53
		Petroamazonas	Auca Sur	49,28
		Petroamazonas	Cedros	0,32
		Petroamazonas	CELEC Sacha	69,34
		Petroamazonas	Coca	26,98
		Petroamazonas	Concordia	2,64

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	Petroamazonas	Cononaco	8,05
		Petroamazonas	CPF	155,45
		Petroamazonas	Cuyabeno	37,56
		Petroamazonas	Dumbique	1,70
		Petroamazonas	EPF- Pad L	16,45
		Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	441,52
		Petroamazonas	Frontera	2,96
		Petroamazonas	Gacela	1,60
		Petroamazonas	Guanta	21,00
		Petroamazonas	Indillana	12,65
		Petroamazonas	Itaya A	0,46
		Petroamazonas	Itaya B	0,82
		Petroamazonas	Jaguar	1,00
		Petroamazonas	Jivino A	0,00
		Petroamazonas	JUSTICE Culebra	4,28
		Petroamazonas	Justice Shushufindi Sur	18,41
		Petroamazonas	Lago Agrio	44,86
		Petroamazonas	Limoncocha	40,35
		Petroamazonas	Lobo	0,85
		Petroamazonas	Mono	0,28
		Petroamazonas	Nenke	0,01
		Petroamazonas	Oso	88,55
		Petroamazonas	Pacayacu	0,53
		Petroamazonas	Paka Norte	2,58
		Petroamazonas	Paka Sur	16,93
		Petroamazonas	Pakay	4,13
		Petroamazonas	Palmar Oeste	10,45
		Petroamazonas	Palo Azul PGE	157,79
		Petroamazonas	Payamino	26,18
		Petroamazonas	Pichincha	-
		Petroamazonas	Poweron Auca Pozos	27,64
		Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago 2	9,79
		Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago N1	9,11
		Petroamazonas	Sacha	65,79
		Petroamazonas	Sacha Norte 1	6,19
		Petroamazonas	Sacha Norte 2	24,45
		Petroamazonas	Sacha Sur	14,46
		Petroamazonas	Sansahuari	21,65
		Petroamazonas	Santa Elena	11,76
		Petroamazonas	Secoya	168,64
		Petroamazonas	Shushufindi	41,30
		Petroamazonas	Shushufindi Estación Sur-oeste	34,87
		Petroamazonas	Shushufindi Norte	8,26
		Petroamazonas	SRF Shushufindi	0,00
		Petroamazonas	Tangay	0,14
		Petroamazonas	Tapi	10,57
		Petroamazonas	Tetete	5,21
		Petroamazonas	Tipishca	1,16
		Petroamazonas	Tumali	0,77
		Petroamazonas	VHR	25,14
		Petroamazonas	Vinita	3,64
		Petroamazonas	Yamanunka	10,23
		Petroamazonas	Yuca	12,04
		Petroamazonas	Yuralpa	54,32
		Petroamazonas	Yanaq Oeste	0,54
		Petroamazonas	Aguarico	41,46
		Petroamazonas	Pucuna	0,00
		Petroamazonas	Central de Procesos Tiputini	2,37
		Petroamazonas	Tiputini C-1	5,76
		Petroamazonas	Tiputini C-2	7,23
		Petroamazonas	Tiputini A-1	3,12
		Petroamazonas	Tiputi A-2	5,43
		Petroamazonas	ZEMI	0,15
		Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	199,99
		Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	30,85
		Repsol	REPSOL YPF-SPF-1	102,56
		Repsol	REPSOL YPF-SPF-2	2,54
		Repsol	REPSOL YPF-SPF-3	342,93
		Repsol	REPSOL YPF-SSFD	12,16
		Sipec	MDC-CPF	40,65
		Sipec	PBH-HUA01	0,16
		Sipec	PBH-HUA02	3,32
		Sipec	PBH-INCHI A	4,50
		Sipec	PBH-PAR12	1,41
		Sipec	PBH-PSO02	0,03
		Sipec	PBH-PSO24	0,70
		Sipec	PBH-INCHI B	0,25
		Sipec	PBH-Estación	0,05
		Tecpetrol	Bermejo Este	0,06
		Tecpetrol	Bermejo Sur 1008	3,78
		Tecpetrol	Bermejo Sur 12	3,53
		Tecpetrol	Estación Norte	2,07
		Tecpetrol	Estación Rayo	1,23
		Tecpetrol	Estación Sur	7,46
		Tecpetrol	Planta de Agua	9,10
		Tecpetrol	Subestación 48	0,93
		UCEM	Planta Guapán	0,05
		UNACEM	Selva Alegre	155,21
		Total Térmica		
Total No Renovable				3.629,76
Total				5.142,28

F.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 1/3

Sistema	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Residuo		Bagazo	
					gal	TEP	gal	TEP	ton	TEP
S.N.I	Biomasa	Ecoelectric	Ecoelectric	115.813,02	-	-	-	-	419.963,75	76.432,34
		San Carlos	San Carlos	210.083,32	-	-	-	-	818.689,31	148.999,39
		Coazucar	Ecudos A-G	104.957,03	-	-	-	-	429.848,72	78.231,38
	Total Biomasa			430.853,37	-	-	-	-	1.668.501,78	303.663,12
	Térmica	Moderna Alimentos	Kohler	-	-	-	-	-	-	-
		UNACEM	Selva Alegre	155.209,88	469.964,41	1.551,96	10.352.902,72	34.188,42	-	-
Total Térmica				155.209,88	469.964,41	1.551,96	10.352.902,72	34.188,42	-	-
Total S.N.I				586.063,25	469.964,41	1.551,96	10.352.902,72	34.188,42	1.668.501,78	303.663,12

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo		GLP	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	gal	TEP
No Inc.	Agip	CPF	219.253,58	113.537,02	374,93	-	-	-	-	13.594.716,99	46.286,42	-	-
		Villano A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sarayacu	12.282,28	4.065,90	13,43	-	-	-	-	867.475,14	2.953,52	-	-
	Total Agip			231.535,86	117.602,92	388,36	-	-	-	14.462.192,13	49.239,95	-	-
	Andes Petro	Cami	149,90	6.487,60	21,42	-	-	-	-	-	-	-	-
		CDP	516,66	53.811,43	177,70	-	-	-	-	-	-	-	-
		Chorongo A	698,46	69.813,00	230,54	12,24	3.595,00	-	-	-	-	-	-
		CPH	2.385,45	8.732,00	28,84	-	-	38.138,70	849,69	-	-	-	-
		Dorine Battery	5.968,83	377.686,28	1.247,23	253,94	74.584,00	-	-	-	-	-	-
		Dorine G	113,86	11.575,00	38,22	3,78	1.110,00	-	-	-	-	-	-
		Dorine H	722,91	61.776,00	204,00	0,29	85,90	-	-	-	-	-	-
		Estación Dayuma	21,02	793,00	2,62	-	-	-	-	-	-	-	-
		Fanny 50	1.005,43	97.251,80	321,15	27,57	8.099,00	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero A	605,73	60.236,41	198,92	-	-	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero B	3.544,94	299.220,00	988,12	-	-	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero C	16.821,07	1.368.392,00	4.518,85	-	-	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero D	4.428,50	364.332,01	1.203,13	-	-	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero SUR	2.750,90	259.477,00	856,87	-	-	-	-	-	-	-	-
		Kupi 1	1.550,37	157.989,00	521,73	-	-	-	-	-	-	-	-
		Kupi 4	2.380,41	137.470,00	453,97	-	-	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrio LTF	81,39	11.453,72	37,82	6,27	1.842,00	-	-	-	-	-	-
		Mariann 30	2.482,54	245.704,00	811,39	85,95	25.243,00	-	-	-	-	-	-
		Mariann 4A	4.889,10	419.169,00	1.384,22	139,62	41.009,00	-	-	-	-	-	-
		Mariann 5-8	2.222,25	198.545,00	655,66	67,23	19.745,00	-	-	-	-	-	-
		Mariann 9	1.443,30	126.717,00	418,46	32,99	9.688,00	-	-	-	-	-	-
		Mariann Battery	2.873,39	281.383,38	929,21	93,83	27.558,00	-	-	-	-	-	-
		Mariann Vieja	6.301,54	387.861,00	1.280,83	167,43	49.176,00	55.849,32	1.244,26	-	-	-	-
		Nantu B	6.714,95	554.909,00	1.832,48	-	-	-	-	-	-	-	-
		Nantu C	2.586,28	244.858,00	808,60	-	-	-	-	-	-	-	-
		Nantu D	14.331,89	17.885,00	59,06	-	-	153.466,00	3.419,05	-	-	-	-
		Penke B	4.821,40	446.881,00	1.475,74	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pindo	1.312,03	66.788,99	220,56	-	-	-	-	-	-	-	-
		Shiripuno	12,54	1.200,00	3,96	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sunka 1	2.998,78	271.370,00	896,15	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sunka 2	622,87	64.582,00	213,27	-	-	-	-	-	-	-	-
		Tapir A	6.333,68	251.996,00	832,17	-	-	60.025,00	1.337,29	-	-	-	-
		Tapir B	476,04	30.346,00	100,21	-	-	-	-	-	-	-	-
		Tarapuy	3.304,61	321.038,61	1.060,17	23,82	6.996,00	-	-	-	-	-	-
		TPP	349.577,80	909.413,47	3.003,16	-	-	1.656.299,22	36.900,47	11.690.163,25	39.801,92	7.091.616,00	15.702,27
		Wanke 1	6.096,17	510.004,00	1.684,19	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total Andes Petro			463.147,00	8.697.147,69	28.720,62	914,96	268.730,90	1.963.778,24	43.750,76	11.690.163,25	39.801,92	7.091.616,00
	Orion	Estación CFE	726,50	56.162,70	185,47	-	-	-	-	-	-	-	-
		Estación ENO	3.672,00	282.800,00	933,89	-	-	-	-	-	-	-	-
		Estación Ocano	2.381,00	184.354,50	608,79	-	-	-	-	-	-	-	-
		Estación Peña Blanca	2.811,00	201.832,80	666,51	-	-	-	-	-	-	-	-
		Estación Ron	1.674,00	119.707,77	395,31	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total Orion			11.264,50	844.857,77	2.789,98	-	-	-	-	-	-	-
	OCP Ecuador	Amazonas	9.936,76	5.864,00	19,36	-	-	-	-	651.811,44	2.219,25	-	-
		Cayagama	241,09	21.254,53	70,19	-	-	-	-	-	-	-	-
		Chiquilpe	1,09	295,28	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-
		Páramo	6,42	1.685,63	5,57	-	-	-	-	-	-	-	-
		Puerto Quito	1,07	250,45	0,83	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sardinas	7.942,71	6.108,60	20,17	-	-	-	-	561.799,14	1.912,78	-	-
	Total OCP Ecuador			18.134,18	36.329,03	119,97	-	-	-	-	1.213.610,58	4.132,02	-

F.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 2/3

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Aguajal	6.773,78	603.895,27	1.994,25	-	-	271,27	6,04	-	-
		Anaconda	5.553,22	480.990,07	1.588,38	-	-	-	-	-	-
		Angel Norte	1.729,87	147.781,33	488,02	-	-	-	-	-	-
		Arazá	1.683,60	136.513,14	450,81	-	-	-	-	-	-
		Arcolands Shushufindi	39.616,74	-	-	-	-	595.813,10	13.274,04	-	-
		Auca	18.372,81	1.422.782,28	4.698,46	1.871,12	6,37	-	-	-	-
		Auca 51	5.680,26	566.094,22	1.869,41	-	-	-	-	-	-
		Auca Central	1.529,94	135.768,00	448,35	-	-	-	-	-	-
		Auca Sur	49.281,77	1.917.952,09	6.333,66	-	-	-	-	1.544.550,95	5.258,79
		Cedros	318,04	55.723,76	184,02	-	-	-	-	-	-
		CELEC Sacha	69.339,96	484.936,43	1.601,41	3.738.672,07	12.729,19	-	-	357.916,19	1.218,61
		Coca	26.984,21	2.835.596,31	9.364,00	-	-	-	-	-	-
		Concordia	2.638,12	168.593,13	556,75	-	-	-	-	-	-
		Cononaco	8.049,17	615.564,28	2.032,78	-	-	-	-	-	-
		CPF	155.449,63	919.025,73	3.034,90	-	-	620.201,04	13.817,38	5.298.690,26	18.040,64
		Cuyabeno	37.563,01	2.897.675,29	9.569,00	-	-	32.524,00	724,60	-	-
		Dumbique	1.698,38	174.406,80	575,94	-	-	-	-	-	-
		EPF- Pad L	16.446,20	1.229.410,60	4.059,89	-	-	-	-	-	-
		EPF-Eden Yuturi	441.522,52	2.504.713,39	8.271,32	-	-	796.254,65	17.739,65	21.298.072,85	72.514,32
		Frontera	2.957,16	235.602,76	778,03	-	-	-	-	-	-
		Gacela	1.604,24	133.523,00	440,93	-	-	-	-	-	-
		Guanta	21.001,05	1.729.912,96	5.712,70	-	-	-	-	-	-
		Indillana	12.649,13	945.531,44	3.122,43	-	-	-	-	-	-
		Itaya A	456,24	42.553,04	140,52	-	-	-	-	-	-
		Itaya B	816,20	75.630,26	249,75	-	-	-	-	-	-
		Jaguar	999,25	81.997,44	270,78	-	-	-	-	-	-
		Jivino A	89,47	6.370,53	21,04	-	-	-	-	-	-
		JUSTICE Culebra	4.282,50	329.102,27	1.086,80	-	-	-	-	-	-
		JUSTICE Shushufindi Sur	18.406,20	1.421.503,03	4.694,23	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrio	44.855,32	2.243.267,60	7.407,95	-	-	-	-	2.134.949,39	7.268,94
		Limoncocha	40.354,62	-	-	-	-	530.122,47	11.810,53	-	-
		Lobo	850,72	76.699,55	253,29	-	-	-	-	-	-
		Mono	284,94	23.967,50	79,15	-	-	-	-	-	-
		Nenke	5,50	525,70	1,74	-	-	-	-	-	-
		Oso	88.546,99	3.344.023,80	11.042,98	-	-	18.447,43	410,99	3.038.055,27	10.343,78
		Pacayacu	528,34	43.326,58	143,08	-	-	-	-	-	-
		Paka Norte	2.577,52	217.589,74	718,55	-	-	-	-	-	-
		Paka Sur	16.927,52	529.998,87	1.750,22	-	-	115.213,15	2.566,82	-	-
		Pakay	4.129,58	360.375,73	1.190,07	-	-	-	-	-	-
		Palmar Oeste	10.451,43	883.601,11	2.917,92	-	-	-	-	-	-
		Palo Azul PGE	157.792,97	128.297,94	423,68	-	-	641.602,11	14.294,17	10.006.165,23	34.068,35
		Payamino	26.180,50	2.225.415,75	7.349,00	-	-	-	-	-	-
		Pichincha	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Poweron Auca Pozos	27.639,63	2.194.308,00	7.246,27	-	-	-	-	-	-
		RS Roth Shushufindi Drago 2	9.792,75	710.616,61	2.346,67	-	-	-	-	-	-
		RS ROTH Shushufindi Drago N1	9.114,80	636.593,00	2.102,22	-	-	-	-	-	-
		Sacha	65.785,14	2.358.013,77	7.786,88	1.027.121,26	3.497,08	77.002,44	1.715,53	332.989,87	1.133,74
		Sacha Norte 1	6.194,55	678.538,48	2.240,74	-	-	-	-	-	-
		Sacha Norte 2	24.446,34	1.752.341,53	5.786,76	-	-	-	-	-	-
		Sacha Sur	14.455,30	1.094.374,20	3.613,96	-	-	-	-	-	-
		Sansahuari	21.649,53	1.706.928,17	5.636,79	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena	11.759,51	247.397,30	816,98	-	-	-	-	-	-
		Secoya	168.637,32	3.759.896,67	12.416,32	-	-	714.875,19	15.926,61	5.039.355,84	17.157,68
		Shushufindi	41.295,97	119.491,70	394,60	-	-	969.523,01	21.599,88	-	-
		Shushufindi Estación Sur-oeste	34.869,70	2.346.007,49	7.747,23	-	-	-	-	-	-
		Shushufindi Norte	8.260,46	597.755,74	1.973,97	-	-	-	-	-	-
		SRF Shushufindi	2,18	530,18	1,75	-	-	-	-	-	-
		Tangay	142,90	15.053,00	49,71	-	-	-	-	-	-
		Tapi	10.569,86	705.056,72	2.328,31	-	-	-	-	-	-
		Tefefe	5.209,18	424.875,97	1.403,07	-	-	-	-	-	-
		Tipishca	1.156,27	104.207,54	344,12	-	-	-	-	-	-
		Tumali	767,11	76.718,03	253,35	-	-	-	-	-	-
		VHR	25.142,07	973.657,59	3.215,31	-	-	-	-	1.072.680,43	3.652,19
		Vinita	3.638,85	332.673,58	1.098,59	-	-	-	-	-	-
		Yamanunka	10.231,60	-	-	-	-	105.778,00	2.356,61	-	-
		Yuca	12.037,21	997.339,36	3.293,52	1.860,48	6,33	-	-	-	-
		Yuralpa	54.318,54	9.619,69	31,77	-	-	-	-	3.286.781,97	11.190,62
		Aguarico	41.459,94	2.869.946,38	9.477,43	-	-	-	-	-	-
		Yanaq Oeste	536,46	50.755,00	167,61	-	-	-	-	-	-
		Pucuna	2,18	315,00	1,04	-	-	-	-	-	-
		Central de Procesos Tiputini	2.371,78	200.095,00	660,77	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-1	5.757,96	435.919,00	1.439,54	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-2	7.232,23	554.383,00	1.830,74	-	-	-	-	-	-
		Tiputi A-2	5.429,71	424.744,00	1.402,63	-	-	-	-	-	-
		Tiputini A-1	3.122,21	262.576,00	867,11	-	-	-	-	-	-
		ZEMI	147,45	9.840,00	32,49	-	-	-	-	-	-
		Total Petroamazonas	1.980.155,23	59.026.806,42	194.924,41	4.769.524,93	16.238,97	5.217.627,87	116.242,85	53.410.208,25	181.847,66

F.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS 3/3

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	199.987,00	17.827.950,64	58.873,30	-	-	-	-
		REPSOL YPF-NPF-2	30.852,81	472,80	1,56	396.852,01	8.841,41	-	-
		REPSOL YPF-SPF-1	102.556,20	176.906,10	584,20	1.323.815,00	29.493,10	-	-
		REPSOL YPF-SPF-2	2.540,44	54.345,46	179,47	24.784,98	552,18	-	-
		REPSOL YPF-SPF-3	342.930,10	-	-	-	-	20.713.885,16	70.525,31
		REPSOL YPF-SSFD	12.159,42	1.757.832,63	5.804,90	-	-	-	-
	Total Repsol		691.025,97	19.817.507,63	65.443,42	1.745.451,99	38.886,70	20.713.885,16	70.525,31
	Sipac	MDC-CPF	40.654,86	226,35	0,75	307.221,17	6.844,54	-	-
		PBH-HUA01	156,21	11.146,86	36,81	-	-	-	-
		PBH-HUA02	3.322,87	223.170,00	736,97	-	-	-	-
		PBHI-INCHI A	4.496,34	37.431,82	123,61	30.026,47	668,96	-	-
		PBH-PAR12	1.412,94	108.039,00	356,78	-	-	-	-
		PBH-PSO02	29,23	4.277,71	14,13	-	-	-	-
		PBH-PSO24	701,77	76.506,00	252,65	-	-	-	-
		PBHI-INCHI B	247,85	20.327,50	67,13	-	-	-	-
		PBH-Estación	52,68	7.709,29	25,46	-	-	-	-
	Total Sipac		51.074,75	488.834,52	1.614,28	337.247,64	7.513,50	-	-
	Tecpetrol	Bermejo Este	60,54	-	-	636,71	14,19	-	-
		Bermejo Sur 1008	3.776,23	-	-	32.533,01	724,80	-	-
		Bermejo Sur 12	3.527,84	-	-	27.619,73	615,34	-	-
		Estación Norte	2.071,37	-	-	16.231,80	361,63	-	-
		Estación Rayo	1.233,10	-	-	9.664,45	215,31	-	-
		Estación Sur	7.464,09	-	-	58.527,70	1.303,93	-	-
		Planta de Agua	9.102,48	-	-	58.174,92	1.296,07	-	-
		Subestación 48	932,43	-	-	9.870,74	219,91	-	-
	Total Tecpetrol		28.168,08	-	-	213.259,06	4.751,17	-	-
	UCEM	Planta Guapán	47,37	4.742,00	15,66	-	-	-	-
	Total UCEM		47,37	4.742,00	15,66	-	-	-	-

F.7 ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)
Contratos	CELEC-Hidropaute	7.497,37	151.281.010,21
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.242,65	74.201.912,82
	CELEC-Hidroagoyán	2.359,80	54.151.352,27
	CELEC-Termogas Machala	1.210,26	85.310.953,03
	CELEC-Hidronación	1.196,38	41.116.563,50
	CELEC-Electroguayas	1.031,11	119.975.014,52
	CELEC-Termoesmeraldas	744,09	108.447.328,09
	Elecaastro	424,72	26.130.640,87
	CELEC-Termopichincha	267,31	76.974.682,81
	Hidrosibimbe	84,90	3.664.141,57
	EPIMAPS	74,35	1.289.929,04
	CELEC-Gensur	66,04	6.029.434,84
	Termoguayas	64,87	5.536.482,96
	CELEC-Hidroazogues	20,18	40.358,24
	Generoca	5,83	516.513,21
	EMAC-BGP	3,55	394.324,53
	Electrisol	1,52	608.090,57
	Valsolar	1,42	569.369,91
	Enersol	0,64	250.038,40
Total Contratos		21.296,99	756.488.141,38
T. de corto plazo	Ecuagesa	209,10	14.385.884,62
	CELEC-Termopichincha	157,72	15.280.166,37
	Hidrotambo	42,29	3.032.029,41
	Hidrovictoria	28,57	2.049.485,78
	Hidrosigchos	25,60	1.684.309,07
	Gasgreen	23,16	2.559.722,63
	Gransolar	5,65	2.260.222,74
	Ep fotovoltaica	2,88	1.153.647,49
	San Pedro	1,66	665.981,83
	Gonzanergy	1,64	657.030,20
	Lajaenergy	1,52	609.733,87
	Sabiangosolar	1,50	601.276,37
	Surenergy	1,45	582.104,47
	Renova Loja	1,37	547.780,45
	Solsantros	1,28	511.774,04
	Saracaysol	1,27	508.640,02
	Wildtecsa	1,25	500.604,28
	Sanersol	1,25	500.580,42
	Brineforcorp	1,17	468.616,07
	Solsantonio	1,15	461.579,88
	Solhuaqui	1,14	454.912,26
	Solchacras	1,10	439.656,96
	Genrenotec	1,08	433.540,43
	Altgenotec	1,07	427.478,93
	Sansau	1,04	413.068,13
	Elecaastro	0,24	16.988,85
	CELEC-Hidronación	0,13	8.091,89
	CELEC-Gensur	0,06	5.202,73
Total T. de corto plazo		517,36	51.220.110,17
Otros		15,66	908.402,84
Total Otros		15,66	908.402,84
Total		21.830,01	808.616.654,38

F.8 NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 1/3

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Ambato	138	Max	1,03	1,03	-	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,02	1,03
Ambato	138	Min	0,98	0,98	-	0,99	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97
Ambato	69	Max	1,02	1,02	-	1,02	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,04
Ambato	69	Min	0,98	0,97	-	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97
Baños	138	Max	1,05	1,05	-	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Baños	138	Min	1,01	1,01	-	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,01	1,00	1,00	1,01	1,00
Baños	69	Max	1,03	1,03	-	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Baños	69	Min	0,99	0,99	-	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98
Caraguay	138	Max	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07
Caraguay	138	Min	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,96	0,96	0,99	0,96
Caraguay	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
Caraguay	69	Min	0,97	0,98	0,97	0,96	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96
Chone	138	Max	1,03	1,02	1,02	1,01	1,02	1,04	1,02	1,02	1,01	1,02	1,02	1,04	1,04
Chone	138	Min	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,91	0,95	0,95	0,94	0,93	0,93	0,94	0,91
Chone	69	Max	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,07	1,04	1,04	1,03	1,05	1,05	1,06	1,07
Chone	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,96
Chongón	138	Max	1,05	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,05
Chongón	138	Min	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96
Chorrillos	500	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	1,02	1,02	1,04	1,04
Chorrillos	500	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,96	0,96	0,95	0,95
Chorrillos	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Chorrillos	230	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,98	0,97	0,97	0,94	0,94
Cuenca	138	Max	1,04	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,04	1,04	1,02	1,04
Cuenca	138	Min	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Cuenca	69	Max	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Cuenca	69	Min	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,99	0,95
Cumbaratza	138	Max	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Cumbaratza	138	Min	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95
Cumbaratza	69	Max	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04
Cumbaratza	69	Min	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97
Dos Cerritos	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Dos Cerritos	230	Min	0,95	0,95	0,96	0,96	0,94	0,96	0,97	0,97	0,97	0,95	0,95	0,96	0,94
Dos Cerritos	69	Max	1,05	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Dos Cerritos	69	Min	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96
El Inga	500	Max	1,03	1,03	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05
El Inga	500	Min	0,95	0,99	0,98	0,96	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	0,95
El Inga	230	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,07
El Inga	230	Min	0,99	1,01	1,00	0,99	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98
El Inga	138	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03	1,07
El Inga	138	Min	0,99	1,00	1,00	0,99	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99
Esclusas	230	Max	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03
Esclusas	230	Min	0,95	0,95	0,95	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	0,93	0,93
Esclusas	138	Max	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07
Esclusas	138	Min	0,99	0,99	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98
Esmeraldas	138	Max	1,05	1,02	1,04	1,03	1,03	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,07
Esmeraldas	138	Min	1,00	0,96	0,99	0,93	0,94	0,93	0,94	0,94	0,93	0,96	0,96	1,00	0,93
Esmeraldas	69	Max	1,02	1,03	1,03	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,06
Esmeraldas	69	Min	0,98	0,99	0,98	0,96	0,98	0,94	0,97	0,97	0,96	0,93	0,93	0,99	0,93
Gualaceo	138	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03	1,05	1,05	1,03	1,05
Gualaceo	138	Min	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Ibarra	138	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,07
Ibarra	138	Min	0,99	0,99	1,00	0,98	0,98	1,00	0,99	0,99	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97
Ibarra	69	Max	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
Ibarra	69	Min	0,98	0,98	0,97	0,98	0,95	0,98	0,97	0,97	0,95	0,98	0,98	0,98	0,95
Ibarra	34	Max	1,02	1,02	1,04	1,02	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,04
Ibarra	34	Min	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,97	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94
Jivino	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Jivino	230	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	1,01	1,01	1,00	1,00
Jivino	69	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04
Jivino	69	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,97	0,97	1,00	0,97
Limón	138	Max	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,05	1,05	1,04	1,05
Limón	138	Min	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
Laja	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Laja	138	Min	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Laja	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Laja	69	Min	0,93	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,93
Macas	138	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Macas	138	Min	1,00	0,99	0,99	0,98	0,96	1,01	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,97	0,96
Machala	230	Max	1,05	1,04	1,04	1,03	1,02	1,04	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,03	1,05
Machala	230	Min	0,93	0,92	0,95	0,95	0,95	0,97	1,01	1,01	0,97	0,96	0,96	0,96	0,92
Machala	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Machala	138	Min	0,97	0,94	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Machala	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,09	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,09
Machala	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,95	0,95	0,98	0,97	0,97	0,97	0,95
Manta	138	Max	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,03	1,01	1,01	1,01	1,03	1,03	1,02	1,03
Manta	138	Min	0,94	0,94	0,92	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,92	0,92
Manta	69	Max	1,04	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06
Manta	69	Min	0,97	0,96	0,97	0,97	0,98	0,97	0,99	0,99	0,97	0,98	0,93	0,97	0,93
Méndez	138	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,06	1,06	1,04	1,06
Méndez	138	Min	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,98	0,98
Milagro	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Milagro	230	Min	0,96	0,95	0,96	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95
Milagro	138	Max	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06
Milagro	138	Min	0,96	0,98	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	1,00	0,96
Milagro	69	Max	1,05	1,04	1,03	1,04	1,03	1,05	1,06	1,06	1,04	1,05	1,05	1,04	1,06
Milagro	69	Min	0,99	0,97	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97
Molino	230	Max	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,09	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,09

F.8 NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 2/3

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Mulaló	138	Max	1,04	1,03	1,06	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,06
Mulaló	138	Min	0,94	0,98	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,99	0,96	0,96	0,94
Mulaló	69	Max	1,04	1,03	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
Mulaló	69	Min	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97
Nueva Babahoyo	138	Max	1,03	1,02	1,02	1,03	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Nueva Babahoyo	138	Min	0,92	0,95	0,95	0,95	0,94	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,92
Nueva Babahoyo	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,05	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05
Nueva Babahoyo	69	Min	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,96
Nueva Prosperina	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Nueva Prosperina	230	Min	0,94	0,95	0,96	1,01	1,01	1,01	0,98	0,98	0,97	1,01	1,01	1,01	0,94
Nueva Prosperina	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,02	1,02	1,02
Nueva Prosperina	138	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96	0,96	0,97	-
Nueva Prosperina	69	Max	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,06
Nueva Prosperina	69	Min	0,97	0,97	0,91	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,91
Orellana	138	Max	-	-	-	1,07	-	-	-	-	-	1,02	1,08	1,06	1,08
Orellana	138	Min	-	-	-	0,91	-	-	-	-	-	0,93	0,93	0,97	-
Orellana	69	Max	1,04	1,06	1,04	1,09	1,08	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,06	1,09
Orellana	69	Min	0,93	0,92	0,93	0,95	0,93	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,92
Pascuales	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Pascuales	230	Min	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,95
Pascuales	138	Max	1,05	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,05
Pascuales	138	Min	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98
Pascuales	69	Max	1,04	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,04	1,03	1,04
Pascuales	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96
Policentro	138	Max	1,03	1,01	1,02	1,02	1,02	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,04
Policentro	138	Min	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96	0,97	0,96
Policentro	69	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Policentro	69	Min	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97
Pomasqui	230	Max	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,06
Pomasqui	230	Min	0,99	1,01	0,99	0,99	1,00	0,99	1,00	1,00	0,94	0,98	0,98	0,95	0,94
Pomasqui	138	Max	1,05	1,05	1,07	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,07
Pomasqui	138	Min	1,01	1,01	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	0,98	1,00	1,00	1,00	0,98
Portoviejo	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,06
Portoviejo	138	Min	0,99	0,99	0,96	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	0,96
Portoviejo	69	Max	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
Portoviejo	69	Min	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97
Posorja	138	Max	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03
Posorja	138	Min	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,94	0,94	0,94	0,94
Posorja	69	Max	1,06	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,05	1,06
Posorja	69	Min	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,94	0,94	0,97	0,94
Puyo	138	Max	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,04	1,06
Puyo	138	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00
Puyo	69	Max	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04
Puyo	69	Min	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98
Quevedo	230	Max	1,02	1,02	1,04	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,02	1,04
Quevedo	230	Min	0,97	0,97	0,89	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,98	0,97	0,97	0,95	0,89
Quevedo	138	Max	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Quevedo	138	Min	0,97	1,00	0,99	1,01	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	0,97
Quevedo	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,05	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05
Quevedo	69	Min	0,94	0,99	0,97	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94
Quinindé	138	Max	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,06	1,05	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03	1,06
Quinindé	138	Min	0,91	0,99	0,99	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,94	0,97	0,97	0,98	0,91
Quinindé	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,06	1,05	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03	1,06
Quinindé	69	Min	0,91	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,99	0,91
Riobamba	230	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03
Riobamba	230	Min	0,94	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,96	0,94	0,94	0,94	0,94
Riobamba	69	Max	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Riobamba	69	Min	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
Salitral	138	Max	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,04
Salitral	138	Min	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96	0,96	0,96
Salitral	69	Max	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,05
Salitral	69	Min	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,99	0,99	0,99	0,97	0,97	0,97	0,97
San Gregorio	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,04	1,02	1,04	1,02	1,02	1,02	1,04	1,04	1,02	1,04
San Gregorio	230	Min	0,96	0,96	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95
San Gregorio	138	Max	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,05	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05
San Gregorio	138	Min	0,97	0,97	0,94	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,95	0,97	0,97	0,96	0,94
San Idelfonso	138	Max	-	-	1,04	1,05	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,06
San Idelfonso	138	Min	-	-	0,98	0,97	0,98	0,98	0,96	0,96	0,98	1,02	0,98	0,99	-
San Rafael	500	Max	1,04	1,04	1,07	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,07
San Rafael	500	Min	0,98	0,99	0,99	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97
San Rafael	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,05	1,02	1,05
San Rafael	230	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,99	1,01	0,99	-
Santa Elena	138	Max	1,05	1,04	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06
Santa Elena	138	Min	0,94	0,95	0,94	0,95	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,98	0,98	0,96	0,94
Santa Elena	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Santa Elena	69	Min	0,96	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96
Santa Rosa	230	Max	1,04	1,03	1,06	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,06
Santa Rosa	230	Min	0,99	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98
Santa Rosa	138	Max	1,05	1,05	1,07	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,07
Santa Rosa	138	Min	1,01	1,01	1,01	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Santa Rosa	46	Max	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04
Santa Rosa	46	Min	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97
Santo Domingo	230	Max	1,04	1,03	1,05	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05
Santo Domingo	230	Min	0,97	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96
Santo Domingo	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,05
Santo Domingo	138	Min	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	0,90	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,97	0,90
Santo Domingo	69	Max	-	-	-	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Santo Domingo	69	Min	-												

F.8 NIVELES DE VOLTAJE EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 3/3

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Tena	69	Max	1,05	1,05	1,04	1,06	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03	1,06
Tena	69	Min	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,97
Toforas	230	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
Toforas	230	Min	0,92	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	0,98	0,92
Toforas	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Toforas	138	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
Toforas	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04
Toforas	69	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Trinitaria	230	Max	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Trinitaria	230	Min	0,94	0,95	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,94
Trinitaria	138	Max	1,04	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,04
Trinitaria	138	Min	0,96	0,97	0,96	0,98	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96	0,97	0,96
Trinitaria	69	Max	1,04	1,03	1,03	1,02	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Trinitaria	69	Min	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97
Tulcán	138	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,03	1,04	1,07
Tulcán	138	Min	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,96	0,95	0,95	0,97	0,95
Tulcán	69	Max	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04
Tulcán	69	Min	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96
Yanacocha	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Yanacocha	138	Min	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Zhoray	230	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Zhoray	230	Min	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,97

F.9 DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 1/2

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)													Dmax/ año
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
Ambato	AT1	43,00	25,77	25,97	25,91	24,65	24,27	24,19	25,81	26,53	25,56	26,27	34,16	27,38	34,16	
Ambato	AT2	75,00	26,69	26,87	26,86	25,45	41,79	25,03	26,75	27,41	26,39	27,10	34,99	28,21	41,79	
Baños	ATQ	33,30	13,46	14,92	13,90	15,04	14,21	14,15	14,00	14,00	15,80	15,88	15,04	15,07	15,88	
Caraguay	ATQ	225,00	117,58	125,14	117,75	170,55	118,60	107,64	95,35	107,24	100,81	110,24	97,87	135,08	170,55	
Chone	ATQ	100,00	57,87	63,66	65,74	66,31	66,04	65,45	61,12	62,46	60,12	60,34	62,79	62,35	66,31	
Chorrillos	ATI	450,00	-	-	-	-	-	-	-	-	84,67	82,30	116,95	114,47	116,95	
Cuenca	ATQ	99,90	56,45	60,44	57,37	57,25	56,28	62,21	63,74	70,45	69,70	67,98	64,89	75,32	75,32	
Cumbaratza	ATQ	33,30	10,66	9,00	9,33	9,23	9,21	10,22	8,74	16,98	9,31	9,89	9,86	10,11	16,98	
Dos Cerritos	ATK	165,00	159,13	135,25	148,71	148,45	149,27	143,79	129,65	103,29	111,67	155,60	131,08	116,65	159,13	
El Inga	AIT	300,00	86,05	83,26	88,43	71,19	64,46	62,72	64,96	76,13	73,39	75,40	69,90	40,34	88,43	
El Inga	ATI	600,00	374,80	399,15	410,66	410,27	333,80	327,07	366,34	358,24	340,73	346,12	365,12	353,38	410,66	
El Inga	ATJ	600,00	374,39	398,88	410,36	359,72	332,59	325,77	364,80	356,94	339,44	345,40	364,33	352,71	410,36	
El Inga	ATH	600,00	375,35	399,67	411,28	409,07	332,03	325,34	363,80	356,01	339,13	346,16	365,01	353,22	411,28	
Esclusas	AIT	225,00	119,18	129,00	119,64	171,29	120,75	111,70	101,95	111,81	107,31	109,86	103,95	136,57	171,29	
Esmeraldas	AA1	75,00	43,57	40,14	40,40	43,43	53,37	47,26	42,17	52,39	57,38	42,65	44,36	43,02	57,38	
Esmeraldas	AA2	75,00	41,40	39,81	38,44	43,49	47,85	48,87	46,07	47,81	53,81	42,55	43,56	42,51	53,81	
Gualaceo	TRG	16,00	9,63	9,51	9,04	9,88	11,48	9,12	9,68	10,01	9,68	9,95	9,53	9,42	11,48	
Ibarra	ATQ	66,66	39,23	40,83	39,90	38,56	44,39	37,50	38,70	43,81	44,34	43,97	43,64	42,90	44,39	
Ibarra	ATR	66,66	40,15	41,16	39,62	40,05	43,04	38,73	39,91	45,30	44,18	45,70	43,64	42,76	45,70	
Ibarra	T1	50,00	0,33	0,16	0,40	0,32	1,08	0,29	0,29	12,89	6,29	6,48	6,45	0,28	12,89	
Jivino	TRK	167,00	-	-	-	-	-	-	-	-	70,86	64,12	71,84	71,67	71,84	
Limón	TRE	6,66	1,35	2,22	1,33	1,35	1,34	1,33	1,26	2,02	1,31	1,32	1,34	1,37	2,22	
Loja	ATQ	66,70	26,65	25,80	26,80	25,76	27,12	26,92	24,48	42,61	27,17	27,76	27,89	27,77	42,61	
Macas	TRQ	66,70	33,58	33,44	33,42	34,05	33,24	33,20	33,58	34,87	33,43	33,46	33,19	32,95	34,87	
Machala	ATQ	99,90	68,64	73,16	75,05	70,79	67,22	61,32	61,85	66,36	60,23	60,06	60,96	59,41	75,05	
Machala	ATR	99,90	68,53	69,28	75,23	70,87	67,82	61,64	61,24	66,70	60,32	60,69	60,41	59,99	75,23	
Machala	TRK	166,50	139,26	67,87	68,91	83,15	69,46	60,60	55,23	89,46	59,81	61,95	83,65	103,38	139,26	
Manta	ATQ	33,33	27,66	28,39	28,46	29,84	28,97	27,88	25,88	28,52	26,84	26,13	25,39	25,46	29,84	
Méndez	TRE	6,66	2,67	2,58	2,51	2,57	2,57	2,52	2,48	5,44	2,62	2,66	2,63	2,70	5,44	
Milagro	ATK	166,65	144,98	141,44	146,76	147,27	148,87	144,75	128,29	137,11	98,87	106,58	122,20	137,08	148,87	
Milagro	ATU	225,00	74,59	54,57	61,44	75,43	66,93	71,54	86,50	96,50	99,00	84,83	93,92	105,76	105,76	
Molino	AT1	375,00	153,12	187,50	179,41	178,07	179,13	165,89	193,03	212,79	220,52	204,55	206,25	195,41	220,52	
Molino	AT2	375,00	159,75	192,19	184,80	187,78	181,82	173,63	204,01	225,85	233,29	212,18	208,68	196,25	233,29	
Montecristi	ATQ	100,00	82,77	82,13	87,64	88,98	89,17	78,94	76,65	81,86	86,45	82,65	80,56	85,08	89,17	
Móvil Efacec 3	AMQ	60,00	26,17	25,67	25,94	26,22	25,93	25,93	25,50	26,23	26,22	26,45	26,83	27,77	27,77	
Mulaló	ATQ	66,70	51,33	48,75	48,18	49,54	46,83	48,40	47,55	51,38	44,01	44,05	45,17	42,95	51,38	
Nueva Babahoyo	ATQ	60,00	29,10	26,97	26,82	28,34	32,55	26,72	23,91	32,58	27,13	30,16	42,28	29,94	42,28	
Nueva Babahoyo	ATR	66,70	41,61	38,70	38,46	40,51	57,61	48,66	34,03	47,24	38,75	42,46	42,31	42,83	57,61	
Nueva Prosperina	ATQ	150,00	-	-	-	-	-	-	-	-	109,76	106,37	106,87	103,44	109,76	
Nueva Prosperina	TRK	225,00	162,33	155,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162,33	
Orellana	ATQ	66,66	29,19	30,09	33,56	27,65	29,87	24,68	27,84	30,29	24,83	19,07	20,02	19,46	33,56	
Pascales	ATQ	200,00	86,12	93,82	106,57	104,80	101,35	145,65	92,14	88,72	85,34	90,37	86,90	92,27	145,65	
Pascales	ATR	200,00	87,62	95,36	108,30	106,75	103,08	103,43	93,67	90,74	86,83	91,86	138,99	94,02	138,99	
Pascales	AIT	375,00	279,29	296,12	314,83	313,31	312,13	311,13	294,84	332,35	311,51	327,80	298,33	329,67	332,35	
Pascales	ATU	375,00	254,42	349,53	328,33	302,52	284,87	283,77	268,34	301,82	283,11	339,71	271,00	299,83	349,53	
Policentro	ATQ	150,00	123,08	118,29	127,61	113,53	115,23	110,75	99,07	113,36	102,41	109,72	103,85	110,75	127,61	
Pomasqui	AIT	300,00	175,51	168,41	178,14	181,27	166,12	172,68	167,40	174,91	174,14	184,00	174,62	174,42	184,00	
Pomasqui	ATU	300,00	176,10	168,79	178,89	164,47	166,58	173,09	167,89	175,20	175,35	184,88	175,22	174,96	184,88	
Portoviejo	AA1	75,00	55,75	65,02	53,37	51,57	62,37	50,71	48,94	51,07	65,29	50,23	56,17	57,72	65,29	
Portoviejo	AA2	75,00	56,98	54,87	54,25	51,47	52,82	51,72	48,54	51,99	65,47	50,35	57,05	58,15	65,47	
Posorja	ATQ	33,33	22,47	24,36	23,33	24,34	24,37	21,70	23,20	24,87	21,76	23,95	23,26	25,24	25,24	
Puyo	ATQ	33,30	12,87	12,84	13,13	13,17	13,15	13,04	12,84	13,46	13,39	13,07	13,23	13,38	13,46	
Quevedo	ATR	150,00	77,12	64,87	67,28	96,48	68,41	74,53	68,38	77,96	76,22	81,17	73,16	39,47	96,48	
Quevedo	AIT	166,65	109,83	107,09	103,31	127,78	80,53	84,27	98,75	110,92	109,21	122,11	113,13	112,10	127,78	
Quinindé	ATQ	66,70	14,60	16,25	16,65	16,43	16,80	16,74	16,28	18,36	16,76	14,73	14,69	15,11	18,36	
Riobamba	TRK	99,90	81,28	76,63	75,37	75,63	75,93	74,31	73,61	76,87	78,90	81,41	82,70	87,84	87,84	
Salitral	ATQ	150,00	105,82	119,54	129,63	122,39	118,97	112,75	113,72	131,76	103,86	110,26	97,04	124,80	131,76	
Salitral	ATR	150,00	107,49	120,61	130,99	132,92	120,50	113,77	114,56	133,40	105,30	111,84	98,04	126,03	133,40	
San Gregorio	AIT	225,00	118,86	117,38	171,53	97,08	91,63	105,74	105,43	114,75	111,89	113,17	106,99	109,34	171,53	
San Rafael	ATH	450,00	-	-	-	-	-	-	-	-	68,77	65,09	51,78	68,77	-	

F.9 DEMANDA MÁXIMA EN TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DEL SNT 2/2

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)													Dmax/ año
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
Santa Elena	ATQ	66,70	35,44	41,11	36,46	38,56	33,90	30,59	29,55	30,05	24,33	25,08	25,26	50,85	50,85	
Santa Elena	ATR	66,70	39,55	44,95	40,74	42,89	37,94	34,06	32,22	33,63	40,11	28,25	28,17	45,91	45,91	
Santa Rosa	AIT	375,00	190,20	193,74	194,46	186,66	188,06	190,18	193,63	205,26	208,47	180,51	203,10	178,24	208,47	
Santa Rosa	ATU	375,00	152,34	160,59	156,66	152,13	156,35	228,16	265,99	171,22	169,85	148,81	149,02	147,28	265,99	
Santa Rosa	TRN	75,00	62,52	61,81	70,00	59,89	61,88	59,50	60,42	65,07	64,60	63,38	61,26	60,58	70,00	
Santa Rosa	TRP	75,00	65,84	64,29	73,04	63,08	64,57	61,81	63,21	68,59	68,03	65,87	64,56	63,77	73,04	
Santo Domingo	ATQ	167,00	53,89	55,82	53,86	53,77	54,94	54,20	53,09	55,95	54,21	50,66	79,59	50,64	79,59	
Santo Domingo	ATR	99,99	65,26	95,65	54,87	54,63	55,93	55,14	54,33	57,00	59,93	98,40	55,25	51,44	98,40	
Santo Domingo	AIT	166,65	66,35	104,45	69,03	93,16	92,84	109,35	95,42	101,27	89,80	86,67	95,24	42,30	109,35	
Santo Domingo	ATU	166,65	70,99	73,02	73,08	99,66	99,20	98,52	99,58	108,31	96,08	92,76	100,72	44,56	108,31	
Sinincay	TRK	165,50	74,36	55,07	57,02	56,21	63,51	62,58	52,69	72,04	76,54	71,12	75,94	85,52	85,52	
Tena	TRQ	33,33	11,37	11,12	11,49	11,39	11,37	11,49	11,06	12,65	12,36	12,26	12,27	11,51	12,65	
Totoras	ATQ	100,00	54,72	49,62	45,69	51,25	41,26	40,14	41,83	43,62	69,45	43,63	44,61	45,13	69,45	
Totoras	AIT	112,00	94,87	101,43	111,35	91,02	90,18	84,55	89,69	107,35	102,60	104,14	91,65	108,46	111,35	
Trinitaria	ATQ	150,00	41,04	43,72	69,78	-	-	-	-	-	-	69,40	70,35	115,62	115,62	
Trinitaria	AIT	225,00	143,44	126,74	159,08	151,62	158,38	135,00	149,68	164,38	136,94	159,32	138,87	146,89	164,38	
Tulcán	ATQ	33,30	13,67	13,34	14,41	16,68	17,04	14,47	15,20	17,20	17,77	17,67	17,11	17,12	17,77	

F.10 CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 1/2

Subestación	Transformador	Cargabilidad (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ambato	AT1	59,92	60,40	60,25	57,31	56,43	56,25	60,03	61,69	59,45	61,10	79,44	63,67
Ambato	AT2	35,58	35,83	35,82	33,93	35,72	33,37	35,66	36,54	35,19	36,13	46,65	37,61
Baños	ATQ	40,41	44,80	41,74	45,16	42,68	42,48	42,03	42,04	47,44	47,68	45,18	45,26
Caraguay	ATQ	52,26	55,62	52,33	75,80	52,71	47,84	42,38	47,66	44,81	48,99	43,50	60,04
Chone	ATQ	57,87	63,66	65,74	66,31	66,04	65,45	61,12	62,46	60,12	60,34	62,79	62,35
Chorrillos	ATI	-	-	-	-	-	-	-	-	18,82	18,29	25,99	25,44
Cuenca	ATQ	56,51	60,50	57,43	57,31	56,33	62,28	63,81	70,52	69,77	68,05	64,96	75,40
Cumbaratza	ATQ	32,01	27,03	28,03	27,71	27,65	30,68	26,25	51,00	27,97	29,70	29,61	30,36
Dos Cerritos	ATK	96,44	81,97	90,13	89,97	90,47	87,14	78,58	62,60	67,68	94,30	79,44	70,70
El Inga	ATT	28,68	27,75	29,48	23,73	21,49	20,91	21,65	25,38	24,46	25,13	23,30	13,45
El Inga	ATI	62,47	66,53	68,44	68,38	55,63	54,51	61,06	59,71	56,79	57,69	60,85	58,90
El Inga	ATJ	62,40	66,48	68,39	59,95	55,43	54,30	60,80	59,49	56,57	57,57	60,72	58,79
El Inga	ATH	62,56	66,61	68,55	68,18	55,34	54,22	60,63	59,34	56,52	57,69	60,84	58,87
Esclusas	ATT	52,97	57,33	53,17	76,13	53,67	49,64	45,31	49,69	47,69	48,82	46,20	60,70
Esmeraldas	AA1	58,10	53,52	53,86	57,91	71,16	63,01	56,23	69,85	76,50	56,87	59,14	57,36
Esmeraldas	AA2	55,20	53,08	51,26	57,98	63,81	65,16	61,43	63,75	71,75	56,73	58,07	56,68
Gualaceo	TRG	60,16	59,41	56,50	61,75	71,74	57,00	60,49	62,59	60,47	62,17	59,55	58,87
Ibarra	ATQ	58,85	61,25	59,86	57,85	66,59	56,25	58,05	65,73	66,52	65,96	65,47	64,36
Ibarra	ATR	60,23	61,75	59,44	60,08	64,57	58,11	59,87	67,96	66,28	68,56	65,46	64,15
Ibarra	T1	0,66	0,31	0,80	0,64	2,16	0,59	0,57	25,78	12,58	12,95	12,91	0,55
Jivino	TRK	-	-	-	-	-	-	-	-	42,43	38,40	43,02	42,92
Limón	TRE	20,33	33,34	19,94	20,26	20,12	19,98	18,91	30,40	19,72	19,76	20,14	20,63
Loja	ATQ	39,95	38,68	40,17	38,63	40,66	40,36	36,71	63,88	40,74	41,63	41,82	41,63
Macas	TRQ	50,35	50,14	50,10	51,05	49,83	49,78	50,35	52,28	50,13	50,16	49,76	49,40
Machala	ATQ	68,71	73,23	75,12	70,86	67,29	61,38	61,91	66,42	60,29	60,12	61,02	59,47
Machala	ATR	68,60	69,35	75,30	70,94	67,89	61,70	61,30	66,77	60,38	60,75	60,48	60,05
Machala	TRK	83,64	40,76	41,39	49,94	41,72	36,40	33,17	53,73	35,92	37,21	50,24	62,09
Manta	ATQ	82,98	85,18	85,39	89,54	86,92	83,66	77,64	85,56	80,51	78,41	76,18	76,38
Méendez	TRE	40,03	38,80	37,75	38,57	38,61	37,91	37,29	81,65	39,38	39,90	39,50	40,51
Milagro	ATK	87,00	84,87	88,06	88,37	89,33	86,86	76,98	82,27	59,33	63,95	73,33	82,26
Milagro	ATU	33,15	24,26	27,31	33,52	29,75	31,79	38,44	42,89	44,00	37,70	41,74	47,00
Molino	AT1	40,83	50,00	47,84	47,48	47,77	44,24	51,47	56,74	58,80	54,55	55,00	52,11
Molino	AT2	42,60	51,25	49,28	50,07	48,49	46,30	54,40	60,23	62,21	56,58	55,65	52,33
Montecristi	ATQ	82,77	82,13	87,64	88,98	89,17	78,94	76,65	81,86	86,45	82,65	80,56	85,08
Móvil Efacec 3	AMQ	43,62	42,79	43,23	43,70	43,22	43,22	42,50	43,71	43,70	44,08	44,72	46,28
Mulaló	ATQ	76,96	73,09	72,24	74,27	70,22	72,56	71,29	77,03	65,98	66,04	67,72	64,40
Nueva Babahoyo	ATQ	48,50	44,96	44,70	47,23	54,25	44,54	39,85	54,30	45,22	50,27	70,46	49,90
Nueva Babahoyo	ATR	62,38	58,02	57,67	60,73	86,37	72,95	51,03	70,83	58,09	63,66	63,43	64,21
Nueva Prosperina	ATQ	-	-	-	-	-	-	-	-	73,17	70,91	71,25	68,96
Nueva Prosperina	TRK	72,15	69,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Orellana	ATQ	43,79	45,14	50,35	41,48	44,80	37,02	41,76	45,44	37,25	28,60	30,04	29,20
Pascuales	ATQ	43,06	46,91	53,28	52,40	50,67	72,83	46,07	44,36	42,67	45,19	43,45	46,13
Pascuales	ATR	43,81	47,68	54,15	53,38	51,54	51,71	46,84	45,37	43,41	45,93	69,49	47,01
Pascuales	ATT	74,48	78,97	83,95	83,55	83,23	82,97	78,62	88,63	83,07	87,41	79,55	87,91
Pascuales	ATU	67,85	93,21	87,56	80,67	75,97	75,67	71,56	80,49	75,50	90,59	72,27	79,96
Policentro	ATQ	82,06	78,86	85,08	75,69	76,82	73,83	66,05	75,57	68,27	73,15	69,23	73,84
Pomasqui	ATT	58,50	56,14	59,38	60,42	55,37	57,56	55,80	58,30	58,05	61,33	58,21	58,14
Pomasqui	ATU	58,70	56,26	59,63	54,62	55,53	57,70	55,96	58,40	58,45	61,63	58,41	58,32
Portoviejo	AA1	74,34	86,69	71,17	68,76	83,16	67,61	65,26	68,09	87,05	66,97	74,90	76,96
Portoviejo	AA2	75,98	73,17	72,33	70,43	68,95	64,72	69,32	67,29	67,14	76,07	77,53	77,53
Posorja	ATQ	67,42	73,08	69,99	73,02	73,11	65,11	69,60	74,60	65,29	71,85	69,80	75,74
Puyo	ATQ	38,66	38,56	39,42	39,56	39,49	39,16	38,55	40,41	40,22	39,24	39,73	40,17
Quevedo	ATR	51,41	43,25	44,85	64,32	45,60	49,69	45,58	51,98	50,81	54,11	48,78	26,31
Quevedo	ATT	65,91	64,26	61,99	76,68	48,32	50,57	59,26	66,56	65,53	73,28	67,88	67,27
Quinindé	ATQ	21,88	24,36	24,97	24,63	25,19	25,09	24,41	27,52	25,13	22,08	22,02	22,66
Riobamba	TRK	81,37	76,71	75,44	75,70	76,00	74,38	73,69	76,95	78,98	81,49	82,79	87,93
Salitral	ATQ	70,55	79,69	86,42	81,60	79,32	75,17	75,81	87,84	69,24	73,51	64,69	83,20
Salitral	ATR	71,66	80,41	87,33	88,61	80,33	75,85	76,38	88,93	70,20	74,56	65,36	84,02
San Gregorio	ATT	52,83	52,17	76,24	43,15	40,73	47,00	46,86	51,00	49,73	50,30	47,55	48,60
San Rafael	ATH	-	-	-	-	-	-	-	-	15,28	12,99	14,46	11,51
Santa Elena	ATQ	53,13	61,63	54,67	57,82	50,82	45,86	44,30	45,05	36,47	37,60	37,88	76,24
Santa Elena	ATR	59,29	67,39	61,08	64,31	56,88	51,07	48,30	50,41	60,14	42,36	42,24	68,82
Santa Rosa	ATT	50,72	51,66	51,86	49,78	50,15	50,71	51,63	54,74	55,59	48,14	54,16	47,53

F.10 CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES 2/2

Subestación	Transformador	Cargabilidad (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Santa Rosa	ATU	40,62	42,82	41,78	40,57	41,69	60,84	70,93	45,66	45,29	39,68	39,74	39,28
Santa Rosa	TRN	83,36	82,41	93,33	79,85	82,51	79,33	80,56	86,77	86,13	84,50	81,68	80,77
Santa Rosa	TRP	87,78	85,72	97,38	84,11	86,09	82,42	84,28	91,45	90,71	87,83	86,08	85,02
Santo Domingo	ATQ	32,27	33,43	32,25	32,20	32,90	32,46	31,79	33,50	32,46	30,34	47,66	30,33
Santo Domingo	ATR	65,27	95,66	54,88	54,64	55,94	55,14	54,34	57,00	59,93	98,41	55,26	51,45
Santo Domingo	ATT	39,81	62,68	41,42	55,90	55,71	65,62	57,26	60,77	53,89	52,01	57,15	25,38
Santo Domingo	ATU	42,60	43,82	43,85	59,80	59,53	59,12	59,75	64,99	57,65	55,66	60,44	26,74
Sinincay	TRK	44,93	33,28	34,45	33,96	38,37	37,81	31,84	43,53	46,25	42,98	45,89	51,67
Tena	TRQ	34,11	33,37	34,48	34,17	34,12	34,49	33,19	37,96	37,09	36,79	36,81	34,54
Toforas	ATQ	54,72	49,62	45,69	51,25	41,26	40,14	41,83	43,62	69,45	43,63	44,61	45,13
Toforas	ATT	84,71	90,56	99,42	81,27	80,51	75,49	80,08	95,85	91,61	92,98	81,83	96,84
Trinitaria	ATQ	27,36	29,15	46,52	-	-	-	-	-	-	46,27	46,90	77,08
Trinitaria	ATT	63,75	56,33	70,70	67,39	70,39	60,00	66,52	73,06	60,86	70,81	61,72	65,28
Tulcán	ATQ	41,05	40,05	43,26	50,09	51,16	43,44	45,65	51,64	53,35	53,08	51,37	51,42

F.11 CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 KV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
138	Baños - Agoyán	C1	165	48,39	47,96	48,55	48,48	48,12	47,70	47,51	47,51	48,54	48,24	47,79	48,01
	Baños - Agoyán	C2	165	48,15	47,74	48,35	48,39	47,95	47,49	47,30	47,30	48,36	48,08	47,51	48,00
	Baños - Puyo	C1	90	49,89	34,70	55,09	42,23	41,39	52,94	38,40	38,40	36,10	25,70	50,81	40,43
	Chongón - Posorja	C1	113	30,11	30,82	28,74	30,69	31,69	28,71	30,57	30,57	30,12	32,79	31,60	33,58
	Chongón - Santa Elena	C1	113	50,26	40,27	54,68	39,25	34,05	30,73	45,68	45,68	43,11	24,40	31,33	44,36
	Chongón - Santa Elena 2	C1	266	15,41	17,36	15,84	16,77	14,62	13,17	13,13	13,13	18,10	12,20	24,49	12,94
	Cuenca - Gualaceo	C1	88,8	31,99	31,36	31,52	32,83	31,22	32,21	31,46	31,46	31,20	31,81	30,97	30,85
	Cuenca - Loja	C1	100	33,72	34,65	34,12	33,38	34,16	33,56	31,43	31,43	33,87	34,44	34,97	34,77
	Cuenca - Yanacocha	C1	100	31,71	31,17	32,05	31,61	31,96	31,45	29,70	29,70	32,12	32,21	32,89	32,62
	Daule Peripa - Chone	C1	113,2	52,16	57,68	64,02	62,56	66,31	69,46	61,82	61,82	64,38	64,19	66,38	64,88
	Daule Peripa - Portoviejo	C1	113,2	31,81	36,54	45,81	63,98	41,79	41,18	39,83	39,83	45,72	48,91	39,78	45,28
	Daule Peripa - Portoviejo	C2	113,2	26,69	29,93	39,02	57,54	49,46	41,26	39,95	39,95	45,85	49,03	39,88	45,46
	Esclusas - Caraguay	C1	148	42,33	44,14	41,58	60,63	43,17	38,82	34,32	34,32	36,05	39,06	35,15	49,24
	Esclusas - Caraguay	C2	148	41,75	43,54	40,97	59,72	42,59	38,17	33,80	33,80	35,56	38,51	34,67	48,41
	Gualaceo - Limón	C1	88,8	36,00	36,29	35,73	71,38	35,54	67,77	35,92	35,92	35,69	35,98	35,51	35,24
	Ibarra - Tulcán	C1	115,5	12,92	12,60	13,65	57,16	15,57	13,17	14,58	14,58	16,66	16,53	15,99	16,22
	Jaramijó - Manta	C1	110	27,90	28,45	28,65	30,05	29,67	28,03	25,75	25,75	26,87	26,03	25,18	25,81
	Jaramijó - Montecristi	C1	138	81,86	56,09	44,59	67,60	39,93	24,35	17,16	17,16	72,58	66,55	77,08	90,49
	Limón - Méndez	C1	88,8	37,49	37,76	37,12	39,04	36,98	36,98	37,39	37,39	37,20	37,41	36,86	36,64
	Méndez - Macas	C1	88,8	39,78	40,07	39,41	41,69	39,11	39,24	39,65	39,65	39,55	39,73	39,09	39,09
	Milagro - Nueva Babahoyo	C1	247	31,42	28,73	28,59	31,07	34,14	28,69	25,45	25,45	29,22	32,57	32,37	32,58
	Milagro - San Idelfonso	C1	113,5	45,51	27,88	27,81	30,15	22,56	35,18	46,31	46,31	23,95	27,60	25,29	33,77
	Milagro - San Idelfonso	C2	113,5	45,69	27,97	27,82	29,55	22,16	35,92	46,73	46,73	24,15	27,49	25,28	24,45
	Molino - Cuenca	C1	100	51,93	52,21	54,86	51,48	62,27	56,05	49,70	49,70	57,62	58,96	60,89	66,64
	Molino - Cuenca	C2	100	52,37	52,57	55,33	51,79	62,48	56,46	50,06	50,06	58,04	59,45	61,35	67,11
	Mulaló - Vicentina	C1	112	61,67	48,62	82,48	61,49	58,13	59,76	35,01	35,01	66,71	49,44	59,61	50,08
	Pascuales - Chongón	C1	113	66,71	72,64	70,75	70,06	65,21	63,58	95,62	95,62	98,08	100,30	99,82	98,60
	Pascuales - Chongón	C2	113	66,73	72,64	70,89	70,15	65,28	63,55	88,77	88,77	98,86	98,25	96,51	97,84
	Pascuales - Salitral	C1	126	62,39	73,37	86,03	76,06	80,04	71,90	77,77	77,77	76,62	75,13	67,98	78,02
	Pascuales - Salitral	C2	126	62,69	73,95	86,38	76,44	80,36	72,40	78,03	78,03	76,93	75,44	68,22	78,27
	Policentro - Pascuales	C1	126	62,40	60,60	65,80	57,44	56,92	53,15	49,44	49,44	49,97	53,92	49,03	55,82
	Policentro - Pascuales	C2	126	62,92	60,60	65,32	59,67	61,03	52,56	48,11	48,11	48,95	56,24	52,60	56,59
	Pomasqui - Ibarra	C1	112	52,24	53,09	52,91	53,46	60,60	51,33	55,82	55,82	60,20	60,77	57,64	56,58
	Pomasqui - Ibarra	C2	112	56,48	44,62	43,76	44,51	63,76	43,62	45,61	45,61	51,34	51,97	48,95	48,92
	Portoviejo - San Gregorio	C1	110	81,28	61,27	47,76	67,46	27,36	44,91	47,79	47,79	65,44	66,44	55,90	73,47
	Pucará - Ambato	C1	112	73,00	47,74	82,76	73,96	61,32	61,97	58,88	58,88	52,90	57,73	73,38	52,80
	Pucará - Mulaló	C1	148	76,39	60,87	78,58	70,03	57,22	66,91	50,91	50,91	81,80	58,68	71,65	51,36
	Puyo - Tena	C1	90	41,39	44,58	54,75	45,09	49,02	42,73	45,15	45,15	40,72	35,82	34,62	36,83
	Quevedo - Daule Peripa	C1	113,2	35,39	31,36	56,59	68,39	41,10	42,94	42,18	42,18	38,81	36,97	54,29	36,07
	Quevedo - Daule Peripa	C2	113,2	36,50	31,93	57,46	67,16	41,00	43,36	43,27	43,27	39,79	37,85	54,34	36,88
	Quinindé - Esmeraldas	C1	113,2	60,22	30,21	23,58	39,43	47,89	34,85	35,96	35,96	77,04	38,96	48,64	47,41
	Salitral - Trinitaria	C1	190	32,90	38,33	38,45	26,47	27,11	27,86	25,63	25,63	46,07	17,55	14,52	15,24
	Salitral - Trinitaria	C2	190	33,73	39,42	58,93	76,85	56,31	52,45	70,29	70,29	35,29	39,23	34,36	42,89
	San Gregorio - Montecristi	C1	110	82,18	71,83	81,85	76,11	79,23	76,60	68,29	68,29	92,54	76,26	76,03	75,41
	San Idelfonso - Machala	C1	113,5	64,33	74,65	70,56	66,62	62,45	60,93	62,35	62,35	58,56	57,78	56,00	56,49
	San Idelfonso - Machala	C2	113,5	64,39	69,47	70,72	66,76	62,49	60,65	62,28	62,28	58,55	57,83	56,15	56,51
	San Idelfonso - Termo Gas Machala	C1	296	74,24	65,51	63,65	63,63	59,50	59,69	59,23	59,23	55,85	57,63	56,95	53,72
	Santo Domingo - Esmeraldas	C1	113,2	64,77	29,50	29,57	50,33	47,63	46,18	49,39	49,39	51,55	49,16	54,39	39,86
	Santo Domingo - Quinindé	C1	113,2	50,77	20,05	20,41	42,71	51,85	42,44	44,68	44,68	44,87	41,10	46,94	38,73
	Tena - Francisco de Orellana	C1	90	34,25	36,91	41,23	33,45	36,51	30,22	34,31	34,31	30,08	24,17	24,17	-
	Toforas - Ambato	C1	148	77,26	62,71	85,31	77,30	73,42	77,29	76,70	76,70	70,39	72,04	74,87	62,59
	Toforas - Baños	C1	165	55,17	47,58	47,36	50,47	47,30	51,67	43,21	43,21	60,00	47,19	47,20	46,19
	Toforas - Baños	C2	165	55,32	47,63	72,11	50,59	47,25	70,39	66,84	66,84	74,75	47,70	46,69	46,78
	Tulcán - Panamericana	C1	115,5	1,03	1,03	1,07	37,81	1,03	1,07	1,07	1,07	1,05	1,04	1,05	1,06
	Yanacocha - Cumbatarza	C1	90,1	12,43	10,55	11,00	10,92	11,14	11,84	10,55	10,55	11,09	11,57	11,51	11,72
	Yanacocha - Loja	C1	100	21,05	20,66	20,83	20,47	20,83	21,16	18,99	18,99	23,47	22,32	21,73	21,15

F.12 CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 kV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
230	Chorrillos - Pascuales 1	C1	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,78	51,49	65,18
	Chorrillos - Pascuales 1	C2	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,58	54,02	65,43
	Dos Cerritos - Pascuales	C1	353	27,00	32,13	20,48	24,98	23,97	30,47	37,41	37,41	32,39	34,20	39,33	21,62
	El Inga - Pomasqui	C1	494	45,68	47,13	55,78	49,49	50,02	40,99	54,98	54,98	41,96	43,34	51,84	43,29
	El Inga - Pomasqui	C2	494	45,80	47,29	55,94	49,73	50,26	41,23	55,25	55,25	42,08	43,46	52,00	43,38
	Esclusas - Termoguayas	C1	247	45,92	43,71	42,85	46,62	36,22	1,22	27,58	27,58	0,59	0,72	0,18	0,18
	Esclusas - Trinitaria	C1	494	48,38	43,84	34,69	32,58	34,87	29,53	32,36	32,36	30,04	33,66	30,11	31,79
	Machala - Zoritos	C1	332	22,87	13,90	14,04	14,23	9,21	6,50	12,53	12,53	9,47	9,68	9,64	9,62
	Machala - Zoritos	C2	332	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Milagro - Dos Cerritos	C1	353	57,22	63,28	54,86	58,06	57,30	58,96	69,70	69,70	60,40	63,69	73,43	53,19
	Milagro - Esclusas	C1	494	66,84	50,94	51,93	58,10	57,63	56,89	62,84	62,84	44,45	57,43	57,45	43,62
	Milagro - Machala	C1	494	1,28	1,26	1,26	1,24	1,22	1,24	1,24	1,24	1,24	1,25	1,26	1,25
	Milagro - Machala	C2	494	12,64	14,53	18,05	19,73	12,10	15,62	16,09	16,09	11,38	16,72	18,45	21,55
	Milagro - Pascuales	C1	353	51,05	57,48	48,89	48,94	48,85	48,69	65,90	65,90	55,59	56,97	68,94	46,33
	Milagro - Zhoray	C1	342	69,23	70,07	64,94	64,85	78,72	64,72	65,77	65,77	55,58	61,30	72,45	61,81
	Milagro - Zhoray	C2	342	69,75	71,23	65,71	66,02	78,67	64,88	65,89	65,89	60,78	63,70	75,07	62,49
	Molino - Pascuales	C1	342	67,29	73,12	64,90	67,44	65,84	65,39	62,85	62,85	62,45	67,82	78,42	62,86
	Molino - Pascuales	C2	342	66,70	72,44	64,27	66,90	65,29	64,81	62,31	62,31	61,88	67,11	61,54	62,34
	Molino - Riobamba	C1	342	55,16	53,44	41,29	54,27	41,00	39,28	39,51	39,51	52,82	39,77	45,06	71,42
	Molino - Totoras	C1	342	57,83	56,33	42,89	50,84	37,44	36,37	34,60	34,60	56,18	36,34	48,47	74,82
	Nueva Prosperina - Trinitaria	C1	353	32,94	42,93	16,95	0,03	0,03	0,02	12,92	12,92	23,05	8,77	7,15	7,76
	Pascuales - Esclusas	C1	353	26,45	38,31	24,35	24,28	41,59	32,36	44,29	44,29	19,85	35,96	32,89	31,33
	Pascuales - Nueva Prosperina	C1	353	46,01	64,87	17,13	0,02	-	-	30,02	30,02	30,83	30,63	30,04	30,53
	Pomasqui - Jamondino 1	C1	332	17,97	13,22	27,12	28,00	27,27	16,04	23,69	23,69	13,05	15,82	24,60	20,63
	Pomasqui - Jamondino 1	C2	332	18,05	13,26	34,97	30,94	28,12	16,04	0,01	0,01	-	-	-	-
	Pomasqui - Jamondino 2	C1	332	17,96	11,81	35,18	29,57	27,58	19,36	23,38	23,38	12,50	20,40	24,12	25,25
	Pomasqui - Jamondino 2	C2	332	17,97	11,99	35,45	29,21	27,64	20,06	23,74	23,74	13,10	16,03	24,45	25,20
	Quevedo - Baba	C1	353	69,11	67,51	60,00	44,69	40,68	37,48	33,78	33,78	48,02	44,89	51,67	70,41
	Quevedo - Chorrillos	C1	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,23	47,96	48,06
	Quevedo - Chorrillos	C2	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,89	41,44	46,59
	Quevedo - Pascuales	C1	353	63,99	53,71	40,44	31,91	30,40	32,44	35,55	35,55	37,73	-	-	-
	Quevedo - Pascuales	C2	353	45,35	41,36	47,96	31,80	36,33	26,14	23,66	23,66	45,12	-	-	-
	Quevedo - San Gregorio	C1	353	35,54	34,89	51,96	30,00	27,59	31,84	32,65	32,65	33,69	34,62	32,25	33,65
	San Francisco - Totoras	C1	332	66,48	66,71	66,69	66,35	65,70	66,63	65,58	65,58	66,68	65,87	65,65	65,69
	San Francisco - Totoras	C2	332	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,31
	San Rafael - Jivino	C1	297	-	-	-	-	-	-	-	-	11,89	12,09	12,71	12,76
	San Rafael - Jivino	C2	297	-	-	-	-	-	-	-	-	12,42	12,02	12,71	12,79
	Santa Rosa - El Inga	C1	494	66,88	74,09	70,30	54,67	53,43	54,57	56,24	56,24	68,86	57,75	64,24	69,96
	Santa Rosa - El Inga	C2	494	67,16	74,33	70,63	54,94	53,71	54,82	56,52	56,52	69,10	58,01	62,02	70,17
	Santa Rosa - Pomasqui	C1	332	19,65	20,59	20,65	21,59	21,28	13,90	18,38	18,38	16,84	12,86	15,71	29,05
	Santa Rosa - Pomasqui	C2	332	19,71	20,59	20,57	21,52	21,38	13,93	18,36	18,36	16,81	12,66	15,85	29,08
	Santa Rosa - Santo Domingo	C1	342	72,01	69,51	66,27	53,35	51,20	50,09	50,65	50,65	69,98	67,43	64,87	68,25
	Santa Rosa - Santo Domingo	C2	342	71,83	69,27	66,08	52,52	51,02	50,02	50,62	50,62	69,63	68,32	64,86	68,03
	Santa Rosa - Totoras	C1	342	60,66	42,79	59,27	70,31	49,33	65,32	45,37	45,37	74,76	34,54	39,67	46,52
	Santa Rosa - Totoras	C2	342	61,75	43,19	60,17	62,33	49,89	66,93	37,12	37,12	75,41	34,89	40,01	46,28
	Santo Domingo - Baba	C1	353	63,04	58,55	50,78	35,07	31,34	31,56	28,77	28,77	45,59	44,17	51,67	70,88
	Santo Domingo - Quevedo	C1	353	64,06	61,66	71,40	39,27	35,16	33,69	29,93	29,93	46,03	44,25	51,93	71,24
	Totoras - Riobamba	C1	342	65,77	64,45	56,89	43,78	34,49	28,98	26,08	26,08	65,13	46,12	58,53	70,05
	Zhoray - Molino	C1	353	58,29	68,48	72,33	61,27	46,88	47,79	52,45	52,45	48,98	56,77	55,02	55,35
	Zhoray - Molino	C2	353	56,74	67,98	54,59	61,22	46,94	48,21	61,07	61,07	48,63	56,65	55,00	55,25
	Zhoray - Sinincay	C1	332	24,39	17,70	18,16	17,89	20,02	20,04	16,79	16,79	24,56	22,76	24,04	27,17

F.13 CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	C1	1.732,05	33,12	37,17	35,89	49,48	30,21	28,68	32,83	32,83	30,17	31,06	31,69	32,02
	San Rafael - El Inga 1	C1	1.732,01	33,44	37,53	36,25	52,18	55,37	29,04	33,64	33,64	31,09	31,04	32,38	32,35
	San Rafael - El Inga 2	C1	1.732,05	33,35	37,44	36,16	49,07	30,33	28,97	33,52	33,52	31,00	30,91	32,25	32,20

F.14 DEMANDA MÁXIMA DE EMPRESAS Y VALORES FACTURADOS

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CNEL-Bolívar	MW	18,73	18,70	18,68	18,89	18,60	18,43	18,32	18,83	19,36	19,48	19,64	20,28
	USD	41.898,05	41.857,58	41.801,29	42.271,83	41.617,12	41.255,45	41.043,89	42.214,32	44.019,13	44.246,03	44.638,84	45.992,90
CNEL-El Oro	MW	178,76	185,48	185,89	185,42	186,68	176,78	163,83	167,22	165,80	167,00	165,66	178,24
	USD	399.954,25	415.062,31	415.981,60	414.990,35	417.747,52	395.770,11	366.965,63	374.923,08	376.944,67	379.306,50	376.594,33	404.236,40
CNEL-Esmeraldas	MW	94,69	92,38	91,28	100,41	93,70	96,02	97,76	106,32	98,67	97,83	101,53	94,25
	USD	211.867,60	206.730,25	204.269,01	224.724,05	209.669,37	214.967,75	218.973,59	238.377,52	224.319,51	222.193,24	230.804,12	213.756,44
CNEL-Guayaquil	MW	907,96	874,33	912,71	905,23	911,55	860,13	781,26	791,68	821,67	880,47	804,24	875,84
	USD	2.031.507,15	1.956.578,01	2.042.398,58	2.025.984,78	2.039.817,17	1.925.666,93	1.749.999,05	1.775.062,10	1.868.057,01	1.999.773,91	1.828.264,19	1.986.330,11
CNEL-Guayas Los Ríos	MW	342,00	329,11	331,10	334,19	329,64	324,29	302,59	298,84	309,44	327,26	305,47	339,39
	USD	765.210,10	736.477,10	740.917,21	747.945,65	737.642,93	726.015,11	677.804,02	670.041,38	703.504,44	743.289,32	694.420,42	769.700,58
CNEL-Los Ríos	MW	77,08	73,61	75,85	75,52	78,79	73,80	67,79	72,13	72,07	78,09	74,79	77,49
	USD	172.457,92	164.732,62	169.724,89	169.022,09	176.314,39	165.223,44	151.851,73	161.726,54	163.853,14	177.371,47	170.030,21	175.748,39
CNEL-Manabí	MW	273,87	278,64	287,23	286,53	291,03	271,11	261,13	261,26	267,57	268,00	265,91	273,64
	USD	612.758,59	623.546,98	642.739,50	641.284,88	651.253,75	606.971,14	584.936,06	585.775,20	608.314,89	608.705,55	604.479,91	620.582,13
CNEL-Milagro	MW	108,45	109,46	114,92	109,96	116,04	110,61	99,16	98,11	96,64	105,49	97,56	103,50
	USD	242.646,83	244.941,61	257.159,69	246.093,49	259.659,42	247.631,11	222.114,08	219.972,60	219.716,83	239.601,45	221.790,12	234.719,11
CNEL-Sta. Elena	MW	111,12	119,55	105,11	111,69	106,23	96,80	95,80	94,17	91,99	97,10	94,71	114,02
	USD	248.617,80	267.521,23	235.201,11	249.981,00	237.715,71	216.709,59	214.595,11	211.151,61	209.139,33	220.539,46	215.299,11	258.579,63
CNEL-Sto. Domingo	MW	98,45	100,96	102,23	101,94	104,24	102,10	101,25	101,81	103,80	103,09	105,49	102,98
	USD	220.269,81	225.919,80	228.753,04	228.161,97	233.270,06	228.592,70	226.793,82	228.269,80	235.997,89	234.155,65	239.811,77	233.548,63
CNEL-Sucumbíos	MW	58,76	58,18	56,46	57,13	58,14	57,16	53,13	55,71	88,74	84,41	92,07	91,16
	USD	131.481,82	130.196,92	126.338,97	127.871,94	130.111,56	127.973,98	119.005,99	124.901,42	201.750,37	191.727,51	209.307,70	206.753,21
Coazucar	MW	2,35	0,90	1,00	1,07	1,03	1,71	1,46	2,27	-	-	1,42	1,42
	USD	5.168,87	1.973,55	2.204,59	2.357,25	2.269,99	3.778,72	3.210,58	5.013,70	-	-	3.125,76	3.132,47
E.E. Ambato	MW	116,74	117,55	119,74	119,37	119,92	119,98	118,89	118,90	121,22	121,58	124,04	124,24
	USD	200.586,07	202.011,28	205.773,33	205.161,99	206.077,80	206.289,60	204.510,61	204.725,70	177.466,22	177.812,34	181.580,16	181.441,98
E.E. Azogues	MW	18,73	18,21	18,34	18,63	18,29	18,88	18,35	18,80	19,03	19,01	18,98	19,05
	USD	19.212,55	18.684,11	18.816,25	19.118,32	18.761,92	19.373,93	18.844,62	19.330,07	5.108,91	5.097,20	5.093,88	5.101,32
E.E. Centro Sur	MW	180,62	181,55	185,06	187,16	187,35	184,16	183,12	181,81	188,10	188,59	189,12	190,31
	USD	385.112,76	387.159,67	394.616,68	399.166,11	399.515,76	392.890,21	390.887,12	388.468,87	405.391,78	406.060,16	407.567,93	409.163,75
E.E. Cotopaxi	MW	81,06	82,38	80,31	82,20	80,79	81,57	84,21	82,67	82,12	81,36	83,25	82,77
	USD	174.031,69	176.887,14	172.452,84	176.538,28	173.471,32	175.233,30	180.995,17	177.859,12	125.263,81	123.980,79	126.975,79	125.947,97
E.E. Norte	MW	101,56	103,07	101,29	102,86	99,18	99,71	100,03	103,78	107,64	109,19	107,28	106,32
	USD	210.131,70	213.292,90	209.590,89	212.880,96	205.237,63	206.423,96	207.201,61	215.165,55	192.053,92	194.622,03	191.381,83	189.224,15
E.E. Quito	MW	692,69	683,97	694,88	689,73	695,93	693,67	684,50	646,94	671,89	675,96	683,57	707,32
	USD	1.637.311,23	1.616.963,00	1.642.709,02	1.630.796,12	1.645.188,83	1.640.638,46	1.619.789,31	1.532.391,77	1.718.378,50	1.727.109,34	1.748.107,52	1.804.549,48
E.E. Riobamba	MW	69,81	68,01	70,83	70,71	71,15	70,85	68,56	68,26	71,71	72,02	72,37	72,06
	USD	126.420,64	123.182,50	128.290,57	128.089,39	128.860,09	128.393,40	124.295,53	123.869,30	114.625,44	115.005,86	115.668,23	114.904,85
E.E. Sur	MW	63,69	63,07	63,87	63,96	64,64	63,68	62,71	64,17	65,21	64,96	65,09	65,02
	USD	91.384,29	90.514,40	91.649,03	91.790,74	92.755,27	91.422,57	90.087,11	92.258,87	37.819,39	37.636,78	37.741,04	37.611,02
Ecoelectric	MW	5,86	5,70	-	-	-	13,95	10,81	9,78	5,39	11,33	9,85	12,16
	USD	12.910,67	12.556,81	-	-	-	30.749,63	23.824,30	21.563,65	11.881,41	24.974,07	21.712,27	26.798,24
Ecoluz	MW	4,04	3,99	3,87	3,91	4,81	4,63	4,72	4,82	5,41	5,21	5,15	5,17
	USD	8.895,49	8.784,71	8.538,97	8.616,55	10.609,02	10.202,52	10.404,77	10.616,74	11.921,79	11.483,15	11.345,91	11.397,91
Enermax	MW	8,89	8,86	8,92	9,36	9,19	8,83	8,33	8,47	8,55	8,74	8,64	9,15
	USD	19.590,33	19.524,23	19.653,07	20.624,12	20.256,68	19.463,96	18.362,88	18.676,18	18.849,97	19.261,77	19.040,30	20.166,97
EPMAPS	MW	4,59	4,37	4,51	11,86	4,78	4,78	4,53	4,40	4,39	4,35	4,49	4,36
	USD	10.125,84	9.636,32	9.940,00	26.130,81	10.536,36	10.536,37	9.973,43	9.688,28	9.665,92	9.576,77	9.888,33	9.601,78
Hidroabánico	MW	44,05	43,46	43,47	43,79	44,16	44,16	44,76	43,85	43,14	46,53	44,46	44,39
	USD	97.088,94	95.796,77	95.802,77	96.508,55	97.337,21	97.318,02	98.651,60	96.649,77	95.082,66	102.549,40	97.997,18	97.828,30
Hidroalto	MW	-	-	-	-	-	-	-	35,88	33,94	33,94	42,93	44,02
	USD	-	-	-	-	-	-	-	79.076,34	74.813,48	74.813,63	94.616,21	97.013,09
Hidrosanbartolo	MW	22,89	36,54	36,69	40,79	47,65	47,82	47,14	50,57	51,08	51,97	52,40	53,43
	USD	50.440,96	80.536,46	80.869,85	89.906,04	105.023,65	105.389,45	103.899,13	111.463,51	112.573,00	114.531,35	115.486,67	117.753,78
Otros Sistemas	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	USD	8.488,49	7.141,30	430.043,37	177.106,75	19.927,43	-	511,03	4.893,05	6.095,98	9.349,69	45.317,54	32.042,91
San Carlos	MW	-	-	-	-	-	3,60	21,23	10,04	16,40	10,18	16,27	13,85
	USD	-	-	-	-	-	7.943,34	46.798,33	22.130,87	36.156,58	22.427,52	35.866,29	30.530,28
Total Potencia Máxima (MW)		3.687,42	3.662,01	3.714,24	3.732,31	3.743,52	3.649,19	3.505,36	3.521,49	3.630,98	3.733,15	3.656,37	3.825,82
Total Suma de Valor Fijo (USD)		8.135.570,44	8.078.209,56	8.616.236,12	8.403.124,01	8.270.647,96	8.042.824,75	7.726.330,10	7.766.256,91	8.008.765,97	8.237.201,94	8.103.953,56	8.464.157,78



Iglesia de La Compañía de Jesús
Quito, Pichincha
Autor: Mario Alejandro Tapia

CRÉDITOS

Coordinación General:

Coordinación Nacional de Regulación del Sector Eléctrico - ARCONEL
Byron Betancourt

Dirección General:

Dirección Nacional de Estudios Eléctricos y Energéticos - ARCONEL
Geovanny Pardo

Elaboración:

Dirección Nacional de Estudios Eléctricos y Energéticos - ARCONEL
Alexandra Maldonado
Ana López
Andrés Chiles
Christian Junia
Marisol Díaz
Santiago Escobar
Santiago Flores
Sara Dávila

Revisión:

Participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano
Coordinación Nacional de Control del Sector Eléctrico - ARCONEL
Coordinación Nacional de Regulación del Sector Eléctrico - ARCONEL

Fotografías:

Ministerio de Turismo
Participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano.
Dirección Nacional de Estudios Eléctricos y Energéticos - ARCONEL
VISIONSPROF

Diagramación:

VISIONSPROF

Quito-Ecuador, septiembre 2018

Auspicio:



ISBN: 978-9942-07-948-0

Citar este documento como:

ARCONEL. Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017
Quito-Ecuador, septiembre 2018

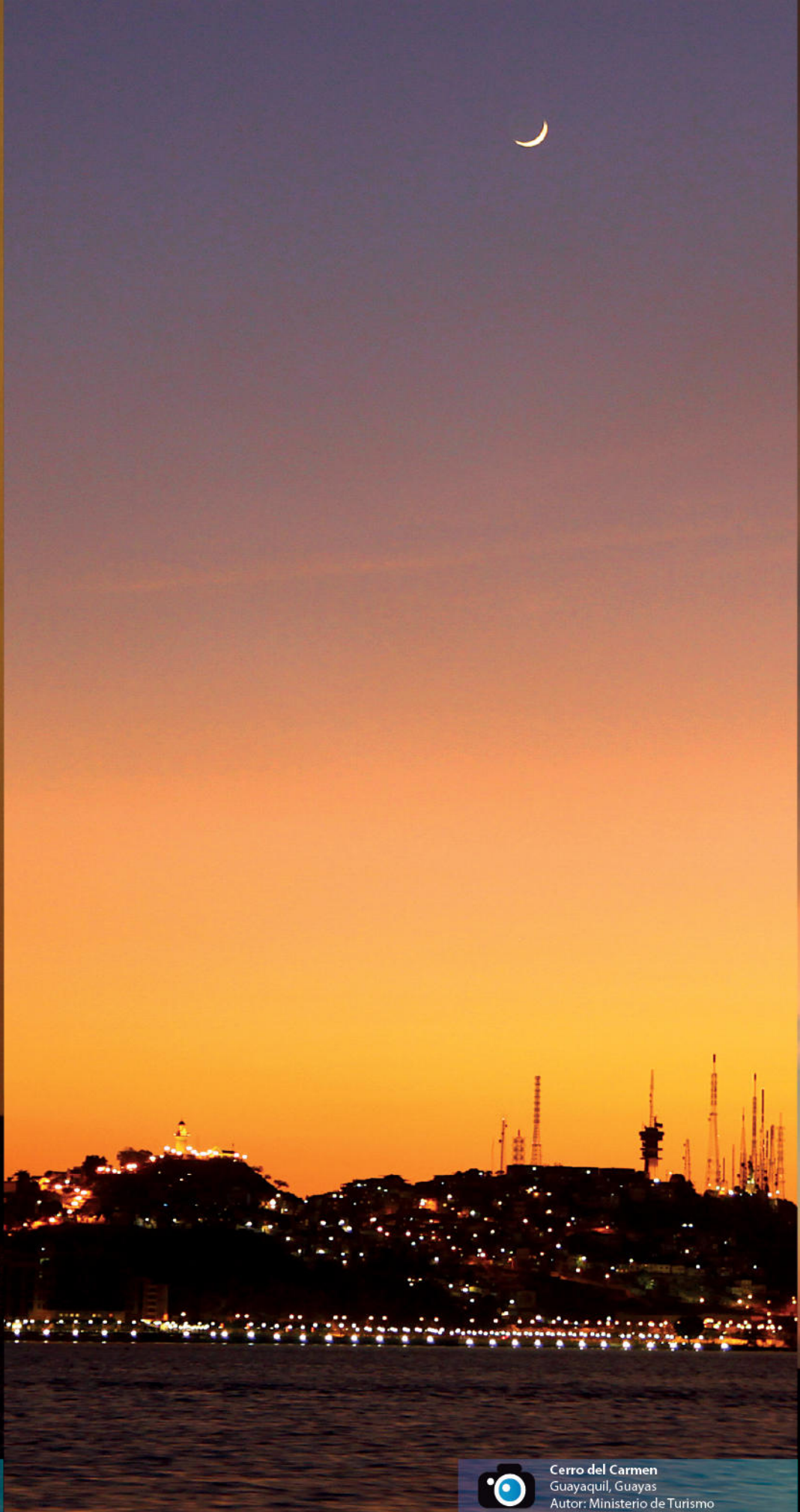
Todos los derechos reservados.

Accede a nuestro GEOPORTAL directamente:





El León dormido
Isla San Cristóbal, Galápagos
Autor: Mario Alejandro Tapia



Cerro del Carmen
Guayaquil, Guayas
Autor: Ministerio de Turismo



Volcán Quilotoa
Pujilí, Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo



Reserva Cuyabeno
Cuyabeno, Sucumbios
Autor: Ministerio de Turismo

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



EL
GOBIERNO
DE TODOS



Quito:
Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Teléfono: (593-2) 2268 744
Quito-Ecuador



Guayaquil:
Av. Francisco de Orellana y Justino Comejo
Edificio Gobierno Zonal de Guayaquil, Quinto piso
Teléfono: 04 206 8378
Código postal: 090506



Portoviejo:
Calle Los Nardos y Av. 15 de Abril
CAC Portoviejo primer piso alto
Teléfono: 02 2268744

www.regulacionelectrica.gob.ec

ISBN 978-9942-07-946-6



9 789942 079466