

ESTADÍSTICA

ANUAL Y MULTIANUAL
del Sector Eléctrico
Ecuatoriano



2018

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



EL
GOBIERNO
DE TODOS



Iglesia de San Francisco
Pichincha
Mario Tapia



Mitad del Mundo
Pichincha
Mario Tapia



Yaguarcocha
Imbabura
Carlos Ortega



Antenas del Volcán Pichincha
Pichincha
Mario Tapia



Escultura del Mono
Guayas
Municipio de Guayaquil



Lobos Marinos
Galapagos
Mario Tapia



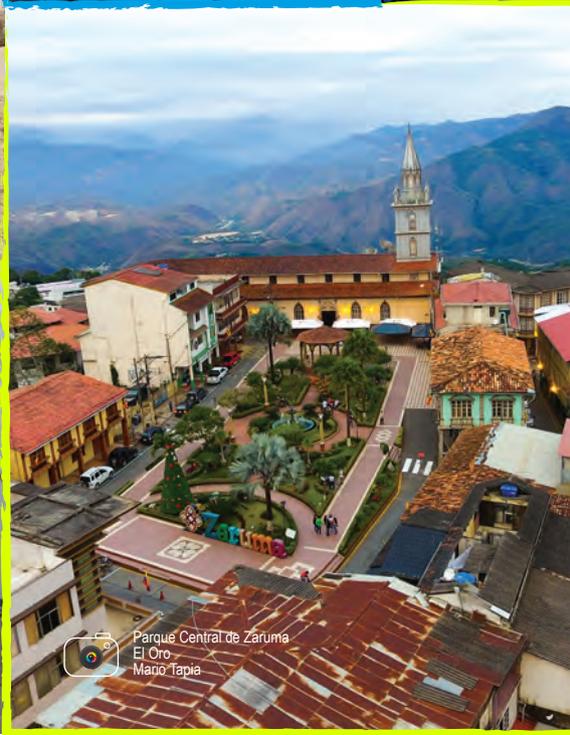
Basilica de Quito
Pichincha
Mario Tapia



Riobamba
Chimborazo
Municipio de Riobamba



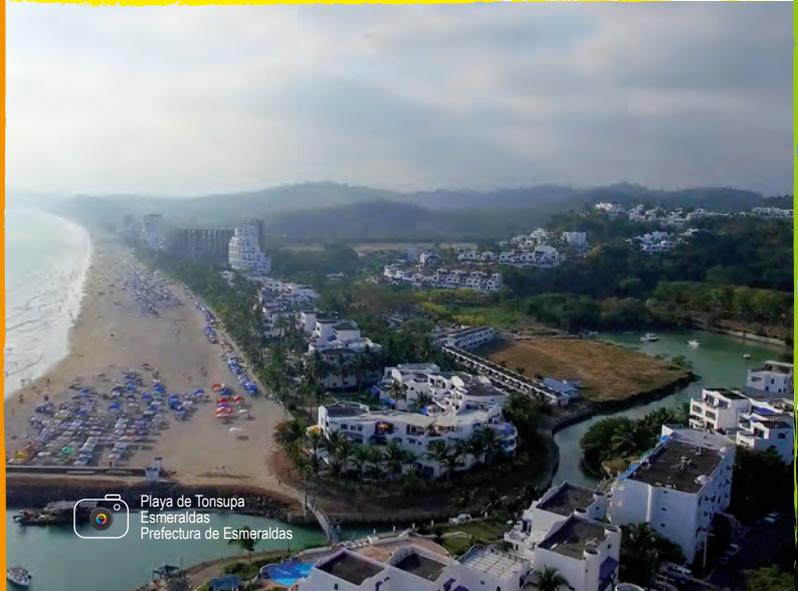
Puerto de Guayaquil
Guayas
Mario Tapia



Parque Central de Zaruma
El Oro
Mario Tapia



Catedral de Ambato
Tungurahua
Andrés Gamba



Playa de Tonsupa
Esmeraldas
Prefectura de Esmeraldas



Guayacanes florecientes
Guayas
Mario Tapia



Escalada en el Cayambe
Pichincha
Ministerio de Turismo



Laguna del Quilotoa
Cotacachi
Mario Tapia



Catedral de Cuenca
Azuay
Ministerio de Turismo



Plaza de los Ponchos Otavalo
Imbabura
Ministerio de Turismo



Salinas
Santa Elena
Ministerio de Turismo

REPÚBLICA DEL ECUADOR

Lenin Moreno Garcés

Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Otto Sonnenholzner

Vicepresidente de la República del Ecuador



Carlos Pérez García
Ministro de Energía y
Recursos Naturales no Renovables



Armando Altamirano Chávez
Viceministro de Electricidad y
Energía Renovable



Gabriel Bolívar Lucio Manzoni
Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación
y Control de Electricidad

El siglo XXI trae retos en los que es preciso contar con información confiable y transparente; el buen uso que se pueda hacer de ella determinará estudios que marcarán el inicio de nuevas teorías, y serán la base para la transformación constante de la realidad en la que vivimos.

La rama del conocimiento que nos ayuda a recolectar, clasificar, sintetizar, organizar, analizar e interpretar estos datos para la toma de decisiones; es la llamada ciencia de los datos: la estadística.

Para esta publicación los participantes del sector eléctrico ecuatoriano envían información de acuerdo al “Plan de Entrega SISDAT – Sistematización de Datos del Sector Eléctrico”, misma que se detalla a partir del reporte mensual de datos respecto de la infraestructura, despacho comercial de la energía, operación de las centrales de generación, funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y transacciones comerciales nacionales e internacionales de energía. Posteriormente, mediante rigurosos procesos de validación, utilizando metodologías modernas como la Minería de Datos y otros procesos estadísticos se garantiza la calidad de la información reportada, cuyo contenido pasa a formar parte de la estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL procesa esta información, en cumplimiento a lo dispuesto en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (Art. 15, Num. 9): “Implementar, operar y mantener el sistema único de información estadística del sector eléctrico”. Es preciso señalar que en el 2015, la ARCONEL fue la primera entidad en obtener la certificación por parte del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos – INEC, ente rector de estadística en el Ecuador y máximo representante del Sistema Estadístico Nacional (SEN), en la Operación “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano” 2014, mediante un proceso íntegro cuyo resultado compromete a mejorar constantemente la calidad de este trabajo que contribuye a la producción de estadísticas en el país.

Este 2019, el INEC renovó la Certificación de Calidad Estadística; corroborando así el valor agregado que genera la Agencia al sector eléctrico y a la sociedad ecuatoriana, con datos confiables y fidedignos que posibilitan a la ciudadanía, academia y empresas contar con información de utilidad para la investigación, análisis y desarrollo de estudios que sin duda apuntan a lograr una mayor eficiencia en el uso de la energía garantizando un futuro que goce de autonomía energética desplazando el uso de recursos fósiles que han generado daño a nuestro ambiente.

La “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018” ofrece la compilación y organización de la información del sector eléctrico, con sus principales variables técnicas, tales como cobertura de energía eléctrica del país, porcentaje de energía renovable a nivel nacional, usuarios a nivel nacional; así también variables económicas del mercado eléctrico interno y de las transacciones de energía con los países vecinos.

Me complace presentar a ustedes esta publicación como un aporte de la ARCONEL que espera constituirse en una herramienta fundamental de conocimiento, y en un puntal del desarrollo desde un sector clave en el cambio de nuestra sociedad.

Gabriel Bolívar Lucio Manzoni
Director Ejecutivo
Agencia de Regulación y Control
de Electricidad, ARCONEL



PRESENTACIÓN

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad –ARCONEL, recibió del Instituto Nacional de Estadística y Censos –INEC, la Certificación de Calidad de la Operación Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano en el 2018. 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.

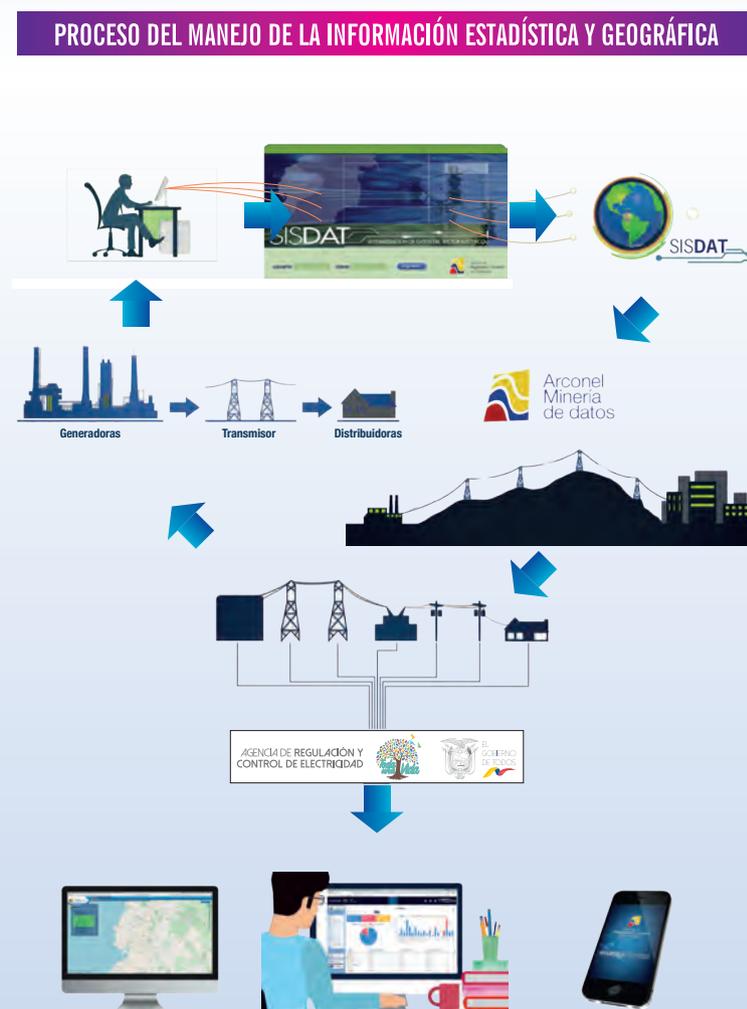
La ARCONEL, como lo dispone la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPEE, sustenta sus decisiones en el trabajo permanentemente para “Implementar, operar y mantener el sistema único de información estadística del sector eléctrico”.

Para esto gestiona, actualiza, valida y procesa la información estadística y geográfica de los 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 entregan información mediante su Plan de Entrega SISDAT, para lo cual reportan mensualmente sus 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 verificación mediante el 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.

Consecuentemente, ARCONEL publica en su portal web www.regulacionelectrica.gob.ec, para acceso de todo el público, información estadística y geográfica detallada de infraestructura, transacciones e indicadores como el Balance Nacional de Energía, entre otros.





Introducción



Infraestructura



Transacciones

INTRODUCCIÓN

1

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 – Transelectric	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 – Transelectric	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 DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	29
2.1	Energía producida y consumo de combustibles	29
2.1.1	Producción de energía y consumo de combustibles	29
2.1.2	Energía disponible de las empresas del sector eléctrico	33
2.1.3	Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras	34
2.1.4	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación	37
2.1.5	Producción de energía y consumo de combustibles de empresas autogeneradoras	40
2.2	Energía vendida	43
2.2.1	Energía vendida por las empresas de generación	43
2.2.2	Energía vendida por las empresas de distribución con generación	44
2.2.3	Energía vendida por las empresas autogeneradoras	45
2.3	Desempeño Operativo y Transacciones de Energía en el Sistema Nacional de Transmisión	45
2.3.1	Características operativas del SNT	47
2.3.2	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	51
2.3.3	Facturación de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric	52
2.4	Compra y venta de energía eléctrica de las empresas distribuidoras	53
2.4.1	Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras	53
2.4.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución	54
2.4.3	Energía y valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras	56
2.4.4	Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados	61
2.4.5	Facturación a clientes no regulados	63
2.5	Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC)	63
2.6	Pérdidas en los sistemas de distribución	69
2.6.1	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	69
2.7	Precios medios	72
2.7.1	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	72
2.7.2	Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	73
2.7.3	Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	73
2.7.4	Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	74
2.7.5	Precio medio de la energía facturada a clientes regulados	74
2.7.6	Evolución mensual del precio medio de la energía facturada a clientes regulados	77

ÍNDICE

Transacciones

2

Indicadores

3

Infraestructura 2009 - 2018

4

2.8	Interconexiones	77
2.8.1	Exportación de energía eléctrica	77
2.8.2	Importación de energía eléctrica	78
2.8.3	Comparativo del precio medio de transacciones internacionales	79
2.9	Información operativa del sector eléctrico	79
2.9.1	Características de la operación del Sistema Nacional Interconectado, SNI	79
2.9.1.1	Producción	80
2.9.1.1.1	Factores de planta	80
2.9.1.2	Demanda de energía y potencia mensuales	80
2.9.2	Demanda máxima de potencia de las empresas distribuidoras	81
2.9.3	Reservas e Indisponibilidades	81
2.9.3.1	Reservas de generación	81
2.9.3.2	Indisponibilidad de generación	82
2.9.4	Principales mantenimientos en el sistema nacional interconectado, SNI	83
2.9.5	Cumplimiento plan de mantenimientos	83
2.9.6	Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocios de generación	85
2.9.7	Frecuencia de mantenimientos por empresa y elementos de transmisión	86
2.9.8	Frecuencia de mantenimientos por empresas de distribución	86
2.9.9	Energía no suministrada	87
2.9.10	Histórico de las horas equivalentes a desconexión	87
2.10	Emisión de CO2	87

3.	INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	93
3.1	Balance nacional de energía	93
3.1.1	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución	97
3.2	Consumo per cápita anual	98
3.3	Pérdidas de energía en distribución	100
3.4	Consumo promedio de energía eléctrica por cliente final	102
3.5	Cobertura de servicio eléctrico	105

4.	INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2009-2018	113
4.1	Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica, periodo 2009-2018	113
4.1.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa	113
4.1.2	Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente	113
4.1.3	Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio	114
4.2	Evolución histórica de la capacidad de transformación, periodo 2009-2018	114
4.2.1	Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras	114
4.2.2	Capacidad de transformación en subestaciones de CELEC EP–Transelectric	115
4.2.3	Capacidad de transformación en subestaciones de empresas distribuidoras	115
4.3	Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión, periodo 2009–2018	116
4.3.1	Líneas de transmisión de empresas generadoras y autogeneradoras	116
4.3.2	Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric	116
4.3.3	Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras	116
4.4	Evolución histórica de clientes, periodo 2009-2018	117
4.4.1	Clientes	117

Transacciones

2009 - 2018

5

Indicadores

6

Glosario

7

5.	TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2009-2018	121
5.1	Evolución histórica de la producción de energía, período 2009-2018	121
5.1.1	Producción de energía	121
5.1.2	Producción histórica de empresas generadoras	122
5.1.3	Producción histórica de empresas distribuidoras con generación	122
5.1.4	Producción histórica de empresas autogeneradoras	123
5.1.5	Consumo de combustibles período 2009-2018	123
5.2	Evolución histórica de la energía vendida 2009-2018	125
5.2.1	Energía vendida por las empresas generadoras	126
5.2.2	Energía vendida por empresas distribuidoras con generación	127
5.2.3	Energía vendida por las empresas autogeneradoras	127
5.2.4	Evolución histórica de la energía vendida	127
5.2.4.1	Valores económicos de la energía vendida por tipo de empresa	127
5.2.4.2	Valor de la energía vendida por las empresas generadoras	128
5.2.4.3	Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación	128
5.2.4.4	Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	129
5.3	Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión -SNT, período 2009-2018	130
5.3.1	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	130
5.3.2	Valores facturados por la empresa transmisora	130
5.4	Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica, período 2009-2018	130
5.4.1	Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras	130
5.4.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución	131
5.4.3	Facturación a clientes regulados	131
5.4.4	Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados	134
5.4.5	Facturación a clientes no regulados	134
5.5	Evolución histórica de pérdidas en los sistemas de distribución, período 2009-2018	135
5.5.1	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	135
5.5.2	Comparativo de los valores de pérdidas de las empresas distribuidoras para los años 2009 y 2018	135
5.6	Evolución histórica de precios medios período 2009-2018	137
5.6.1	Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción	137
5.6.2	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	137
5.6.3	Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	138
5.6.4	Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	139
5.6.5	Precio medio de la energía facturada a clientes regulados	139
5.7	Interconexiones	140
5.7.1	Exportación de energía	140
5.7.1.1	Valores económicos por exportación de energía	140
5.7.1.1	Precio medio de la energía exportada	140
5.7.2	Importación de energía a través del SNT	140
5.7.2.1	Valores económicos por importación de energía	141
5.7.3	Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales a través del SNT	141

6.	INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	145
6.1	Balance nacional de energía eléctrica	145
6.1.1	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución	146
6.2	Pérdidas en los sistemas de distribución	147
6.3	Consumo promedio mensual de energía eléctrica	148
6.4	Cobertura del servicio eléctrico	148

7.	GLOSARIO	153
7.1	Términos	153
7.2	Siglas	157
7.3	Unidades de medida	157

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 1: Potencia nominal por tipo de sistema (MW)	7	Figura Nro. 81: Crecimiento de la demanda de potencia (%)	81
Figura Nro. 2: potencia efectiva por tipo de sistema (MW)	7	Figura Nro. 82: Demanda máxima de potencia (MW)	81
Figura Nro. 3: Potencia efectiva por tipo de central (MW)	8	Figura Nro. 83: Reserva energética, 2018 (GWh)	82
Figura Nro. 4: Potencia por tipo de empresa (MW)	8	Figura Nro. 84: Reserva mensual de energía (GWh)	82
Figura Nro. 5: Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW)	9	Figura Nro. 85: Reserva energética mensual por embalse (m3/s)	82
Figura Nro. 6: Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW)	9	Figura Nro. 86: Potencia promedio indisponible mensual (MW)	82
Figura Nro. 7: Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW)	9	Figura Nro. 87: Mantenimientos en los elementos del SNI	83
Figura Nro. 8: Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW)	9	Figura Nro. 88: Aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento	83
Figura Nro. 9: Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW)	10	Figura Nro. 89: Cumplimiento del plan de mantenimientos de generación	83
Figura Nro. 10: Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa	10	Figura Nro. 90: Cumplimiento del plan de mantenimientos de transmisión	84
Figura Nro. 11: Potencia efectiva de centrales térmicas turbogás por tipo de empresa (MW)	10	Figura Nro. 91: Mantenimientos de empresas distribuidoras con desconexión de carga (horas)	84
Figura Nro. 12: Potencia efectiva de centrales térmicas turbovapor por tipo de empresa (MW)	10	Figura Nro. 92: Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocio de generación	85
Figura Nro.13: Potencia efectiva por tipo de servicio	11	Figura Nro. 93: Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocio de CELEC EP	86
Figura Nro.14: Potencia efectiva a nivel de provincia (MW)	12	Figura Nro. 94: Frecuencia de mantenimientos por empresa y elementos de transmisión	86
Figura Nro. 15: Longitud de redes de medio voltaje por empresa (km)	17	Figura Nro. 95: Porcentaje de mantenimientos por empresa distribuidora	86
Figura Nro. 16: Capacidad en transformadores de distribución (MVA)	18	Figura Nro. 96: Frecuencia de mantenimientos por cada unidad de negocio de CNEL EP	87
Figura Nro. 17: Longitud de redes secundarias por empresa (km)	18	Figura Nro. 97: Energía no suministrada durante el 2018	87
Figura Nro. 18: Potencia instalada de luminarias (kW)	19	Figura Nro. 98: Horas equivalentes de desconexión, 2010 – 2018	87
Figura Nro. 19: Número de medidores	19	Figura Nro. 99: Evolución de los márgenes de emisión de CO2 y la demanda de energía	88
Figura Nro. 20: Número de clientes regulados por grupo de consumo	21	Figura Nro. 100: Potencia nominal (MW)	94
Figura Nro. 21: Número de clientes regulados por provincia	22	Figura Nro. 101: Capacidad efectiva (MW)	94
Figura Nro. 22: Composición de clientes regulados por región	22	Figura Nro. 102: Producción de energía e importaciones (GWh)	95
Figura Nro. 23: Personal por tipo de empresa	24	Figura Nro. 103: Producción de energía e importaciones SNI (GWh)	95
Figura Nro. 24: Producción de energía bruta por tipo de central (GWh)	29	Figura Nro. 104: Energía entregada para servicio público (GWh)	96
Figura Nro. 25: Producción bruta por tipo de energía	30	Figura Nro. 105: Consumo de energía y pérdidas (GWh)	96
Figura Nro. 26: Composición de la energía renovable (GWh)	30	Figura Nro. 106: Balance de energía en los sistemas de distribución	98
Figura Nro. 27: Composición de la energía no renovable (GWh)	30	Figura Nro. 107: Demanda máxima anual por empresa distribuidora (MW)	98
Figura Nro. 28: Producción de energía de empresas generadoras (GWh)	31	Figura Nro. 108: Composición de la energía disponible del sistema eléctrico de distribución	98
Figura Nro. 29: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (GWh)	31	Figura Nro. 109: Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab)	100
Figura Nro. 30: Producción de energía de empresas autogeneradoras (GWh)	31	Figura Nro. 110: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	101
Figura Nro. 31: Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa (GWh)	32	Figura Nro. 111: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	101
Figura Nro. 32: Energía disponible para servicio público y no público (GWh)	32	Figura Nro. 112: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución	101
Figura Nro. 33: Consumo total de combustibles (TEP)	32	Figura Nro. 113: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)	104
Figura Nro. 34: Energía disponible por tipo de empresa	33	Figura Nro. 114: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo residencial (kWh/cliente)	104
Figura Nro. 35: Energía entregada para servicio público	33	Figura Nro. 115: Consumo promedio mensual de clientes comerciales (kWh/cliente)	104
Figura Nro. 36: Energía entregada para servicio no público	33	Figura Nro. 116: Consumo promedio mensual de clientes industriales (kWh/cliente)	105
Figura Nro. 37: Composición de energía de empresas generadoras	34	Figura Nro. 117: Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico	105
Figura Nro. 38: Consumo de combustibles de empresas generadoras (TEP)	34	Figura Nro. 118: Evolución histórica de las potencias nominal y efectiva	113
Figura Nro. 39: Producción de energía de las empresas distribuidoras con generación por tipo de central	39	Figura Nro. 119: Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2009 - 2018 (MW)	114
Figura Nro. 40: Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación	39	Figura Nro. 120: Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2009 - 2018 (MW)	114
Figura Nro. 41: Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica (TEP)	39	Figura Nro. 121: Capacidad máxima de transformación (MVA)	115
Figura Nro. 42: Consumo de combustibles por empresa distribuidora con generación térmica (TEP)	40	Figura Nro. 122: Número de clientes totales	117
Figura Nro. 43: Composición de energía de empresas autogeneradoras	40	Figura Nro. 123: Energía bruta y disponible, periodo 2009-2018	121
Figura Nro. 44: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (TEP)	40	Figura Nro. 124: Energía para servicio público y no público, periodo 2009-2018	121
Figura Nro. 45: Energía vendida por tipo de empresa	43	Figura Nro. 125: Evolución de la producción de energía de empresas generadoras	122
Figura Nro. 46: Energía vendida por las empresas de generación (GWh)	43	Figura Nro. 126: Energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación	123
Figura Nro. 47: Valor de la energía vendida por las empresas de generación (MUSD)	44	Figura Nro. 127: Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras	123
Figura Nro. 48: Voltajes en subestaciones de 500 kV (pu)	47	Figura Nro. 128: Consumo de combustible (TEP)	124
Figura Nro. 49: Voltajes en subestaciones de 230 kV (pu)	48	Figura Nro. 129: Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP)	125
Figura Nro. 50: Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)	48	Figura Nro. 130: Energía vendida por tipo de empresa	125
Figura Nro. 51: Nivel de uso de transformadores del SNT	49	Figura Nro. 131: Valor de la energía vendida por tipo de empresa	128
Figura Nro. 52: Nivel de uso de líneas de 500 kV	50	Figura Nro. 132: Pérdidas de energía en el SNT	130
Figura Nro. 53: Nivel de uso de líneas de 230 kV	50	Figura Nro. 133: Energía comprada por las empresas distribuidoras (GWh)	131
Figura Nro. 54: Nivel de uso de líneas de 138 kV.	51	Figura Nro. 134: Energía disponible en los sistemas de distribución (GWh)	131
Figura Nro. 55: Pérdidas de energía en el SNT	52	Figura Nro. 135: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2009 (GWh)	132
Figura Nro. 56: Demanda máxima coincidente y facturación mensual	52	Figura Nro. 136: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2018 (GWh)	132
Figura Nro. 57: Energía comprada por empresa distribuidora	53	Figura Nro. 137: Facturación de energía eléctrica de las empresas distribuidoras a clientes regulados (GWh)	132
Figura Nro. 58: Energía comprada por unidad de negocio de CNEL EP	53	Figura Nro. 138: Facturación de energía eléctrica por región (GWh)	132
Figura Nro. 59: Energía disponible por empresa distribuidora	56	Figura Nro. 139: Facturación de energía eléctrica (MUSD)	133
Figura Nro. 60: Energía disponible por unidad de negocio de CNEL EP	56	Figura Nro. 140: Facturación de energía eléctrica por región (MUSD)	133
Figura Nro. 61: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	58	Figura Nro. 141: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	134
Figura Nro. 62: Porcentaje de facturación de energía eléctrica por región	59	Figura Nro. 142: Valor peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados (MUSD)	134
Figura Nro. 63: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	59	Figura Nro. 143: Pérdidas de energía eléctrica en distribución (GWh)	135
Figura Nro. 64: Porcentaje de la facturación de energía eléctrica por región	61	Figura Nro. 144: Pérdidas de energía eléctrica en distribución (%)	135
Figura Nro. 65: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	61	Figura Nro. 145: Comparativo de pérdidas (GWh) 2009 – 2018	136
Figura Nro. 66: Valor peaje por potencia facturada a clientes no regulados (miles de USD)	63	Figura Nro. 146: Comparativo de pérdidas (%) 2009 – 2018	136
Figura Nro. 67: Valor peaje por energía facturada a clientes no regulados (miles de USD)	63	Figura Nro. 147: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa	137
Figura Nro. 68: Clientes PEC por empresa distribuidora	65	Figura Nro. 148: Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	138
Figura Nro. 69: Clientes PEC de la CNEL EP	65	Figura Nro. 149: Precio medio de la energía comprada	139
Figura Nro. 70: Energía subsidiada por empresa con clientes PEC (GWh)	69	Figura Nro. 150: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras	140
Figura Nro. 71: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)	70	Figura Nro. 151: Energía exportada periodo 2009-2018	140
Figura Nro. 72: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)	70	Figura Nro. 152: Energía importada periodo 2009-2018	141
Figura Nro. 73: Precio medio mensual de la energía por contratos y transacciones de corto plazo	72	Figura Nro. 153: Comparativo precio medio transacciones Colombia USD c/kWh	141
Figura Nro. 74: Precio medio de la energía comprada por empresa distribuidora y unidad de negocio de CNEL EP	74	Figura Nro. 154: Comparativo precio medio transacciones Perú USD c/kWh	141
Figura Nro. 75: Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras	75	Figura Nro. 155: Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución (GWh)	147
Figura Nro. 76: Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo	75	Figura Nro. 156: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)	147
Figura Nro. 77: Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras	77	Figura Nro. 157: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)	148
Figura Nro. 78: Comparativo precio medio SNT USD c/kWh	79	Figura Nro. 158: Consumo promedio mensual de clientes regulados (kWh/cliente)	148
Figura Nro. 79: Demanda de potencia 2017 (MW)	80	Figura Nro. 159: Cobertura de servicio eléctrico	149
Figura Nro. 80: Demanda de potencia 2018 (MW)	80		

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nro. 1: Centrales que entraron en operación en el año 2018	7	Tabla Nro. 76: Factor de planta por central de generación (%)	80
Tabla Nro. 2: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente	8	Tabla Nro. 77: Evolución mensual de la demanda de potencia (MW)	80
Tabla Nro. 3: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa	8	Tabla Nro. 78: Evolución mensual de la demanda (MWh)	81
Tabla Nro. 4: Potencia y número de centrales por provincia y tipo de energía	11	Tabla Nro. 79: Energía no suministrada (MWh)	87
Tabla Nro. 5: Subestaciones por tipo de empresa	12	Tabla Nro. 80: Balance nacional de energía eléctrica	94
Tabla Nro. 6: Subestaciones de elevación de las generadoras	12	Tabla Nro. 81: Balance de energía en los sistemas de distribución	97
Tabla Nro. 7: Subestaciones de seccionamiento de las generadoras	12	Tabla Nro. 82: Balance de energía del sistema eléctrico de distribución (GWh)	98
Tabla Nro. 8: Subestaciones de elevación y reducción de las autogeneradoras	13	Tabla Nro. 83: Consumo per cápita anual por provincia	100
Tabla Nro. 9: Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras	13	Tabla Nro. 84: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	100
Tabla Nro. 10: Subestaciones de reducción de CELEC EP – Transelectric	13	Tabla Nro. 85: Consumo promedio mensual de energía eléctrica por empresa distribuidora y grupo de consumo (kWh/cliente)	102
Tabla Nro. 11: Subestaciones de seccionamiento de CELEC EP – Transelectric	13	Tabla Nro. 86: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia	105
Tabla Nro. 12: Subestaciones de elevación y reducción de las distribuidoras	14	Tabla Nro. 87: Potencia nominal por tipo de empresa	113
Tabla Nro. 13: Subestaciones de seccionamiento de las distribuidoras	14	Tabla Nro. 88: Potencia efectiva por tipo de empresa	113
Tabla Nro. 14: Transformadores asociados a generación de las generadoras	14	Tabla Nro. 89: Potencia nominal por tipo de fuente	113
Tabla Nro. 15: Transformadores asociados a generación de las distribuidoras	15	Tabla Nro. 90: Potencia efectiva por tipo de fuente	114
Tabla Nro. 16: Longitud de líneas por tipo de empresa	15	Tabla Nro. 91: Potencia nominal por tipo de servicio	114
Tabla Nro. 17: Líneas de empresas generadoras	15	Tabla Nro. 92: Potencia efectiva por tipo de servicio	114
Tabla Nro. 18: Líneas de empresas autogeneradoras	15	Tabla Nro. 93: Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras	115
Tabla Nro. 19: Líneas de transmisión por tipo de circuito	16	Tabla Nro. 94: Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras	115
Tabla Nro. 20: Líneas de transmisión para interconexión	16	Tabla Nro. 95: Evolución de la capacidad de transformación del transmisor	115
Tabla Nro. 21: Líneas de empresas distribuidoras	16	Tabla Nro. 96: Evolución de la capacidad de transformación de las subestaciones de distribución	115
Tabla Nro. 22: Compensación capacitiva instalada en el SNT	17	Tabla Nro. 97: Evolución histórica de líneas de empresas generadoras	116
Tabla Nro. 23: Compensación inductiva instalada en el SNT	17	Tabla Nro. 98: Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras	116
Tabla Nro. 24: Redes de medio voltaje de las distribuidoras	17	Tabla Nro. 99: Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric	116
Tabla Nro. 25: Número y capacidad de transformadores de distribución	18	Tabla Nro. 100: Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras	117
Tabla Nro. 26: Redes secundarias de las distribuidoras	18	Tabla Nro. 101: Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras	117
Tabla Nro. 27: Luminarias de empresas distribuidoras	19	Tabla Nro. 102: Energía producida 2009-2018	121
Tabla Nro. 28: Medidores de las distribuidoras	19	Tabla Nro. 103: Energía producida por las empresas generadoras	122
Tabla Nro. 29: Acometidas de las distribuidoras	20	Tabla Nro. 104: Energía producida por las empresas distribuidoras con generación	122
Tabla Nro. 30: Número de clientes regulados y no regulados de las distribuidoras	20	Tabla Nro. 105: Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación	122
Tabla Nro. 31: Número de clientes regulados por provincia	21	Tabla Nro. 106: Energía producida por las empresas autogeneradoras	123
Tabla Nro. 32: Personal de empresas generadoras	24	Tabla Nro. 107: Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica	124
Tabla Nro. 33: Personal de empresas autogeneradoras	25	Tabla Nro. 108: Consumo de combustibles (TEP)	124
Tabla Nro. 34: Personal de las empresas distribuidoras	25	Tabla Nro. 109: Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP)	125
Tabla Nro. 35: Producción de energía bruta por sistema	29	Tabla Nro. 110: Energía vendida por tipo de empresa (GWh)	125
Tabla Nro. 36: Producción de energía bruta por tipo de energía	30	Tabla Nro. 111: Energía vendida por empresa generadora (GWh)	126
Tabla Nro. 37: Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh)	31	Tabla Nro. 112: Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (GWh)	127
Tabla Nro. 38: Consumo de combustibles por tipo de empresa	32	Tabla Nro. 113: Energía vendida por empresa autogeneradora (GWh)	127
Tabla Nro. 39: Consumo total de combustibles (TEP)	32	Tabla Nro. 114: Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD)	128
Tabla Nro. 40: Energía disponible de centrales incorporadas en el 2018	33	Tabla Nro. 115: Valor de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (MUSD)	129
Tabla Nro. 41: Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras	37	Tabla Nro. 116: Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora (USD)	129
Tabla Nro. 42: Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica	39	Tabla Nro. 117: Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	130
Tabla Nro. 43: Energía vendida por tipo de transacción	43	Tabla Nro. 118: Valores facturados por CELEC EP-Transelectric	130
Tabla Nro. 44: Energía vendida por tipo de transacción y empresa	43	Tabla Nro. 119: Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras	130
Tabla Nro. 45: Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras	44	Tabla Nro. 120: Energía disponible en el sistema de distribución	131
Tabla Nro. 46: Venta de energía eléctrica por generación de las empresas distribuidoras	44	Tabla Nro. 121: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	131
Tabla Nro. 47: Energía vendida por las empresas autogeneradoras	45	Tabla Nro. 122: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)	132
Tabla Nro. 48: Límites de variación de voltaje para la operación del SNI	47	Tabla Nro. 123: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	133
Tabla Nro. 49: Pérdidas de energía en el SNT	51	Tabla Nro. 124: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)	133
Tabla Nro. 50: Energía comprada por empresa distribuidora	53	Tabla Nro. 125: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	134
Tabla Nro. 51: Energía disponible en los sistemas de distribución	54	Tabla Nro. 126: Energía y potencia facturada a clientes no regulados	134
Tabla Nro. 52: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)	58	Tabla Nro. 127: Pérdidas de energía eléctrica en distribución	135
Tabla Nro. 53: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)	58	Tabla Nro. 128: Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2009 - 2018	136
Tabla Nro. 54: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	59	Tabla Nro. 129: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD €/kWh)	137
Tabla Nro. 55: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)	59	Tabla Nro. 130: Precio medio de la energía vendida por empresas generadoras	137
Tabla Nro. 56: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)	61	Tabla Nro. 131: Precio medio de la energía vendida por empresa generadora (USD €/kWh)	138
Tabla Nro. 57: Energía y potencia facturada por concepto de peaje a clientes no regulados	63	Tabla Nro. 132: Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras	138
Tabla Nro. 58: Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2018	64	Tabla Nro. 133: Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación (USD €/kWh)	139
Tabla Nro. 59: Energía facturada y subsidiada en programa PEC en los sistemas de distribución	65	Tabla Nro. 134: Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	139
Tabla Nro. 60: Energía facturada y subsidiada en programa PEC por provincia	69	Tabla Nro. 135: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras	139
Tabla Nro. 61: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	69	Tabla Nro. 136: Energía exportada por tipo de cliente (GWh)	140
Tabla Nro. 62: Precio medio de la energía vendida por tipo de transacción	72	Tabla Nro. 137: Valor de la energía exportada (MUSD)	140
Tabla Nro. 63: Precio medio de la energía vendida en generación por tipo de transacción y empresa	72	Tabla Nro. 138: Precio medio de la energía exportada (USD €/kWh)	140
Tabla Nro. 64: Precio medio de la energía vendida por las generadoras	73	Tabla Nro. 139: Energía importada a través del SNT por tipo de transacción (GWh)	141
Tabla Nro. 65: Precio medio de la energía vendida por empresas distribuidoras con generación	73	Tabla Nro. 140: Valor de la energía importada (MUSD)	141
Tabla Nro. 66: Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	73	Tabla Nro. 141: Precio medio de la energía importada (USD €/kWh)	141
Tabla Nro. 67: Precio medio de la energía comprada por las empresa distribuidoras	74	Tabla Nro. 142: Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, período 2009 – 2018	145
Tabla Nro. 68: Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras	75	Tabla Nro. 143: Balance de energía para servicio público, período 2009 – 2018	146
Tabla Nro. 69: Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo	75	Tabla Nro. 144: Balance de energía en el sistema de distribución	146
Tabla Nro. 70: Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras	77	Tabla Nro. 145: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	147
Tabla Nro. 71: Energía exportada	77	Tabla Nro. 146: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)	148
Tabla Nro. 72: Energía exportada a través del SNT	78	Tabla Nro. 147: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia	149
Tabla Nro. 73: Energía exportada a través de redes de distribución	78		
Tabla Nro. 74: Energía importada SNT y redes de distribución	79		
Tabla Nro. 75: Comparativo precio medio SNT (USD €/kWh)	79		

MAPAS Y ANEXOS

Mapa Nro. 1: Clientes regulados por grupo de consumo y por provincia	23
Mapa Nro. 2: Producción de energía renovable de empresas generadoras	35
Mapa Nro. 3: Producción de energía no renovable de empresas generadoras	36
Mapa Nro. 4: Producción de energía renovable de empresas distribuidoras con generación	38
Mapa Nro. 5: Producción de energía renovable de empresas autogeneradoras	41
Mapa Nro. 6: Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras	42
Mapa Nro. 7: Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	46
Mapa Nro. 8: Energía disponible en los sistemas de distribución	55
Mapa Nro. 9: Demanda de energía eléctrica por grupo de consumo	57
Mapa Nro. 10: Energía facturada por grupo de consumo	60
Mapa Nro. 11: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo	62
Mapa Nro. 12: Clientes PEC – cocción por inducción	66
Mapa Nro. 13: Clientes PEC – calentamiento de agua	67
Mapa Nro. 14: Clientes PEC – cocción por inducción y calentamiento de agua	68
Mapa Nro. 15: Pérdidas en los sistemas de distribución	71
Mapa Nro. 16: Precios medios de energía facturada	76
Mapa Nro. 17: Consumo per cápita por provincia	99
Mapa Nro. 18: Consumo promedio de energía eléctrica	103
Mapa Nro. 19: Cobertura eléctrica	106

ANEXOS.

A.1	Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central	159
A.2	Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central	160
A.3	Potencia nominal y efectiva de empresas distribuidoras por tipo de central	162
B.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio	162
C.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia	163
D.1	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras	164
D.2	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras	165
D.3	Características de subestaciones de elevación y reducción de CELEC EP – Transelectric	166
D.4	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras	167
E.1	Características de las líneas de transmisión de empresas generadoras	173
E.2	Características de las líneas de transmisión de empresas autogeneradoras	173
E.3	Características de las líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric	174
F.1	Energía bruta y entregada para servicio público y no público	175
F.2	Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía	176
F.3	Energía bruta y potencia efectiva de las generadoras	177
F.4	Consumo de combustibles de las generadoras	177
F.5	Energía bruta de empresas autogeneradoras	178
F.6	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras	179
F.7	Energía vendida por las empresas generadoras	181
F.8	Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT	181
F.9	Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT	184
F.10	Nivel de uso de transformadores del SNT	185
F.11	Nivel de uso de líneas de transmisión de 138 kV	186
F.12	Nivel de líneas de transmisión de 230 kV	187
F.13	Nivel de uso de líneas de transmisión de 500 kV	187
F.14	Demanda máxima de empresas y valores facturados	188
G.1	Energía producida por tipo de empresa, periodo 2009-2018 (GWh)	189
G.2	Energía producida por empresa generadora	190
G.3	Energía producida por empresa autogeneradora	192





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 (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 2018** 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 2018. 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 2009 - 2018, 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 y geográfica consolidada.¹



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





ESTADÍSTICA

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2018

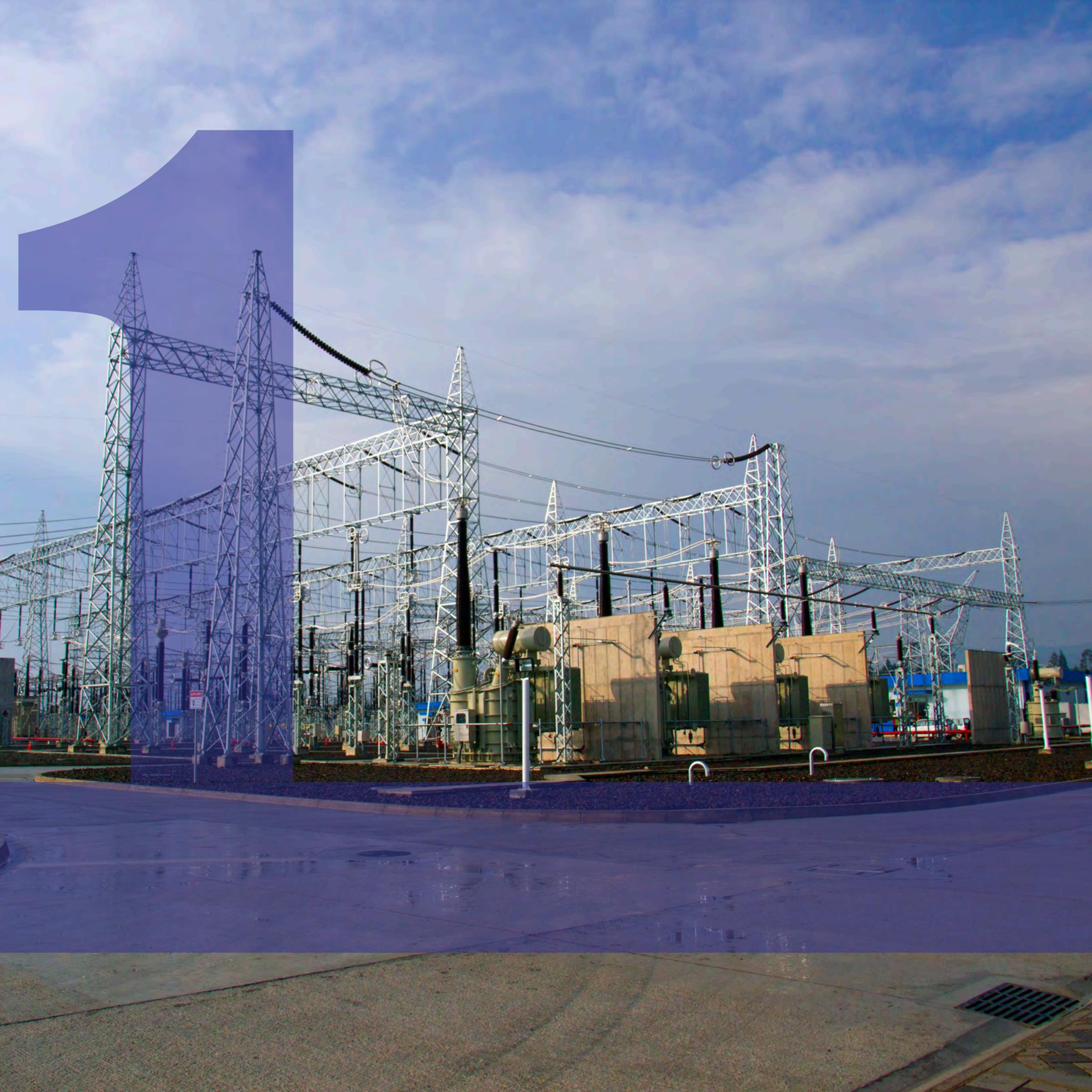


AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



EL
GOBIERNO
DE TODOS







INFRAESTRUCTURA 1



Subestación El Inga
Pichincha
CELEC EP Transelectric





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 se compone por centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas y termoeléctricas que consumen biomasa y biogás; mientras que la generación de tipo no renovable utiliza 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 Nro. 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 2018, a nivel nacional se registraron 8.661,90 MW de potencia nominal y 8.048,11 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)

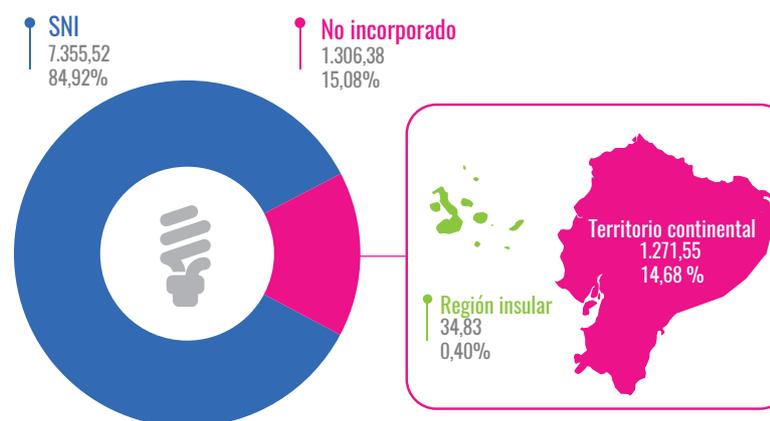
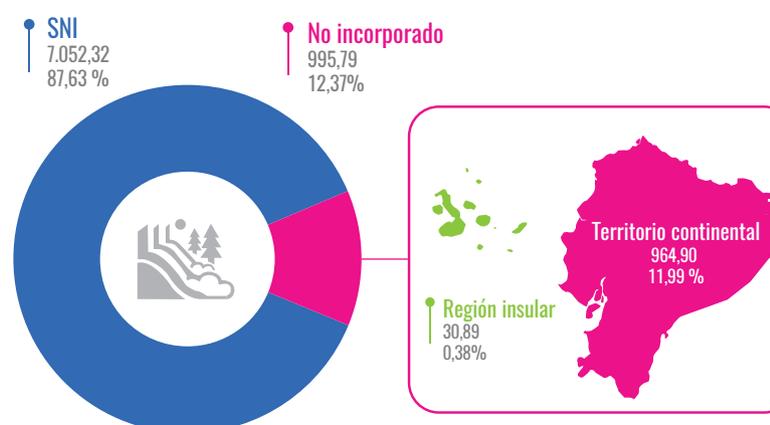


Figura Nro. 2: Potencia efectiva por tipo de sistema (MW)



La tabla Nro. 1 muestra las centrales que entraron en operación comercial en el 2018.

Tabla Nro. 1: Centrales que entraron en operación en el 2018

Tipo de Empresa	Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	
Generadora	CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	Hidráulica	SNI	270,00	270,00	
	CELEC-Gensur	Delsitanisagua			180,00	180,00	
	ElifEnergy	Pusuno			38,25	38,25	
	IPNEGAL	Ipnegal			10,44	10,36	
Total Generadora					498,69	498,61	
Autogeneradora	Hidronormandia	Hidronormandia	Hidráulica	SNI	49,58	49,58	
		Sacha Norte 2			15,33	11,49	
	Petroamazonas		Sacha Sur GAS Wakesha	Térmica	No Incorporado	4,20	3,60
			Cuyabeno E			3,65	2,74
			Tambococha A			2,13	1,84
Orion	Estación Mira			0,18	0,17		
Total Autogeneradora					75,07	69,41	
Distribuidora	E.E. Galápagos	Isabela Solar	Fotovoltaica	No Incorporado	0,95	0,95	
	E.E. Ambato	Panel Fotovoltaico			0,20	0,20	
Total Distribuidora					1,15	1,15	
Total general					574,91	569,17	

1.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

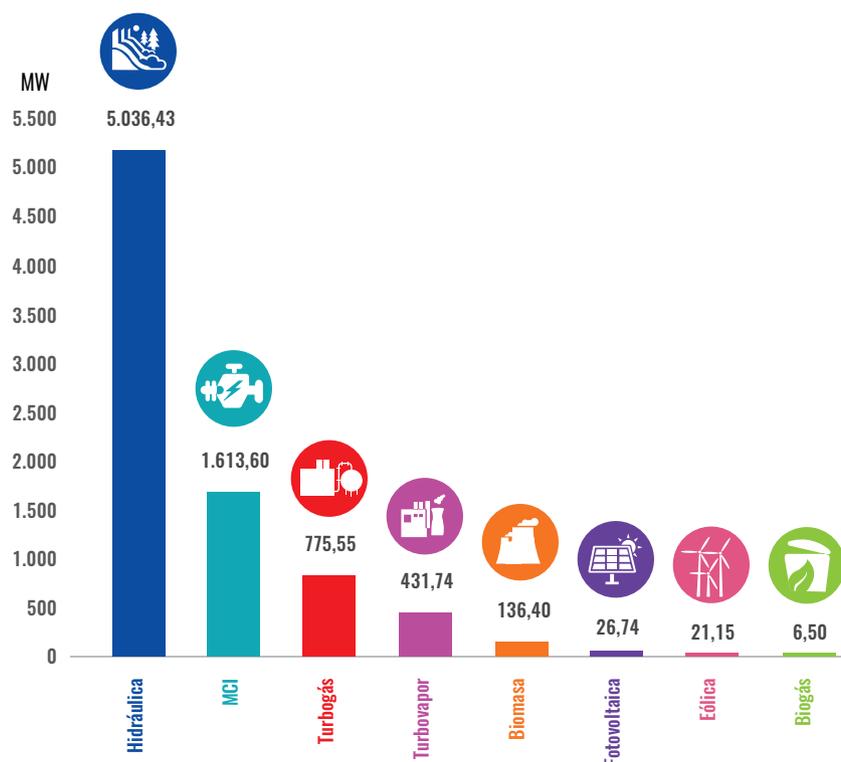
La tabla Nro. 2 muestra los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de fuente renovable y no renovable.

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	5.066,40	5.036,43	62,58
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40	1,69
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	27,63	26,74	0,33
	Eólica	Eólica	21,15	21,15	0,26
	Biogás	MCI	7,26	6,50	0,08
Total Renovable			5.266,74	5.227,22	64,95
No Renovable	Térmica	MCI	2.011,44	1.613,60	20,05
		Turbogás	921,85	775,55	9,64
		Turbovapor	461,87	431,74	5,36
Total No Renovable			3.395,15	2.820,89	35,05
Total general			8.661,90	8.048,11	100,00

La figura Nro. 3 presenta la potencia efectiva por tipo de fuente la cual fue 8.048,11 MW; en la misma se destaca la participación mayoritaria de las centrales hidráulicas, con 5.036,43 MW, correspondiente a 62,58%, 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 1.613,60 MW que corresponde a un 20,05 % 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

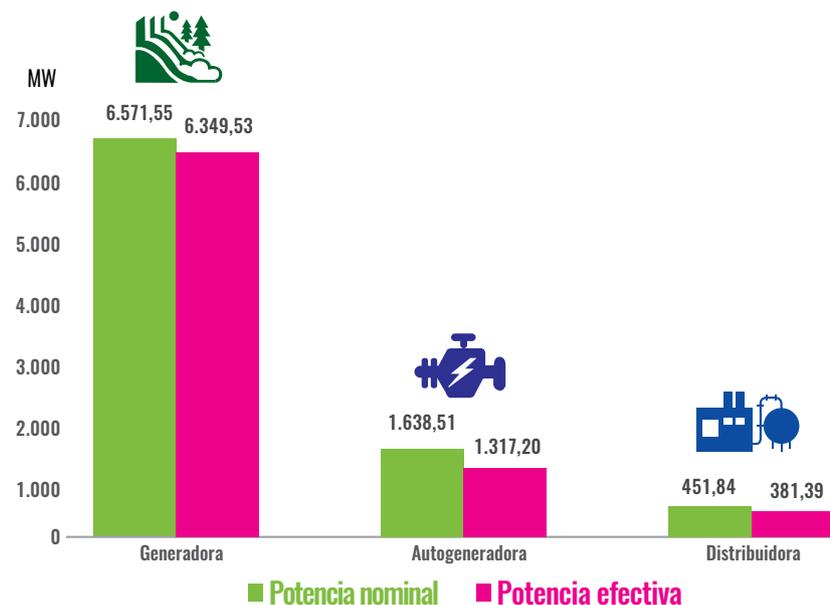
En la tabla Nro. 3 se presentan los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.

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	4.692,80	4.668,74
	Térmica	MCI	806,50	698,61
	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			6.571,55
Autogeneradora	Térmica	MCI	1.145,89	863,02
	Hidráulica	Hidráulica	231,44	227,33
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Térmica	Turbogás	101,25	76,95
	Térmica	Turbovapor	15,63	13,50
Total Autogeneradora			1.638,51	1.317,20
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	3,17	3,17	
Total Distribuidora			451,84	381,39
Total			8.661,90	8.048,11

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 detalles de esta información remítase a los Anexos A (A.1., A.2., A.3.).

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

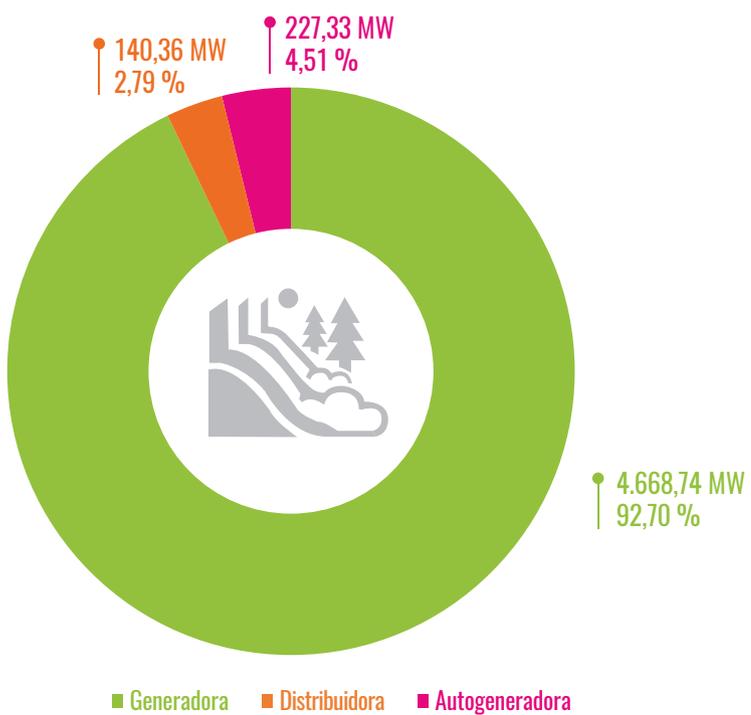


Figura Nro. 6: Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW)

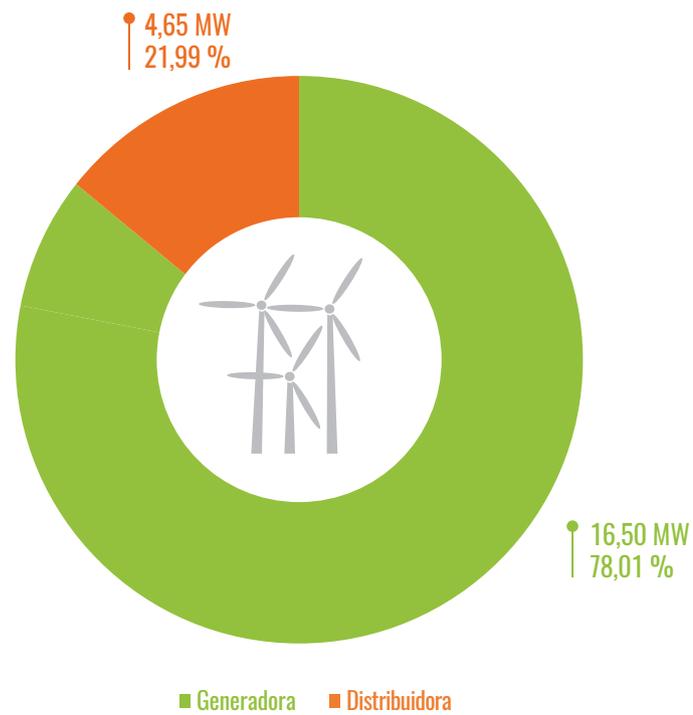


Figura Nro. 7: Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW)

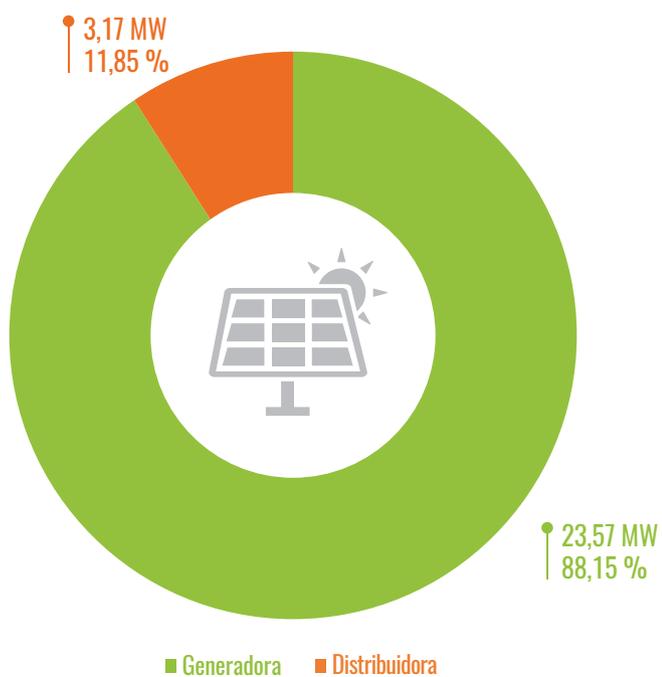


Figura Nro. 8: Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW)

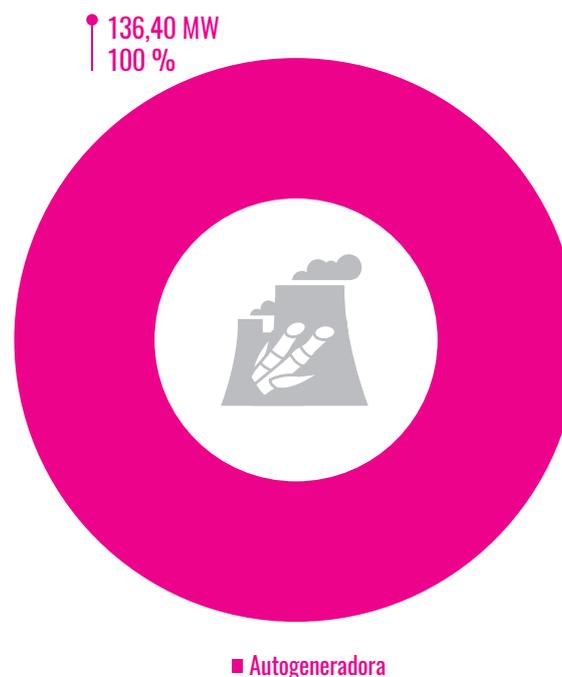


Figura Nro. 9: Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW)



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

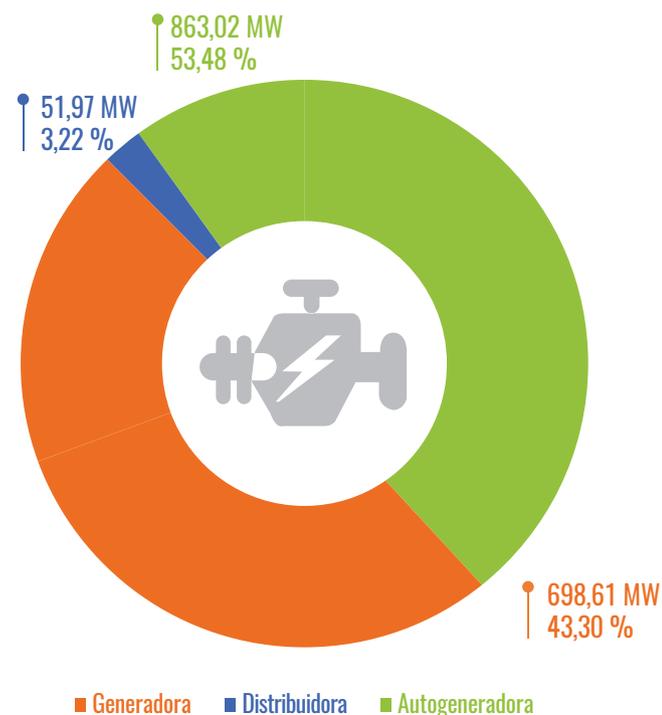


Figura Nro. 11: Potencia efectiva de centrales térmicas turbogás por tipo de empresa (MW)

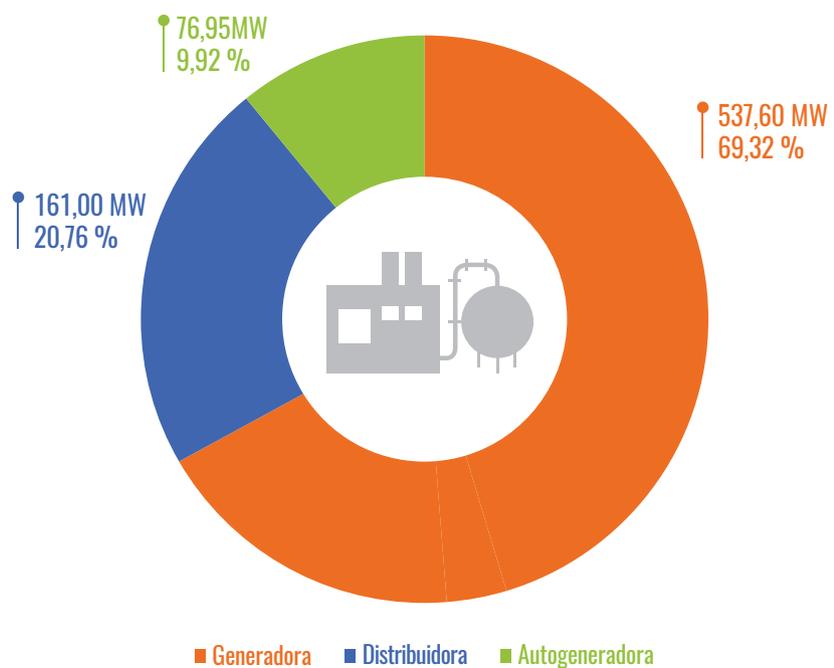
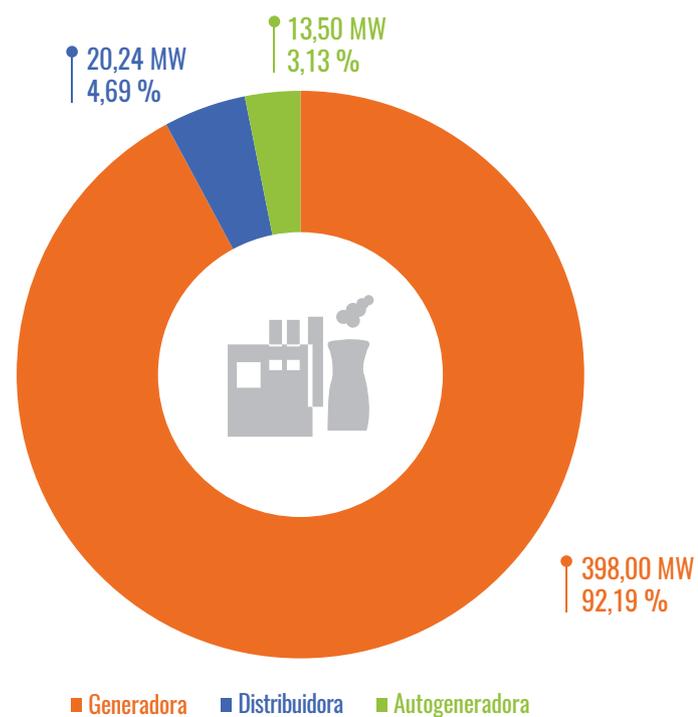


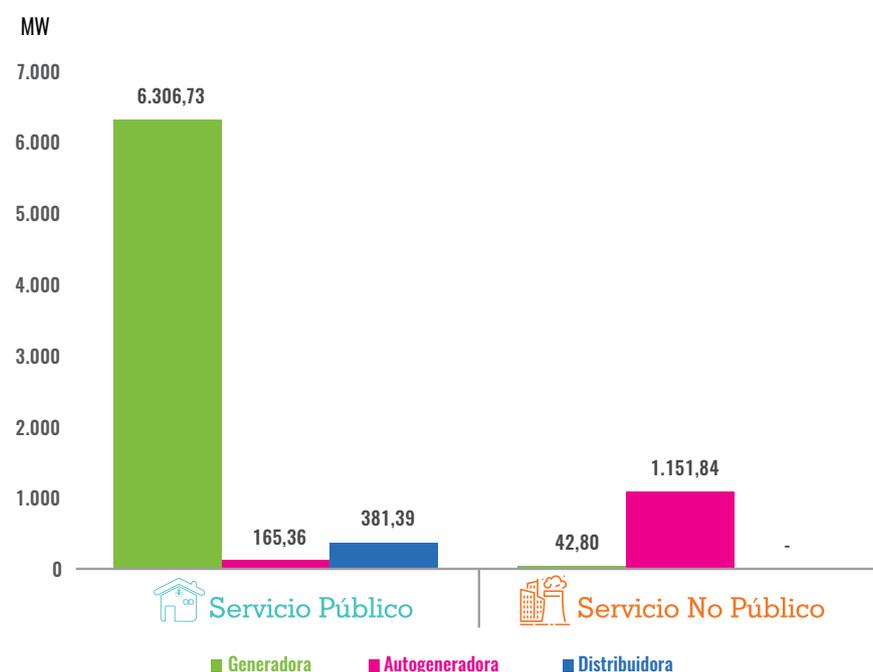
Figura Nro. 12: Potencia efectiva de centrales térmicas turbovapor por tipo de empresa (MW)



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 (6.306,73 MW), distribuidoras con generación (381,39 MW) y la potencia excedente puesta a disposición por las empresas autogeneradoras (165,36 MW); y, no público, para el caso de la potencia empleada para atender las demandas internas de las empresas autogeneradoras (1.151,84 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

En la tabla Nro. 4 se 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

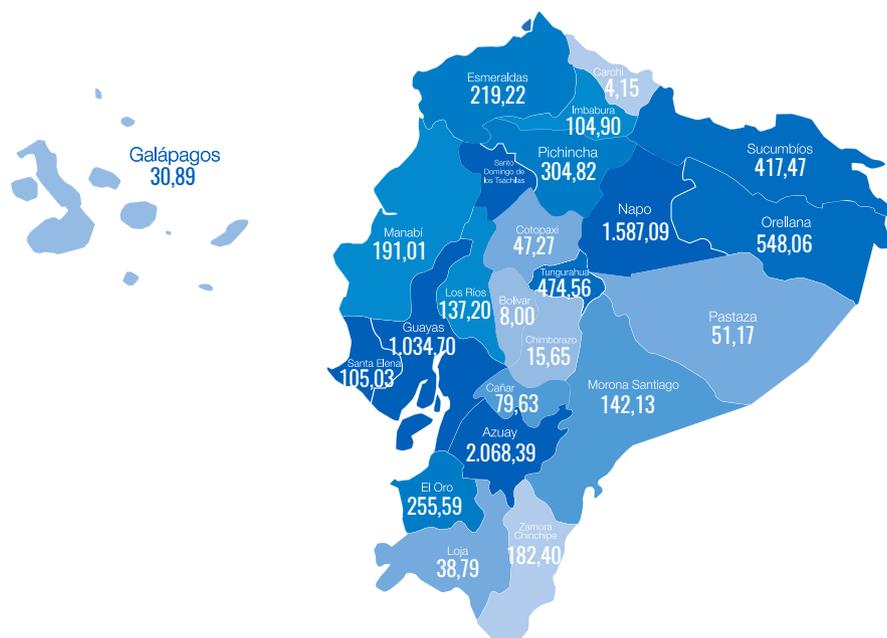
Provincia	Renovable			No Renovable			Total		
	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Azuay	8	2.043,55	2.068,39	-	-	-	8	2.043,55	2.068,39
Bolívar	1	8,00	8,00	-	-	-	1	8,00	8,00
Cañar	3	62,13	59,93	2	22,83	19,70	5	84,96	79,63
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	10	7,25	7,25	4	27,58	23,65	14	34,83	30,89
Guayas	7	331,48	325,78	10	805,76	708,92	17	1.137,23	1.034,70
Imbabura	12	79,45	80,60	1	29,28	24,30	13	108,73	104,90
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	189,52	6	216,70	191,01
Morona Santiago	4	138,38	137,89	2	4,74	4,24	6	143,12	142,13
Napo	5	1.557,50	1.532,65	5	77,63	54,44	10	1.635,13	1.587,09
Orellana	-	-	-	82	720,02	548,06	82	720,02	548,06
Pastaza	1	0,20	0,20	3	61,10	50,97	4	61,30	51,17
Pichincha	20	153,30	151,10	7	182,04	153,72	27	335,34	304,82
Santa Elena	-	-	-	2	131,80	105,03	2	131,80	105,03
Sucumbíos	1	49,71	49,71	71	476,97	367,76	72	526,68	417,47
Tungurahua	6	495,30	470,96	1	5,00	3,60	7	500,30	474,56
Zamora Chinchipe	2	182,40	182,40	-	-	-	2	182,40	182,40
Total general	113	5.266,74	5.227,22	202	3.395,15	2.820,89	315	8.661,90	8.048,11

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 1.587,09 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 Sucumbíos.

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



1.2 Capacidad de transformación

Esta sección contiene información de transformadores de potencia instalados en subestaciones del sistema de transmisión y en las centrales de generación. La potencia nominal (MVA) de los transformadores se definen para cada una de las etapas 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 2018. 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	Seccionamiento	
Generador	Capacidad máxima (MVA)	2.149,30	-	-	2.149,30
	Número de subestaciones	28	-	9	37
	Número de transformadores	49	-	-	49
Autogenerador	Capacidad máxima (MVA)	988,23	316,82	-	1.305,05
	Número de subestaciones	35	24	2	61
	Número de transformadores	65	41	-	106
Transmisor	Capacidad máxima (MVA)	-	14.821,30	-	14.821,30
	Número de subestaciones	-	57	8	65
	Número de transformadores	-	89	-	89
Distribuidor	Capacidad máxima (MVA)	56,06	7.588,96	-	7.645,01
	Número de subestaciones	8	343	23	374
	Número de transformadores	27	441	-	468

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

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	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	1	3	185,00
	CELEC-Termogas Machala	1	4	386,00
	CELEC-Termomanabí	1	4	225,00
	CELEC-Termopichincha	2	5	136,00
	Elecaustro	3	7	81,11
	EliEnergy	2	2	46,00
	EMAC-BGP	1	1	2,20
	Epfotovoltaica	2	2	1,99
	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
	IPNEGAL	1	1	13,00
Total general		28	49	2.149,30

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-Enerjubones	Minas San Francisco	230	1
CELEC-Gensur	Delsitanisagua	145	1
CELEC-Hidroazogues	Colectora	69	1
CELEC-Hidronación	Daule Peripa	138	1
	Baba	230	1
CELEC-Hidropaute	Mazar	230	1
Sansau	Sansau Wildtecsa	13,8	1
Total general			9

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	Repsol	2	10	239,00
	Petroamazonas	17	22	222,65
	Andes Petro	1	7	108,00
	San Carlos	1	6	82,40
	Hidrosanbartolo	1	1	56,00
	Hidroabanico	1	2	45,00
	Coazucar	1	1	31,60
	Agip	1	5	21,28
	Enermax	1	1	20,80
	Ecoluz	2	2	9,10
	Vicunha	1	2	9,00
	Sipac	2	2	8,00
	Ecoelectric	1	1	6,25
	Perlabí	1	1	3,15
	Hidroalto	1	1	70,00
	Hidronormandía	1	1	56,00
Reducción	Repsol	11	21	186,30
	Petroamazonas	5	5	31,25
	Coazucar	1	1	8,67
	Agip	3	8	24,00
	Ecoluz	1	1	6,60
	Vicunha	1	2	6,00
	UCEM	1	2	19,00
	UNACEM	1	1	35,00
Total general		59	106	1.305,05

Tabla Nro. 9: Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras

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

1.2.1.2 Subestaciones y transformadores de CELEC EP – Transelectric

Al 2018 la CELEC EP – Transelectric registró 53 subestaciones con 85 transformadores, los cuales representaron una capacidad máxima igual a 14.626,30 MVA. Adicionalmente se registraron 4 subestaciones móviles y 8 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	53	85	14.626,30
Reducción*	4	4	195,00
Total general	57	89	14.821,30

*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	8
San Idelfonso	138	
Topo	138	
Puerto Napo	138	
Manduriacu	230	
Zhoray	230	
Sopladora	230	
Taday	230	

1.2.1.3 Subestaciones de empresas distribuidoras

A nivel de subtransmisión las distribuidoras registraron 351 subestaciones con una capacidad instalada de 7.645,01 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.

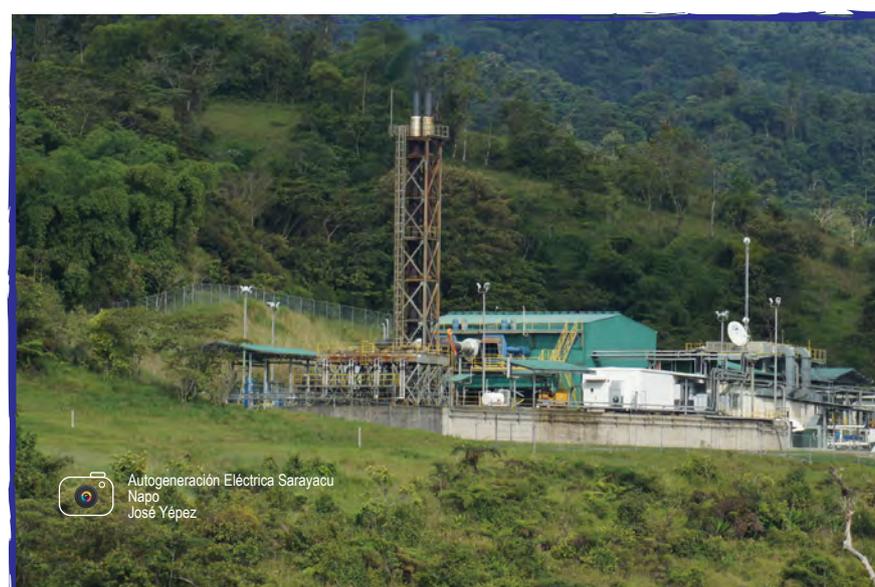


Tabla Nro. 12: Subestaciones de elevación y reducción de las distribuidoras

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)	
Elevación	E.E. Quito	1	1	6,99	
	E.E. Norte	1	2	12,50	
	E.E. Galápagos	6	24	36,57	
	E.E. Quito	43	58	1.844,00	
	CNEL-Guayaquil	41	58	1.360,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	34	40	680,50	
	E.E. Centro Sur	15	25	505,50	
	CNEL-Manabí	30	40	534,65	
	E.E. Ambato	18	25	331,75	
	CNEL-El Oro	17	24	322,25	
Reducción	CNEL-Milagro	13	15	239,25	
	CNEL-Sta. Elena	17	18	202,50	
	CNEL-Sto. Domingo	16	22	279,88	
	E.E. Norte	15	17	201,25	
	CNEL-Los Ríos	10	10	164,00	
	CNEL-Esmeraldas	15	17	219,55	
	E.E. Sur	21	25	181,35	
	E.E. Riobamba	11	12	128,13	
	CNEL-Sucumbíos	9	11	143,75	
	E.E. Cotopaxi	9	13	131,90	
	CNEL-Bolívar	6	8	76,25	
	E.E. Azogues	2	2	32,50	
	E.E. Galápagos	1	1	10,00	
	Total general		351	468	7.645,01

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
	Méndez	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			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)
Altgenotec	1	1	2,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	2	10	1.734,80
CELEC-Electroguayas	5	11	663,20
CELEC-Enerjubones	1	3	360,00
CELEC-Gensur	1	3	225,00
CELEC-Hidronación	1	3	255,00
CELEC-Hidropaute	3	15	2.078,50
CELEC-Termomanabí	4	9	77,19
CELEC-Termopichincha	1	1	4,00
Ecuagesa	1	1	35,00
Elecaastro	2	2	25,25
Elctrisol	1	1	1,25
EPMAPS	2	2	36,00
Gasgreen	1	2	3,20
Generoca	1	2	66,66
Gonzanergy	1	1	1,25
Hidrosibimbe	1	1	18,00
Hidotambo	1	1	10,00
Hidotavalo	2	2	1,30
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
Solhuaqui	1	1	1,25
Solsantonio	1	1	1,25
Solsantros	1	1	1,25
Surenergy	1	1	1,25
Valsolar	1	1	1,25
Wildtecsa	1	1	1,25
Total general	46	85	5.615,10

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 25 puntos de transformación.

La 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	3	10	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	5	9	9,70
E.E. Norte	4	5	18,30
E.E. Quito	1	1	52,50
E.E. Riobamba	3	7	24,01
Total general	25	42	383,13

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
Generadora	215,96	110,42
Autogeneradora	722,62	1,40
Transmisora	3.508,25	2.654,01
Distribuidora	5.200,30	136,84
Total general	9.647,13	2.902,67

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 varía 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 2018.

Tabla Nro. 17: Líneas de empresas generadoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple Circuito	CELEC-Hidronación	230	1	1,40
	EPMAPS	138	4	65,80
	Ecuagesa	138	1	6,67
	CELEC-Electroguayas	138	1	0,50
	Intervisa Trade	138	1	0,60
	ElitEnergy	138	1	25,62
	CELEC-Hidroazogues	69	2	34,04
	Hidotambo	69	1	26,50
	Hidosibimbe	69	1	14,00
	CELEC-Gensur	69	1	3,20
	CELEC-Electroguayas	69	2	1,53
	Generoca	69	1	0,30
	Hidosigchos	69	1	8,00
	IPNEGAL	69	1	26,00
	Hidrovictoria	22,8	1	0,40
	EMAC-BGP	22	1	0,80
	Altgenotec	13,8	1	0,60
Total Simple Circuito			22	215,96
Doble Circuito	CELEC-Hidropaute	230	1	2,51
	EPMAPS	138	1	45,91
	Elecaastro	69	2	62,00
Total Doble Circuito			4	110,42

Para el 2018 las empresas autogeneradoras registraron una mayor longitud de líneas a simple circuito, las mismas alcanzaron los 722,62 km, destacándose en este grupo las empresas Petroamazonas y Repsol.

Tabla Nro. 18: Líneas de empresas autogeneradoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple Circuito	Hidosanbartolo	230	1	18,87
	Hidroalto	230	1	24,00
	Hidronormandía	230	1	85,00
	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
	Sippec	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			41	722,62
Doble Circuito	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 60 líneas con 3.508,25 km de longitud; y, a doble circuito un total de 39 líneas con 2.654,01 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	Número de Líneas	# Estructuras	Longitud (km)
Simple Circuito	138	33	3.974	1.458,35
	230	22	2.953	1.589,10
	500	5	1.015	460,80
Total Simple Circuito		60	7.942	3.508,25
Doble Circuito	138	17	2.171	692,63
	230	22	3.369	1.961,38
Total Doble Circuito		39	5.540	2.654,01

Tabla Nro. 20: Líneas de transmisión para interconexión

Tipo de Circuito	Nivel de Voltaje	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
Total Simple Circuito			7,50	15,50
Doble Circuito	230	Machala - Zorritos	53,19	110,00
		Pomasqui - Jamondino 1	136,51	212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	136,11	214,00
Total Doble Circuito			325,82	536,20

1.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras

Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras
Las distribuidoras operaron un total de 5.200,30 km de líneas a simple circuito; y, 136,84 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: 439,13 km; y, 524,95 km, respectivamente.

Tabla Nro. 21: Líneas de empresas distribuidoras

Tipo Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje (kV)	Longitud (km)	
Simple Circuito	CNEL-Manabí	69	439,13	
	CNEL-Guayas Los Ríos	69	427,89	
	CNEL-Esmeraldas	69	379,85	
	CNEL-Guayaquil	69	277,28	
	CNEL-EI Oro	69	240,84	
	CNEL-Milagro	69	270,13	
	CNEL-Sto. Domingo	69	308,83	
	CNEL-Sta. Elena	69	204,79	
	CNEL-Los Ríos	69	165,20	
	CNEL-Sucumbíos	69	184,60	
	CNEL-Bolívar	69	132,59	
	CNEL EP			3.031,13
	E.E. Sur		69	524,95
			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	235,55
			34,5	50,00
E.E. Galápagos		13,8	22,21	
		69	26,88	
E.E. Azogues	69	26,88		
Empresas Eléctricas			2.169,17	
Total Simple Circuito			5.200,30	
Doble Circuito	CNEL-EI Oro	69	39,17	
	CNEL-Manabí	69	27,66	
	CNEL-Sucumbíos	69	5,00	
	CNEL EP			71,83
	E.E. Quito	138	19,80	
	E.E. Quito	46	11,76	
	E.E. Cotopaxi	69	32,66	
	E.E. Sur	69	0,79	
Empresas Eléctricas			65,01	
Total Doble Circuito			136,84	

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 2018 el SNT registró un total de 618 MVAR de equipos de compensación capacitiva y 135 MVAR de compensación inductiva.

Tabla Nro. 22: Compensación capacitiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Capacidad Unitaria (MVar)	Condensadores (u)	Capacidad Total (MVar)
Las Esclusas	230	60	2	120
Las Esclusas	138	30	1	30
Pascuales	138	60	2	120
San Gregorio	138	30	1	30
Santa Rosa	138	27	3	81
Caraguay	69	12	2	24
Dos Cerritos	69	12	2	24
Esmeraldas	69	12	2	24
Loja	69	12	1	12
Nueva Prosperina	69	12	1	12
Pascuales	69	12	2	24
Portoviejo	69	12	3	36
Posorja	69	6	2	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	18	1	18
Policentro	13,8	6	2	12
Tulcán	13,8	3	1	3
Total general				618

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	10	3	30
Pomasquí	230	25	1	25
Molino	13,8	10	2	20
Pascuales	13,8	10	2	20
Riobamba	13,8	10	1	10
Santa Rosa	13,8	10	2	20
Totoras	13,8	10	1	10
Total general				135

Fuente: CELEC EP-Transelectric

1.5 Redes de medio voltaje

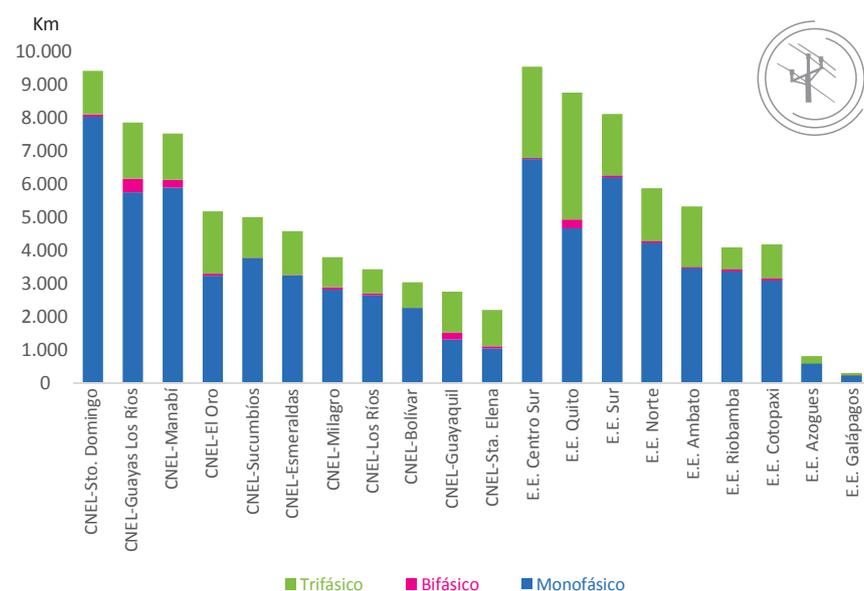
Las redes en medio voltaje transmiten la energía eléctrica desde las subestaciones hacia los transformadores de distribución.

Las empresas distribuidoras operan redes primarias monofásicas, bifásicas y trifásicas a niveles de 6,3; 13,2; 13,8; 22; 22,8 y 34,5 kV. La longitud total registrada fue de 101.761,81 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	6.481,01	49,96	1.085,93	7.616,90
	34,5	1.564,33	11,46	243,05	1.818,84
CNEL-Guayas Los Ríos	13,8	5.742,07	409,33	1.693,69	7.845,09
CNEL-Manabí	13,8	5.896,65	213,44	1.418,30	7.528,40
CNEL-EI Oro	13,8	3.252,11	12,85	1.914,07	5.179,04
CNEL-Sucumbios	13,8	3.788,23	0,20	1.236,98	5.025,41
CNEL-Esmeraldas	13,8	2.830,91	14,00	1.199,24	4.044,15
	13,2	391,83	0,71	149,39	541,93
CNEL-Milagro	13,8	2.804,31	51,06	958,41	3.813,77
CNEL-Los Ríos	13,8	2.628,01	24,19	796,01	3.448,22
CNEL-Bolívar	13,8	2.274,82	0,53	777,79	3.053,14
CNEL-Guayaquil	13,8	1.292,05	201,91	1.254,44	2.748,40
	13,8	949,24	60,73	1.008,30	2.018,27
CNEL-Sta. Elena	13,2	65,32	0,61	105,05	170,97
	13,2	65,32	0,61	105,05	170,97
Total CNEL EP		39.960,89	1.050,98	13.840,66	54.852,53
E.E. Centro Sur	6,3	-	0,73	53,31	54,04
	13,8	1.092,85	4,17	294,75	1.391,77
	22,0	5.644,74	18,49	2.420,85	8.084,08
E.E. Quito	6,3	-	87,47	793,38	880,84
	13,8	1.276,90	51,71	327,36	1.655,96
	22,8	3.362,33	137,23	2.739,07	6.238,64
E.E. Sur	13,8	4.508,41	38,96	1.287,26	5.834,63
	22,0	1.687,17	1,27	559,42	2.247,86
E.E. Norte	13,8	4.192,83	43,79	1.624,69	5.861,31
E.E. Ambato	13,8	3.431,90	26,44	1.856,66	5.315,00
E.E. Riobamba	13,8	3.330,54	70,47	664,27	4.065,28
E.E. Cotopaxi	13,8	3.078,76	12,97	1.089,04	4.180,78
E.E. Azogues	22,0	571,97	-	228,66	800,63
	13,2	0,91	-	0,44	1,35
E.E. Galápagos	13,8	222,48	0,24	74,39	297,11
	13,8	222,48	0,24	74,39	297,11
Total Empresas Eléctricas		32.401,80	493,94	14.013,54	46.909,28
Total general		72.362,68	1.544,92	27.854,20	101.761,81

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



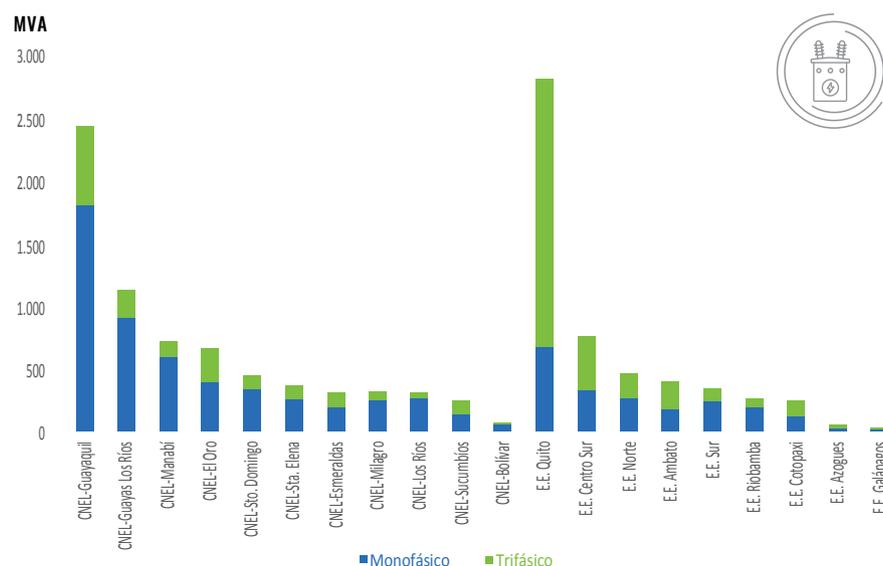
1.6 Transformadores de Distribución

En la tabla Nro. 25 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	33.995	2.055	36.050	1.792,78	630,77	2.423,55
CNEL-Guayas Los Ríos	28.683	1.080	29.763	896,74	227,63	1.124,37
CNEL-Manabí	25.298	871	26.169	593,04	131,12	724,15
CNEL-El Oro	14.374	1.372	15.746	392,06	269,39	661,45
CNEL-Sto. Domingo	21.765	1.028	22.793	339,15	106,86	446,01
CNEL-Sta. Elena	8.519	496	9.015	260,85	112,54	373,39
CNEL-Esmeraldas	8.985	887	9.872	191,29	122,15	313,44
CNEL-Milagro	11.085	359	11.444	245,32	75,67	320,99
CNEL-Los Ríos	9.645	394	10.039	265,17	51,04	316,21
CNEL-Sucumbíos	8.420	1.072	9.492	143,36	108,17	251,53
CNEL-Bolívar	5.072	207	5.279	58,76	14,60	73,35
Total CNEL EP	175.841	9.821	185.662	5.178,51	1.849,93	7.028,44
E.E. Quito	24.902	15.851	40.753	672,70	2.113,99	2.786,70
E.E. Centro Sur	19.249	4.382	23.631	328,21	430,89	759,10
E.E. Norte	14.046	2.467	16.513	267,96	196,18	464,14
E.E. Ambato	12.429	2.484	14.913	179,74	220,69	400,43
E.E. Sur	16.905	951	17.856	240,95	103,40	344,35
E.E. Riobamba	12.385	837	13.222	189,64	77,85	267,49
E.E. Cotopaxi	7.755	1.424	9.179	121,72	132,74	254,46
E.E. Azogues	1.769	278	2.047	30,83	23,70	54,53
E.E. Galápagos	805	139	944	21,11	11,09	32,20
Total Empresas Eléctricas	110.245	28.813	139.058	2.052,86	3.310,53	5.363,39
Total general	286.086	38.634	324.720	7.231,36	5.160,46	12.391,83

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



1.7 Redes Secundarias

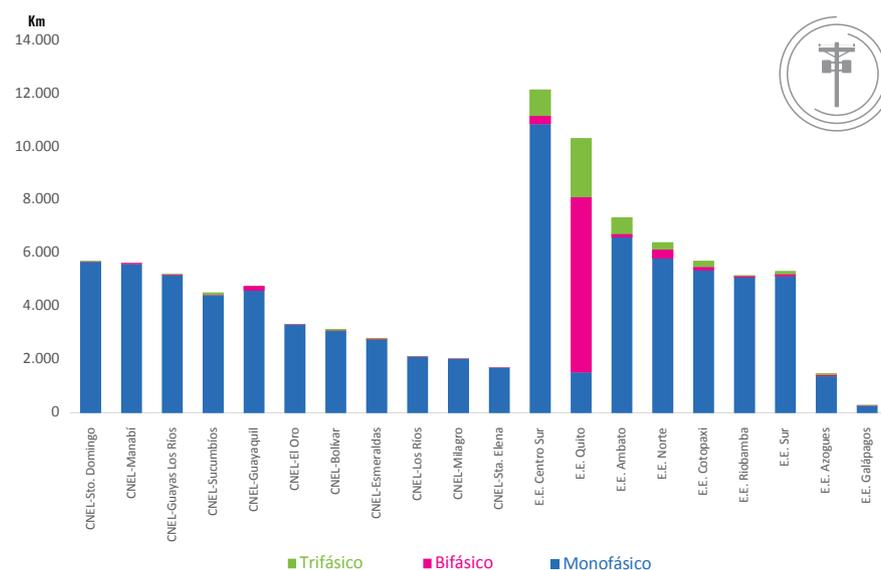
Las redes secundarias se derivan a partir del lado de bajo voltaje del transformador de distribución y están dispuestas en configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas. A nivel nacional la longitud de éstas alcanzaron los 93.121,73 km distribuidas de la siguiente manera: 80.343,25 km de red monofásica, 7.886,98 km de red bifásica y 4.891,50 km de red trifásica.

La información de la tabla Nro. 26 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	5.556,26	29,58	17,33	5.603,17
CNEL-Manabí	5.505,86	4,66	30,24	5.540,76
CNEL-Guayas Los Ríos	5.067,51	18,28	33,09	5.118,88
CNEL-Sucumbíos	4.305,94	6,79	110,41	4.423,14
CNEL-Guayaquil	4.475,17	170,28	20,20	4.665,66
CNEL-El Oro	3.207,39	0,70	8,15	3.216,23
CNEL-Bolívar	2.969,91	15,40	53,96	3.039,27
CNEL-Esmeraldas	2.627,71	23,30	52,37	2.703,39
CNEL-Los Ríos	2.012,96	1,83	16,33	2.031,13
CNEL-Milagro	1.946,60	5,39	0,63	1.952,62
CNEL-Sta. Elena	1.634,72	3,85	3,72	1.642,29
Total CNEL EP	39.310,03	280,06	346,44	39.936,54
E.E. Centro Sur	10.698,20	335,08	954,15	11.987,43
E.E. Quito	1.438,31	6.509,25	2.229,66	10.177,23
E.E. Ambato	6.465,19	144,53	611,63	7.221,35
E.E. Norte	5.683,89	338,18	258,20	6.280,28
E.E. Cotopaxi	5.237,62	119,91	239,08	5.596,61
E.E. Riobamba	4.992,95	38,19	38,47	5.069,61
E.E. Sur	5.010,98	79,19	123,49	5.213,66
E.E. Azogues	1.301,46	39,95	71,55	1.412,95
E.E. Galápagos	204,62	2,64	18,82	226,08
Total Empresas Eléctricas	41.033,22	7.606,92	4.545,06	53.185,19
Total general	80.343,25	7.886,98	4.891,50	93.121,73

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 1.548.918 luminarias que corresponden a una potencia instalada de 250.332 kW.

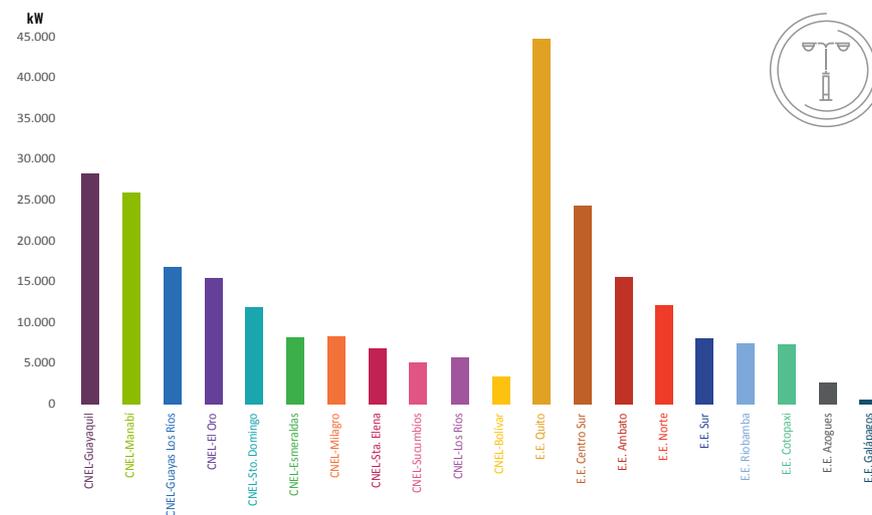
La información se ordena en forma descendente en función de la potencia instalada de las luminarias.

Tabla Nro. 27: Luminarias de empresas distribuidoras

Empresa	Luminarias (u)	Potencia Instalada (kW)
CNEL-Guayaquil	171.968	27.511
CNEL-Manabí	119.745	25.230
CNEL-Guayas Los Ríos	88.274	16.355
CNEL-El Oro	84.716	14.929
CNEL-Sto. Domingo	69.617	11.486
CNEL-Esmeraldas	46.474	7.950
CNEL-Milagro	43.889	7.958
CNEL-Sta. Elena	41.206	6.517
CNEL-Sucumbíos	38.079	4.932
CNEL-Los Ríos	30.420	5.444
CNEL-Bolívar	18.745	3.104
Total CNEL EP	753.133	131.416
E.E. Quito	275.643	43.678
E.E. Centro Sur	134.494	23.567
E.E. Ambato	109.467	15.113
E.E. Norte	88.791	11.708
E.E. Sur	64.983	7.697
E.E. Riobamba	55.898	7.220
E.E. Cotopaxi	47.320	7.085
E.E. Azogues	15.647	2.455
E.E. Galápagos	3.542	392
Total Empresas Eléctricas	795.785	118.916
Total general	1.548.918	250.332

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

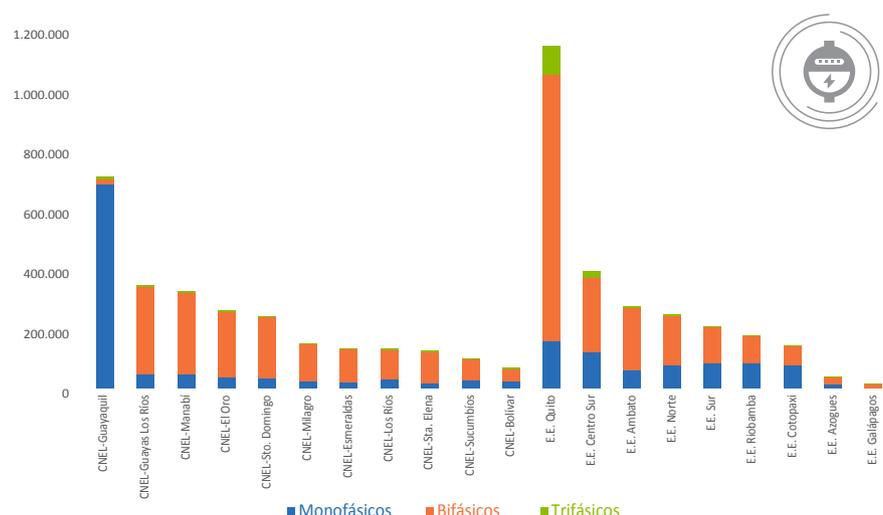
Para el 2018, del número total de clientes regulados (5.167.845), el 99,79% (5.157.130) cuentan con medidores; la diferencia de clientes (10.715) corresponden a clientes sin medidor, perteneciendo a esta categoría, los clientes eventuales, sistemas aislados servidos mediante paneles fotovoltaicos, consumos asociados con las empresas distribuidoras, entre otros.

La información de la tabla Nro. 28 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	679.810	15.704	8.249	703.763
CNEL-Guayas Los Ríos	44.809	292.903	3.301	341.013
CNEL-Manabí	47.021	270.706	1.749	319.476
CNEL-El Oro	37.109	214.040	1.567	252.716
CNEL-Sto. Domingo	30.777	205.069	1.229	237.075
CNEL-Milagro	20.768	122.473	704	143.945
CNEL-Esmeraldas	19.076	111.301	761	131.138
CNEL-Los Ríos	28.572	96.364	689	125.625
CNEL-Sta. Elena	16.897	100.931	1.667	119.495
CNEL-Sucumbíos	23.711	71.209	3.096	98.016
CNEL-Bolívar	20.633	43.769	504	64.906
CNEL EP	969.183	1.544.469	23.516	2.537.168
E.E. Quito	155.927	889.389	98.790	1.144.106
E.E. Centro Sur	119.504	248.393	22.360	390.257
E.E. Ambato	57.916	208.299	5.636	271.851
E.E. Norte	76.531	165.227	3.392	245.150
E.E. Sur	80.774	121.666	1.525	203.965
E.E. Riobamba	81.692	90.465	949	173.106
E.E. Cotopaxi	76.165	63.848	1.798	141.811
E.E. Azogues	11.941	24.582	718	37.241
E.E. Galápagos	605	11.675	195	12.475
Empresas Eléctricas	661.055	1.823.544	135.363	2.619.962
Total	1.630.238	3.368.013	158.879	5.157.130

Figura Nro. 19: Número de medidores



1.10 Acometidas

Al 2018, las empresas distribuidoras registraron un total de 3.981.161 acometidas, entre monofásicas, bifásicas y trifásicas, las cuales correspondieron a un total de 81.607,15 km. La tabla Nro. 29 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	60.600	1.501	160	1.302,25	20,99	1,80
CNEL-EI Oro	226.960	162	1.133	4.181,74	1,26	12,57
CNEL-Esmeraldas	120.956	3.459	491	2.689,33	39,43	7,21
CNEL-Guayaquil	504.912	10.835	3.257	5.502,14	121,73	18,45
CNEL-Guayas Los Ríos	314.022	1.502	1.293	8.081,53	23,14	16,29
CNEL-Los Ríos	120.896	211	609	3.223,20	2,89	6,40
CNEL-Manabí	292.595	294	1.018	6.071,36	4,22	18,65
CNEL-Milagro	142.347	108	263	3.458,97	1,43	2,63
CNEL-Sta. Elena	113.780	193	525	1.895,70	3,52	5,73
CNEL-Sto. Domingo	177.627	1.179	762	4.537,22	14,06	6,14
CNEL-Sucumbíos	84.867	2.718	654	2.084,24	39,21	8,60
CNEL EP	2.159.562	22.162	10.165	43.027,66	271,86	104,48
E.E. Ambato	185.260	26.557	9.942	3.563,69	392,05	134,39
E.E. Azogues	27.603	4.275	1.334	746,58	89,04	25,09
E.E. Centro Sur	242.856	35.031	30.171	5.143,70	471,00	353,95
E.E. Cotopaxi	117.108	12.479	2.251	2.982,41	143,57	21,20
E.E. Galápagos	7.090	828	137	99,22	12,01	1,45
E.E. Norte	77.991	106.608	2.919	1.911,47	2.640,31	66,88
E.E. Quito	219.773	292.184	73.642	4.080,61	4.999,42	1.146,90
E.E. Riobamba	142.537	1.697	1.018	3.053,79	23,55	14,75
E.E. Sur	161.130	2.585	4.266	5.992,55	40,17	53,39
Empresas Eléctricas	1.181.348	482.244	125.680	27.574,02	8.811,13	1.818,00
Total general	3.340.910	504.406	135.845	70.601,68	9.083,00	1.922,48

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 2018 el total de clientes finales fue 5.168.035 de los cuales 190 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 Reguados	Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público y Otros			
CNEL-Guayaquil	619.257	77.299	2.297	4.955	703.808	41	703.849
CNEL-Guayas Los Ríos	316.518	19.379	792	5.539	342.228	20	342.248
CNEL-Manabí	296.368	17.446	767	4.912	319.493	12	319.505
CNEL-EI Oro	222.755	24.474	1.797	3.907	252.933	2	252.935
CNEL-Sto. Domingo	209.798	23.938	246	3.112	237.094	4	237.098
CNEL-Milagro	129.663	12.630	148	1.547	143.988	4	143.992
CNEL-Esmeraldas	120.890	9.127	425	2.670	133.112	3	133.115
CNEL-Los Ríos	116.170	7.323	391	1.756	125.640	1	125.641
CNEL-Sta. Elena	108.614	9.368	204	2.357	120.543	3	120.546
CNEL-Sucumbíos	83.470	11.816	530	2.484	98.300	1	98.301
CNEL-Bolívar	60.188	3.169	130	1.419	64.906	-	64.906
CNEL EP	2.283.691	215.969	7.727	34.658	2.542.045	91	2.542.136
E.E. Quito	982.141	133.548	13.194	16.068	1.144.951	70	1.145.021
E.E. Centro Sur	347.595	34.485	5.708	6.165	393.953	7	393.960
E.E. Ambato	233.516	26.747	6.365	5.223	271.851	6	271.857
E.E. Norte	213.865	25.188	2.901	3.851	245.805	6	245.811
E.E. Sur	178.886	17.286	1.433	6.589	204.194	2	204.196
E.E. Riobamba	151.464	17.721	762	3.160	173.107	4	173.111
E.E. Cotopaxi	124.500	11.027	4.083	2.409	142.019	3	142.022
E.E. Azogues	33.805	2.351	481	799	37.436	1	37.437
E.E. Galápagos	9.729	2.015	185	555	12.484	-	12.484
Empresas Eléctricas	2.275.501	270.368	35.112	44.819	2.625.800	99	2.625.899
Total general	4.559.192	486.337	42.839	79.477	5.167.845	190	5.168.035

En la tabla Nro. 30, el número de clientes que se indica en 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: Abonos 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 figura Nro. 20 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

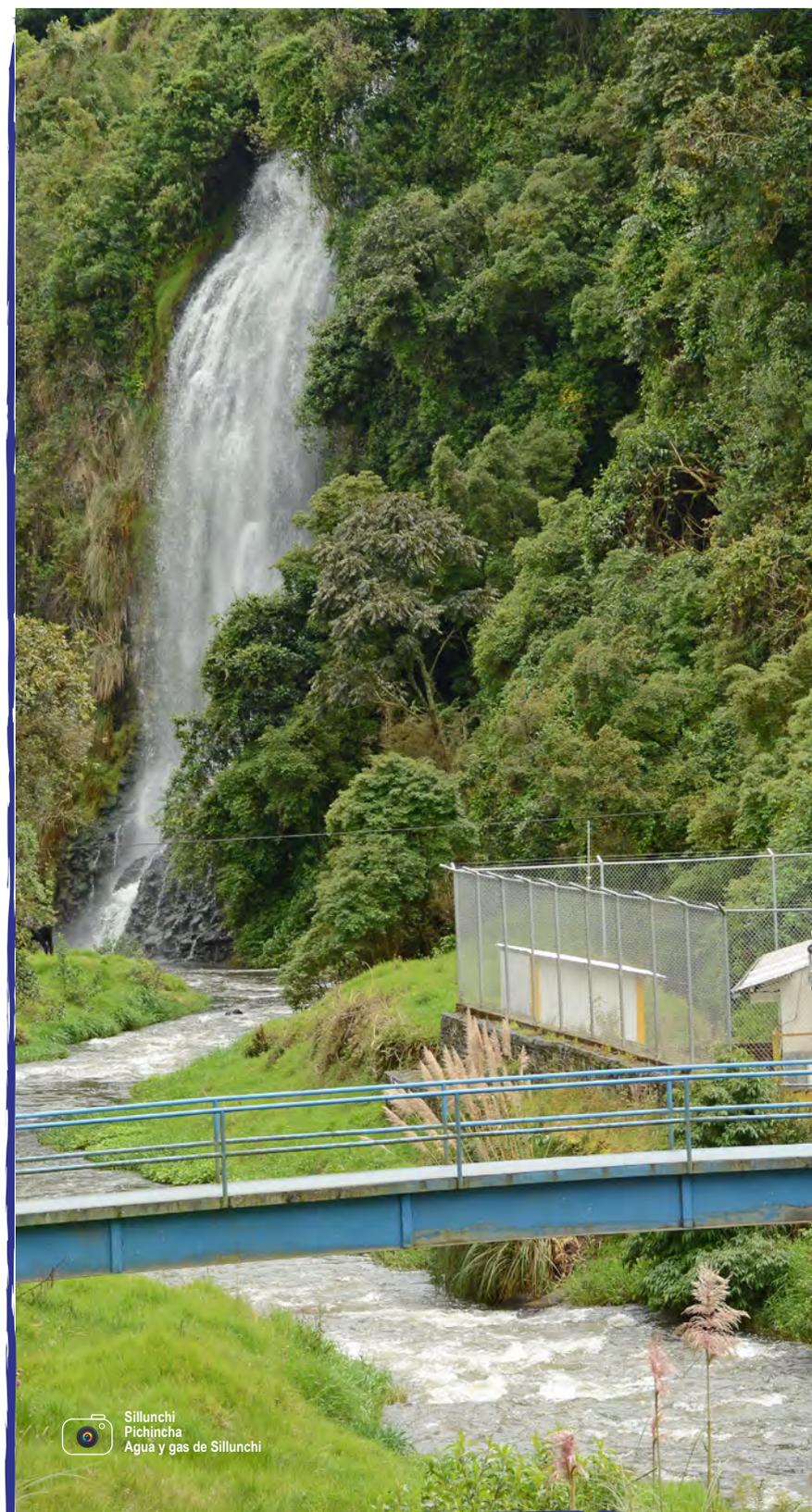


La tabla Nro. 31 presenta el número de clientes regulados, desagregados por provincia.

Tabla Nro. 31: Número de clientes regulados por provincia

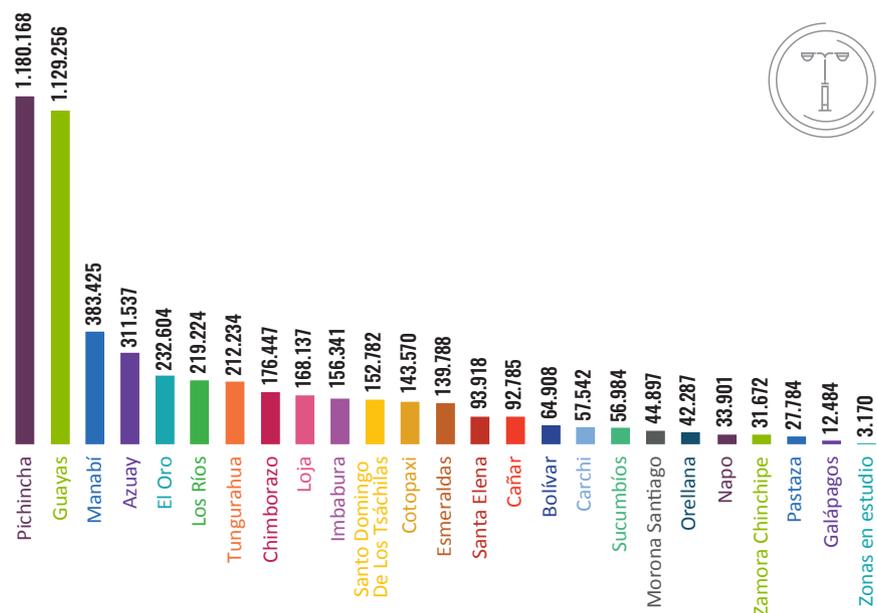
Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	Total
Azuay	274.412	27.491	5.178	1	4.455	311.537
Bolívar	60.192	3.171	131	1	1.413	64.908
Cañar	83.707	6.731	854	-	1.493	92.785
Carchi	50.289	5.919	270	2	1.062	57.542
Chimborazo	154.526	17.994	759	1	3.167	176.447
Cotopaxi	125.944	11.090	4.088	1	2.447	143.570
El Oro	204.546	22.921	1.596	1	3.540	232.604
Esmeraldas	127.154	9.453	427	1	2.753	139.788
Galápagos	9.729	2.015	185	43	512	12.484
Guayas	1.008.321	106.376	3.116	65	11.378	1.129.256
Imbabura	133.660	15.145	1.787	12	2.178	152.782
Loja	148.182	13.850	1.085	-	5.020	168.137
Los Ríos	202.396	13.338	565	1	2.924	219.224
Manabí	354.792	21.806	799	1	6.027	383.425
Morona Santiago	38.712	4.129	461	-	1.595	44.897
Napo	28.798	3.495	372	-	1.236	33.901
Orellana	36.270	4.681	268	-	1.068	42.287
Pastaza	22.026	4.328	513	-	917	27.784
Pichincha	1.011.741	137.865	13.973	1	16.588	1.180.168
Santa Elena	84.713	7.159	173	133	1.740	93.918
Sto. Domingo De Los Tsáchilas	136.373	18.107	199	1	1.661	156.341
Sucumbíos	48.057	7.181	267	1	1.478	56.984
Tungurahua	184.622	19.060	5.471	1	3.080	212.234
Zamora Chinchipe	27.165	2.793	302	-	1.412	31.672
Zonas en estudio	2.865	239	-	-	66	3.170
Total general	4.559.192	486.337	42.839	267	79.210	5.167.845

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.



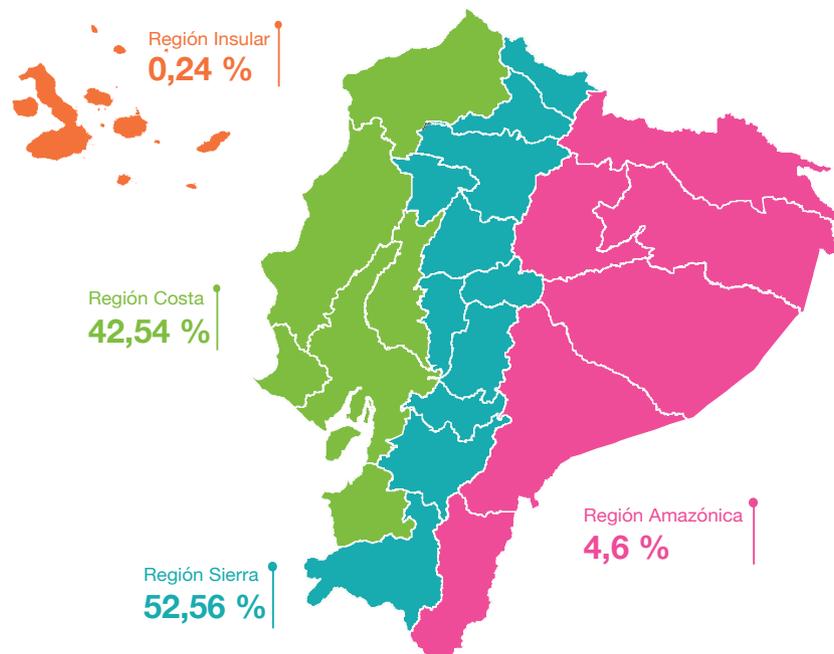
La figura Nro. 21 muestra la cantidad de clientes por provincia, sobresalen Pichincha y Guayas que abarcan cerca del 44,69 % del total de clientes a nivel nacional.

Figura Nro. 21: Número de clientes regulados por provincia

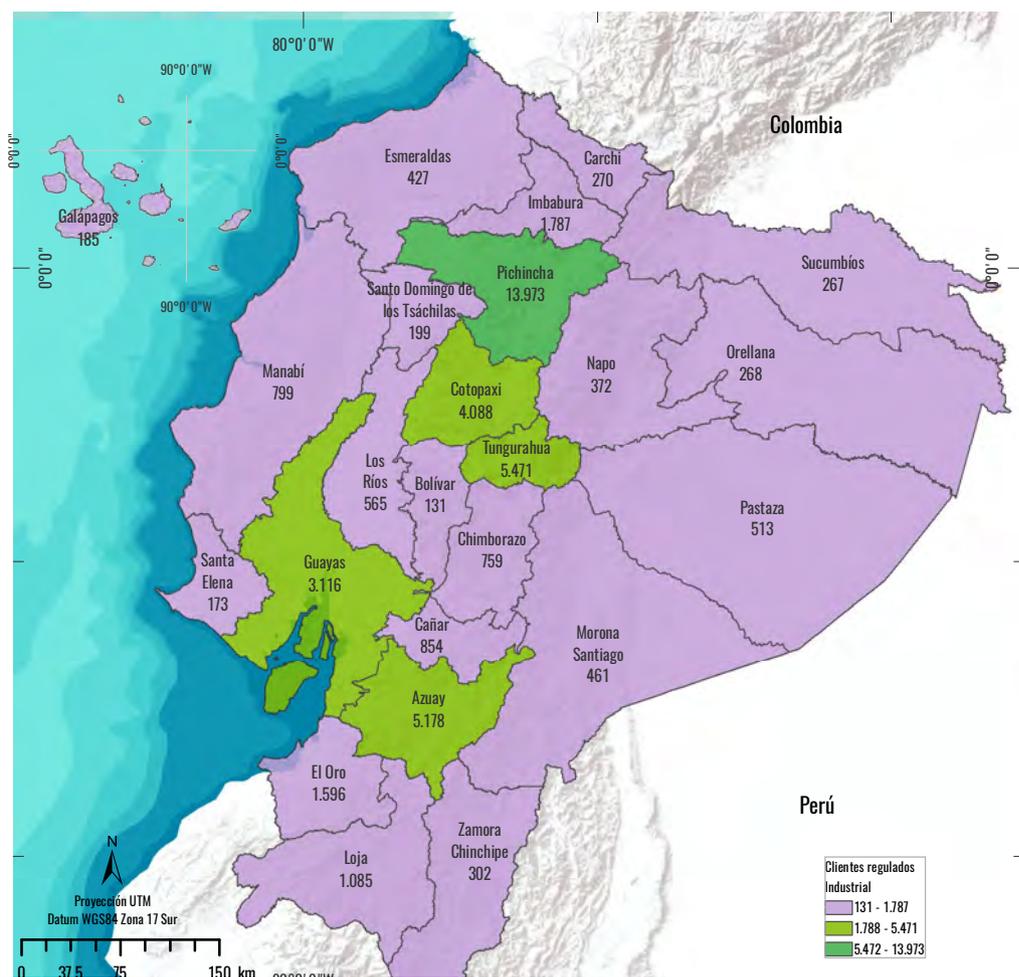
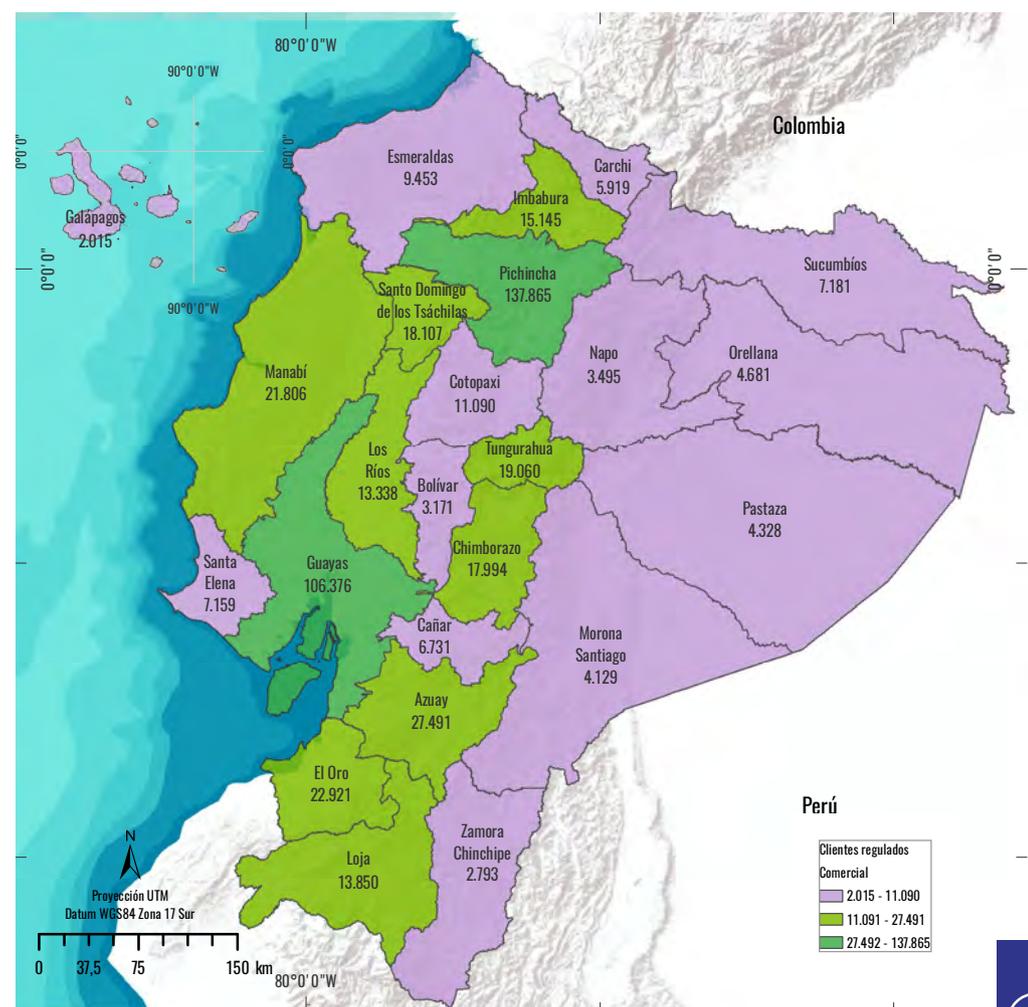
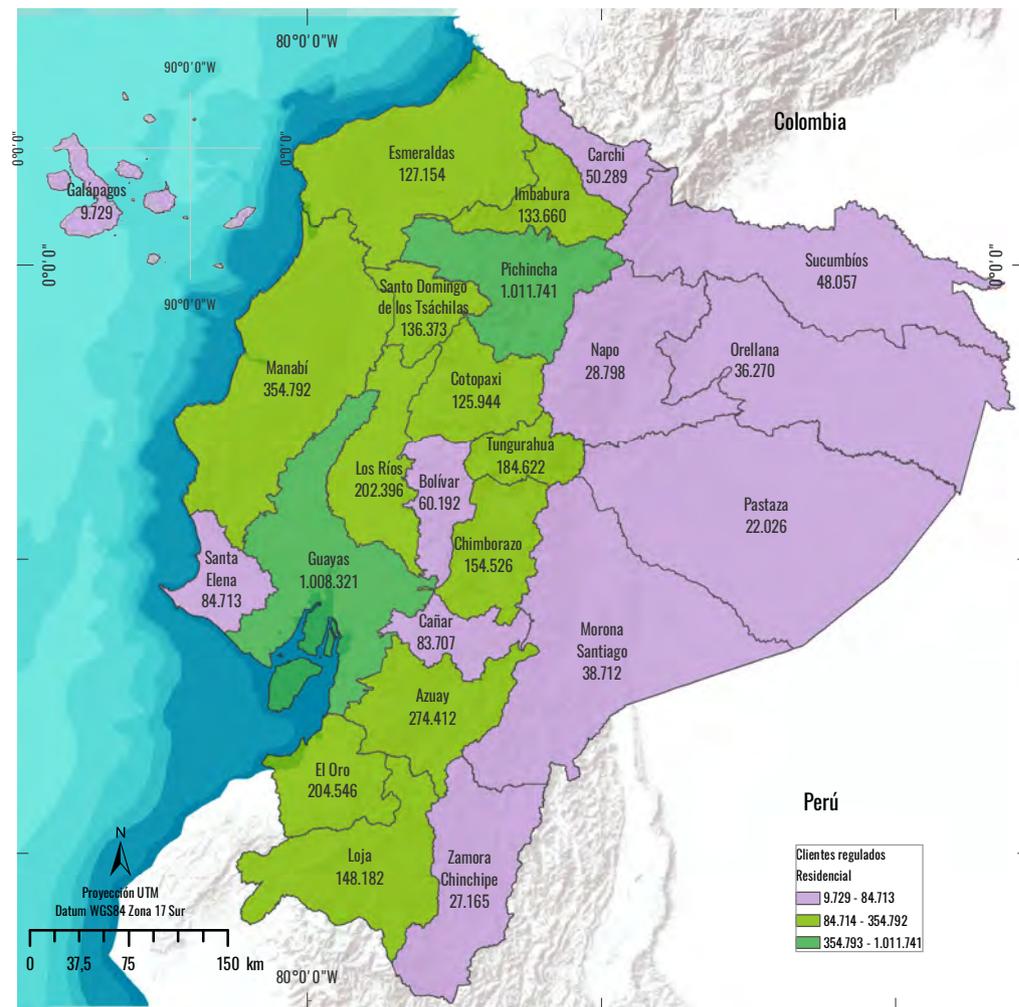


En la figura Nro. 22 se muestra la composición de clientes regulados por región, según la cual, la mayor cantidad de clientes se encuentra en las regiones sierra (52,56 %) y costa (42,54 %).

Figura Nro. 22: Composición de clientes regulados por región



Campo de entrenamiento de Líneas Energizadas
Pichincha
E. E. Quito



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



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

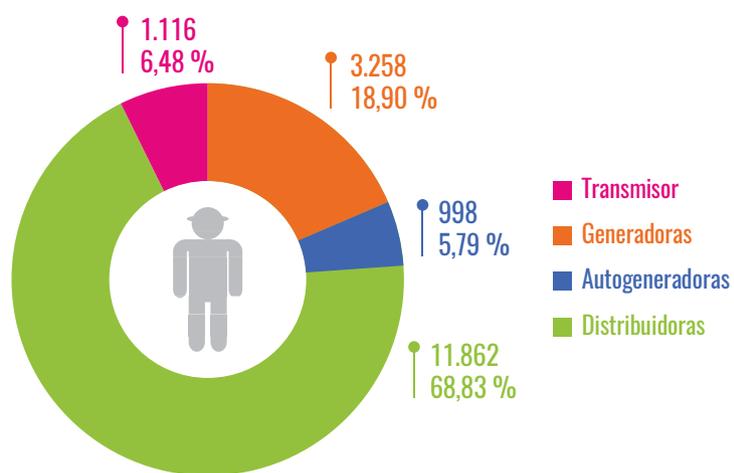
Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
Cartografía temática: ARCONEL 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019

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 68,75% 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 2018.



Tabla Nro. 32: Personal de empresas generadoras³

Provincia	Residencial
CELEC-Termopichincha	481
CELEC-Electroguayas	428
CELEC-Hidropaute	326
CELEC-Termoesmeraldas	302
CELEC-Termomanabí	249
CELEC-Hidronación	206
CELEC-Coca Codo Sinclair	169
Elecaastro	165
CELEC-Termogas Machala	161
CELEC-Hidroagoyán	159
EPMAPS	126
CELEC-Enerjubones	99
CELEC-Gensur	80
IPNEGAL	40
Ecuagesa	30
Gransolar	26
ElitEnergy	25
Generoca	24
Hidotambo	20
Hidosigchos	20
Hidrovictoria	15
Hidosibimbe	15
Brineforcorp	13
Gasgreen	13
CELEC-Hidroazogues	12
Hidotavalo	10
EMAC-BGP	8
Sansau	5
Enersol	4
Wildtecsa	4
Electrisol	3
Epfotovoltaica	3
Valsolar	3
Altgenotec	1
Genrenotec	1
Gonzanergy	1
Lojaenergy	1
Renova Loja	1
Sabiangosolar	1
San Pedro	1
Sanersol	1
Saracaysol	1
Solchacras	1
Solhuaqui	1
Solsantonio	1
Solsantros	1
Surenergy	1
Total general	3.258

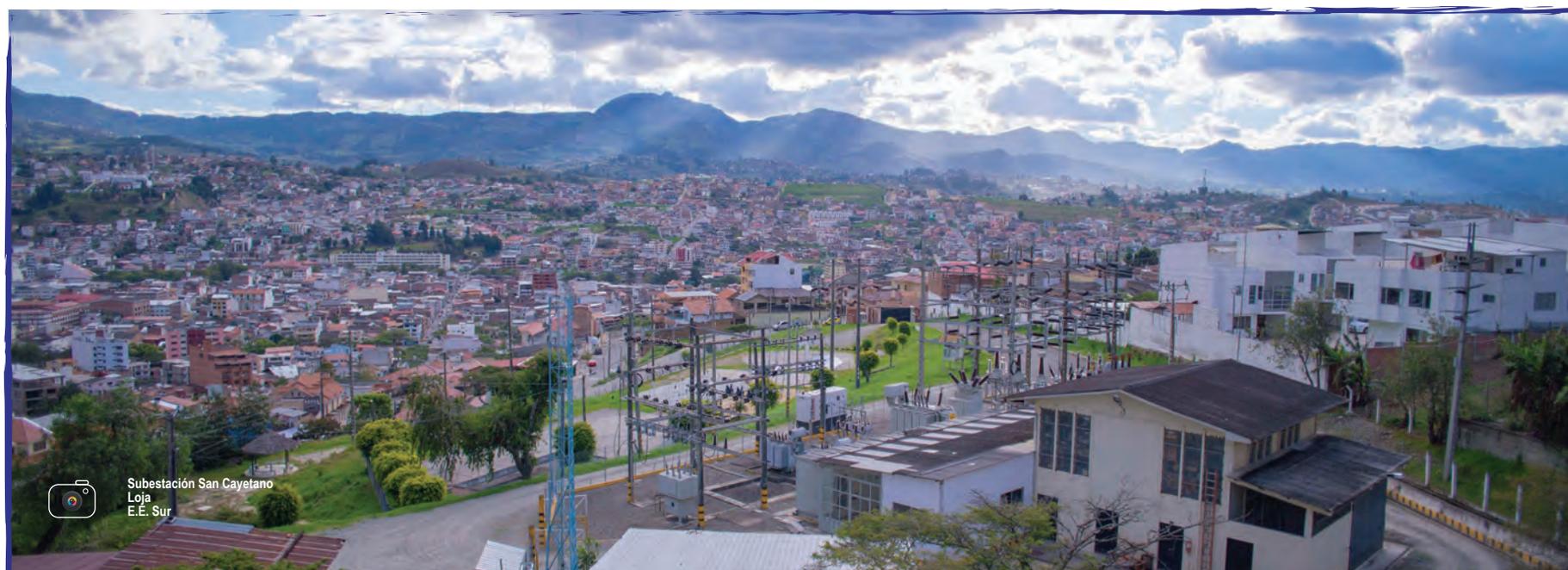
³ La empresa CELEC-Enerjubones reporta información a partir de noviembre 2018 y ElitEnergy reporta información a partir de diciembre 2018.

Tabla Nro. 33: Personal de empresas autogeneradoras⁴

Empresa	Número de Empleados
Petroamazonas	401
Hidroalto	74
Repsol	60
Enermax	57
Ecoelectric	49
Hidosanbartolo	46
Hidronormandia	41
UNACEM	20
Hidroabanico	29
Andes Petro	24
OCP Ecuador	23
Ecoluz	20
Agip	17
I.M. Mejía	17
Vicunha	17
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	5
Tecpetrol	4
Moderna Alimentos	3
Orion	3
Sipac	2
Consejo Provincial De Tungurahua	1
Total general	998

Tabla Nro. 34: Personal de las empresas distribuidoras

Empresa	Número de Empleados
CNEL-Guayaquil	1.660
CNEL-Guayas Los Ríos	841
CNEL-Manabí	782
CNEL-EI Oro	591
CNEL-Sto. Domingo	512
CNEL-Sta. Elena	464
CNEL-Esmeraldas	416
CNEL-Sucumbíos	394
CNEL-Los Ríos	362
CNEL-Milagro	360
CNEL-Bolívar	304
CNEL EP	6.686
E.E. Quito	1.933
E.E. Centro Sur	588
E.E. Norte	558
E.E. Riobamba	528
E.E. Sur	496
E.E. Cotopaxi	393
E.E. Ambato	348
E.E. Galápagos	178
E.E. Azogues	154
Total Empresas Eléctricas	5.176
Total general	11.862



⁴ La empresa Hidronormandía reporta información a partir de agosto 2018.





TRANSACCIONES 2





Volcán Cotopaxi
Cotopaxi
Ministerio de Turismo

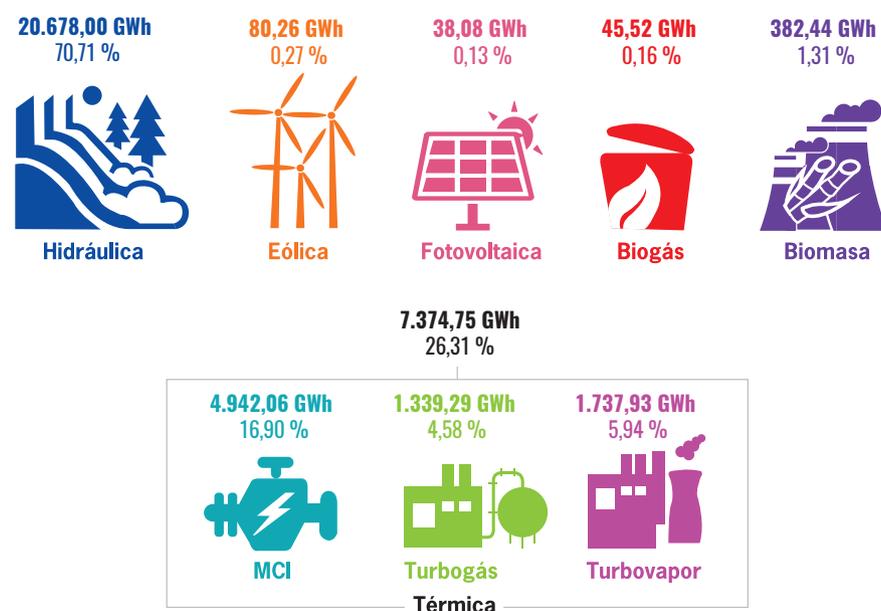


2. TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Energía producida y consumo de combustibles

Al 2018, la energía bruta total producida fue 29.243,59 GWh, con el siguiente detalle: hidráulica 20.678,00 GWh, 70,71 %; térmica 8.019,28 GWh, 27,42 %; biomasa 382,44 GWh, 1,31 %; eólica 80,26 GWh, 0,27 %; biogás 45,52 GWh, 0,16 % y fotovoltaica 38,08 GWh, 0,13 %, como se presenta en la figura Nro. 24.

Figura Nro. 24: Producción de energía bruta por tipo de central (GWh)



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, en la cual se observa que 25.375,92 GWh, 86,77 % correspondió a lo generado en el SNI; mientras que 3.867,66 GWh, 13,23 % correspondió 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	18.714,87	64,00
		Térmica	3.894,61	13,32
		Eólica	73,70	0,25
		Fotovoltaica	34,77	0,12
		Biogás	45,52	0,16
	Total Generadora		22.763,47	77,84
	Distribuidora	Hidráulica	573,82	1,96
		Térmica	118,66	0,41
	Total Distribuidora		692,49	2,37
	Autogeneradora	Hidráulica	1.372,90	4,69
Biomasa		382,44	1,31	
Térmica		164,62	0,56	
Total Autogeneradora		1.919,97	6,57	
Total SNI		25.375,92	86,77	
No Inc.	Generadora	Térmica	177,77	0,61
		Hidráulica	2,46	0,01
	Total Generadora		180,24	0,62
	Distribuidora	Hidráulica	12,56	0,04
		Eólica	6,56	0,02
		Fotovoltaica	3,31	0,01
		Térmica	0,002	6E-06
	Total Distribuidora		22,43	0,08
	Autogeneradora	Térmica*	3.663,61	12,53
		Hidráulica	1,38	0,00
Total Autogeneradora		3.664,99	12,53	
Total No Incorporado		3.867,66	13,23	
Total		29.243,59	100,00	

*Corresponde a la generación de la central térmica Taisha de la E.E. Centro Sur (1,69 MWh).

La energía bruta de los sistemas no incorporados tiene una alta composición de energía térmica (99,32 %), correspondiente a 3.841,38 GWh; de los cuales 3.663,58 GWh fueron producidos por los autogeneradores del sector petrolero, que en su mayoría disponen de centrales térmicas.

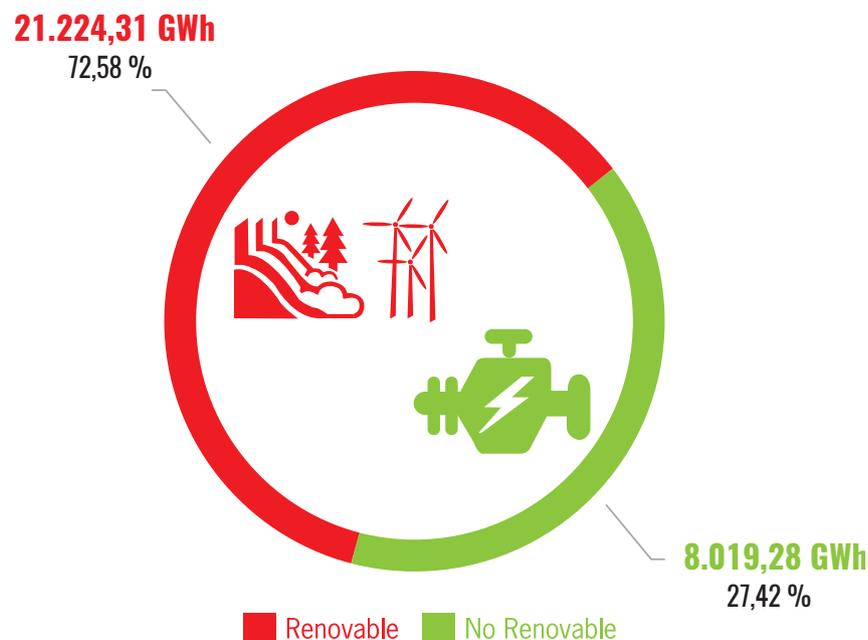
En la tabla Nro. 36 se puede observar que a nivel de todo el sistema eléctrico nacional, la producción de energía bruta tiene predominio hidráulico 70,71 %; asimismo, la producción de energía no renovable en centrales térmicas MCI se ubicó en segundo lugar con 16,90 %.

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

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	20.678,00	70,71
	Biomasa	382,44	1,31
	Eólica	80,26	0,27
	Biogás	45,52	0,16
	Fotovoltaica	38,08	0,13
Total Renovable		21.224,31	72,58
No Renovable	Térmica MCI	4.942,06	16,90
	Térmica Turbovapor	1.737,93	5,94
	Térmica Turbogás	1.339,29	4,58
Total No Renovable		8.019,28	27,42
Total general		29.243,59	100,00

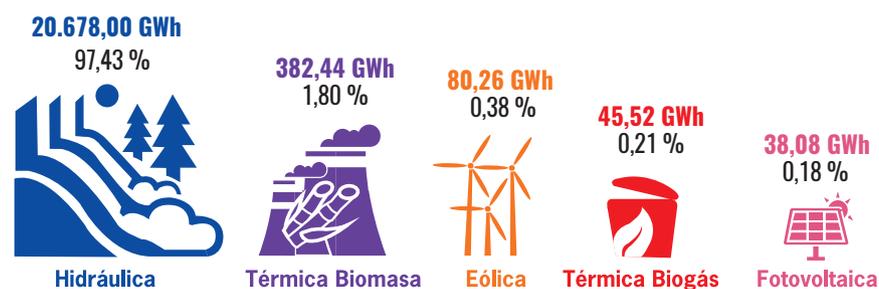
La figura Nro. 25, muestra la energía bruta producida por fuentes renovables y no renovables, que corresponden a 21.224,31 GWh, 72,58 %; y, 8.019,28 GWh, 27,42 % respectivamente.

Figura Nro. 25: Producción bruta por tipo de energía



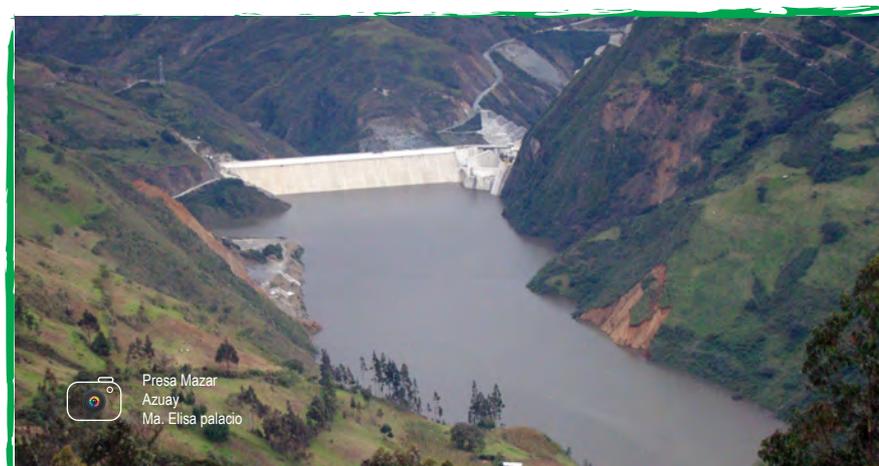
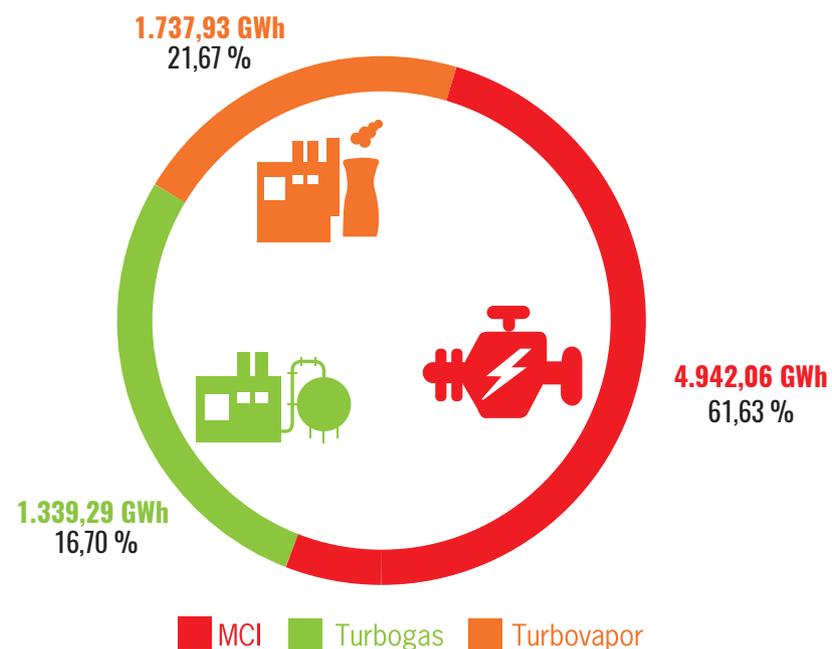
En las siguientes figuras se presenta la composición de las energías por tipo de fuente; en lo referente a la energía renovable se aprecia que 20.678 GWh, 97,43 % provino de centrales hidráulicas.

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



De la energía proveniente de fuentes no renovables 4.942,06 GWh, 61,63 %, provino 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 2018 alcanzó 29.243,59 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 correspondientes al 2018.

De la información presentada, se puede señalar que 22.943,70 GWh, 78,46 % de la energía bruta total, fueron producidos por las empresas generadoras; las empresas distribuidoras con centrales de generación aportaron 714,92 GWh, 2,44 %; y, los autogeneradores 5.584,96 GWh, 19,10 %.

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

Tipo Empresa	Mes	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Térmica	Fotovoltaica	Biogás	Total
Generadora	Ene	1.740,41	-	4,36	348,94	3,08	3,94	2.100,74
	Feb	1.432,57	-	1,94	350,74	2,81	3,86	1.791,92
	Mar	1.489,18	-	5,14	505,96	3,15	3,56	2.006,99
	Abr	1.662,37	-	5,05	322,40	3,17	4,11	1.997,10
	May	1.717,96	-	5,51	289,80	2,73	3,93	2.019,92
	Jun	1.595,09	-	9,62	239,07	2,59	3,76	1.850,14
	Jul	1.583,33	-	10,52	245,33	2,69	3,87	1.845,75
	Ago	1.590,17	-	11,21	271,47	2,95	3,78	1.879,57
	Sep	1.572,46	-	8,52	262,43	2,97	3,39	1.849,78
	Oct	1.295,09	-	3,05	525,67	2,96	3,52	1.830,28
	Nov	1.358,73	-	2,11	431,05	2,70	3,90	1.798,49
	Dic	1.679,96	-	6,68	279,53	2,97	3,90	1.973,03
Total Generadora		18.717,33	-	73,70	4.072,38	34,77	45,52	22.943,70
Distribuidoras con generación	Ene	56,50	-	0,32	1,59	0,28	-	58,69
	Feb	46,52	-	0,15	5,13	0,26	-	52,07
	Mar	51,96	-	0,20	21,39	0,34	-	73,90
	Abr	58,31	-	0,13	17,01	0,34	-	75,78
	May	62,10	-	0,43	12,14	0,26	-	74,93
	Jun	52,40	-	0,71	0,89	0,21	-	54,21
	Jul	44,89	-	0,85	2,17	0,23	-	48,14
	Ago	42,90	-	0,82	0,86	0,25	-	44,83
	Sep	37,25	-	0,70	1,69	0,32	-	39,96
	Oct	35,40	-	0,87	24,83	0,31	-	61,41
	Nov	46,28	-	0,70	26,29	0,24	-	73,51
	Dic	51,87	-	0,68	4,67	0,27	-	57,49
Total Distribuidora		586,39	-	6,56	118,67	3,31	-	714,92
Autogeneradora	Ene	113,93	3,56	-	316,97	-	-	434,45
	Feb	105,05	-	-	289,90	-	-	394,95
	Mar	107,37	-	-	323,94	-	-	431,31
	Abr	98,38	-	-	309,79	-	-	408,17
	May	99,50	-	-	321,59	-	-	421,09
	Jun	110,34	18,14	-	309,94	-	-	438,43
	Jul	113,08	56,55	-	325,12	-	-	494,76
	Ago	120,22	58,26	-	334,57	-	-	513,04
	Sep	122,87	65,91	-	319,28	-	-	508,06
	Oct	112,09	69,32	-	323,34	-	-	504,75
	Nov	134,14	68,42	-	319,18	-	-	521,74
	Dic	137,32	42,27	-	334,63	-	-	514,22
Total Autogeneradora		1.374,28	382,44	-	3.828,24	-	-	5.584,96
Total general		20.678,00	382,44	80,26	8.019,28	38,08	45,52	29.243,59

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

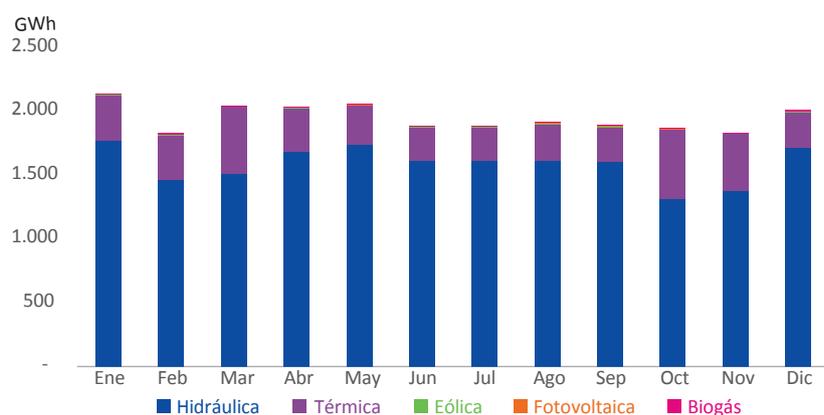


Figura Nro. 29: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (GWh)

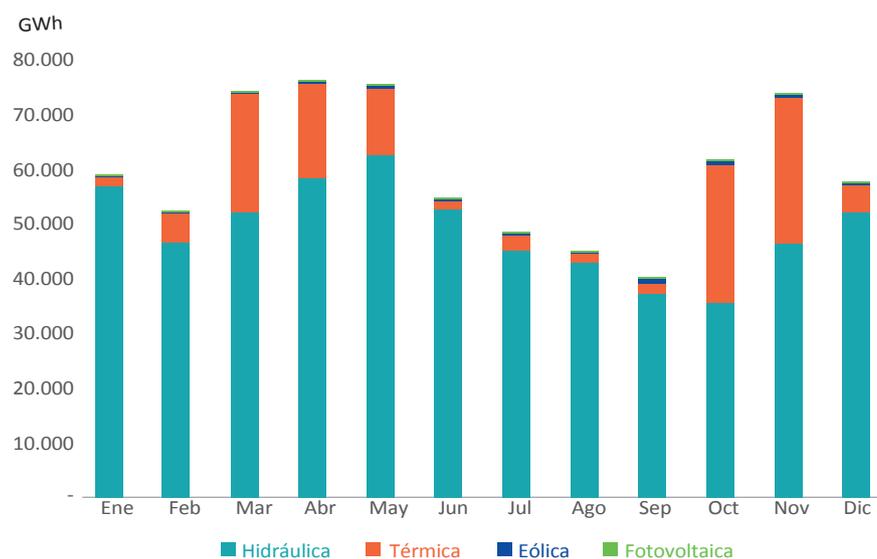
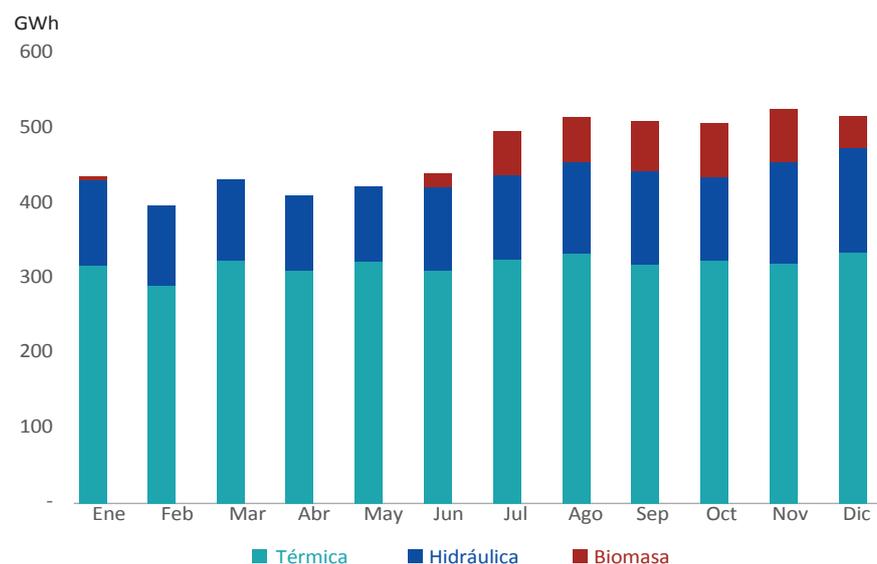


Figura Nro. 30: Producción de energía de empresas autogeneradoras (GWh)



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

En el 2018, la energía disponible en la etapa de generación (energía bruta – consumo de auxiliares) fue 28.829,10 GWh; de esta energía, 23.922,42 GWh, 82,98 % se entregó al servicio público; y, 4.906,68 GWh, 17,02 % 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)

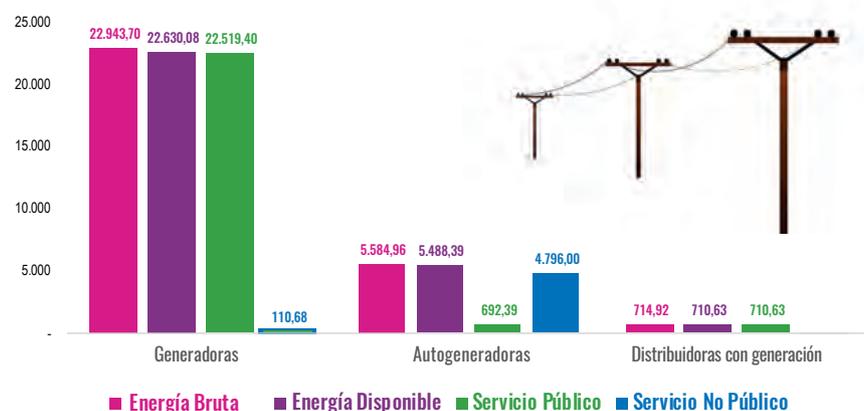
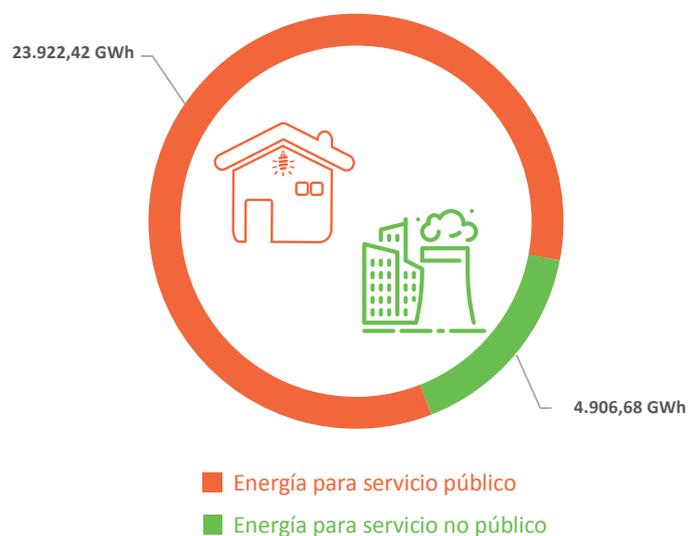


Figura Nro. 32: Energía disponible para servicio público y no público (GWh)



En la Tabla Nro. 38 se presenta la información del consumo de combustibles por tipo de empresa, siendo el fuel oil y el gas natural, los combustibles de origen fósil más utilizados.

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

Tipo de Empresa	Fuel Oil (Mgal)	Diésel (Mgal)	Nafta (gal)	Gas Natural (kpc x 106)	Residuo (Mgal)	Crudo (Mgal)	GLP (Mgal)	Bagazo de caña (kt)	Biogás (m³)
Generadora	176,79	15,57	-	10,31	18,16	-	-	-	26.622.714,15
Distribuidora	2,89	5,65	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	6,33	93,09	-	9,90	10,45	111,88	7,90	1.437,08	-
Total general	186,01	114,31	-	20,21	28,60	111,88	7,90	1.437,08	26.622.714,15

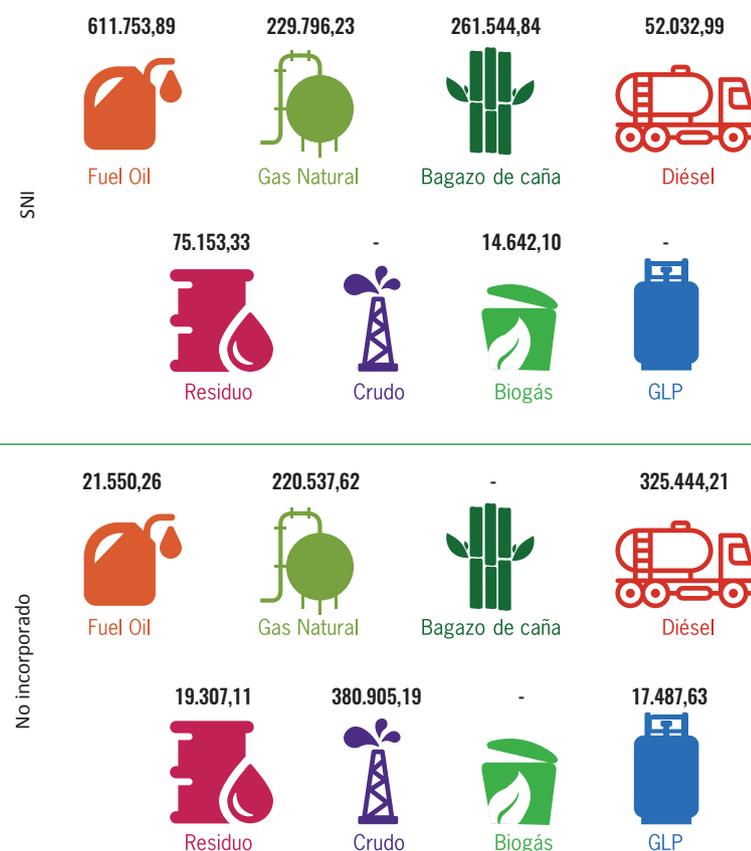
En la siguiente tabla se muestran los totales anuales de consumo de combustible, tanto en unidades inherentes, como en toneladas equivalentes de petróleo (TEP), que para todo el sistema eléctrico ecuatoriano se situó en 2.230,15 kTEP.

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

Combustibles		Equivalencias (TEP) *		Total (TEP)
Cantidad	Unidades			
186,01	millones de galones de Fuel Oil	1 galón =	0,00340	633.304,15
114,31	millones de galones de Diésel	1 galón =	0,00330	377.477,19
-	galones de nafta	1 galón =	0,00291	-
20,21	kpc x 106 de Gas Natural	1 kpc =	0,02228	450.333,85
28,60	millones de galones de Residuo	1 galón =	0,00330	94.460,44
111,88	millones de galones de Crudo	1 galón =	0,00340	380.905,19
7,90	millones de galones de GLP	1 galón =	0,00221	17.487,63
1.437,08	miles de toneladas de Bagazo de Caña	1 tonelada =	0,18200	261.544,84
26.622.714,15	m³ de biogás	1 m³ biogás =	0,00055	14.642,10
Total general				2.230.155,38

El consumo total de combustibles del SNI se ubicó en 1.244,92 kTEP y el de los sistemas no incorporados fue 985,23 kTEP; 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

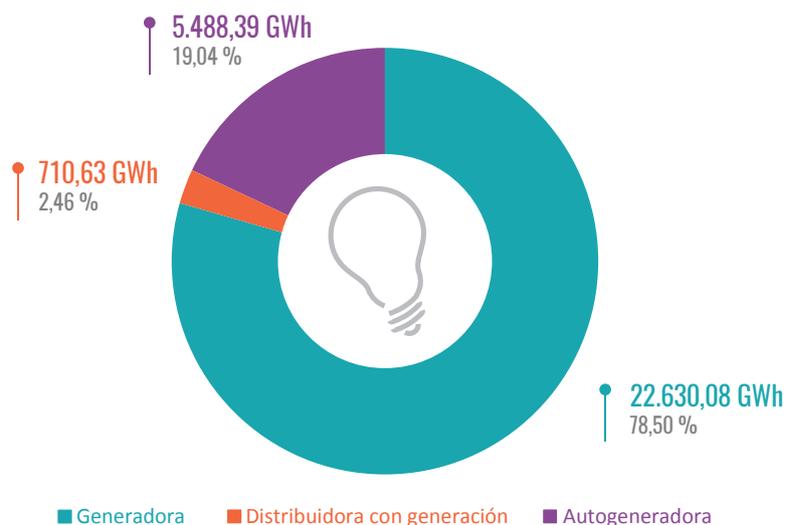
Descontando de la energía bruta generada, los consumos de auxiliares de las centrales de generación de empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, se obtiene la energía disponible generada, la cual fue 28.829,10 GWh en 2018; parte de esta energía, 574,72 GWh equivalente al 1,99 %, correspondió 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 2018

Empresa	Central	Inicio de Operación	Energía Disponible(GWh)
CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	nov-18	101,25
CELEC-Gensur	Delsitanisagua	dic-18	258,99
E.E. Ambato	Paneles Fotovoltaicos	ene-18	0,03
E.E. Galápagos	Isabela Solar	jul-18	0,41
EliiEnergy	Pusuno	dic-18	7,24
Hidronormandía	Hidronormandía	ago-18	125,74
IPNEGAL	Ipnegal	ene-18	57,21
Orion	Estación Mira	ago-18	0,19
Petroamazonas	Sacha Norte 2	abr-18	22,61
	Sacha Sur GAS Wakesha	dic-18	1,05
Total general			574,72

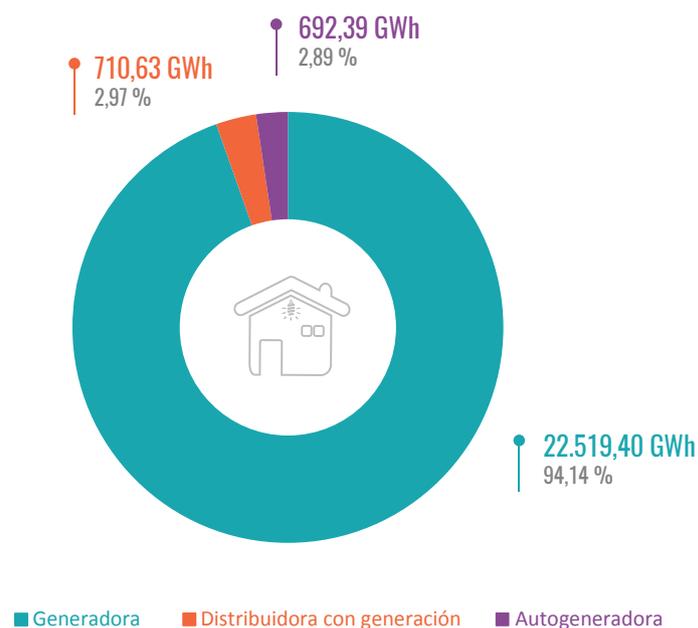
En la siguiente figura se presenta la energía disponible por tipo de empresa, las generadoras aportaron 22.630,08 GWh, 78,50 %; las distribuidoras con generación 710,63 GWh, 2,46 %; y, las empresas autogeneradoras 5.488,39 GWh, 19,04 %. La energía disponible de las autogeneradoras es utilizada en sus procesos productivos y en algunos casos sus excedentes son entregados para el servicio público.

Figura Nro. 34: Energía disponible por tipo de empresa



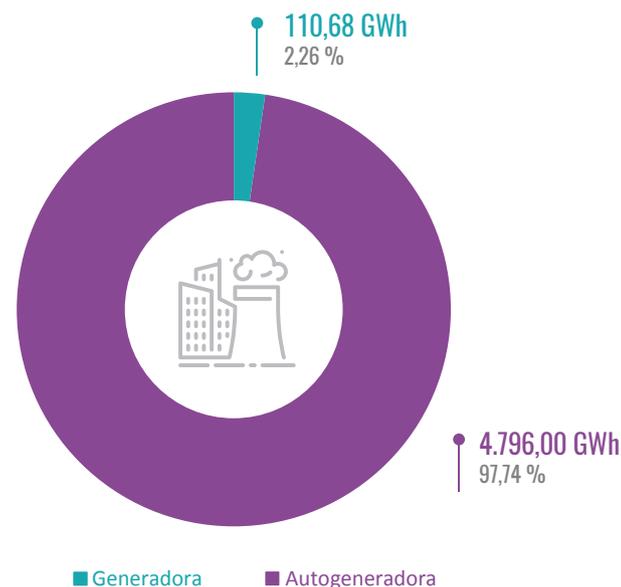
La energía entregada para servicio público en 2018 fue 23.922,42 GWh; de la cual, las generadoras aportaron 22.519,40 GWh, 94,14 %; las distribuidoras con generación 710,63 GWh, 2,97 %; y, las empresas autogeneradoras 692,39 GWh, 2,89 %.

Figura Nro. 35: Energía entregada para servicio público



La energía entregada para servicio no público en 2018 fue 4.906,68 GWh; de la cual, las empresas autogeneradoras aportaron 4.796 GWh, 97,74 %; y, las generadoras EPMAPS y Termoesmeraldas aportaron 110,68 GWh, 2,26 %.

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 2018 participaron 49 empresas generadoras que tuvieron una producción de 22.943,70 GWh. Dentro de este grupo, las centrales hidroeléctricas fueron predominantes con 18.717,33 GWh, 81,58 %; seguidas de las térmicas con 4.072,38 GWh, 17,75 %.

En lo que respecta a la producción del resto de centrales renovables, las fotovoltaicas generaron 34,77 GWh, 0,15 %; las eólicas 73,70 GWh, 0,32 %; y, las centrales a biogás 45,52 GWh, 0,20 %.



Figura Nro. 37: Composición de energía de empresas generadoras

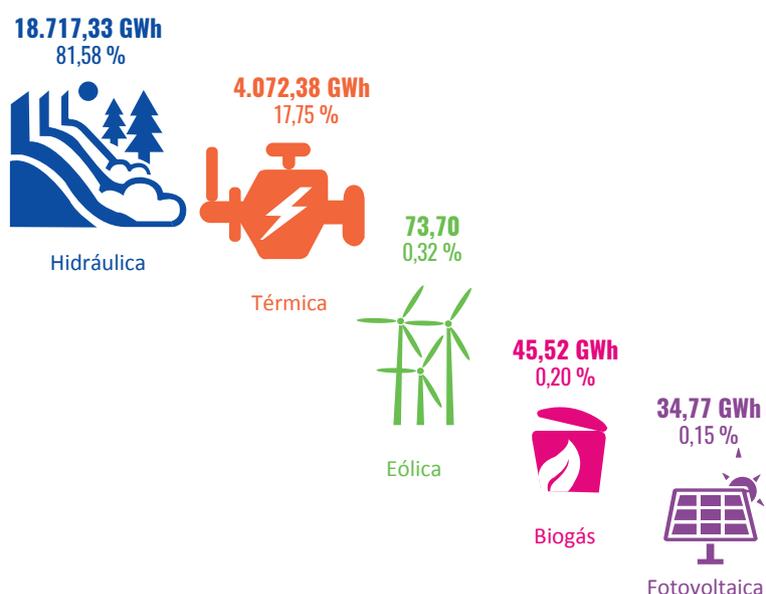
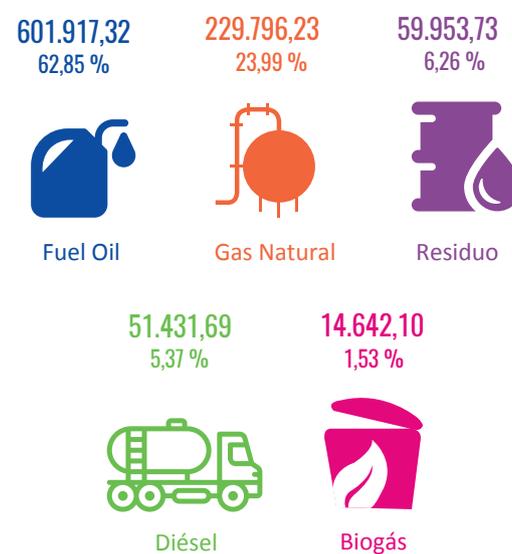


Figura Nro. 38: Consumo de combustibles de empresas generadoras (TEP)

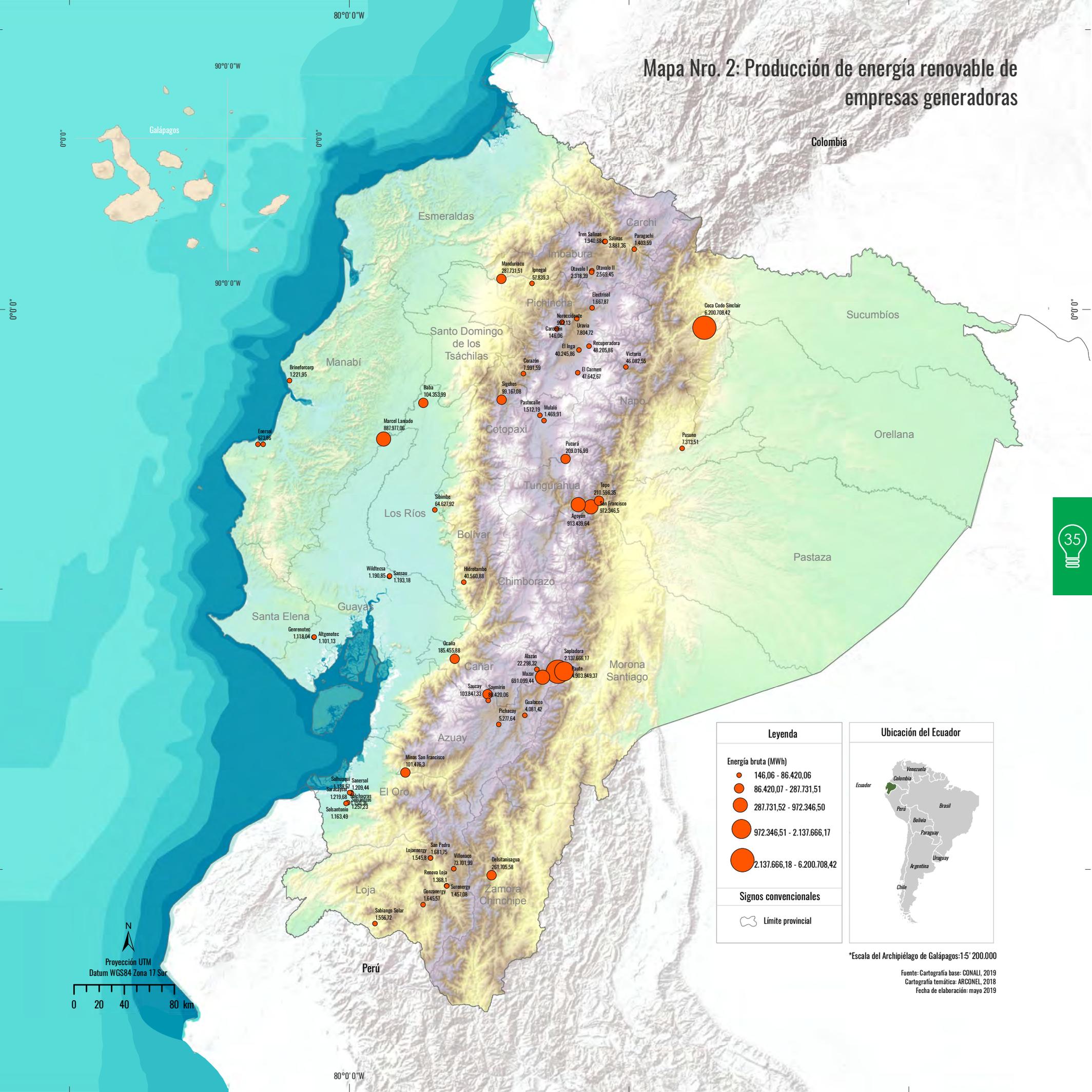


En la figura Nro. 38 se muestra la composición del consumo de combustibles de las empresas generadoras. En 2018 este consumo alcanzó 957.741,06 TEP, los combustibles más usados fueron: fuel oil 601.917,32 TEP, 62,85 %; y, gas natural 229.796,23 TEP, 23,99 %.

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

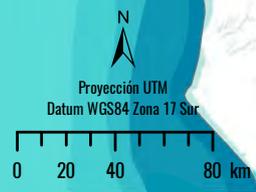


Leyenda	
Energía bruta (MWh)	
	146,06 - 86.420,06
	86.420,07 - 287.731,51
	287.731,52 - 972.346,50
	972.346,51 - 2.137.666,17
	2.137.666,18 - 6.200.708,42
Signos convencionales	
	Límite provincial

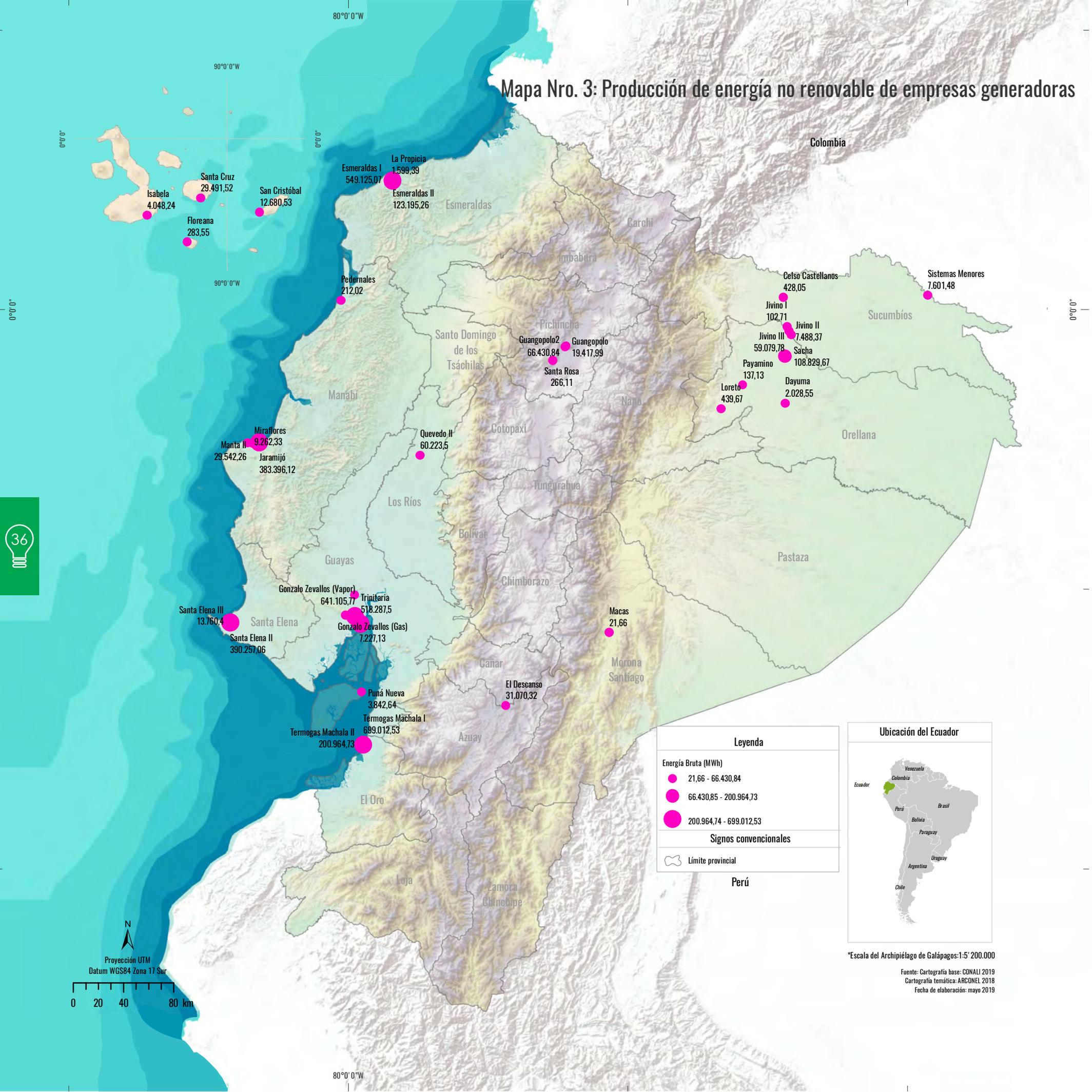


*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
 Cartografía temática: ARGONEL, 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019



Mapa Nro. 3: Producción de energía no renovable de empresas generadoras



Leyenda	
Energía Bruta (MWh)	
● (Small Pink)	21,66 - 66.430,84
● (Medium Pink)	66.430,85 - 200.964,73
● (Large Pink)	200.964,74 - 699.012,53
Signos convencionales	
⬭	Límite provincial



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000
 Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
 Cartografía temática: ARCONEL 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019

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).

En el 2018 la producción total de energía fue 714,92 GWh. La generación hidráulica es la predominante en las empresas distribuidoras



Subestación Illuchi
Cotopaxi
E. E. Cotopaxi

con generación, con una producción de 586,39 GWh, que representó el 82,02 % de la producción total.

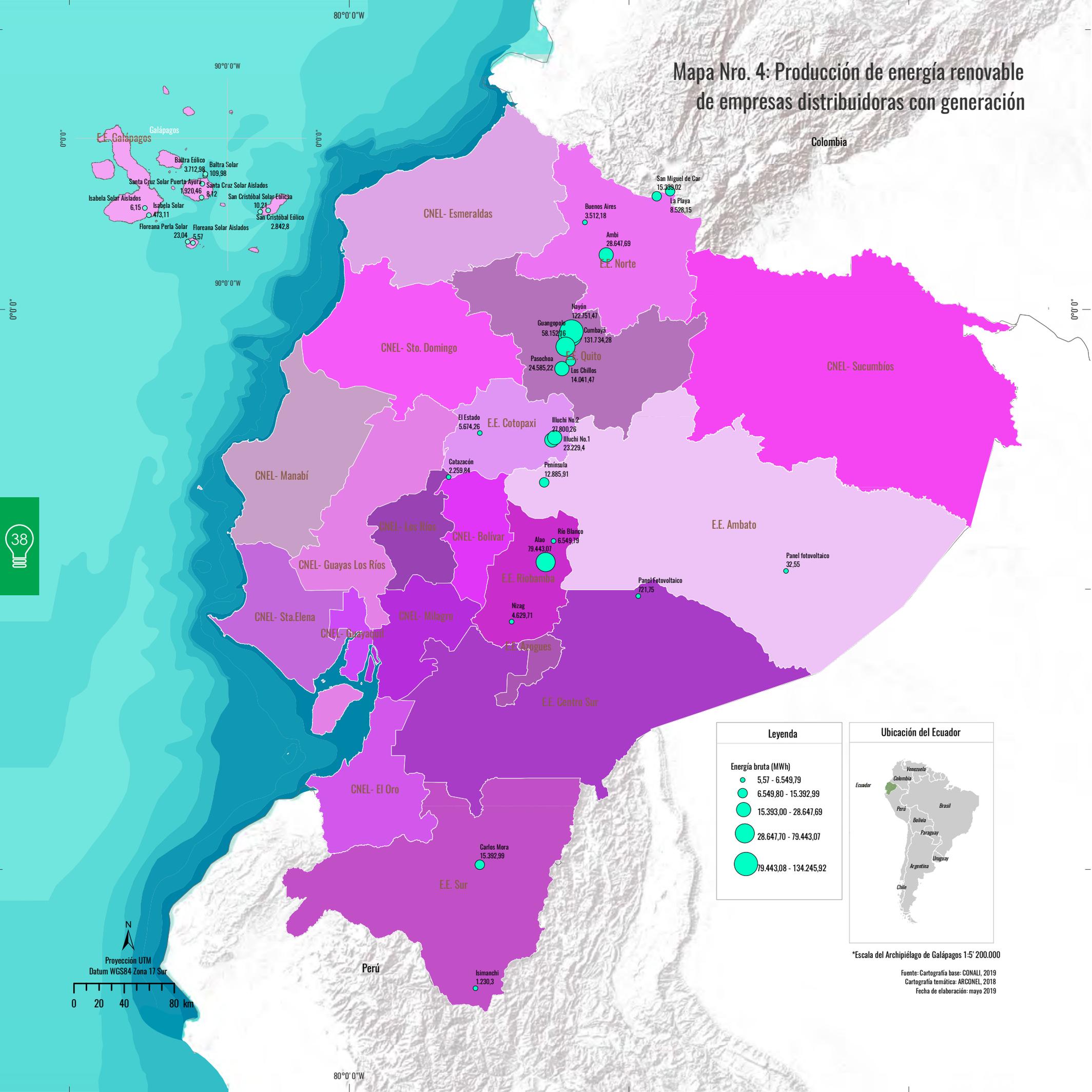
El detalle de la producción de energía por tipo de central se muestra en la tabla Nro. 41.

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

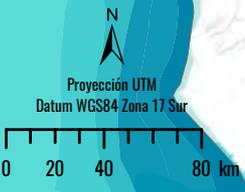
Tipo de Central	Distribuidora	Central de Generación	
		Nombre	Energía Bruta (MWh)
Hidráulica	E.E. Quito	Cumbayá	131.734,28
		Nayón	122.751,47
		Guangopolo	58.152,16
		Pasochoa	24.585,22
	E.E. Riobamba	Los Chillos	14.041,47
		Alao	79.443,07
		Río Blanco	6.549,79
	E.E. Cotopaxi	Nizag	4.629,71
		Illuchi No.2	27.800,26
		Illuchi No.1	23.229,40
		El Estado	5.674,26
	E.E. Norte	Catazacón	2.259,84
		Ambi	28.647,69
		San Miguel de Car	15.339,02
		La Playa	8.528,15
	E.E. Sur	Buenos Aires	3.512,18
		Carlos Mora	15.392,99
	E.E. Ambato	Isimanchi	1.230,30
		Península	12.885,91
Total Hidráulica			586.387,17
Térmica-Turbovapor	E.E. Centro Sur	Central Térmica Taisha	1,69
Total Térmica-Turbovapor			1,69
Térmica-MCI	E.E. Quito	G. Hernández	49.932,17
	E.E. Sur	Catamayo	147,63
Total Térmica-MCI			50.079,80
Térmica -Turbogás	CNEL-Guayaquil (1)	Álvaro Tinajero	52.096,91
		Aníbal Santos (Gas)	16.487,52
Total Térmica-Turbogás			68.584,43
Eólica	E.E. Galápagos	Baltra Eólico	3.712,98
		San Cristóbal Eólico	2.842,80
Total Eólica			6.555,78
Fotovoltaica	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar	1.920,46
		Puerto Ayora	
		Isabela Solar	473,11
		Baltra Solar	109,98
		Floreana Perla Solar	23,04
		San Cristóbal Solar Eolicoa	10,21
		Santa Cruz Solar Aislados	8,12
	E.E. Centro Sur	Isabela Solar Aislados	6,15
		Floreana Solar Aislados	5,57
		Panel Fotovoltaico	721,75
E.E. Ambato	Panel Fotovoltaico	32,55	
Total Solar-Fotovoltaica			3.310,93
Total general			714.919,80

(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 renovable de empresas distribuidoras con generación



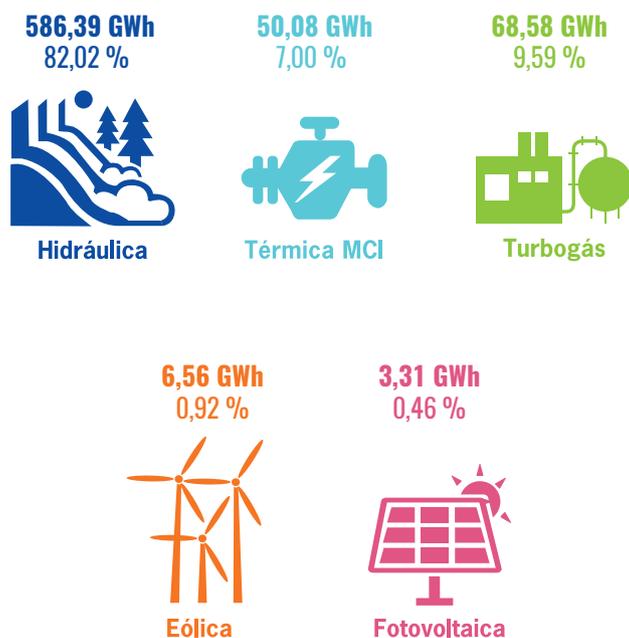
Leyenda	
Energía bruta (MWh)	
5,57 - 6.549,79	
6.549,80 - 15.392,99	
15.393,00 - 28.647,69	
28.647,70 - 79.443,07	
79.443,08 - 134.245,92	



*Escala del Archipiélago de Galápagos 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
 Cartografía temática: ARGONEL, 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019

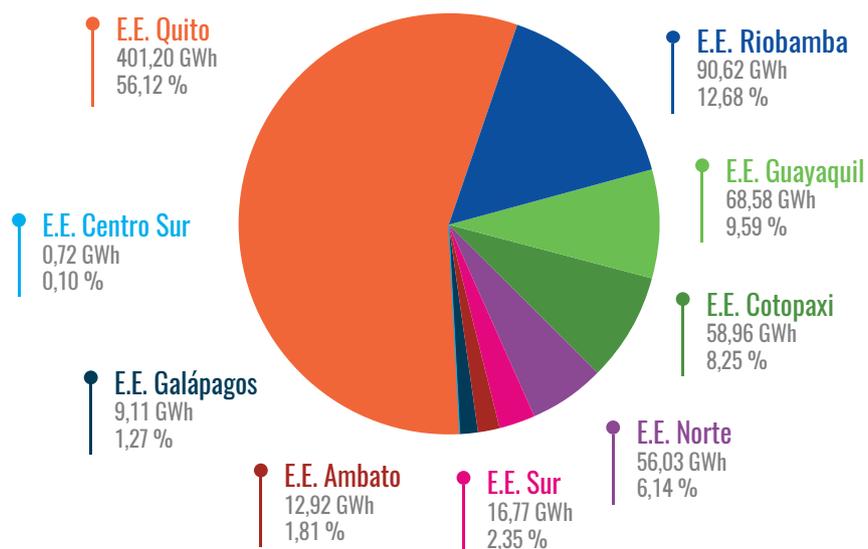
Figura Nro. 39: Producción de energía de las empresas distribuidoras con generación por tipo de central



En la Figura Nro. 39 se observa que las centrales hidráulicas son las que mayor participación tuvieron (83,04 %) 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 2,89 millones de galones de fuel oil y 5,65 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	Álvaro Tinajero	-	3.723,08	-	12.294,73
	Aníbal Santos (Gas)	-	1.862,95	-	6.152,01
	Aníbal Santos (Vapor)	-	0,06	-	0,21
E.E. Quito	G. Hernández	2.889,08	44,76	9.836,57	147,82
E.E. Sur	Catamayo	-	15,95	-	52,66
Total		2.889,08	5.646,80	9.836,57	18.647,44

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

18.647 TEP



Diésel

9.837 TEP

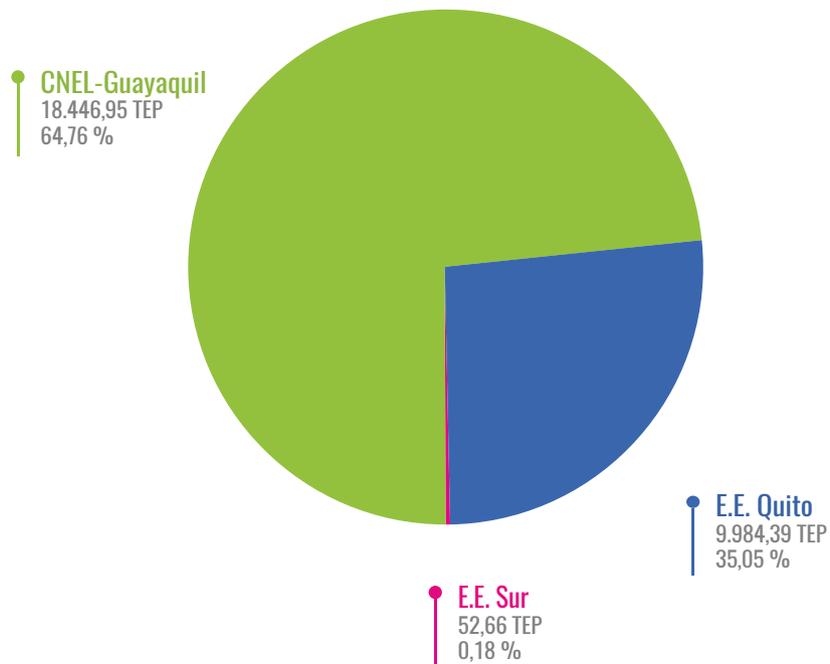


Fuel Oil

En la Figura Nro. 42 se muestra el consumo total de combustibles en TEP de cada una de las 3 distribuidoras que poseen centrales de generación térmica.

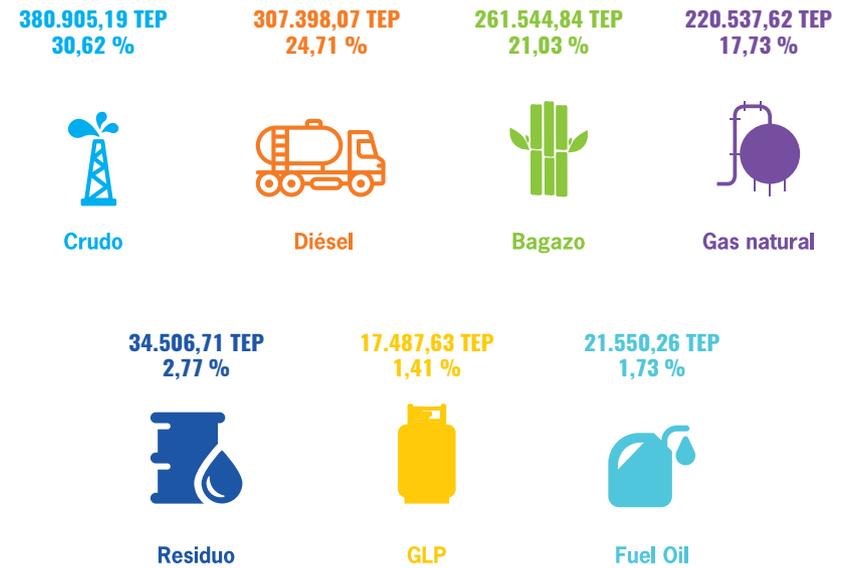


Figura Nro. 42: Consumo de combustibles por empresa distribuidora con generación térmica (TEP)



De acuerdo a lo mostrado en la siguiente figura, el combustible más usado para generación de energía eléctrica fue el crudo con 380.905,19 TEP, 30,62 %, y fueron usados por las empresas Agip, Andes Petro, Petroamazonas, Repsol y OCP Ecuador.

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

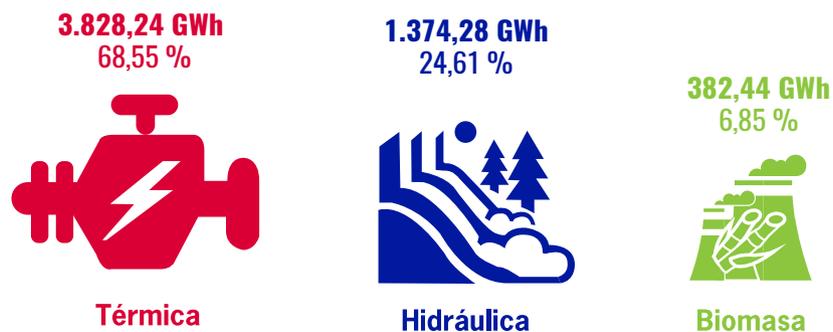


2.1.5 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas autogeneradoras

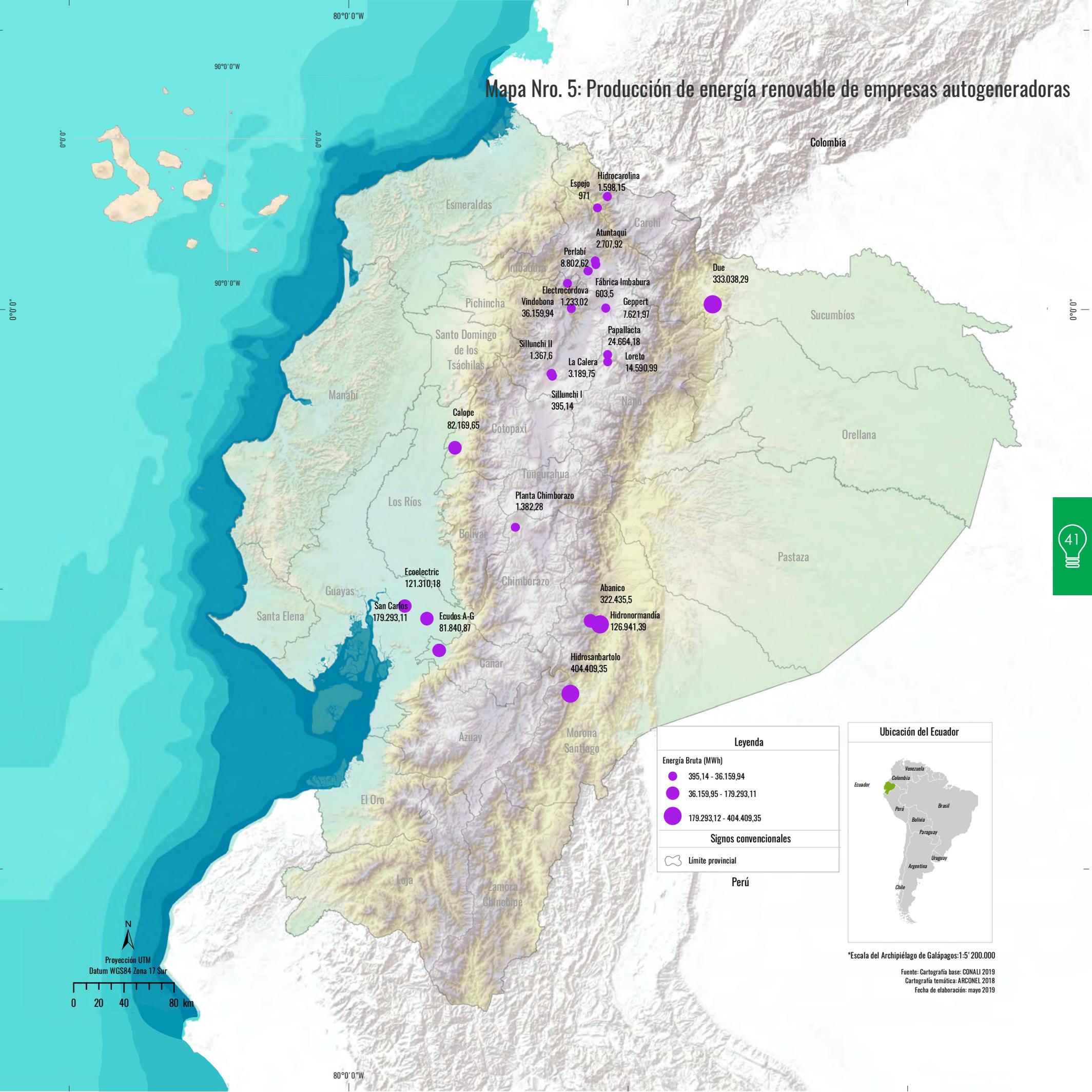
En el 2018 participaron 29 empresas autogeneradoras, su producción de energía fue 5.584,96 GWh, en la siguiente figura se puede apreciar que la energía térmica es la de mayor aporte con 3.828,24 GWh que representó el 68,55 %.

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

Figura Nro. 43: Composición de energía de empresas autogeneradoras



Mapa Nro. 5: Producción de energía renovable de empresas autogeneradoras



Legenda	
Energía Bruta (MWh)	
●	395,14 - 36.159,94
●	36.159,95 - 179.293,11
●	179.293,12 - 404.409,35
Signos convencionales	
	Limite provincial



Perú

80°0'0"W

0°0'0"

90°0'0"W

90°0'0"W

0°0'0"

0°0'0"

N

Colombia

Sucumbios

Orellana

Pastaza

Morona Santiago

Zamora Chinoipe

Loja

El Oro

Santa Elena

Guayas

Los Rios

Manabi

Santo Domingo de los Tsachilas

Pichincha

Imbabura

Carchi

Esmeraldas

Espejo 971

Hidrocarolina 1.598,15

Atuntaqui 2.707,92

Perlabi 8.802,62

Fabrica Imbabura 603,5

Due 333.038,29

Electrocordova 1.233,02

Vindobona 36.159,94

Geppert 7.621,97

Sillunchi II 1.367,6

Papallacta 24.664,18

La Calera 3.189,75

Loreto 14.590,99

Sillunchi I 395,14

Calope 82.169,65

Cotopaxi

Tungurahua

Planta Chimborazo 1.382,28

Bolivar

Abanico 322.435,5

Hidronormandia 126.941,39

Ecoelectric 121.310,18

San Carlos 179.293,11

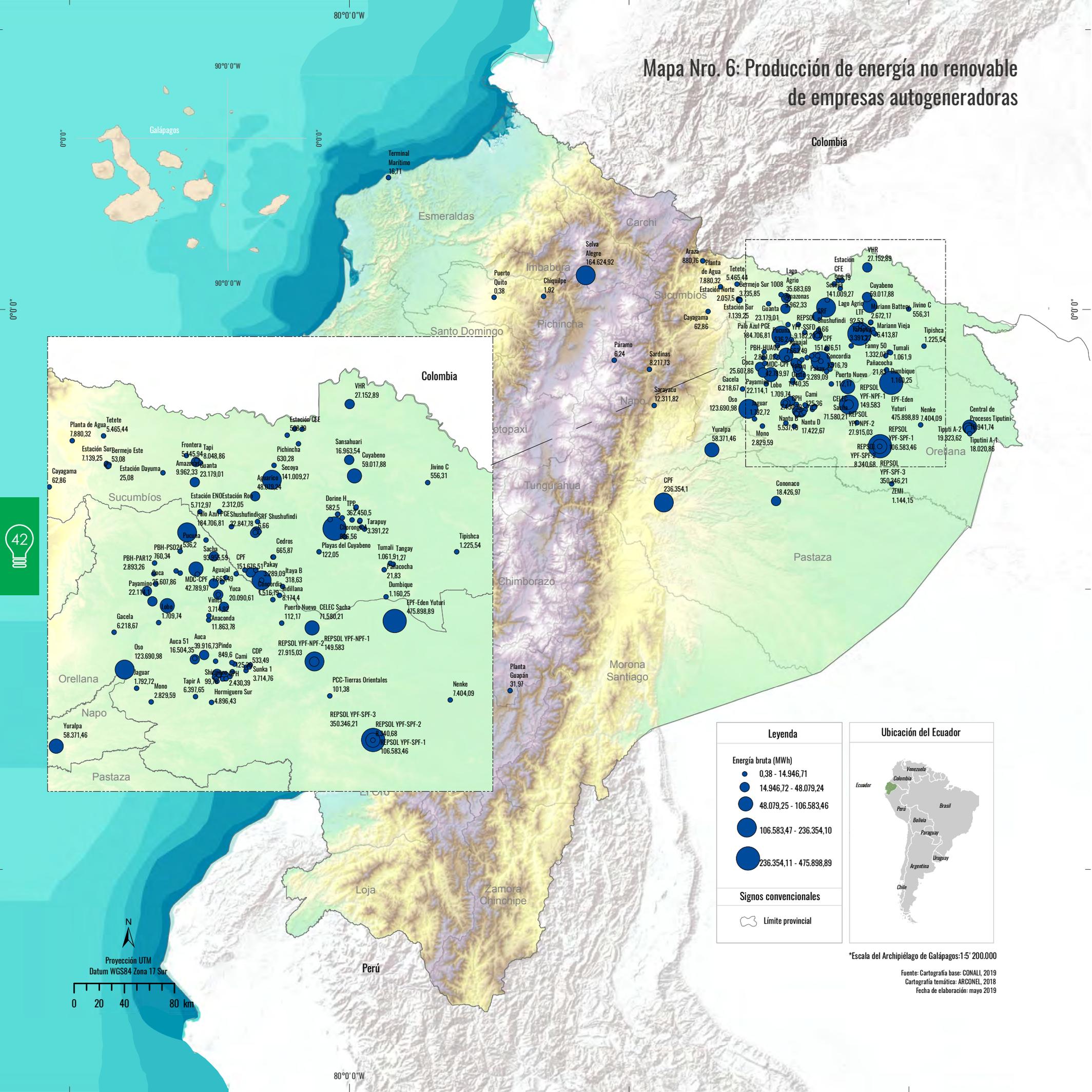
Ecudos A-G 81.840,87

Hidosanbartolo 404.409,35

Gaia

Azuay

Mapa Nro. 6: Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras

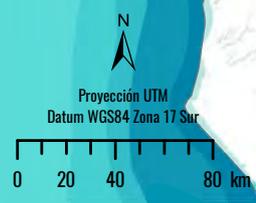


Leyenda	
Energía bruta (MWh)	
●	0,38 - 14.946,71
●	14.946,72 - 48.079,24
●	48.079,25 - 106.583,46
●	106.583,47 - 236.354,10
●	236.354,11 - 475.898,89
Signos convencionales	
⊞	Límite provincial



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

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
 Cartografía temática: ARCONEL, 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019



80°0'0"W

90°0'0"W

0°0'0"

0°0'0"

2.2 Energía vendida

Conforme lo dispuesto en el Artículo 21, Capítulo IV de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), 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 2018 fue 23.882,39 GWh por un monto de 750,44 MUSD, que se desagregan en la siguiente tabla:

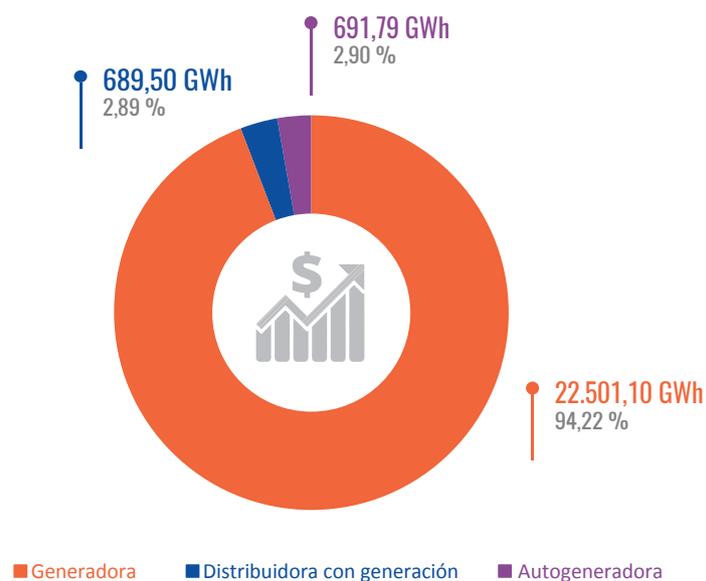
Tabla Nro. 43: Energía vendida por tipo de transacción

Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Valores (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
	GWh	%		
Contratos (1)	23.180,81	97,06	693,46	2,99
T. de corto plazo (2)	659,73	2,76	55,91	8,47
Otros	41,86	0,18	1,07	2,56
Total general	23.882,39	100,00	750,44	3,14

(1) Contratos: se refiere a contratos regulados
(2) Transacción de corto plazo

En la figura Nro. 45 se presenta la participación de la energía vendida por tipo de empresa. Las empresas generadoras fueron las que mayor energía vendieron al sistema eléctrico con 22.501,10 GWh, 94,22%; en segundo lugar se encuentran las autogeneradoras 691,79 GWh, 2,90%, estas cifras corresponden a la venta de sus excedentes; y, finalmente las distribuidoras con generación 689,50 GWh, 2,89%.

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	22.010,84	630,83
	T. de corto plazo	454,34	43,77
	Otros	35,92	0,92
Total Generadora		22.501,10	675,52
Autogeneradora	Contratos	480,47	25,63
	T. de corto plazo	205,39	12,13
	Otros	5,94	0,16
Total Autogeneradora		691,79	37,92
Distribuidora con generación	Contratos	689,50	37,01
Total Distribuidora con generación		689,50	37,01
Total general		23.882,39	750,44

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 22.501,10 GWh por un valor total de 675,52 MUSD, tal como se muestra en las figuras Nro. 46 y 47.

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

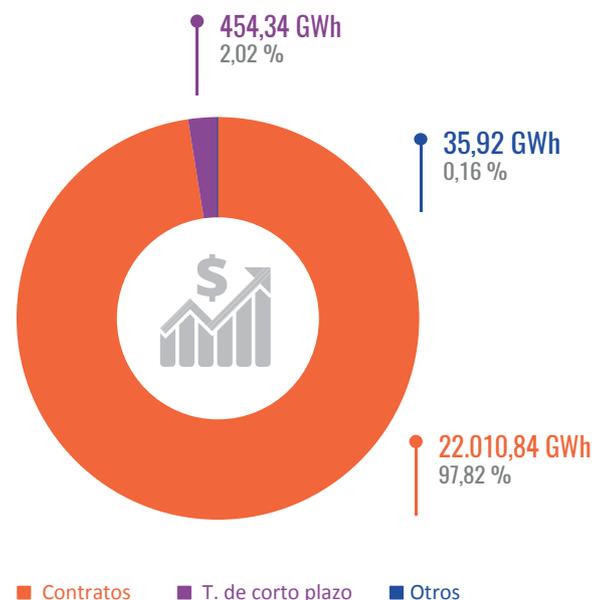
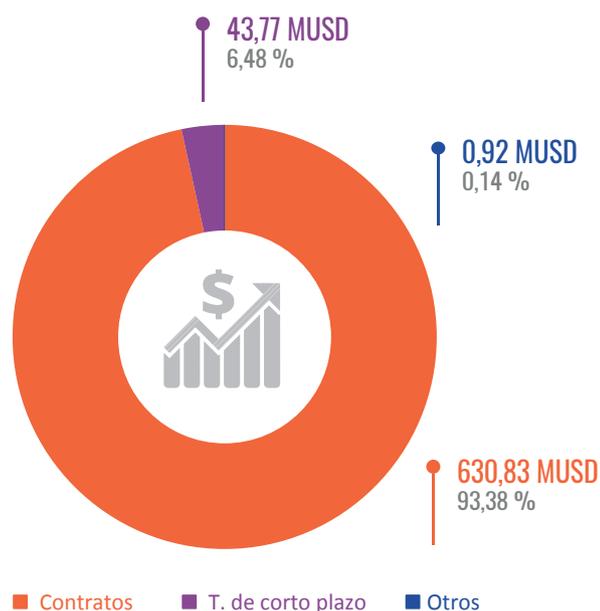


Figura Nro. 47: Valor de la energía vendida por las empresas de generación (MUSD)



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 107,27 % 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 (1/2)

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Rubros (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
CELEC-Hidropaute	7.705,08	94,59	106,85	112,96
CELEC-Coca Codo Sinclair	6.488,44	61,21	65,01	106,21
CELEC-Hidroagoyán	2.082,51	43,42	56,68	130,55
CELEC-Electroguayas	1.498,46	131,48	129,70	98,65
CELEC-Hidronación	982,70	25,32	30,34	119,85
CELEC-Termogas Machala	877,73	53,61	57,74	107,71
CELEC-Termoesmeraldas	586,16	50,96	64,69	126,94
Elecaastro	405,03	24,54	26,75	109,01
CELEC-Termopichincha	383,30	81,47	82,98	101,86
CELEC-Termomanabí	352,11	43,01	38,37	89,21
CELEC-Gensur	331,49	7,36	6,74	91,54
Ecuagesa	208,00	14,31	14,31	100,00
CELEC-Enerjubones	101,25	0,20	0,09	45,88
Hidrosigchos	99,29	6,53	5,77	88,36
Hidrosibimbe	80,41	2,29	2,39	104,01
IPNEGAL	57,27	4,47	4,47	100,00
Hidrovictoria	46,08	3,30	3,04	91,94
EPMAPS	41,47	0,57	0,20	34,62
Hidrotambo	40,56	2,91	2,70	92,81
Generoca	38,84	3,35	5,31	158,48

Tabla Nro. 45: Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras (2/2)

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Rubros (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
Gasgreen	28,09	4,22	4,41	104,51
CELEC-Hidroazogues	22,14	1,66	1,43	86,33
Gransolar	5,82	2,33	2,33	100,00
EMAC-BGP	5,16	0,57	0,52	90,49
ElitEnergy	4,99	0,32	0,32	99,88
Epfotovoltaica	2,96	1,18	1,18	100,00
San Pedro	1,68	0,67	0,67	100,00
Gonzanergy	1,65	0,66	0,66	100,00
Electrisol	1,58	0,63	0,63	100,00
Sabiangosolar	1,56	0,62	0,62	100,00
Lojaenergy	1,55	0,62	0,62	100,00
Surenergy	1,46	0,58	0,58	100,00
Valsolar	1,39	0,55	0,55	100,00
Renova Loja	1,37	0,55	0,55	100,00
Solsantros	1,26	0,50	0,50	100,00
Brineforcorp	1,22	0,49	0,49	100,00
Saracaysol	1,22	0,49	0,49	100,00
Sanersol	1,21	0,48	0,48	100,00
Sansau	1,19	0,48	0,48	99,89
Wildtecsa	1,19	0,48	0,48	100,00
Solsantonio	1,16	0,47	0,47	100,00
Solchacras	1,15	0,46	0,46	100,00
Solhuaqui	1,14	0,46	0,46	100,00
Genrenotec	1,11	0,44	0,44	100,00
Altgenotec	1,08	0,43	0,43	100,00
Enersol	0,62	0,25	0,25	100,00
Total general	22.501,10	675,52	724,65	107,27

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 689,50 GWh, por un valor de 37,01 MUSD. La E.E. Quito registró una venta de 398,77 GWh equivalente al 57,84 % 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	398,77	15,57
E.E. Riobamba		85,91	1,94
CNEL-Guayaquil (1)		68,35	13,09
E.E. Norte		56,14	1,87
E.E. Cotopaxi		50,98	1,36
E.E. Sur		16,45	2,70
E.E. Ambato		12,89	0,48
Total			689,50

(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 691,79 GWh de energía vendida al sistema eléctrico, por un valor de 37,92 MUSD. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros. La empresa Hidrosanbartolo fue la que mayor energía vendió 163,16 GWh por lo cual facturó 10,13 MUSD.

Tabla Nro. 47: Energía vendida por las empresas autogeneradoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)
Contratos	Hidrosanbartolo	163,16	10.132.269,76
	Hidroalto	101,18	6.283.166,27
	Hidronormandía	81,14	4.982.521,77
	Hidroabanico	80,51	2.447.158,32
	Enermax	33,30	1.032.032,27
	Ecoluz	18,06	558.807,69
	Moderna Alimentos	2,25	90.058,16
	SERMAA EP	0,60	88.918,59
	Perlabí	0,26	10.497,84
Total Contratos		480,47	25.625.430,67
T. de corto plazo	San Carlos	121,41	11.643.044,43
	Ecoelectric	39,10	206.058,71
	Coazucar	34,68	56.242,96
	UNACEM	7,63	64.962,44
	Hidroimbabura	1,60	114.560,27
	Municipio Cantón Espejo	0,97	48.210,00
Total T. de corto plazo		205,39	12.133.078,81
Otros	I.M. Mejía	3,19	-
	SERMAA EP	2,63	157.820,37
	Vicunha	0,12	-
Total Otros		5,94	157.820,37
Total general		691,79	37.916.329,84

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

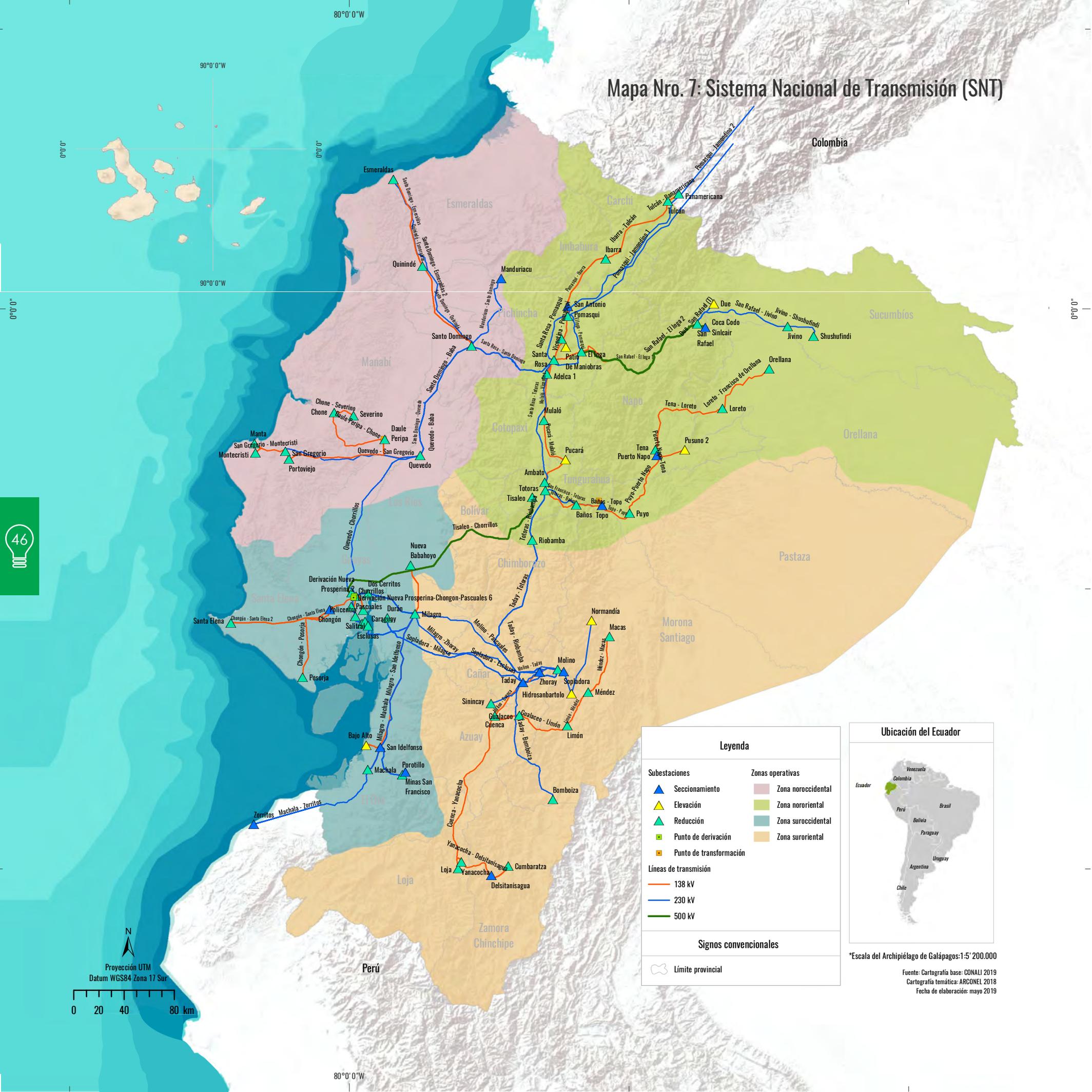
El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), está constituido por la infraestructura y el equipamiento necesario para abastecer a los centros de distribución, para el suministro del servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

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 además de sistemas radiales que vincula a los centros de generación con los principales puntos de carga del sistema.

En el siguiente mapa se muestra el sistema nacional de transmisión al 2018, dividido en las siguientes zonas operativas: noroccidental, nororiental, suroccidental y suroriental.



Mapa Nro. 7: Sistema Nacional de Transmisión (SNT)



Leyenda	
Subestaciones	Zonas operativas
▲ Seccionamiento	■ Zona noroccidental
▲ Elevación	■ Zona nororiental
▲ Reducción	■ Zona suroccidental
■ Punto de derivación	■ Zona suroccidental
■ Punto de transformación	
Líneas de transmisión	
— 138 kV	
— 230 kV	
— 500 kV	
Signos convencionales	
○ Límite provincial	



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
Cartografía temática: ARCONEL 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019



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 que se aprueben los niveles de voltajes para operación, en barras de subestaciones del SNT, en ese sentido el CENACE, mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE--2018-0042 de 10 de septiembre de 2018 recomendó a la ARCONEL aprobar, hasta la entrada en operación del sistema de transmisión de 500 kV El Inga – Tisaleo – Chorrillos, los límites actuales de voltaje y factor de potencia en puntos de entrega, vigentes desde marzo de 2016.

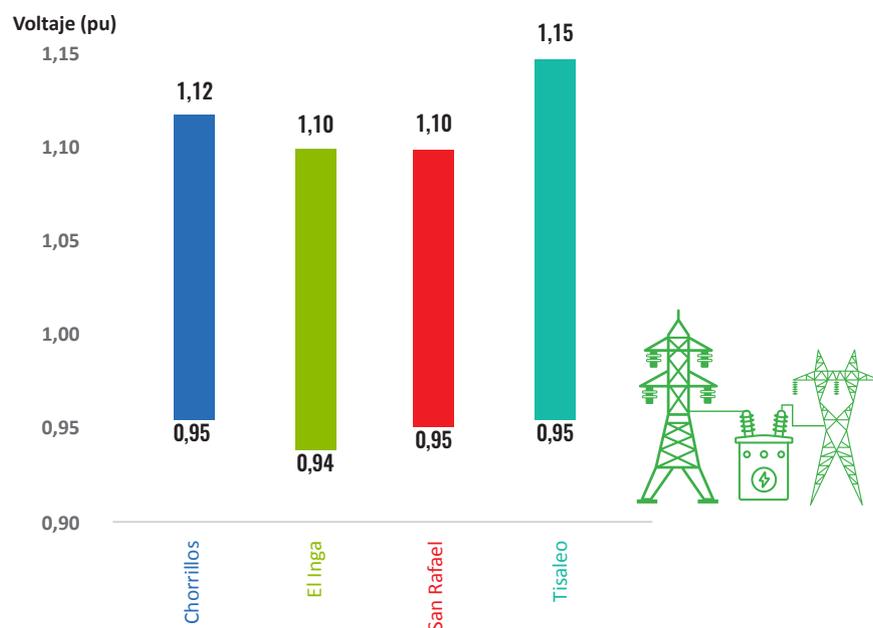
Adicionalmente se indica que para zonas radiales del sistema de 138 kV que no dispongan de elementos de regulación de voltaje, los valores mínimos serán -7% para condiciones normales y -10% en emergencia.

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 con voltajes por fuera de los límites de calidad aprobados, conforme se puede apreciar en las siguientes figuras.

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



Subestación Chorrillos a 500 kV
Zamora Chinchipe
CENELEC Transeléctrico

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

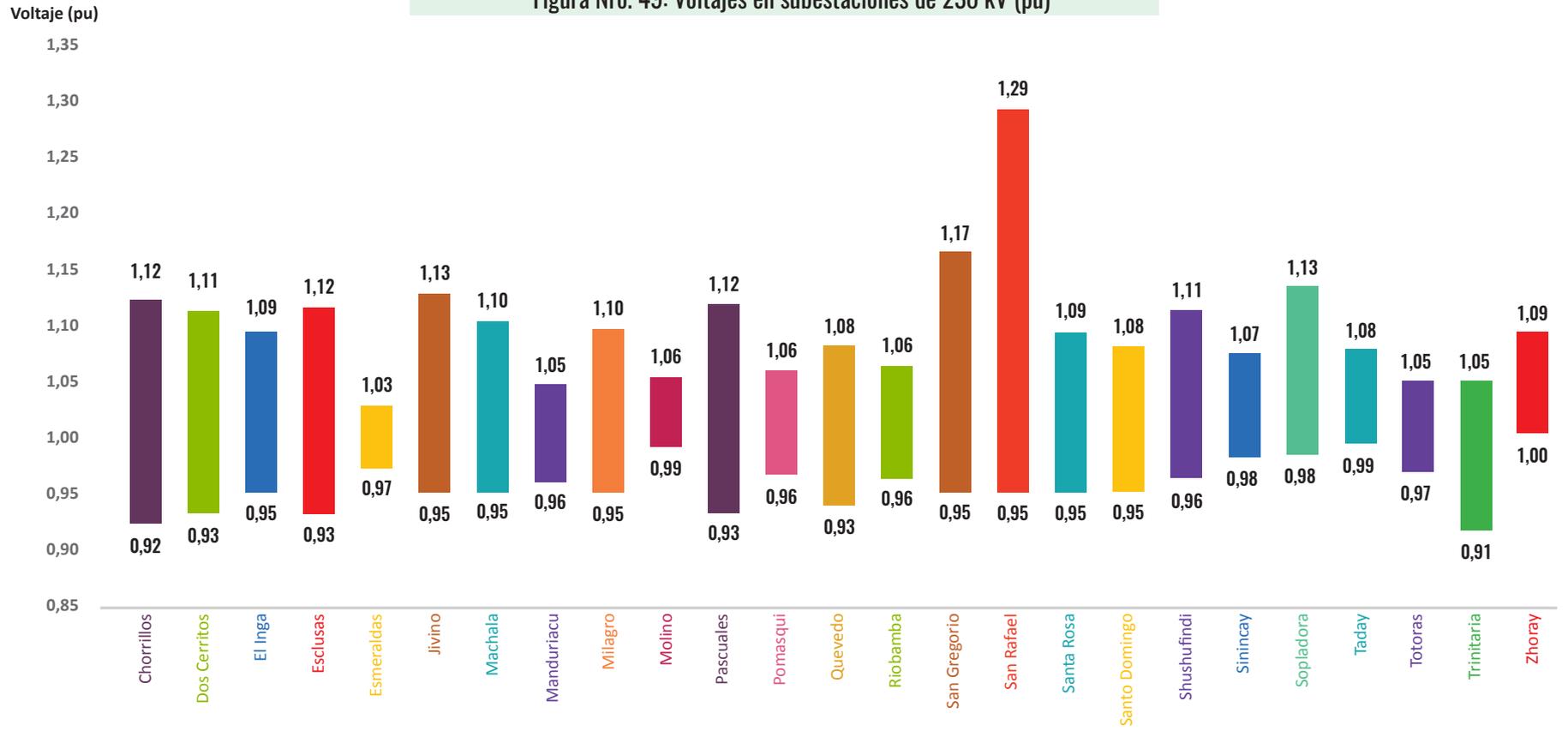
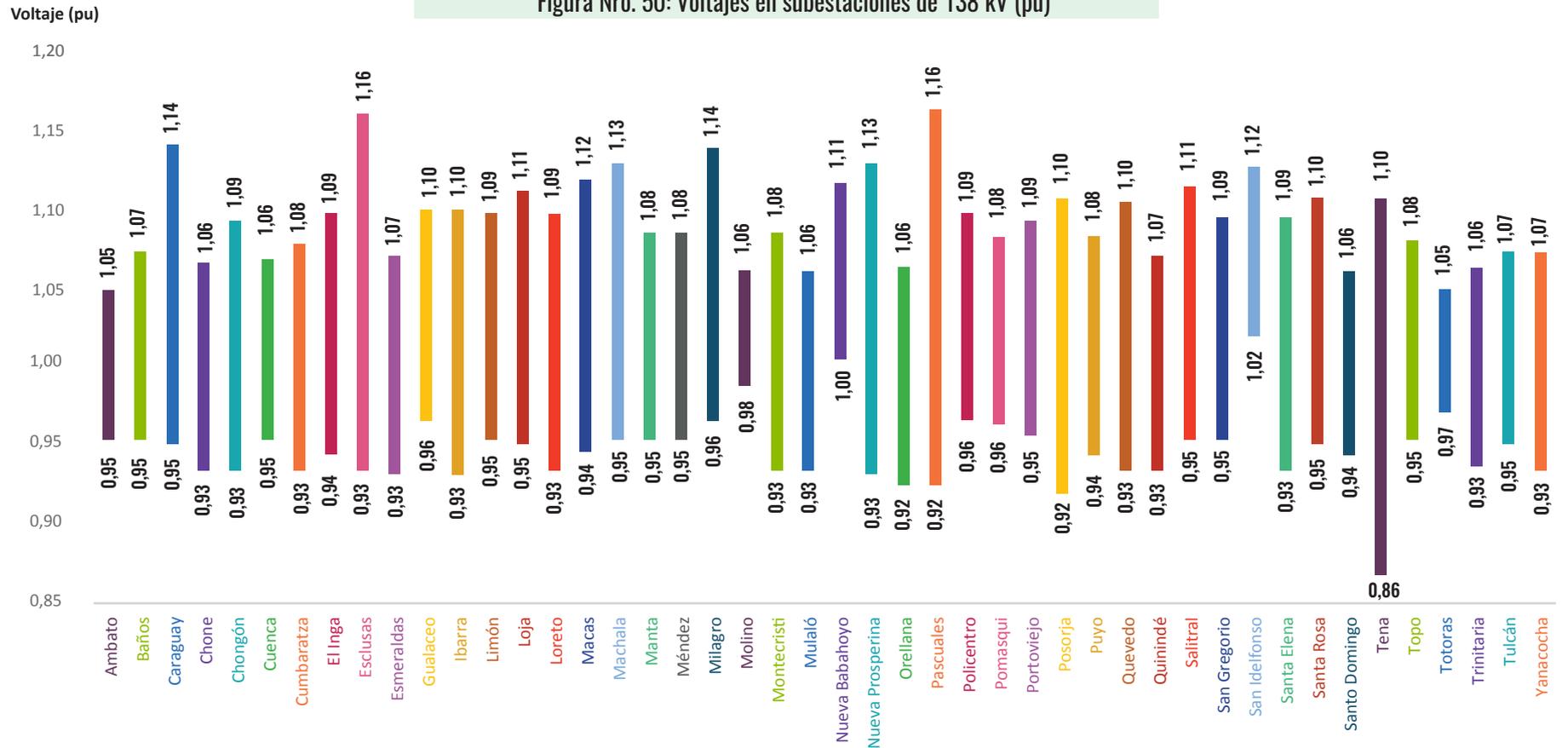


Figura Nro. 50: Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)



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

kV de la subestación Pascuales y ATT 230/138 kV en Totoras, con 149 % y 113 % de su capacidad nominal respectivamente.

El nivel de uso máximo temporal de equipos de transformación durante el 2018, lo registraron los transformadores del SNT, ATQ 230/138

Figura Nro. 51: Nivel de uso de transformadores del SNT (1/2)

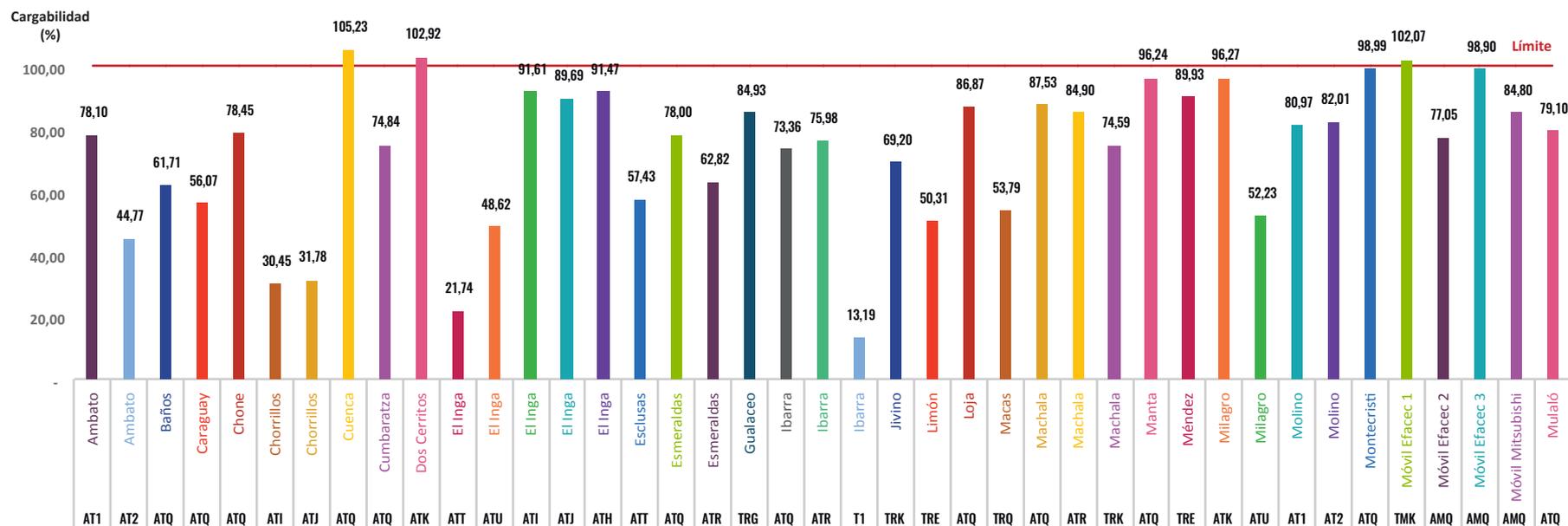
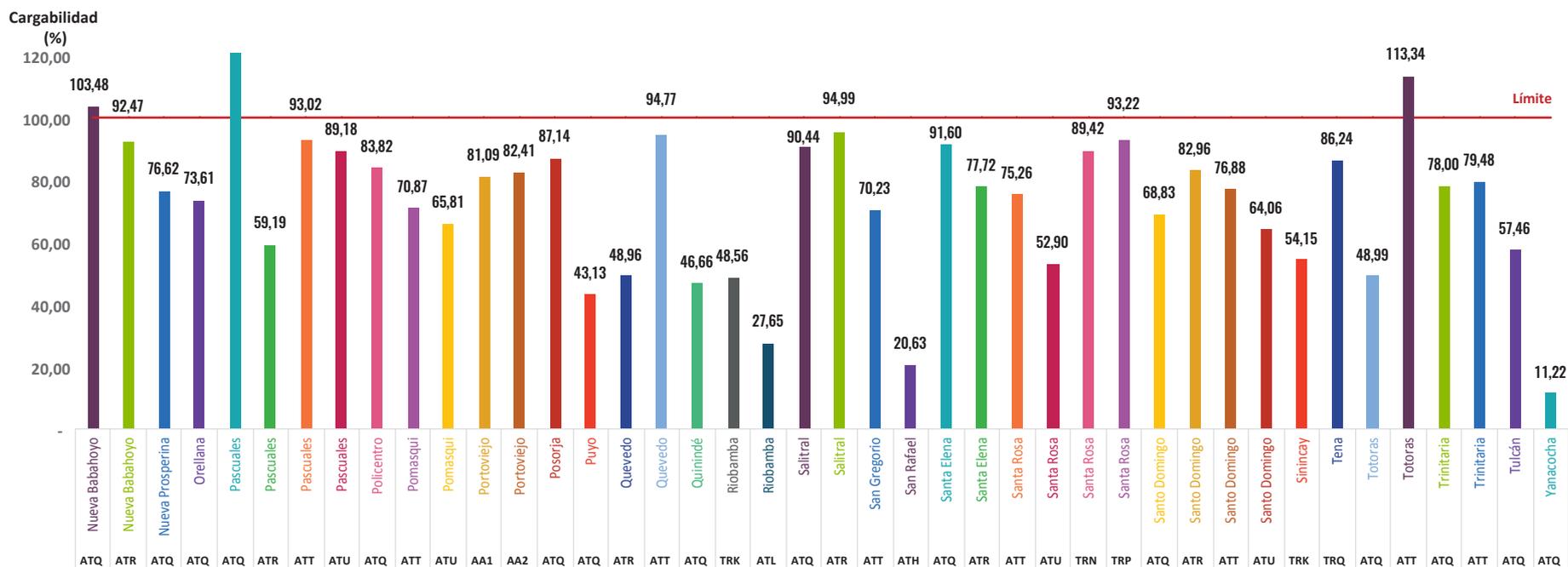


Figura Nro. 51: Nivel de uso de transformadores del SNT (2/2)



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

En las siguientes figuras se presenta el nivel de uso del 2018 registrado en líneas de transmisión del SNT, se observa que ninguna de las líneas del sistemas de transmisión supera el 100 %.



Figura Nro. 52: Nivel de uso de líneas de 500 kV

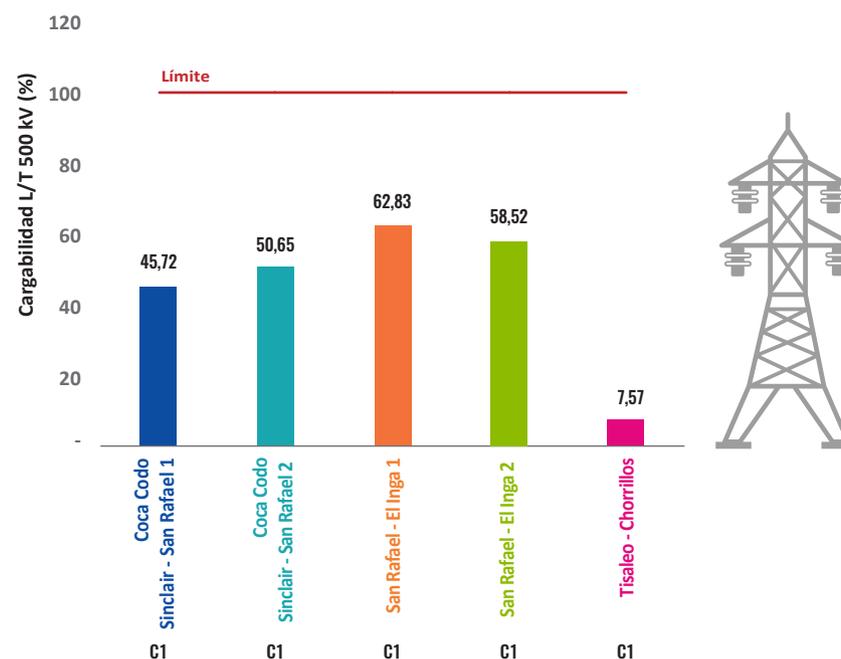


Figura Nro. 53: Nivel de uso de líneas de 230 kV

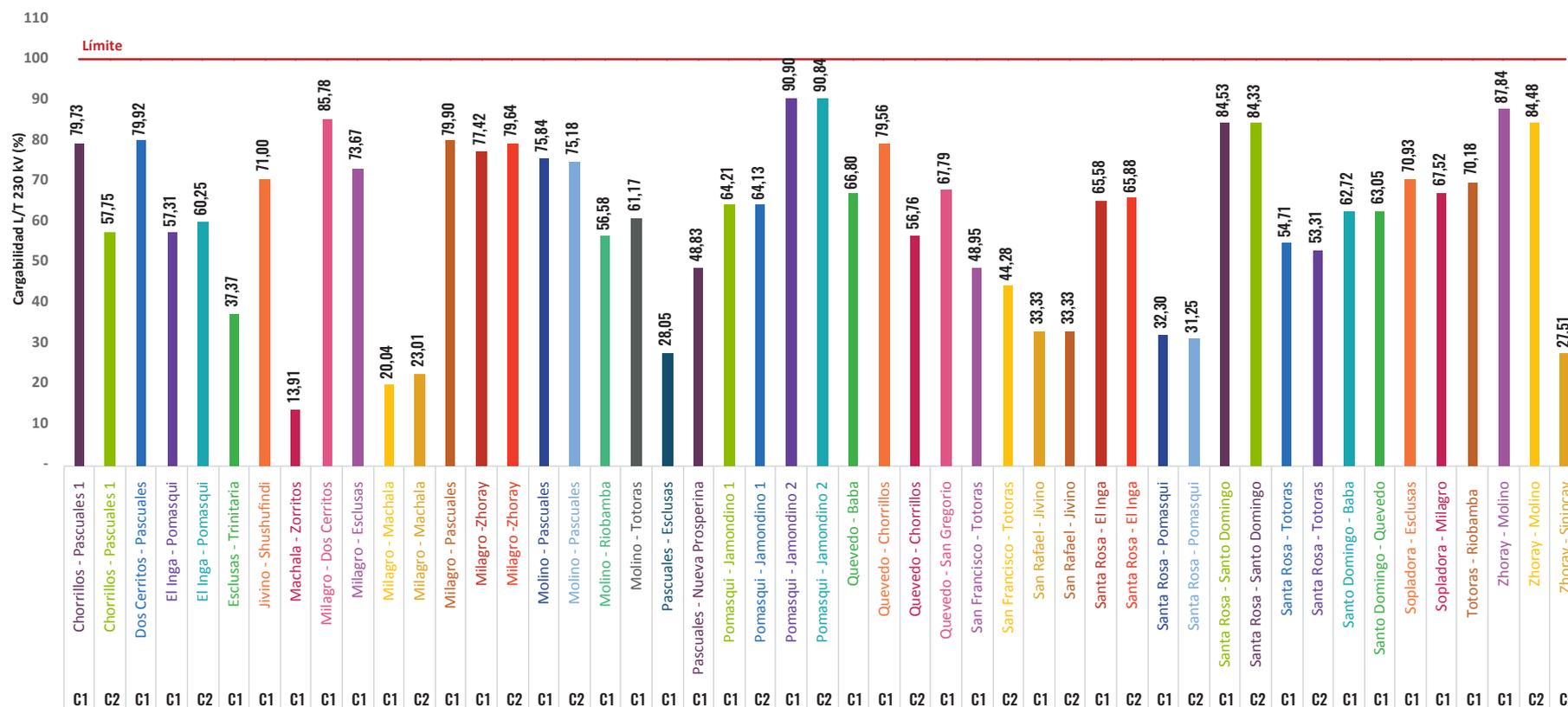
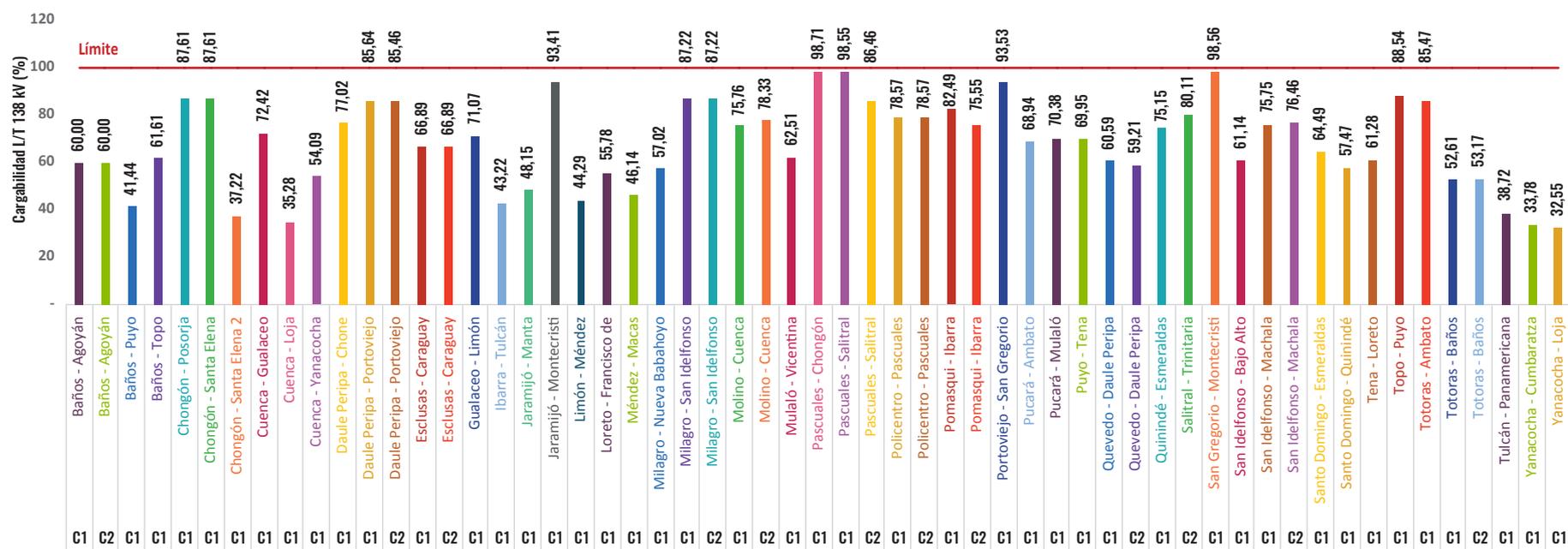


Figura Nro. 54: Nivel de uso de líneas de 138 kV.



Del anexo F.11., al F.13., se presenta el detalle mensual del nivel de uso máximo de líneas de transmisión de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en el 2018.

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 2018 las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 24.774,32 GWh y entregaron 23.900,70 GWh, se registraron 798,32 GWh de pérdidas totales, que representaron el 3,22% del total. El porcentaje más alto se registró en diciembre con un valor de 4,05%.

Tabla Nro. 49: Pérdidas de energía en el SNT

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
Ene	2.218,34	2.142,47	3,61	72,26	3,26
Feb	1.903,05	1.832,59	8,32	62,14	3,27
Mar	2.128,90	2.044,98	10,94	72,98	3,43
Abr	2.124,34	2.043,29	10,38	70,67	3,33
May	2.145,84	2.074,83	3,98	67,03	3,12
Jun	1.976,39	1.912,32	2,95	61,12	3,09
Jul	2.003,19	1.938,34	2,49	62,36	3,11
Ago	2.026,52	1.959,20	2,62	64,70	3,19
Sep	2.005,61	1.934,42	4,41	66,77	3,33
Oct	2.053,58	1.992,51	8,94	52,13	2,54
Nov	2.042,14	1.973,35	9,65	59,15	2,90
Dic	2.146,42	2.052,40	7,02	87,01	4,05
Total general	24.774,32	23.900,70	75,30	798,32	3,22

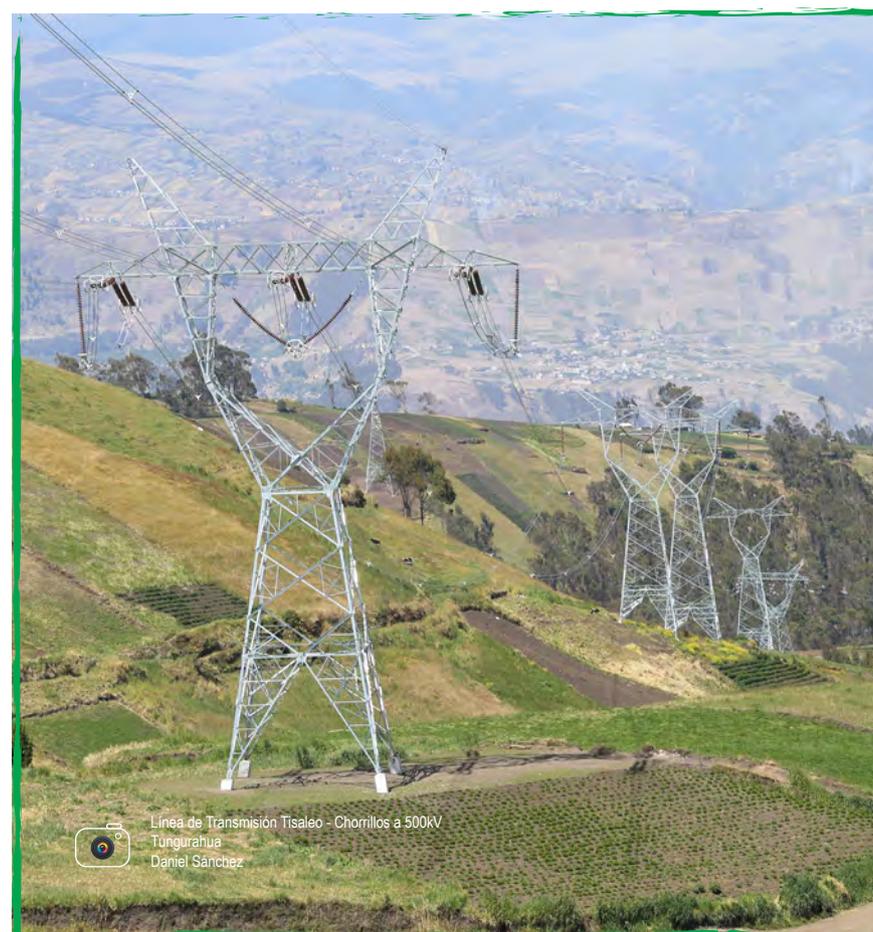
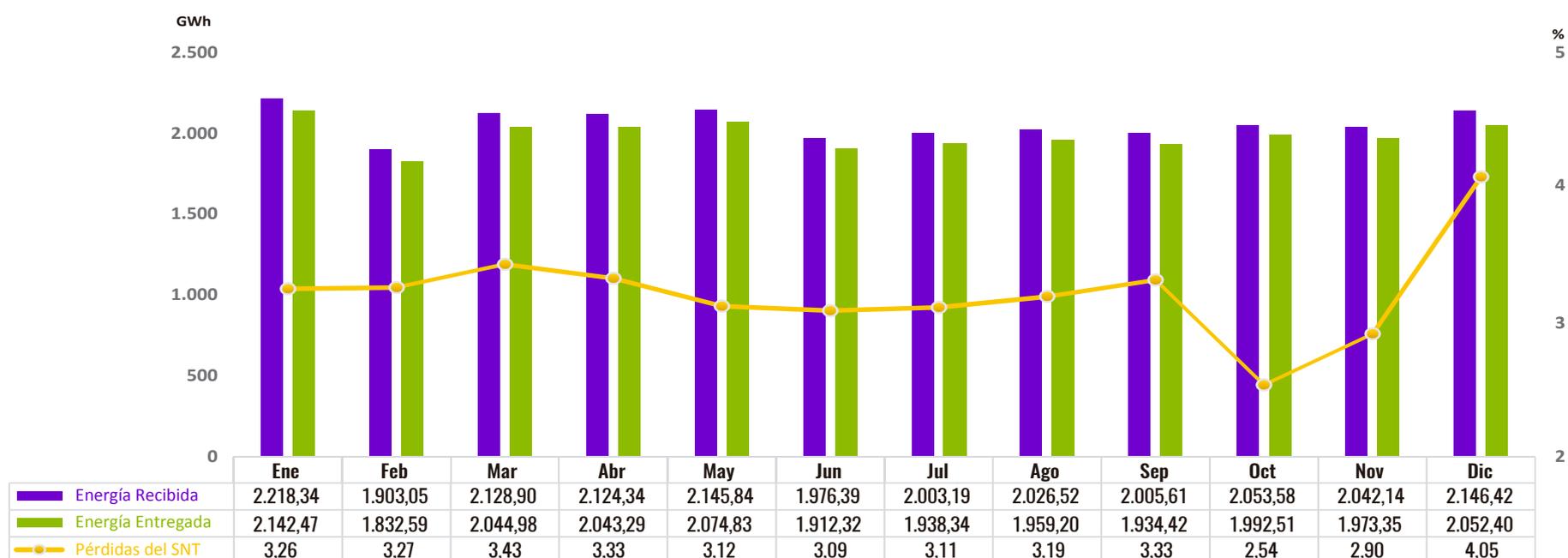


Figura Nro. 55: Pérdidas de energía en el SNT



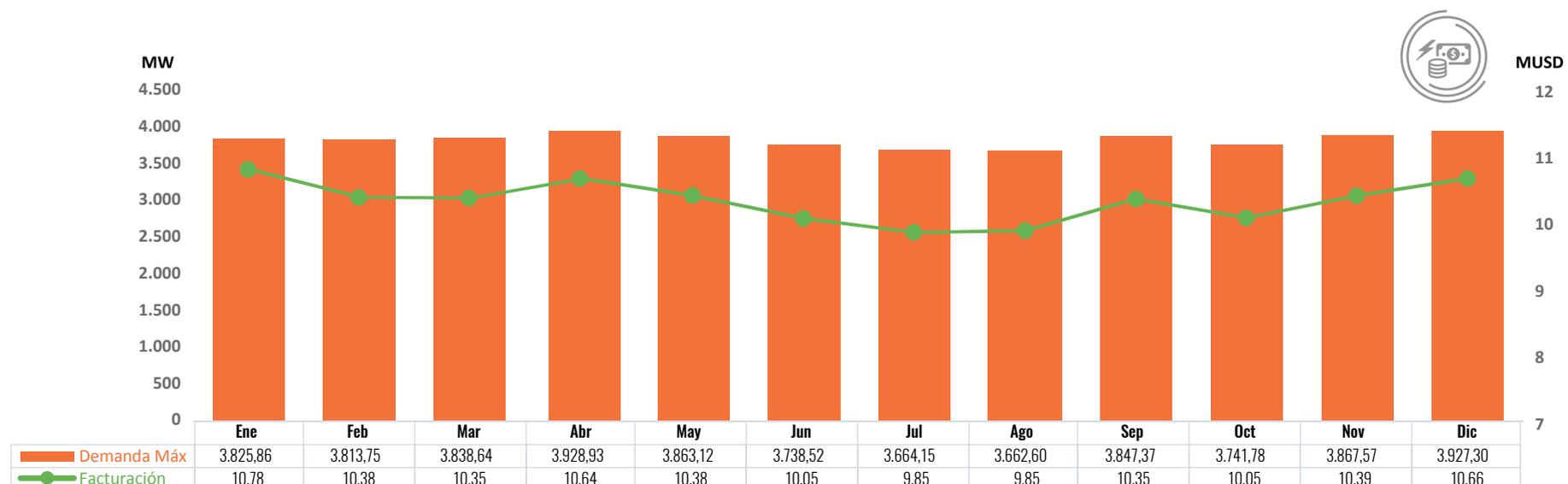
2.3.3 Facturación de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric

En 2018, CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric facturó a las empresas distribuidoras, autogeneradoras y clientes no regulados la cantidad de 123,74 MUSD, los cuales cubren costos de operación y 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 2018, 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 2018 por CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric a cada una de las empresas referidas anteriormente

Figura Nro. 56: Demanda máxima coincidente y facturación mensual



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 los clientes de 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	5.240,28	140,41	40,62	27,12	208,15
CNEL-Guayas Los Ríos	2.179,68	57,97	16,88	10,76	85,61
CNEL-Manabí	1.758,32	45,88	14,35	9,05	69,28
CNEL-EI Oro	1.225,54	32,84	9,47	5,96	48,27
CNEL-Milagro	785,31	21,03	6,14	4,40	31,58
CNEL-Sto. Domingo	747,29	21,23	5,05	3,42	29,70
CNEL-Sucumbíos	682,75	18,26	5,33	3,25	26,85
CNEL-Sta. Elena	681,86	18,28	5,27	3,42	26,97
CNEL-Esmeraldas	594,93	15,92	4,61	3,00	23,54
CNEL-Los Ríos	463,30	12,40	3,58	2,47	18,45
CNEL-Bolívar	96,46	2,58	0,75	0,63	3,96
Total CNEL EP	14.455,72	386,81	112,06	73,48	572,35
E.E. Quito	4.292,84	142,13	30,28	22,28	194,69
E.E. Centro Sur	1.153,73	23,90	3,31	4,53	31,73
E.E. Ambato	695,11	10,55	2,08	2,24	14,86
E.E. Norte	617,14	17,00	2,28	2,50	21,79
E.E. Cotopaxi	564,76	14,38	3,78	3,09	21,26
E.E. Sur	376,41	2,53	0,54	0,54	3,62
E.E. Riobamba	370,49	3,98	0,74	0,87	5,58
E.E. Azogues	94,02	0,71	0,17	0,15	1,04
Total Empresas Eléctricas	8.164,50	215,19	43,18	36,20	294,57
Total general	22.620,22	601,99	155,24	109,69	866,92

La E.E. Galápagos no realiza 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 22.620,22 GWh; de la cual, el 63,91 % fue adquirida en 572,35 MUSD por las Unidades de Negocio de CNEL EP; y, el 36,09 % en 294,57 MUSD por las empresas eléctricas.

Figura Nro. 57: Energía comprada por empresa distribuidora

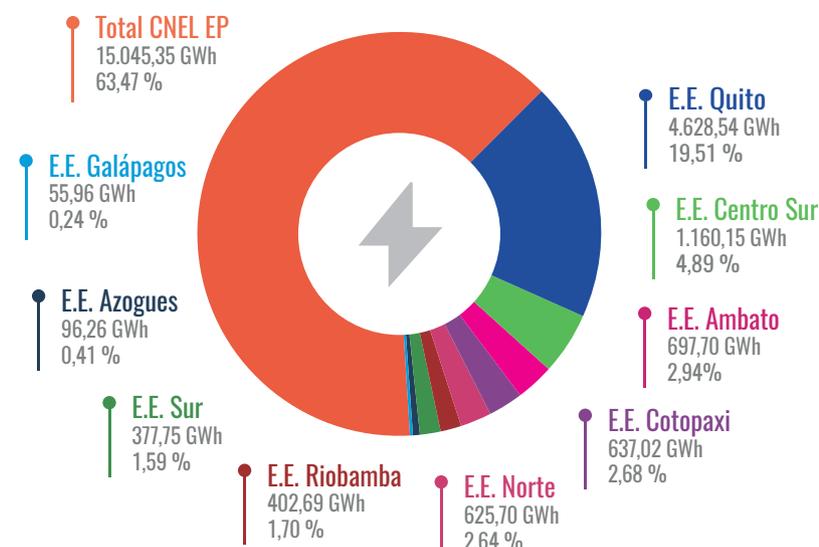
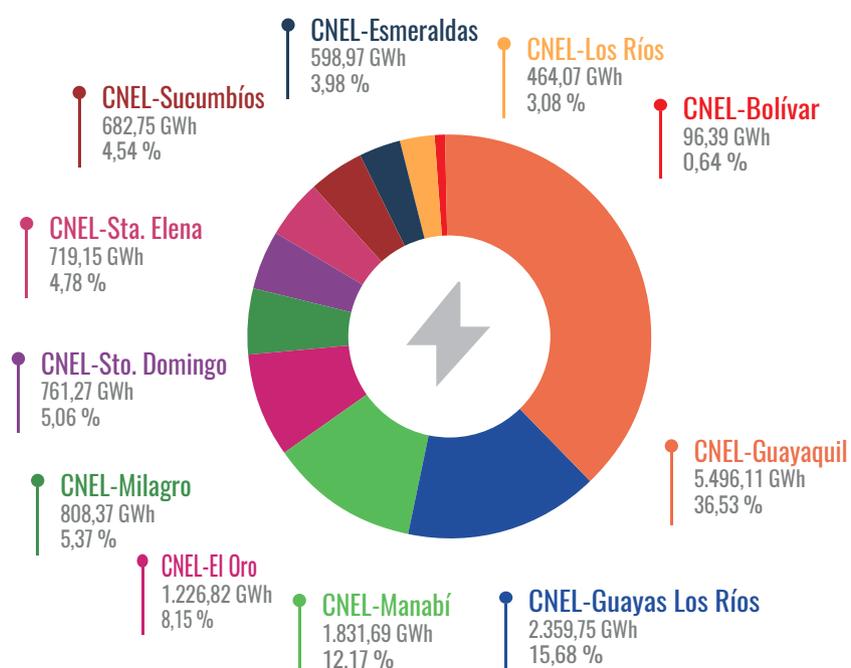


Figura Nro. 58: Energía comprada por Unidad de Negocio de CNEL EP



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 otras distribuidoras. En ciertas distribuidoras, las autogeneradoras 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 23.745,35 GWh. De esta cantidad, CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil dispuso de 5.496,11 GWh, que representó el 23,15 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una energía disponible de 4.628,54 GWh que representó el 19,49 % del total.

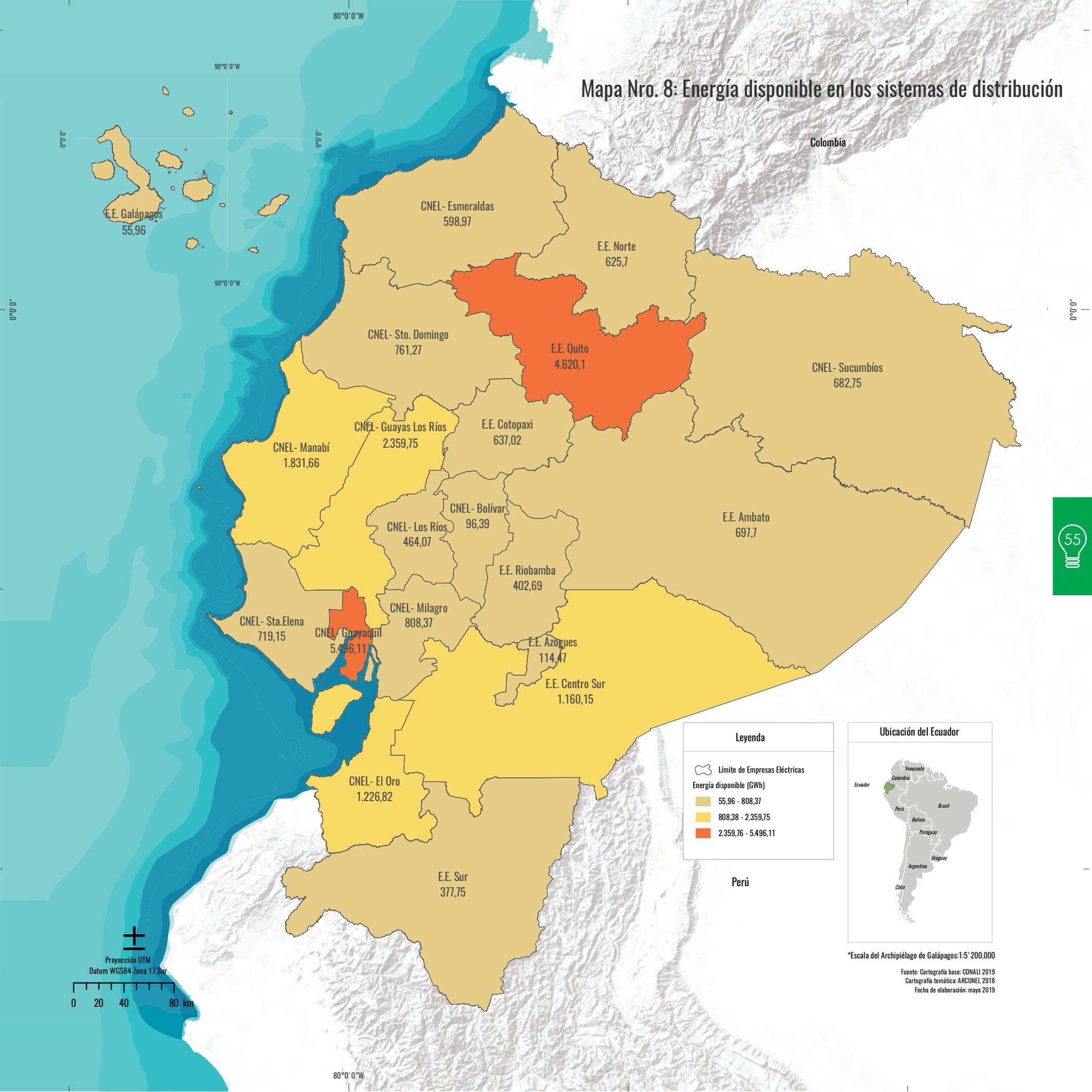
Tabla Nro. 51: Energía disponible en los sistemas de distribución

Empresa	Energía Recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada por sistemas aislados (GWh)	Energía Disponible (GWh)
CNEL-Guayaquil	5.496,69	(0,58)	-	5.496,11
CNEL-Guayas Los Ríos	2.362,41	(2,66)	-	2.359,75
CNEL-Manabí	1.925,30	(93,61)	-	1.831,69
CNEL-El Oro	1.226,77	0,06	-	1.226,82
CNEL-Milagro	722,32	(0,16)	-	808,37
CNEL-Sto. Domingo	664,44	96,83	-	761,27
CNEL-Sta. Elena	719,15	-	-	719,15
CNEL-Sucumbíos	354,01	-	-	682,75
CNEL-Esmeraldas	598,97	-	-	598,97
CNEL-Los Ríos	464,01	0,06	-	464,07
CNEL-Bolívar	96,46	(0,06)	-	96,39
Total CNEL EP	14.630,52	(0,12)	-	15.045,35
E.E. Quito	4.625,63	2,91	-	4.628,54
E.E. Centro Sur	1.159,43	0,00	0,72	1.160,15
E.E. Ambato	697,67	-	0,03	697,70
E.E. Cotopaxi	629,10	-	7,93	637,02
E.E. Norte	622,40	3,30	-	625,70
E.E. Riobamba	398,08	-	4,61	402,69
E.E. Sur	377,70	-	0,05	377,75
E.E. Azogues	114,47	-	-	114,47
E.E. Galápagos	47,79	-	8,18	55,96
Total Empresas Eléctricas	8.672,27	6,21	21,51	8.700,00
Total general	23.302,79	6,10	21,51	23.745,35

El campo de energía transferida corresponde a la energía entregada (valores entre paréntesis) o recibida entre empresas distribuidoras o con autogeneradores.



Mapa Nro. 8: Energía disponible en los sistemas de distribución



Legenda

Límite de Empresas Eléctricas
 Energía disponible (GWh)
 55,96 - 808,37
 808,38 - 2.359,75
 2.359,76 - 5.496,11

Ubicación del Ecuador

Proyección UTM
 Datum WGS84 Zona 17 Sur

*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000
 Fuente: Cartografía base: CONAUJ 2019
 Cartografía temática: ARCONEL 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019

Figura Nro. 59: Energía disponible por empresa distribuidora

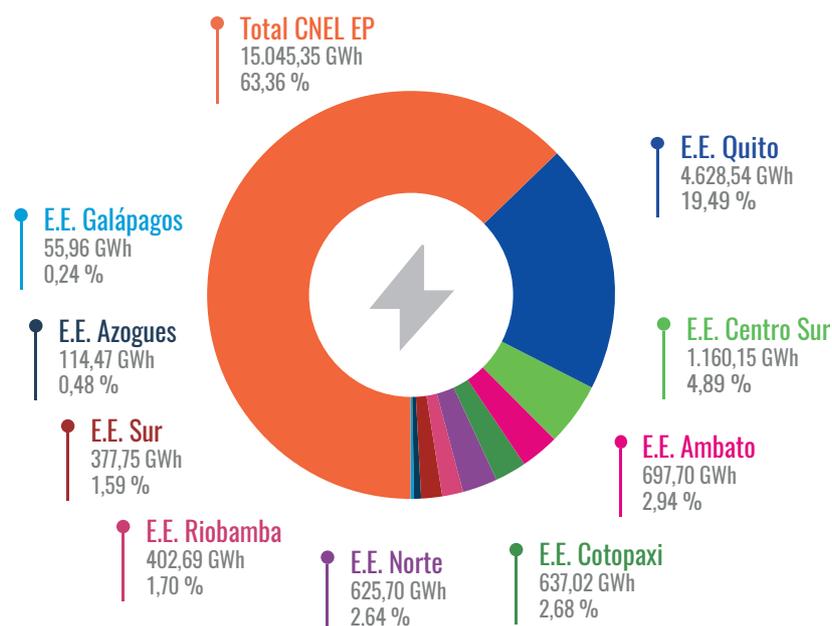
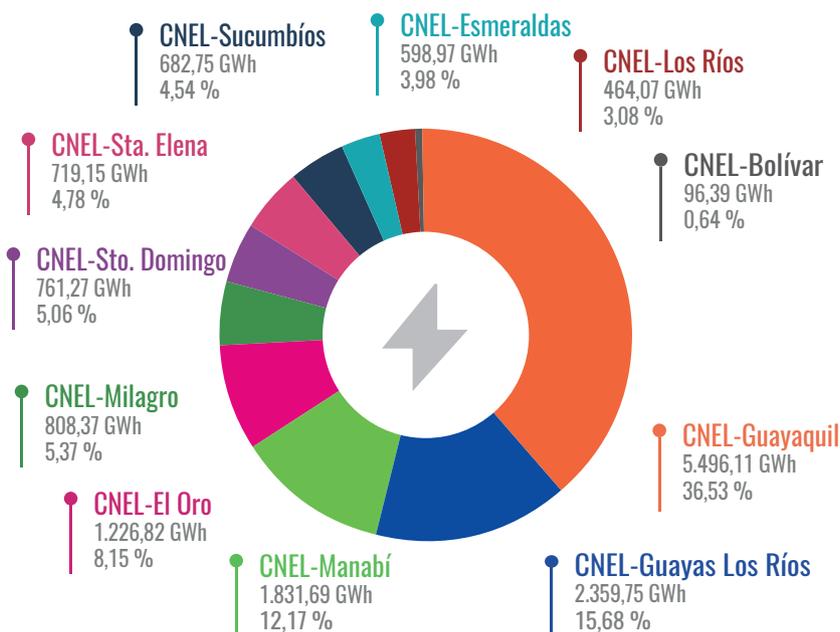


Figura Nro. 60: Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP



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 eléctricos⁵.

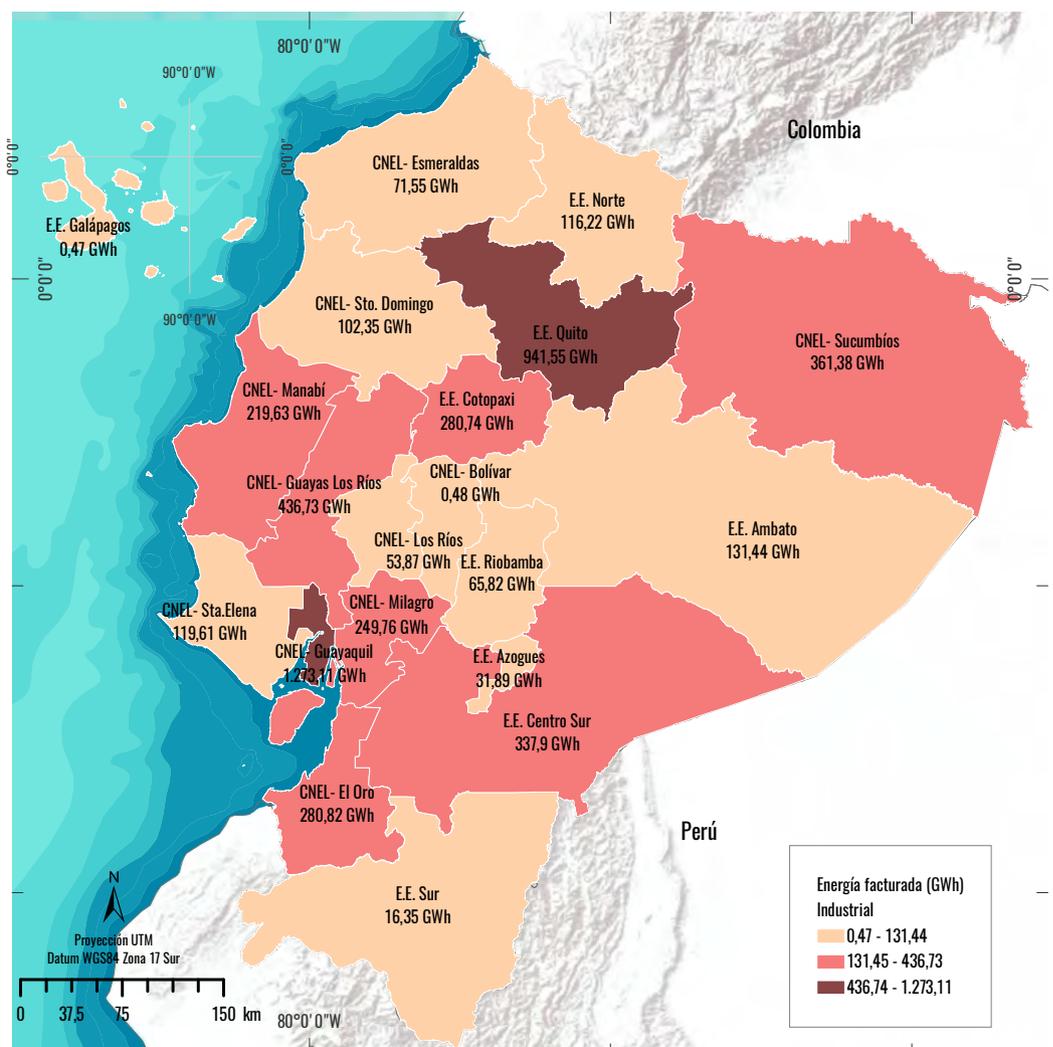
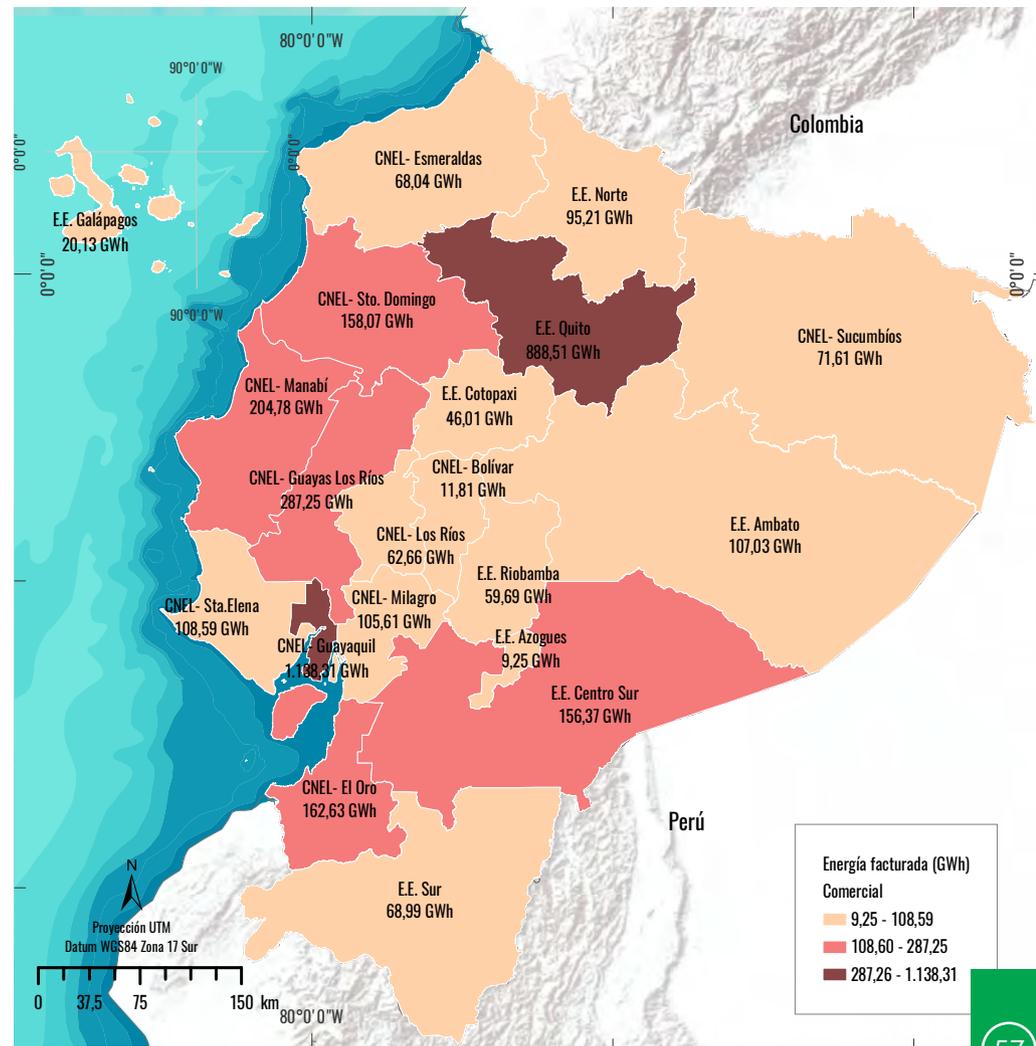
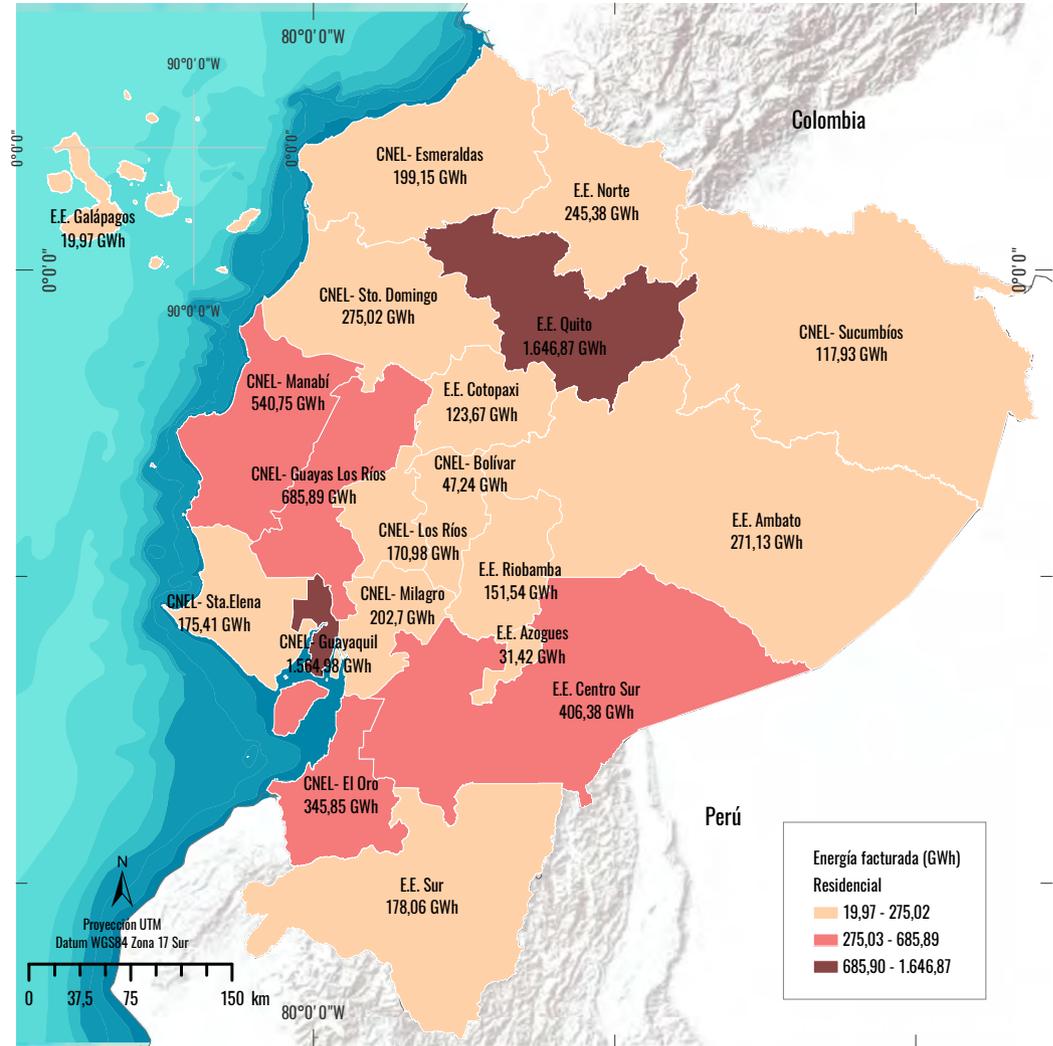
Para el 2018, la facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados fue 20.000,62 GWh. De la cual, el 61,65 % correspondió a la CNEL EP; y, el 38,35 % a las empresas eléctricas.

De las Unidades de Negocio de CNEL EP, destacó la Guayaquil con una facturación de 4.629,88 GWh, correspondiente al 23,15 % del total facturado a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una facturación de 4.045,56 GWh, que representó el 20,23 % del total.



⁵ Clasificación de tarifas de acuerdo al pliego tarifario.



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



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
Cartografía temática: ARCONEL 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019

En la tabla Nro. 52 se visualiza que a nivel nacional, el sector de mayor consumo fue el residencial, con 7.400,31 GWh, que representó el 37 % 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	1.564,98	1.273,11	1.138,31	653,48	4.629,88
CNEL-Guayas Los Ríos	685,89	436,73	287,25	438,34	1.848,21
CNEL-Manabí	540,75	219,63	204,78	378,55	1.343,72
CNEL-El Oro	345,85	280,82	162,63	253,94	1.043,24
CNEL-Milagro	202,70	249,76	105,61	104,60	662,67
CNEL-Sto. Domingo	275,02	102,35	158,07	126,50	661,94
CNEL-Sucumbíos	117,93	361,38	71,61	75,42	626,34
CNEL-Sta. Elena	175,41	119,61	108,59	173,36	576,97
CNEL-Esmeraldas	199,15	71,55	68,04	125,65	464,40
CNEL-Los Ríos	170,98	53,87	62,66	96,98	384,49
CNEL-Bolívar	47,24	0,48	11,81	29,43	88,96
Total CNEL EP	4.325,90	3.169,30	2.379,36	2.456,25	12.330,81
E.E. Quito	1.646,87	941,55	888,51	568,62	4.045,56
E.E. Centro Sur	406,38	337,90	156,37	173,42	1.074,07
E.E. Ambato	271,13	131,44	107,03	146,33	655,93
E.E. Norte	245,38	116,22	95,21	101,47	558,29
E.E. Cotopaxi	123,67	280,74	46,01	62,19	512,60
E.E. Sur	178,06	16,35	68,99	79,41	342,80
E.E. Riobamba	151,54	65,82	59,69	63,72	340,77
E.E. Azogues	31,42	31,89	9,25	16,10	88,65
E.E. Galápagos	19,97	0,47	20,13	10,57	51,13
Total Empresas Eléctricas	3.074,41	1.922,38	1.451,19	1.221,83	7.669,82
Total general	7.400,31	5.091,68	3.830,56	3.678,08	20.000,62

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



En la tabla Nro. 53 se presenta la energía facturada por provincia, y 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	2.355,07	1.966,34	1.499,12	1.222,73	7.043,26
Pichincha	1.683,46	990,62	904,98	578,45	4.157,51
Manabí	614,31	243,15	231,20	395,21	1.483,87
Azuay	331,58	409,34	127,47	150,60	1.018,99
El Oro	321,97	187,20	153,13	244,29	906,59
Los Ríos	316,39	107,32	126,02	133,39	683,13
Tungurahua	212,98	124,49	76,72	123,96	538,15
Cotopaxi	124,69	280,79	46,18	62,52	514,19
Sucumbíos	65,19	343,70	40,87	52,70	502,46
Esmeraldas	206,63	79,23	70,07	126,59	482,52
Santo Domingo de los Tsáchilas	183,86	59,98	124,13	107,35	475,33
Santa Elena	135,97	57,32	79,64	117,84	390,78
Chimborazo	155,29	77,94	62,34	63,87	359,44
Imbabura	161,62	43,32	58,93	74,87	338,74
Loja	147,06	10,93	55,21	69,58	282,78
Cañar	83,61	53,41	28,10	28,64	193,75
Orellana	53,30	17,69	30,82	22,84	124,64
Carchi	48,14	7,50	19,73	17,57	92,94
Bolívar	47,32	0,50	11,81	29,43	89,06
Napo	33,81	18,11	16,95	13,05	81,92
Morona Santiago	40,04	1,93	16,45	12,79	71,22
Pastaza	27,15	4,87	15,80	10,35	58,17
Zamora Chinchipe	27,38	5,54	11,41	8,67	53,01
Galápagos	19,97	0,47	20,13	10,57	51,13
Zonas en estudio (1)	3,51	-	3,34	0,21	7,06
Total general	7.400,31	5.091,68	3.830,56	3.678,08	20.000,62

(1) Llamadas anteriormente zonas no delimitadas.

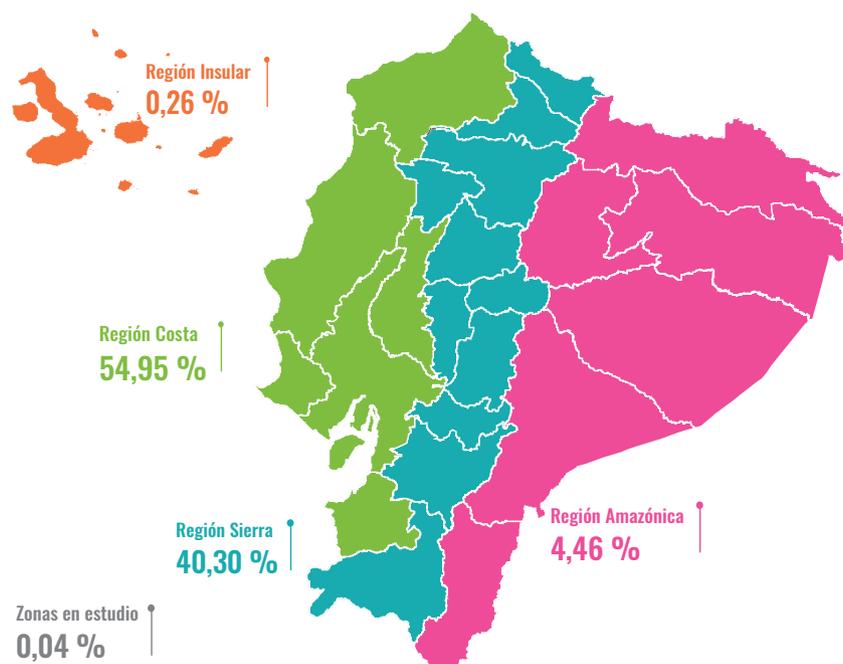
Guayas y Pichincha representaron el 56 % del total de la energía facturada a clientes regulados.

La región costa representó el 54,95 % del total de la energía facturada, la región sierra el 40,30 %, la región amazónica el 4,46 %, la región insular el 0,26 % y las zonas en estudio una participación del 0,04 %.

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)

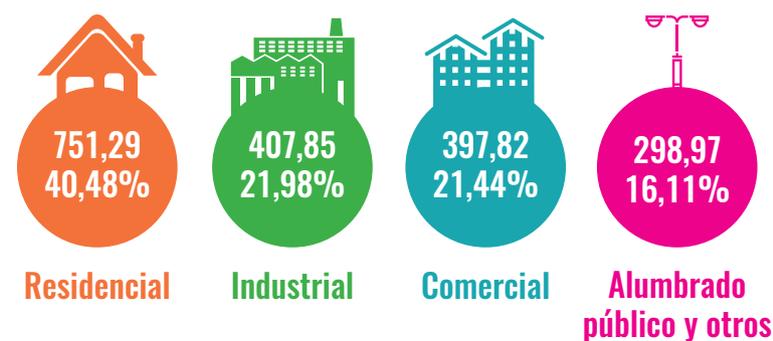
Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
CNEL-Guayaquil	157,80	92,21	117,07	49,74	416,82
CNEL-Guayas Los Ríos	74,25	37,68	31,38	35,40	178,71
CNEL-Manabí	50,85	18,27	21,60	23,84	114,56
CNEL-El Oro	36,12	23,87	16,75	21,83	98,57
CNEL-Sto. Domingo	28,20	8,59	16,69	12,92	66,40
CNEL-Milagro	20,68	20,60	11,29	8,81	61,37
CNEL-Sta. Elena	19,68	10,31	11,51	15,37	56,87
CNEL-Sucumbios	12,35	25,69	7,39	6,73	52,16
CNEL-Esmeraldas	16,62	6,35	6,90	9,31	39,18
CNEL-Los Ríos	17,16	5,02	6,65	7,13	35,96
CNEL-Bolívar	5,25	0,05	1,26	1,97	8,53
Total CNEL EP	438,95	248,62	248,49	193,06	1.129,12
E.E. Quito	158,05	77,20	89,14	47,89	372,27
E.E. Centro Sur	44,39	28,31	17,06	14,77	104,53
E.E. Ambato	28,67	12,06	11,25	11,39	63,38
E.E. Norte	25,88	10,64	10,24	9,58	56,34
E.E. Cotopaxi	13,93	21,29	4,83	6,32	46,36
E.E. Sur	19,13	1,86	7,37	7,71	36,07
E.E. Riobamba	16,71	5,38	6,28	5,70	34,07
E.E. Azogues	3,48	2,43	0,98	1,33	8,22
E.E. Galápagos	2,10	0,05	2,19	1,21	5,56
Total Empresas Eléctricas	312,33	159,22	149,33	105,91	726,80
Total general	751,29	407,85	397,82	298,97	1.855,92

El monto total de la facturación de energía eléctrica en 2018 fue 1.855,92 MUSD. CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil facturó 416,82 MUSD, la E.E. Quito facturó 372,27 MUSD, entre las dos representaron el 42,52 % del monto total.

La CNEL EP facturó un total de 1.129,12 MUSD por consumo de energía eléctrica de clientes regulados, lo que representa el 60,84 % del total.

Asimismo, se visualiza que a nivel nacional, el grupo de consumo residencial es el que mayor monto facturó, 751,29 MUSD, que representó el 40,48 % del total.

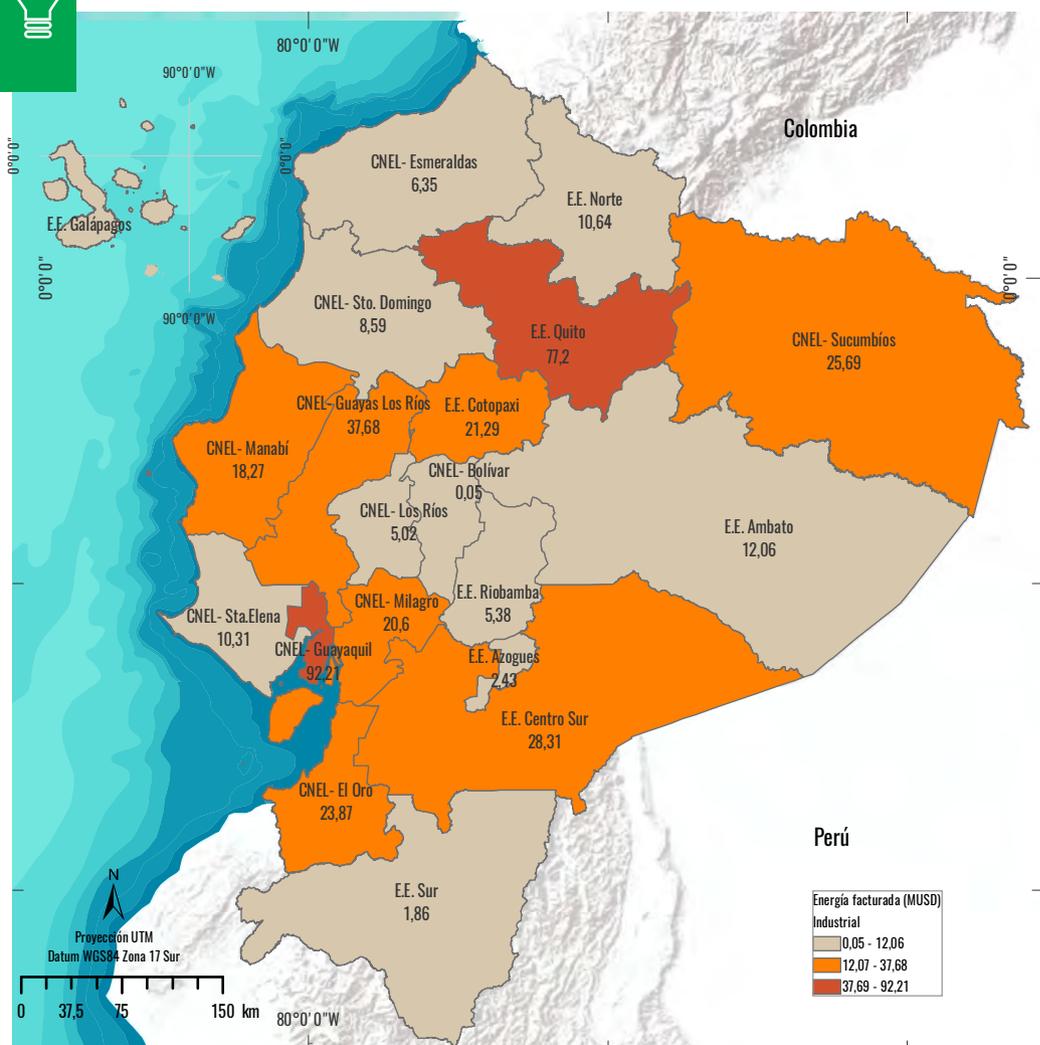
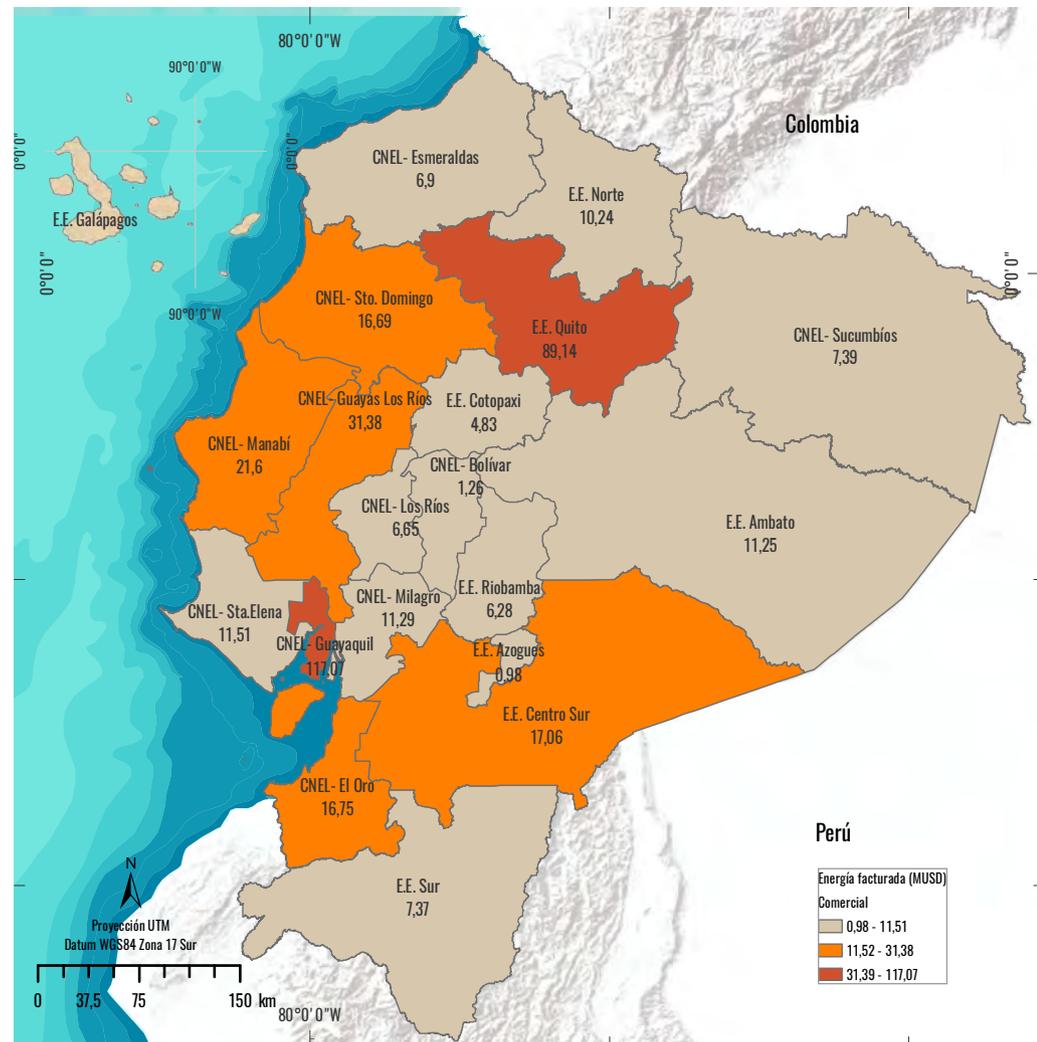
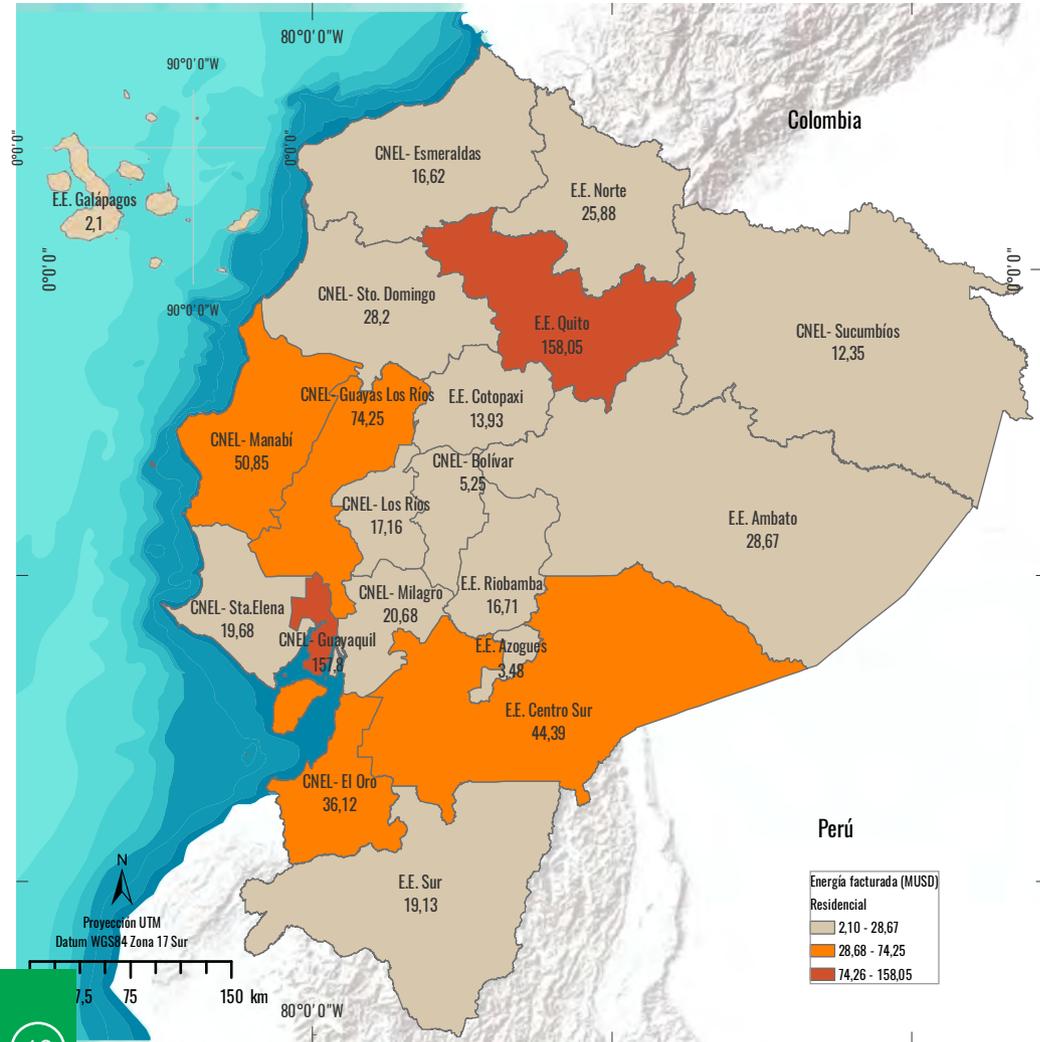
Figura Nro. 63: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)



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	242,46	151,05	156,28	95,44	645,23
Pichincha	161,86	81,78	90,97	48,66	383,27
Manabí	58,38	20,23	24,36	25,14	128,11
Azuay	36,06	34,43	13,97	12,98	97,45
El Oro	33,64	15,88	15,77	21,10	86,39
Los Ríos	32,03	9,57	13,47	9,97	65,05
Tungurahua	22,62	11,42	8,08	9,64	51,76
Santo Domingo de los Tsáchilas	18,87	5,12	13,13	11,46	48,58
Cotopaxi	14,04	21,29	4,84	6,34	46,52
Esmeraldas	17,41	6,98	7,12	9,38	40,88
Santa Elena	15,80	4,95	8,38	11,54	40,67
Sucumbios	6,82	23,95	4,22	5,01	40,01
Chimborazo	17,10	6,40	6,55	5,72	35,77
Imbabura	16,98	4,05	6,27	7,19	34,50
Loja	15,83	1,24	5,91	6,90	29,88
Cañar	9,25	4,21	3,02	2,30	18,78
Orellana	5,59	1,73	3,19	1,73	12,24
Carchi	5,18	0,71	2,15	1,66	9,71
Bolívar	5,25	0,06	1,26	1,97	8,54
Napo	3,50	1,45	1,75	1,05	7,75
Morona Santiago	4,42	0,19	1,72	1,03	7,36
Pastaza	2,82	0,45	1,65	0,80	5,72
Galápagos	2,10	0,05	2,19	1,21	5,56
Zamora Chinchipe	2,91	0,64	1,21	0,72	5,48
Zonas en estudio	0,36	-	0,35	0,01	0,73
Total general	751,29	407,85	397,82	298,97	1.855,92



Mapa Nro. 10: Energía facturada por grupo de consumo



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

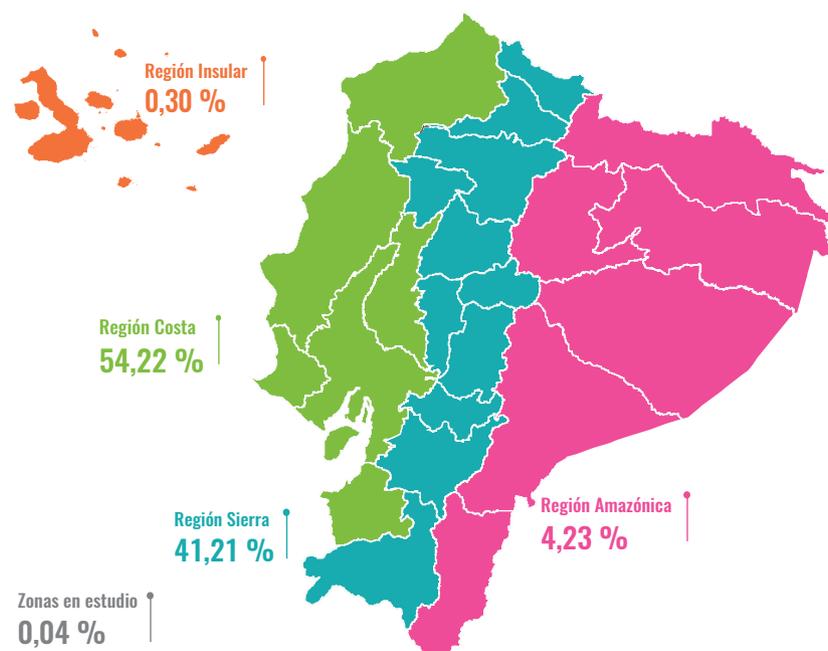
Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
Cartografía temática: ARCONEL 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019



El monto facturado en las provincias de Guayas y Pichincha fue 645,23 MUSD y 383,27 MUSD respectivamente, juntas representaron el 55,42 % 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 1.753,46 MUSD.

CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil recaudó 394,52 MUSD, correspondiente al 22,50 % del total recaudado a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito recaudó 338,15 MUSD, que representó el 19,28 % del total.

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

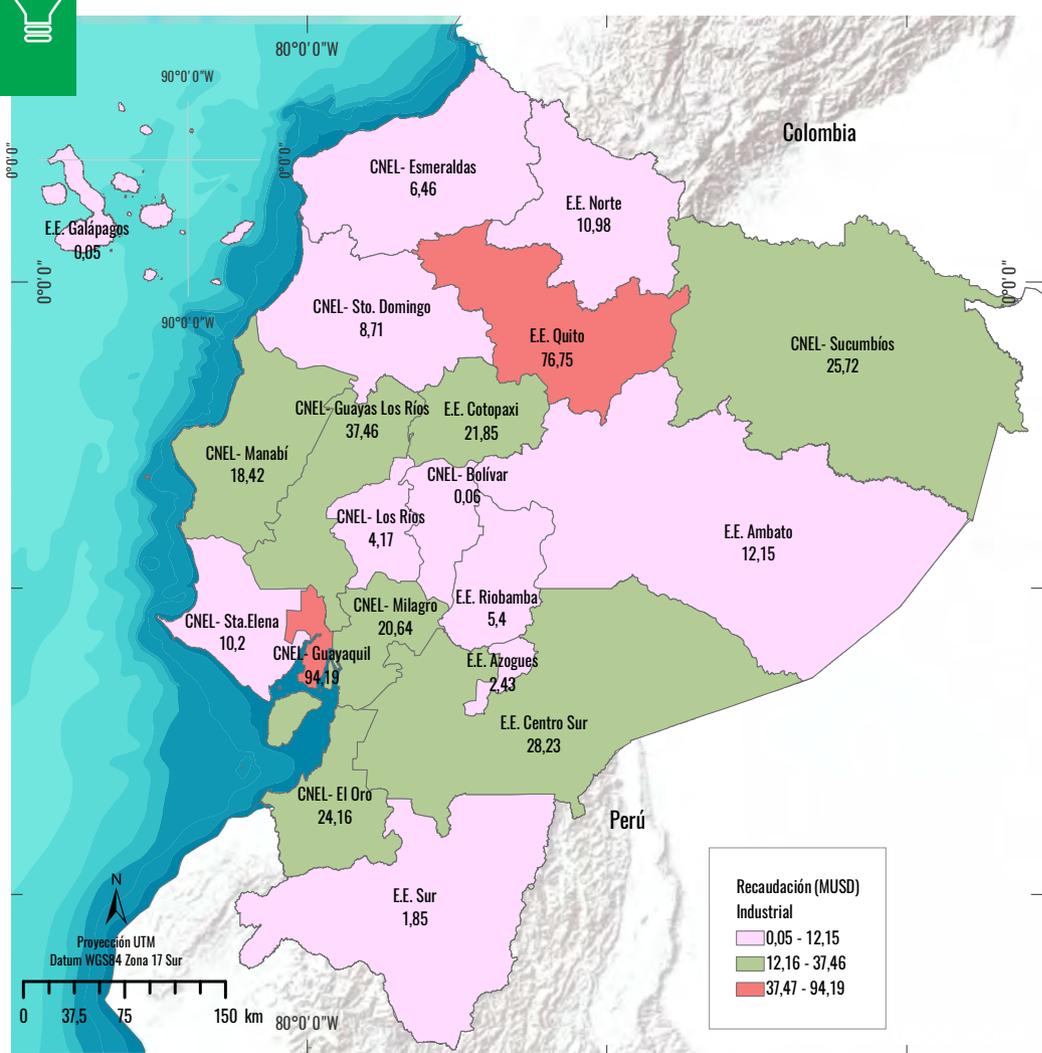
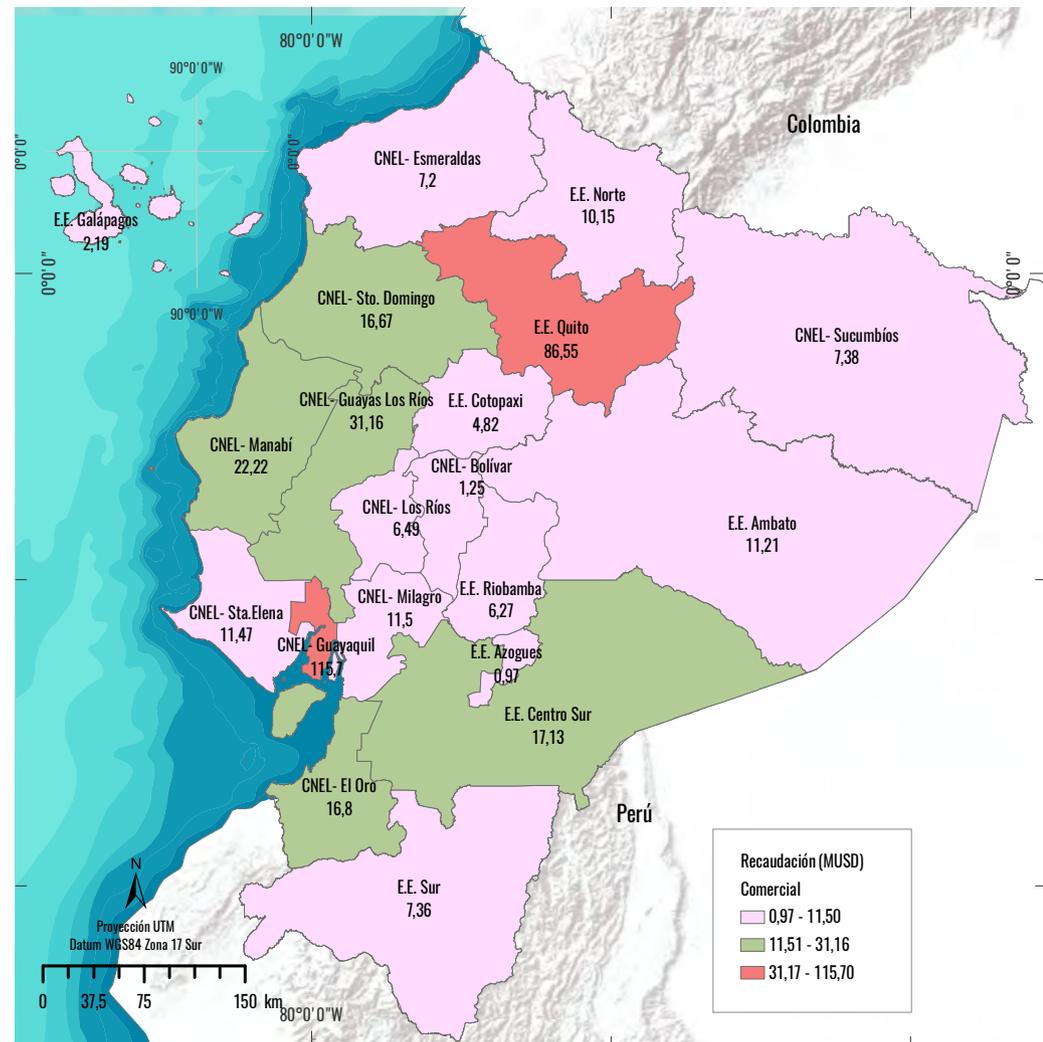
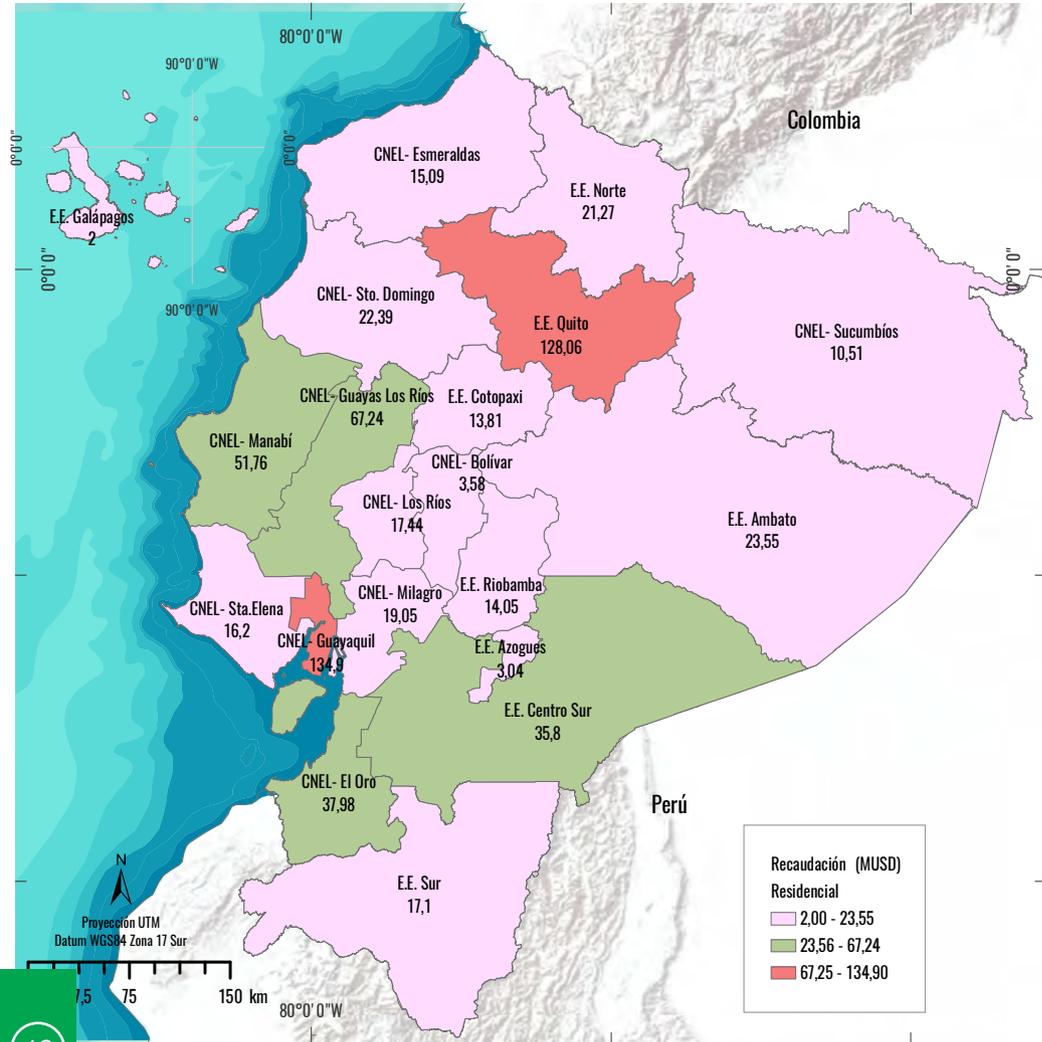
Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
CNEL-Guayaquil	134,90	94,19	115,70	49,73	394,52
CNEL-Guayas Los Ríos	67,24	37,46	31,16	32,01	167,86
CNEL-Manabí	51,76	18,42	22,22	22,57	114,97
CNEL-EI Oro	37,98	24,16	16,80	21,93	100,87
CNEL-Sto. Domingo	22,39	8,71	16,67	12,98	60,75
CNEL-Milagro	19,05	20,64	11,50	8,98	60,16
CNEL-Sta. Elena	16,20	10,20	11,47	15,13	53,01
CNEL-Sucumbios	10,51	25,72	7,38	7,28	50,90
CNEL-Esmeraldas	15,09	6,46	7,20	11,24	39,98
CNEL-Los Ríos	17,44	4,17	6,49	5,33	33,43
CNEL-Bolívar	3,58	0,06	1,25	1,97	6,86
Total CNEL EP	396,14	250,19	247,83	189,14	1.083,30
E.E. Quito	128,06	76,75	86,55	46,78	338,15
E.E. Centro Sur	35,80	28,23	17,13	15,05	96,20
E.E. Ambato	23,55	12,15	11,21	11,41	58,31
E.E. Norte	21,27	10,98	10,15	9,64	52,04
E.E. Cotopaxi	13,81	21,85	4,82	6,32	46,81
E.E. Sur	17,10	1,85	7,36	7,73	34,05
E.E. Riobamba	14,05	5,40	6,27	5,68	31,39
E.E. Azogues	3,04	2,43	0,97	1,35	7,80
E.E. Galápagos	2,00	0,05	2,19	1,18	5,42
Total Empresas Eléctricas	258,68	159,69	146,65	105,14	670,16
Total general	654,81	409,88	394,49	294,28	1.753,46

El valor de recaudación detallado en la tabla Nro. 56 no considera los subsidios, únicamente la recaudación por servicio eléctrico.

A nivel nacional, el grupo de mayor recaudación fue el residencial, con 654,81 MUSD, que representó el 37,34 % 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



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2019

Cartografía temática: ARCONEL 2018

Fecha de elaboración: mayo 2019

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 1.050,02 GWh.

La E.E. Quito entregó a este tipo de clientes, una cantidad de energía de 327,26 GWh, que representó el 31,17% 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	223.942,97	54,09	358.205,50	44.788,59	404.313,35
	Distribución	32.470,13	7,76	323.366,51	38.930,78	363.630,68
CNEL-Guayas Los Ríos	Subtransmisión	161.472,92	30,25	181.542,25	129.178,34	310.720,59
	Distribución	21.254,65	5,14	510.093,54	48.885,73	558.979,27
CNEL-Manabí	Subtransmisión	61.513,27	11,12	78.651,98	24.605,29	103.299,85
	Distribución	8.633,92	4,02	183.464,78	16.710,26	206.394,53
CNEL-Sta. Elena	Subtransmisión	37.289,24	7,65	121.283,72	15.888,99	137.172,71
CNEL-Milagro	Subtransmisión	12.750,00	23,02	75.509,97	20.400,00	112.261,88
	Distribución	10.460,60	3,48	54.738,70	18.829,09	73.567,78
CNEL-Sto. Domingo	Distribución	13.979,83	2,96	136.393,84	10.259,67	146.721,19
CNEL-Esmeraldas	Distribución	4.039,60	1,68	92.248,02	3.551,39	98.649,46
CNEL-EI Oro	Distribución	1.231,55	0,33	24.024,43	2.463,11	26.521,38
CNEL-Los Ríos	Distribución	707,82	0,19	19.650,72	932,53	20.583,25
Total CNEL EP	Subtransmisión	496.968,40	126,12	815.193,41	234.861,22	1.067.768,37
	Distribución	92.778,11	25,59	1.343.980,55	140.562,56	1.495.047,55
E.E. Quito	Distribución	327.256,90	68,57	3.908.247,05	262.830,36	4.174.959,19
E.E. Cotopaxi	Distribución	65.948,77	9,91	448.112,39	29.162,96	477.275,34
E.E. Riobamba	Distribución	27.591,10	16,53	159.058,15	7.354,76	166.412,91
E.E. Azogues	Subtransmisión	20.458,33	8,09	59.993,56	4.091,67	64.085,22
	Distribución	9.499,53	3,00	42.763,41	8.580,77	51.344,18
E.E. Centro Sur	Subtransmisión	2.336,90	4,35	8.396,41	701,07	14.293,72
	Distribución	3.334,57	0,74	94.053,57	2.667,66	97.506,94
E.E. Ambato	Distribución	2.559,17	0,64	66.982,79	1.279,58	68.262,37
E.E. Sur	Distribución	1.291,49	0,29	60.948,97	1.162,32	63.567,50
Total Empresas Eléctricas	Subtransmisión	22.795,23	12,43	68.389,97	4.792,74	78.378,94
	Distribución	437.481,53	99,67	4.780.166,33	313.038,41	5.099.328,45
Total general		1.050.023,28	263,81	7.007.730,26	693.254,92	7.740.523,31

El parámetro Otros que se encuentra en la Tabla Nro. 52, 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 2018, fue 7,74 MUSD. De esta cantidad, la E.E. Quito facturó 4,17 MUSD, equivalente al 53,94 % del monto total.

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

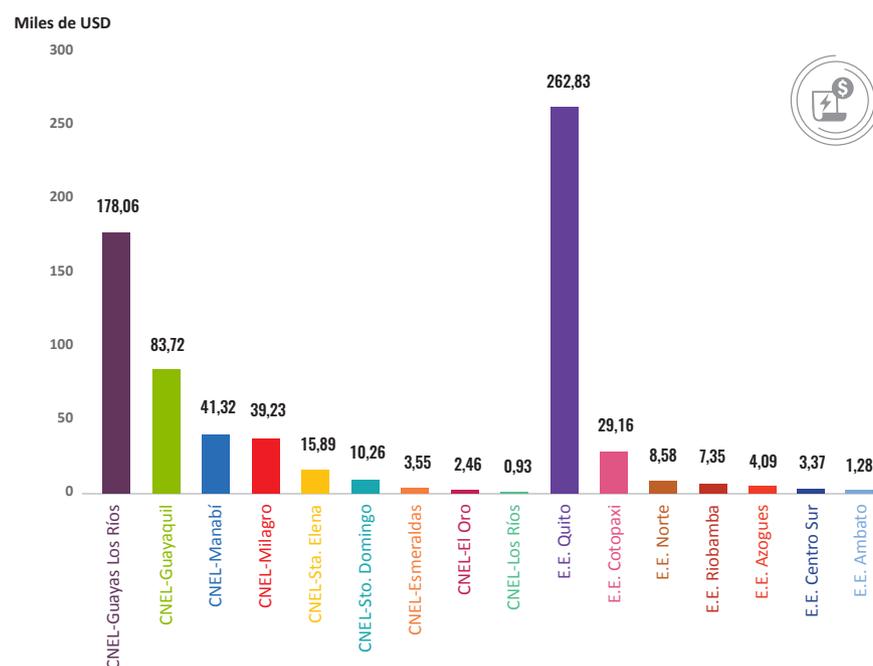
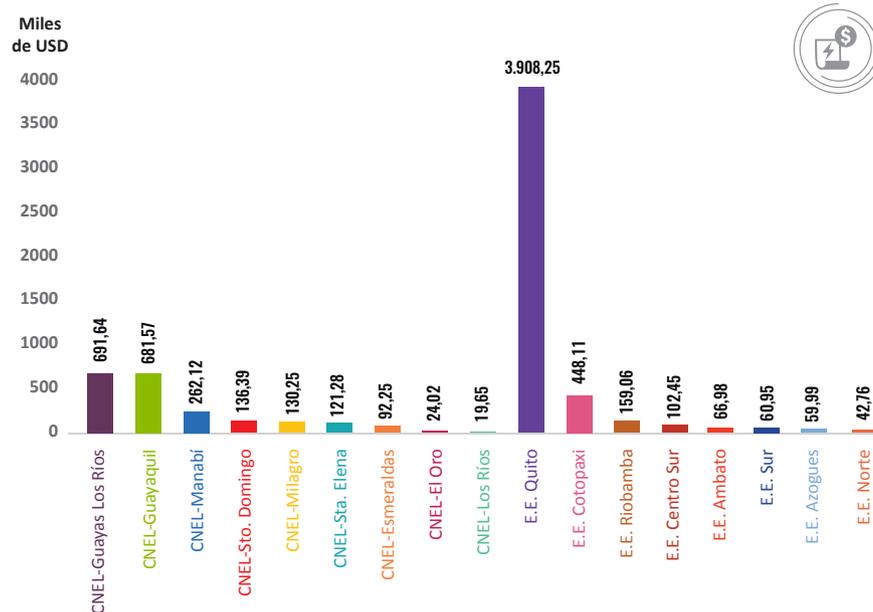


Figura Nro. 67: Valor peaje por energía facturada a clientes no regulados (Miles de USD)



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 2018

Empresa	Clientes solo con cocina	Clientes solo con ducha	Clientes con cocina y ducha	Clientes Programa PEC
CNEL-Guayaquil	113.764	102	490	114.356
CNEL-Guayas Los Ríos	62.048	29	245	62.322
CNEL-Manabí	45.148	88	396	45.632
CNEL-Sto. Domingo	31.726	654	1.288	33.668
CNEL-EI Oro	29.424	26	524	29.974
CNEL-Milagro	24.941	8	77	25.026
CNEL-Sta. Elena	22.679	14	64	22.757
CNEL-Los Ríos	21.166	-	-	21.166
CNEL-Esmeraldas	19.389	2	16	19.407
CNEL-Sucumbíos	10.723	6	110	10.839
CNEL-Bolívar	3.434	7	174	3.615
Total CNEL EP	384.442	936	3.384	388.762
E.E. Quito	67.118	16.304	78.809	162.231
E.E. Norte	21.539	417	2.081	24.037
E.E. Ambato	21.601	198	1.961	23.760
E.E. Centro Sur	15.403	1.238	2.376	19.017
E.E. Sur	10.599	241	1.091	11.931
E.E. Riobamba	3.384	23	3.293	6.700
E.E. Cotopaxi	3.713	22	578	4.313
E.E. Azogues	822	90	106	1.018
E.E. Galápagos	275	6	45	326
Total Empresas Eléctricas	144.454	18.539	90.340	253.333
Total general	528.896	19.475	93.724	642.095



A diciembre de 2018, se contó con un total de 642.095 clientes beneficiarios del programa PEC. CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil registró 114.356 clientes con programa PEC, correspondiente al 17,81 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito contó con 162.231 clientes, equivalente al 25,27 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

Figura Nro. 68: Clientes PEC por empresa distribuidora

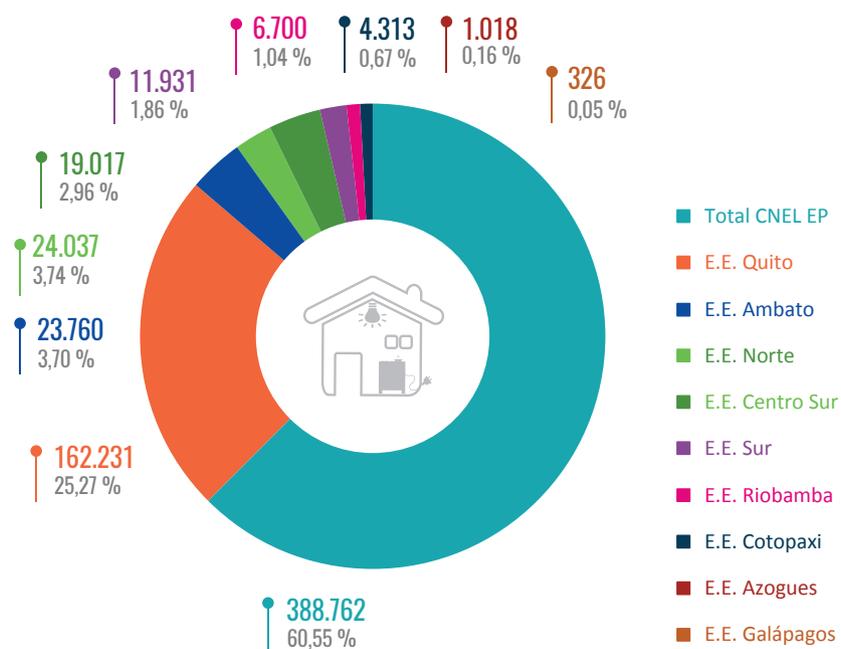
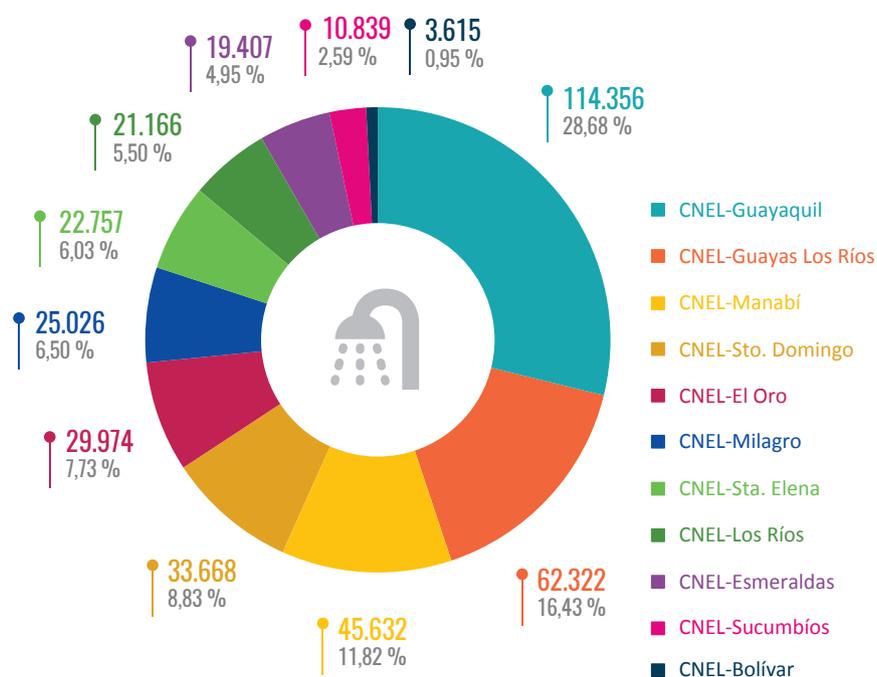


Figura Nro. 69: Clientes PEC de la CNEL EP



Es importante señalar también, que del total de clientes beneficiarios del programa PEC, el 82,37 % fueron clientes únicamente con cocina de inducción, el 3,03 % con ducha eléctrica y el 14,60 % con los dos equipamientos.

En la 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

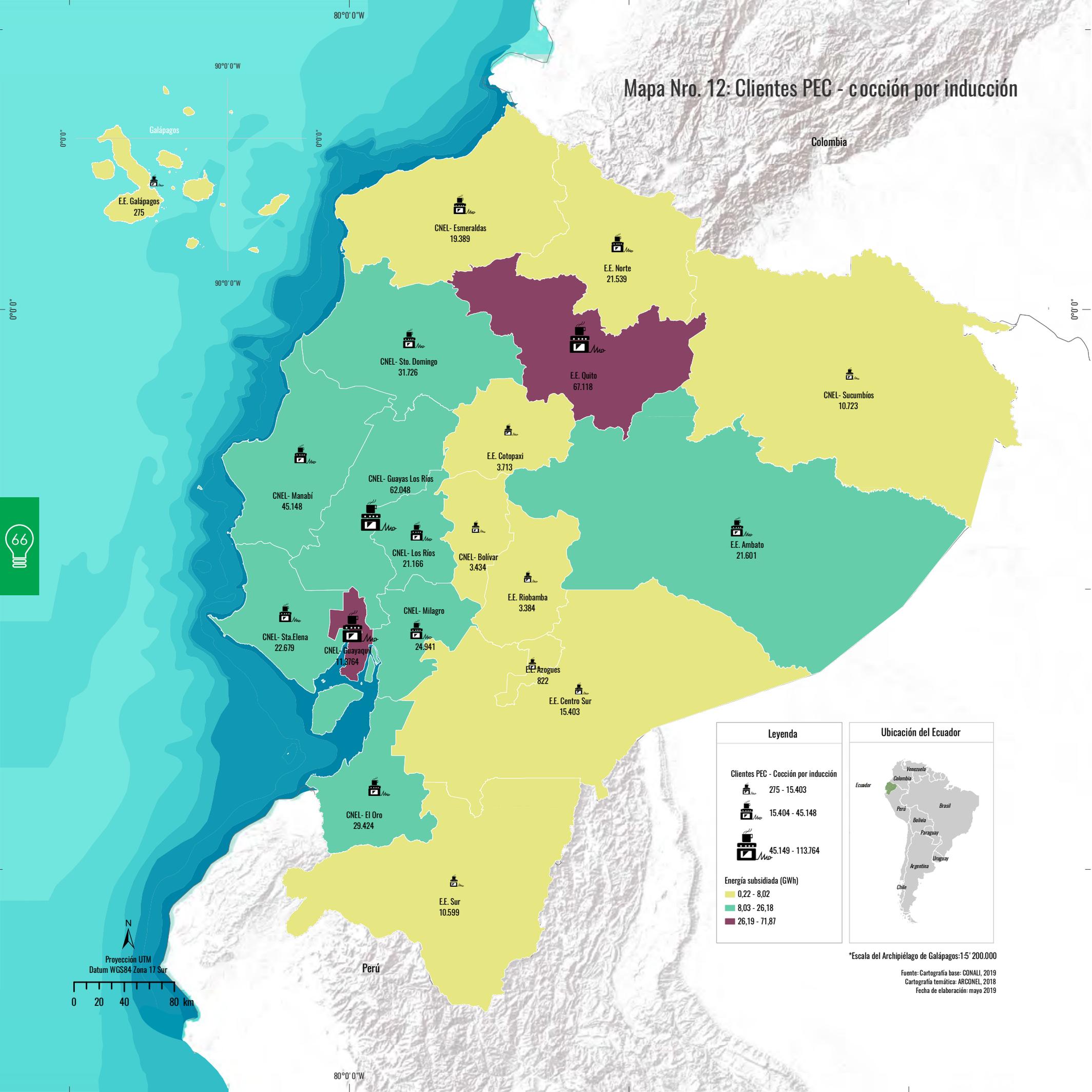
Empresa	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (MUSD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (MUSD)
CNEL-Guayaquil	114.356	284,07	26,85	43,72	3,93
CNEL-Guayas Los Ríos	62.322	131,16	10,96	26,18	2,36
CNEL-Manabí	45.632	93,68	8,12	17,96	1,62
CNEL-Sto. Domingo	33.668	56,52	4,76	11,67	1,05
CNEL-EI Oro	29.974	56,21	4,79	11,09	1,00
CNEL-Milagro	25.026	44,93	3,79	9,29	0,84
CNEL-Sta. Elena	22.757	43,84	4,97	9,55	0,86
CNEL-Los Ríos	21.166	37,67	3,04	8,76	0,79
CNEL-Esmeraldas	19.407	36,63	3,17	6,90	0,62
CNEL-Sucumbíos	10.839	21,02	1,81	4,04	0,36
CNEL-Bolívar	3.615	5,10	0,41	1,39	0,12
Total CNEL EP	388.762	810,84	72,66	150,55	13,55
E.E. Quito	162.231	341,65	31,94	71,87	6,47
E.E. Ambato	23.760	38,00	3,11	9,12	0,82
E.E. Norte	24.037	37,79	3,18	8,02	0,72
E.E. Centro Sur	19.017	33,83	3,54	6,98	0,63
E.E. Sur	11.931	19,50	1,46	6,12	0,55
E.E. Riobamba	6.700	12,08	1,04	2,77	0,25
E.E. Cotopaxi	4.313	6,59	0,68	1,66	0,15
E.E. Azogues	1.018	1,66	0,13	0,45	0,04
E.E. Galápagos	326	0,88	0,07	0,22	0,02
Total Empresas Eléctricas	253.333	491,98	45,15	107,22	9,65
Total general	642.095	1.302,81	117,81	257,77	23,20

El total de energía subsidiada por programa PEC, en 2018, fue 257,77 GWh.

CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil subsidió 43,72 GWh por programa PEC, equivalente al 16,96 % del total subsidiado.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito subsidió 71,87 GWh, que representó el 27,88 % del total subsidiado por programa PEC.

Mapa Nro. 12: Clientes PEC - cocción por inducción



Leyenda

Clientes PEC - Cocción por inducción

- 275 - 15.403
- 15.404 - 45.148
- 45.149 - 113.764

Energía subsidiada (GWh)

- 0,22 - 8,02
- 8,03 - 26,18
- 26,19 - 71,87

Ubicación del Ecuador

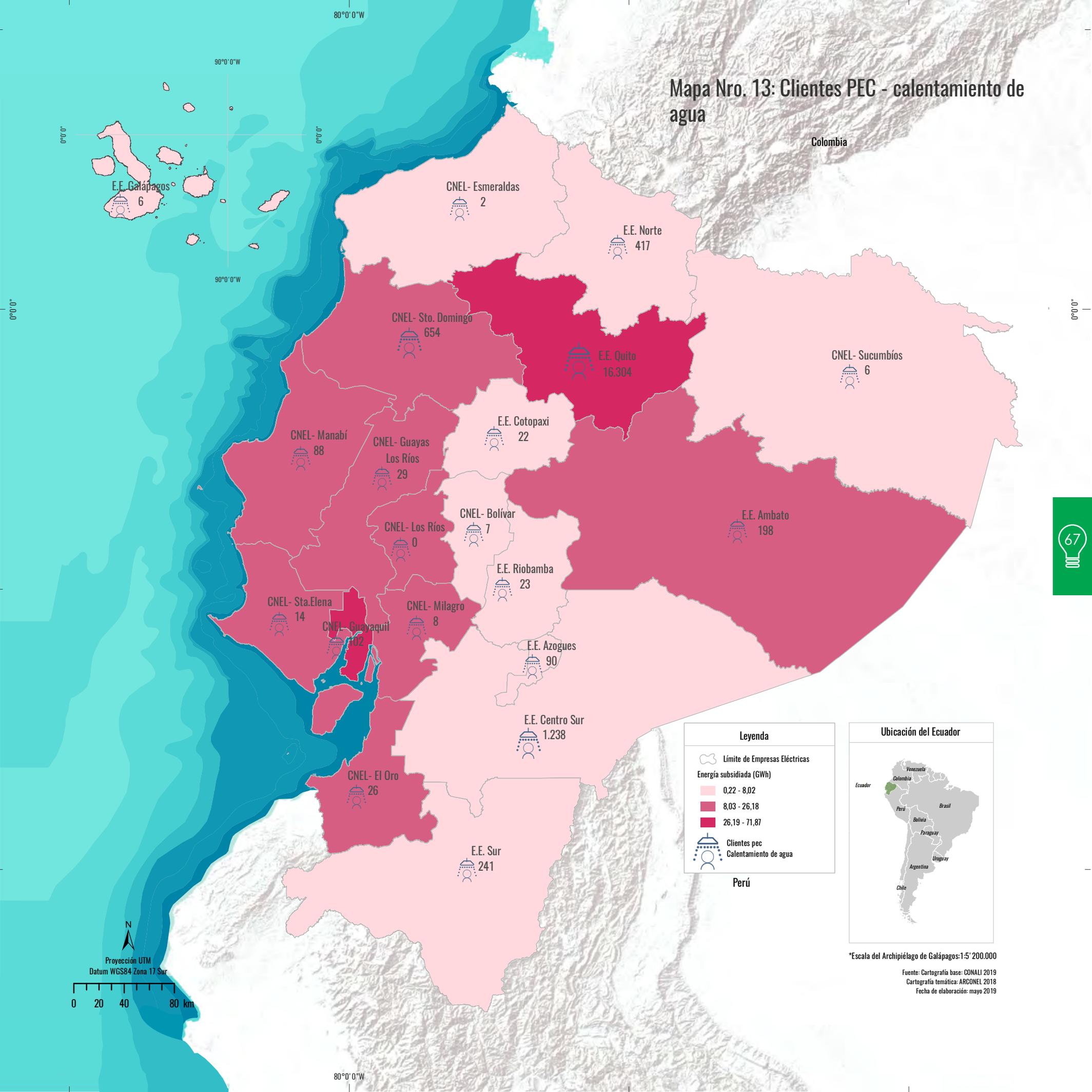
*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

0 20 40 80 km

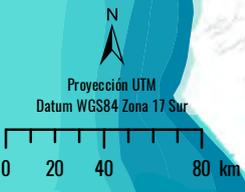
Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
Cartografía temática: ARGONEL, 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019

Mapa Nro. 13: Clientes PEC - calentamiento de agua



Leyenda

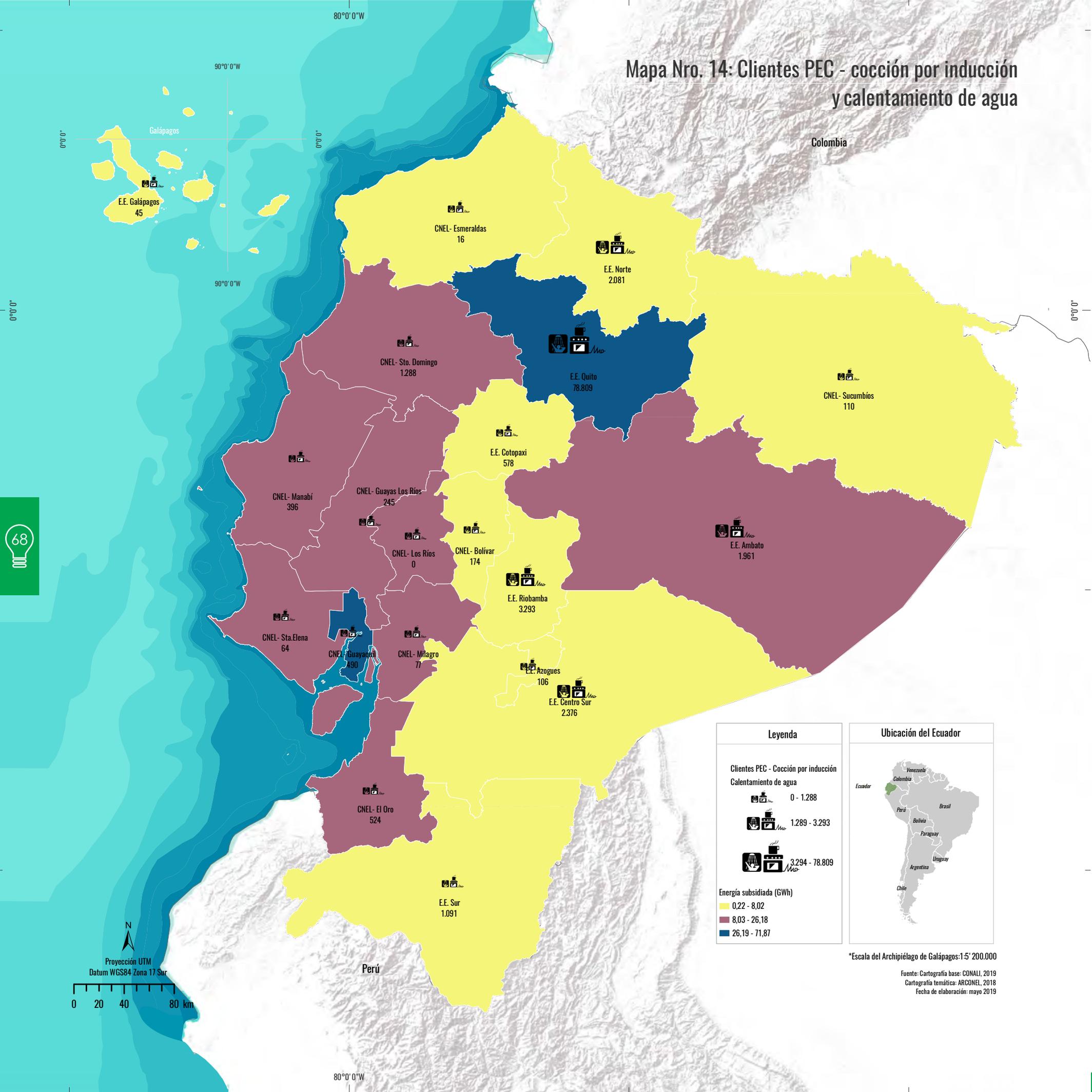
- Límite de Empresas Eléctricas
- Energía subsidiada (GWh)
 - 0,22 - 8,02
 - 8,03 - 26,18
 - 26,19 - 71,87
- 🏠 Clientes pec
- 💡 Calentamiento de agua



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000
Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
Cartografía temática: ARCONEL 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019



Mapa Nro. 14: Clientes PEC - cocción por inducción y calentamiento de agua



Leyenda

Clientes PEC - Cocción por inducción
Calentamiento de agua

- 0 - 1.288
- 1.289 - 3.293
- 3.294 - 78.809

Energía subsidiada (GWh)

- 0,22 - 8,02
- 8,03 - 26,18
- 26,19 - 71,87

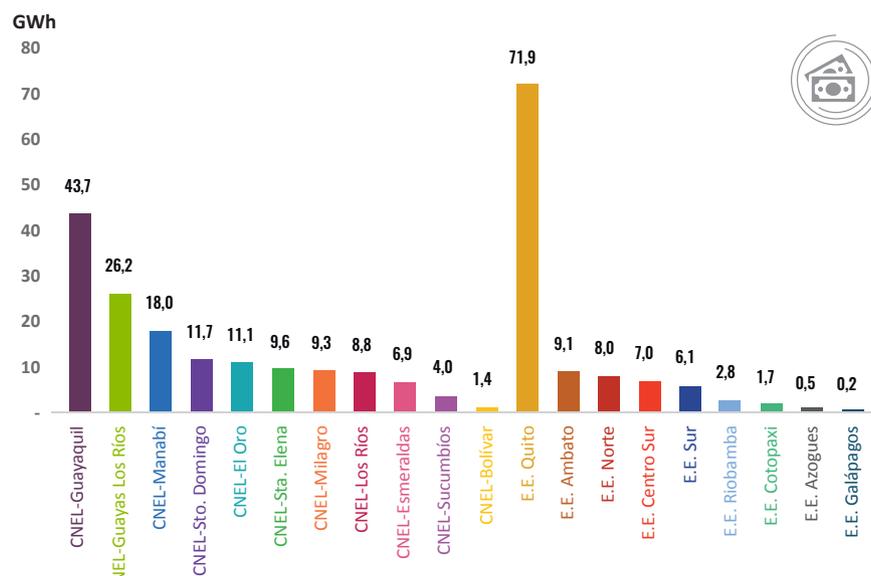
Ubicación del Ecuador

Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

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

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
Cartografía temática: ARCONEL, 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019

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 2018.

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	190.780	436,79	39.703.894,27	74,73	6.725.835,60
Pichincha	166.339	348,30	32.470.783,01	73,27	6.594.196,81
Manabí	54.700	108,20	9.363.565,66	20,84	1.875.448,98
Los Ríos	40.125	76,23	6.189.872,22	16,53	1.487.821,05
El Oro	26.799	51,01	4.357.625,68	9,96	896.794,92
Esmeraldas	20.505	38,49	3.325.125,88	7,26	653.556,15
Santo Domingo de los Tsáchilas	21.712	37,45	3.126.531,98	7,83	704.578,32
Santa Elena	16.737	31,95	3.994.484,00	6,92	622.631,70
Azuay	15.378	27,45	2.836.769,08	5,70	513.329,50
Tungurahua	16.806	27,05	2.226.115,33	6,34	570.931,47
Imbabura	14.325	24,13	2.031.566,39	5,04	453.346,07
Loja	9.031	14,98	1.128.571,32	4,58	412.595,19
Chimborazo	7.038	12,63	1.083.201,90	2,90	260.807,85
Sucumbíos	6.188	11,91	1.021.580,04	2,30	206.911,17
Orellana	4.747	9,22	792.896,98	1,76	158.684,67
Carchi	5.607	6,98	593.929,30	1,58	142.237,89
Napo	4.579	6,93	587.815,16	1,72	155.046,41
Cotopaxi	4.410	6,71	695.271,97	1,69	151.782,68
Cañar	3.290	5,96	578.967,65	1,28	114.997,81
Bolívar	3.614	5,10	406.646,97	1,39	124.928,19
Pastaza	2.919	4,98	402.048,92	1,24	111.269,34
Morona Santiago	3.076	4,68	462.567,06	1,12	100.994,83
Zamora Chinchipe	2.651	4,16	302.962,76	1,41	127.344,78
Galápagos	326	0,88	73.049,47	0,22	19.630,71
Zona en estudio	413	0,64	52.541,76	0,15	13.515,43
Total general	642.095	1.302,81	117.808.384,76	257,77	23.199.217,52

Con respecto a los clientes con programa PEC, Guayas registró 190.780 clientes y Pichincha 166.339 clientes, juntas abarcan el 55,62 % de clientes PEC a nivel nacional.

Por otro lado, Galápagos registró 326 clientes, equivalente al 0,05 % 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 2018.

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

Empresa	Disponibles en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
CNEL-Guayaquil	5.496,11	609,82	384,37	225,45	11,10
CNEL-Guayas Los Ríos	2.359,75	328,82	215,64	113,18	13,93
CNEL-Manabí	1.831,69	417,82	197,35	220,47	22,81
CNEL-EI Oro	1.226,82	182,36	110,52	71,83	14,86
CNEL-Milagro	808,37	122,48	43,80	78,68	15,15
CNEL-Sto. Domingo	761,27	85,35	63,72	21,63	11,21
CNEL-Sta. Elena	719,15	104,89	44,63	60,26	14,59
CNEL-Sucumbíos	682,75	56,06	55,39	0,67	8,21
CNEL-Esmeraldas	598,97	130,54	37,66	92,87	21,79
CNEL-Los Ríos	464,07	78,87	31,17	47,70	17,00
CNEL-Bolívar	96,39	7,43	7,08	0,35	7,71
Total CNEL EP	15.045,35	2.124,44	1.191,34	933,11	14,12
E.E. Quito	4.628,54	266,72	227,32	39,40	5,76
E.E. Centro Sur	1.160,15	80,38	66,89	13,50	6,93
E.E. Ambato	697,70	39,21	38,50	0,71	5,62
E.E. Cotopaxi	637,02	58,47	47,72	10,75	9,18
E.E. Norte	625,70	57,91	39,52	18,39	9,26
E.E. Riobamba	402,69	34,33	27,38	6,95	8,53
E.E. Sur	377,75	32,93	21,55	11,37	8,72
E.E. Azogues	114,47	6,07	4,40	1,66	5,30
E.E. Galápagos	55,96	4,83	4,08	0,75	8,63
Total Empresas Eléctricas	8.700,00	580,85	477,38	103,47	6,68
Total general	23.745,35	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39

La energía disponible en el sistema de distribución fue 23.745,35 GWh, de esta cantidad 2.705,29 GWh corresponden a pérdidas del sistema, esto representó el 11,39 % de pérdidas a nivel nacional.

En la CNEL EP, las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Guayaquil (609,82 GWh), Manabí (417,82 GWh) y Guayas Los Ríos (328,82 GWh).

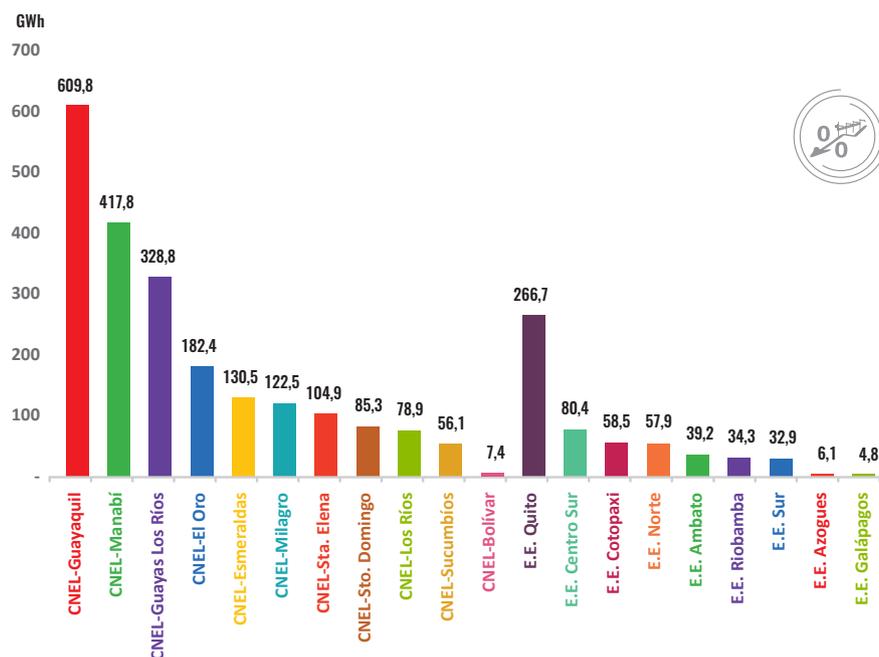
Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito fue la que mayores pérdidas en energía registró (266,72 GWh).



Instalación de Luminarias
Azuay
E. E. Centrosur

G. Landry

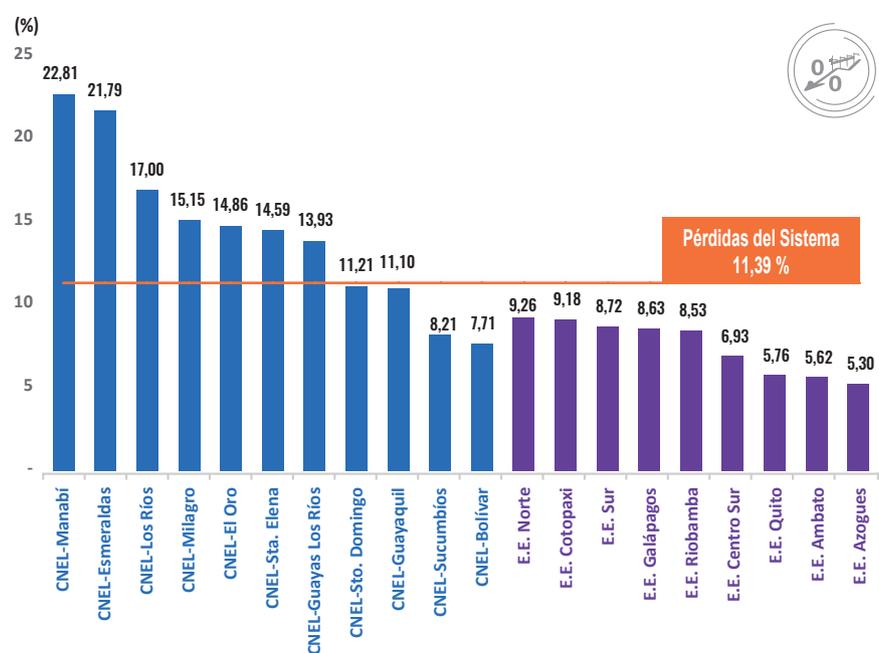
Figura Nro. 71: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)



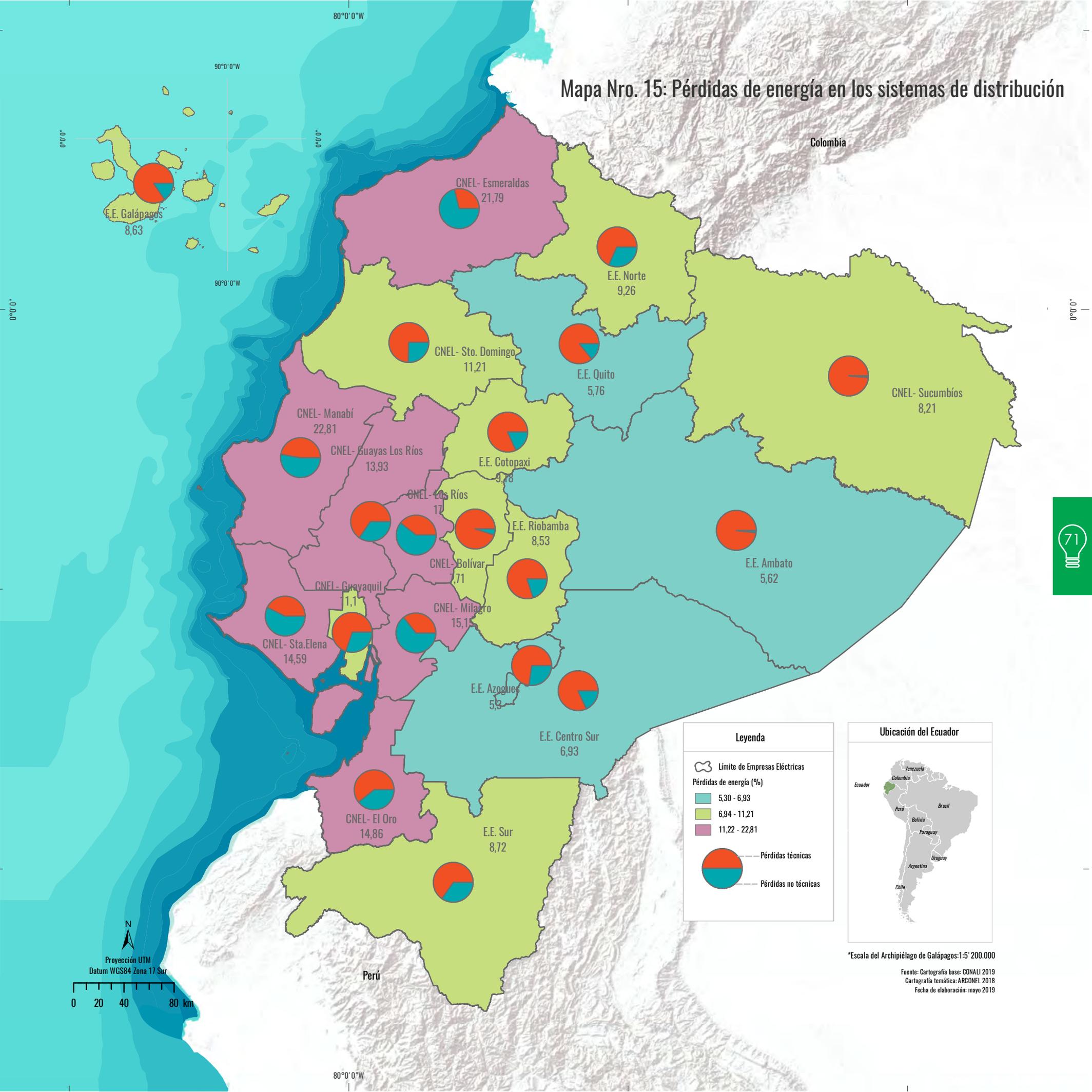
Considerando las pérdidas en porcentaje, en la CNEL EP las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Manabí (22,81 %), Esmeraldas (21,79 %) y Los Ríos (17 %).

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Norte (9,26 %) y la E.E. Cotopaxi (9,18 %) son las que mayores pérdidas en porcentaje presentaron.

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



Mapa Nro. 15: Pérdidas de energía en los sistemas de distribución



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 2018 fue 23.882,39 GWh, por un valor de 750,44 MUSD, a un precio medio de 3,14 USD ϵ /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 ϵ /kWh)
Contratos	693,46	2,99
T. de corto plazo*	55,91	8,47
Otros	1,07	2,56
Total general	750,44	3,14

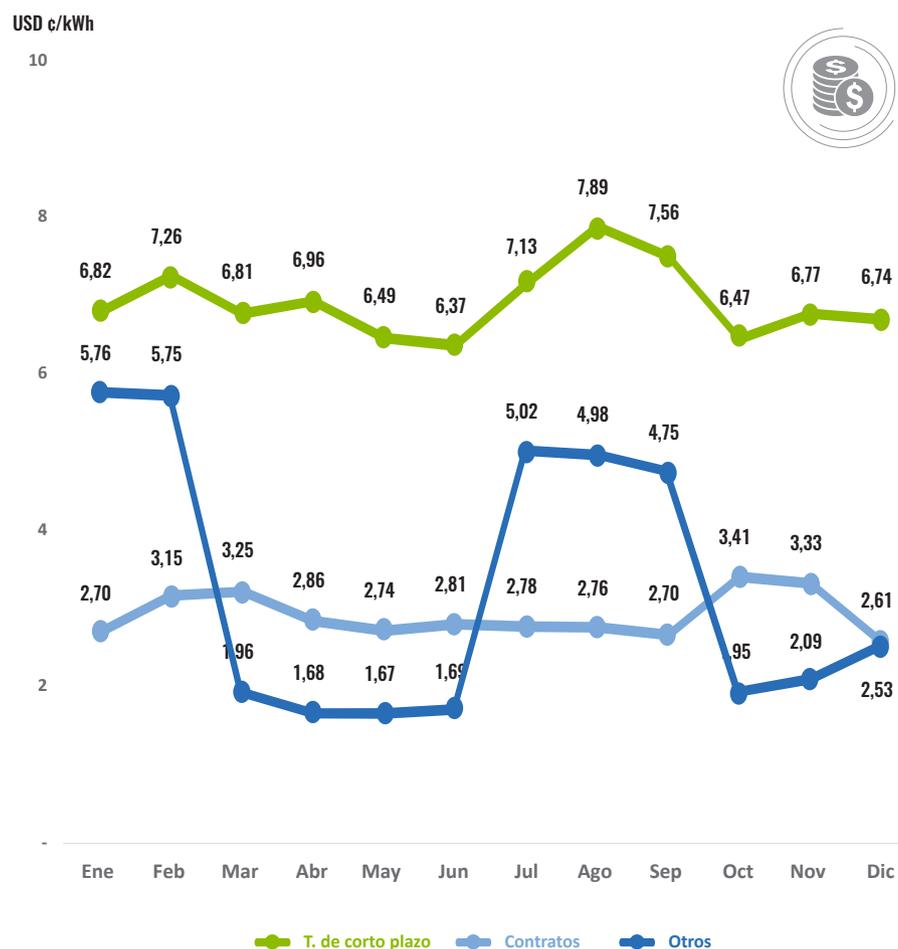
En tabla Nro. 63 se muestran los valores de costo de la energía vendida y los precios medios por tipo de transacción y empresa.

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 ϵ /kWh)
Generadora	Contratos	630,83	2,87
	T. de corto plazo	43,77	9,63
	Otros	0,92	2,55
Total Generadora		675,52	3,00
Autogeneradora	Contratos	25,63	5,33
	T. de corto plazo	12,13	5,91
	Otros	0,16	2,66
Total Autogeneradora		37,92	5,48
Distribuidora con generación	Contratos	37,01	5,37
Total Distribuidora con generación		37,01	5,37
Total general		750,44	3,14

En la siguiente figura se presenta la variación mensual del precio medio durante el 2018, 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 2018 se registró un precio medio de la energía vendida de las empresas de generación de 3 USD ϵ /kWh. El precio medio más bajo lo registró CELEC EP - Coca Codo Sinclair con 0,94 USD ϵ /kWh, mientras que los precios más altos lo registraron las centrales fotovoltaicas con 40,03 USD ϵ /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 CELEC EP - Enerjubones presenta un valor de 0,20 USD ϵ /kWh, debido a que la central Minas San Francisco inicio la operación experimental a partir del 01 de noviembre de 2018 y la notificación de operación comercial fue recibida a partir del 01 de enero de 2019.

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	7.705,08	94.589.869,05	1,23	
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.488,44	61.212.237,26	0,94	
	CELEC-Hidroagoyán	2.082,51	43.415.526,60	2,08	
	CELEC-Electroguayas	1.498,46	131.477.677,17	8,77	
	CELEC-Hidronación	982,40	25.297.531,49	2,58	
	CELEC-Termogas Machala	877,73	53.611.379,55	6,11	
	CELEC-Termoesmeraldas	586,16	50.960.238,94	8,69	
	Elecaastro	404,23	24.484.232,73	6,06	
	CELEC-Termopichincha	383,30	81.469.215,44	21,25	
	CELEC-Termomanabí	352,11	43.005.425,32	12,21	
	CELEC-Gensur	331,23	7.340.796,03	2,22	
	CELEC-Enerjubones	101,25	202.495,30	0,20	
	IPNEGAL	57,27	4.469.160,08	7,80	
	Hidrosibimbe	44,49	1.379.340,67	3,10	
	EPMAPS	41,47	570.787,33	1,38	
	Generoca	38,84	3.349.324,12	8,62	
	CELEC-Hidroazogues	22,14	1.660.925,38	7,50	
	EMAC-BGP	5,16	571.937,17	11,08	
	ElitEnergy	4,99	324.830,41	6,51	
	Electrisol	1,58	632.005,46	40,03	
	Valsolar	1,39	554.590,43	40,03	
	Enersol	0,62	249.666,13	40,03	
	Total Contratos		22.010,84	630.829.192,08	2,87
	T. de corto plazo	Ecuagesa	208,00	14.310.440,34	6,88
		Hidrosigchos	99,29	6.532.521,67	6,58
		Hidrovictoria	46,08	3.303.603,29	7,17
		Hidrotambo	40,56	2.908.214,53	7,17
Gasgreen		28,09	4.223.907,10	15,04	
Gransolar		5,82	2.330.561,38	40,03	
Epfotovoltaica		2,96	1.183.627,99	40,03	
San Pedro		1,68	673.204,43	40,03	
Gonzanergy		1,65	658.721,69	40,03	
Sabiangosolar		1,56	623.156,88	40,03	
Lojaenergy		1,55	618.783,99	40,03	
Surenergy		1,46	583.267,43	40,03	
Renova Loja		1,37	547.649,98	40,03	
Solsantros		1,26	503.268,62	40,03	
Brineforcorp		1,22	488.962,10	40,03	
Saracaysol		1,22	488.238,59	40,03	
Sanersol		1,21	484.139,06	40,03	
Sansau		1,19	476.888,14	40,00	
Wildtecsa		1,19	475.875,60	40,00	
Solsantonio		1,16	465.745,80	40,03	
Solchacras		1,15	460.487,43	40,03	
Solhuaqui		1,14	455.767,64	40,03	
Genrenotec		1,11	443.541,25	40,03	
Altgenotec		1,08	434.234,16	40,03	
Elecaastro		0,80	55.655,02	6,94	
CELEC-Hidronación		0,30	18.603,10	6,21	
CELEC-Gensur		0,26	23.506,54	9,05	
Total T. de corto plazo		454,34	43.772.573,74	9,63	
Otros	Hidrosibimbe	35,92	915.427,86	2,55	
Total Otros		35,92	915.427,86	2,55	
Total general		22.501,10	675.517.193,69	3,00	

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 contratos regulados, las cuales fueron liquidadas por el CE-NACE. El precio medio de la energía vendida fue 5,37 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	398,77	15,57	3,90	
E.E. Riobamba		85,91	1,94	2,25	
CNEL-Guayaquil (1)		68,35	13,09	19,15	
E.E. Norte		56,14	1,87	3,33	
E.E. Cotopaxi		50,98	1,36	2,67	
E.E. Sur		16,45	2,70	16,42	
E.E. Ambato		12,89	0,48	3,73	
Total general			689,50	37,01	5,37

(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 5,48 USD ¢/kWh en el 2018. 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	Hidosanbartolo	163,16	10.132.269,76	6,21
	Hidroalto	101,18	6.283.166,27	6,21
	Hidronormandía	81,14	4.982.521,77	6,14
	Hidroabanico	80,51	2.447.158,32	3,04
	Enermax	33,30	1.032.032,27	3,10
	Ecoluz	18,06	558.807,69	3,09
	Moderna Alimentos	2,25	90.058,16	4,00
	SERMAA EP	0,60	88.918,59	14,73
	Perlabí	0,26	10.497,84	4,00
	Total Contratos		480,47	25.625.430,67
T. de corto plazo	San Carlos	121,41	11.643.044,43	9,59
	Ecoelectric	39,10	206.058,71	0,53
	Coazucar	34,68	56.242,96	0,16
	UNACEM	7,63	64.962,44	0,85
	Hidroimbabura	1,60	114.560,27	7,17
	Municipio Cantón Espejo	0,97	48.210,00	4,95
Total T. de corto plazo		205,39	12.133.078,81	5,91
Otros	I.M. Mejía	3,19	-	-
	SERMAA EP	2,63	157.820,37	6,00
	Vicunha	0,12	-	-
Total Otros		5,94	157.820,37	2,66
Total general		691,79	37.916.329,84	5,48

Las empresas con mayor precio medio fueron SERMAA EP y San Carlos, registraron un valor de 14,73 USD ¢/kWh y 9,59 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 2018 un total de 22.620,22 GWh equivalentes a 866,92 MUSD, obteniendo un precio medio de compra de 3,83 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.

Los valores bajos del precio medio de compra de las Empresas Eléctricas Ambato, Riobamba, Sur y Azogues se deben a la aplicación del Mecanismo para liquidación de los costos de generación y transmisión eléctrica aprobados con Resolución Nro. ARCONEL 005/16 de 9 de marzo de 2016, y cuya aplicación se mantuvo en el período enero - diciembre de 2018 según Resolución Nro. ARCONEL 052/17.

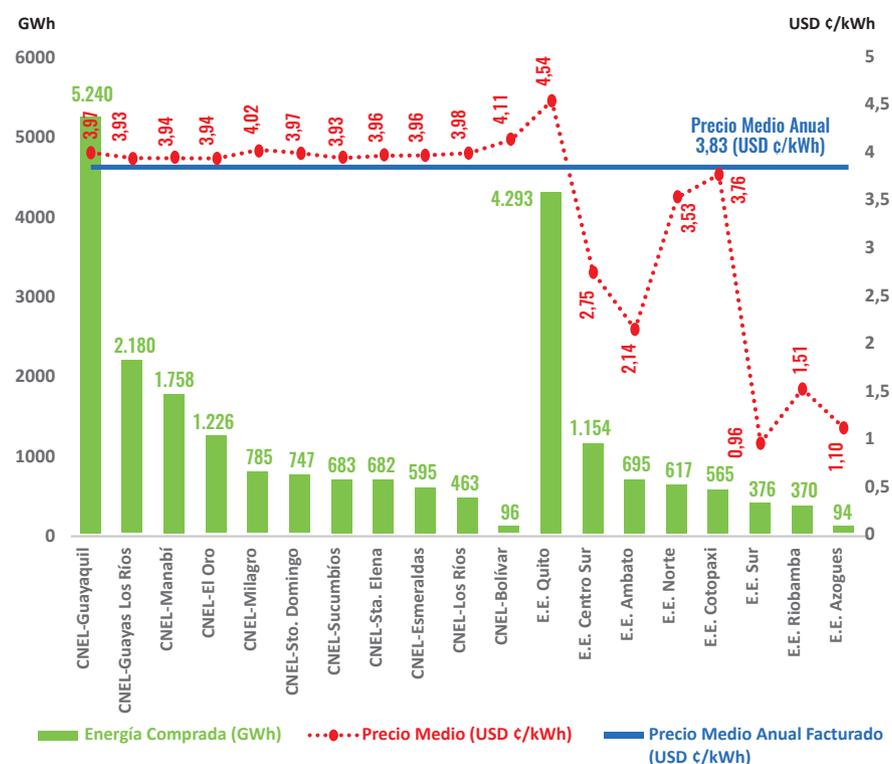
Tabla Nro. 67: Precio medio de la energía comprada por las empresa distribuidoras

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Compra de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.240,28	208,15	3,97
CNEL-Guayas Los Ríos	2.179,68	85,61	3,93
CNEL-Manabí	1.758,32	69,28	3,94
CNEL-El Oro	1.225,54	48,27	3,94
CNEL-Milagro	785,31	31,58	4,02
CNEL-Sto. Domingo	747,29	29,70	3,97
CNEL-Sucumbios	682,75	26,85	3,93
CNEL-Sta. Elena	681,86	26,97	3,96
CNEL-Esmeraldas	594,93	23,54	3,96
CNEL-Los Ríos	463,30	18,45	3,98
CNEL-Bolívar	96,46	3,96	4,11
Total CNEL EP	14.455,72	572,35	3,96
E.E. Quito	4.292,84	194,69	4,54
E.E. Centro Sur	1.153,73	31,73	2,75
E.E. Ambato	695,11	14,86	2,14
E.E. Norte	617,14	21,79	3,53
E.E. Cotopaxi	564,76	21,26	3,76
E.E. Sur	376,41	3,62	0,96
E.E. Riobamba	370,49	5,58	1,51
E.E. Azogues	94,02	1,04	1,10
Total otras empresas	8.164,50	294,57	3,61
Total empresas distribución	22.620,22	866,92	3,83

⁶ El valor de 9,28 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 realiza 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 20.000,62 GWh, por un valor de 1.855,92 MUSD, obteniendo un precio medio para la energía facturada a clientes regulados de 9,28 USD ¢/kWh⁶.

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	4.629,88	416,82	9,00
CNEL-Guayas Los Ríos	1.848,21	178,71	9,67
CNEL-Manabí	1.343,72	114,56	8,53
CNEL-EI Oro	1.043,24	98,57	9,45
CNEL-Milagro	662,67	61,37	9,26
CNEL-Sto. Domingo	661,94	66,40	10,03
CNEL-Sucumbíos	626,34	52,16	8,33
CNEL-Sta. Elena	576,97	56,87	9,86
CNEL-Esmeraldas	464,40	39,18	8,44
CNEL-Los Ríos	384,49	35,96	9,35
CNEL-Bolívar	88,96	8,53	9,59
Total CNEL EP	12.330,81	1.129,12	9,16
E.E. Quito	4.045,56	372,27	9,20
E.E. Centro Sur	1.074,07	104,53	9,73
E.E. Ambato	655,93	63,38	9,66
E.E. Norte	558,29	56,34	10,09
E.E. Cotopaxi	512,60	46,36	9,04
E.E. Sur	342,80	36,07	10,52
E.E. Riobamba	340,77	34,07	10,00
E.E. Azogues	88,65	8,22	9,27
E.E. Galápagos	51,13	5,56	10,87
Total Empresas Eléctricas	7.669,82	726,80	9,48
Total general	20.000,62	1.855,92	9,28

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	7.400,31	751,29	10,15
Comercial	3.830,56	397,82	10,39
Industrial	5.091,68	407,85	8,01
A. Público	1.310,36	132,09	10,08
Otros	2.367,71	166,87	7,05
Total general	20.000,62	1.855,92	9,28

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

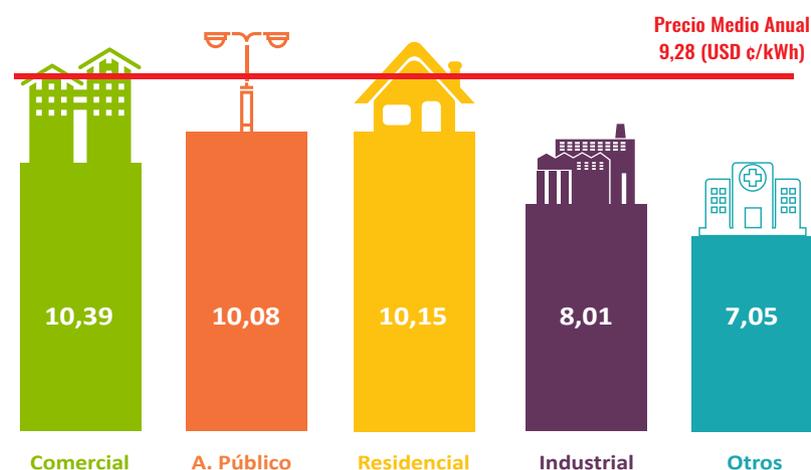
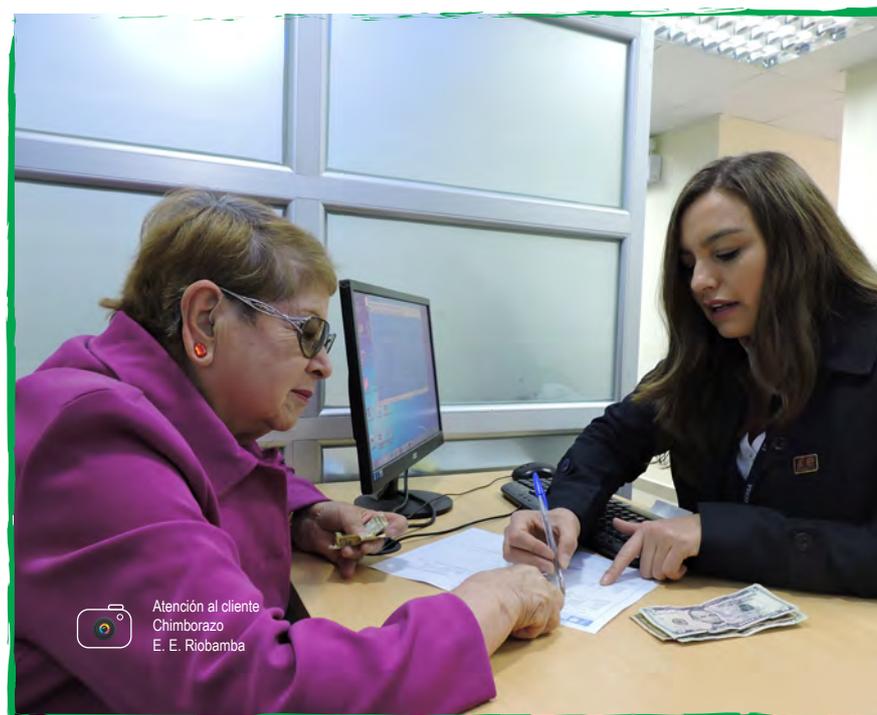
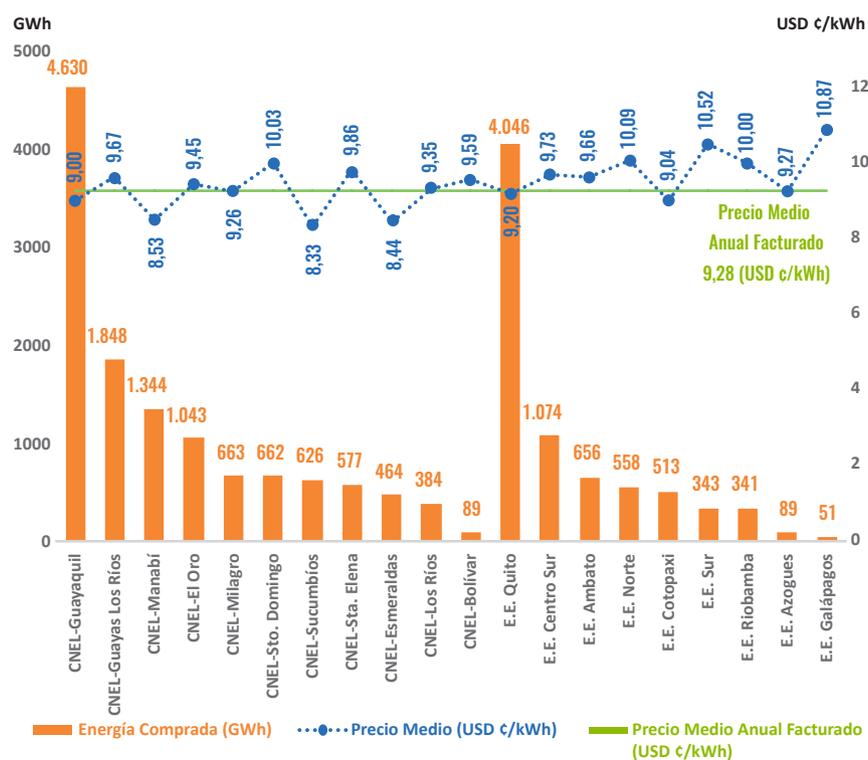
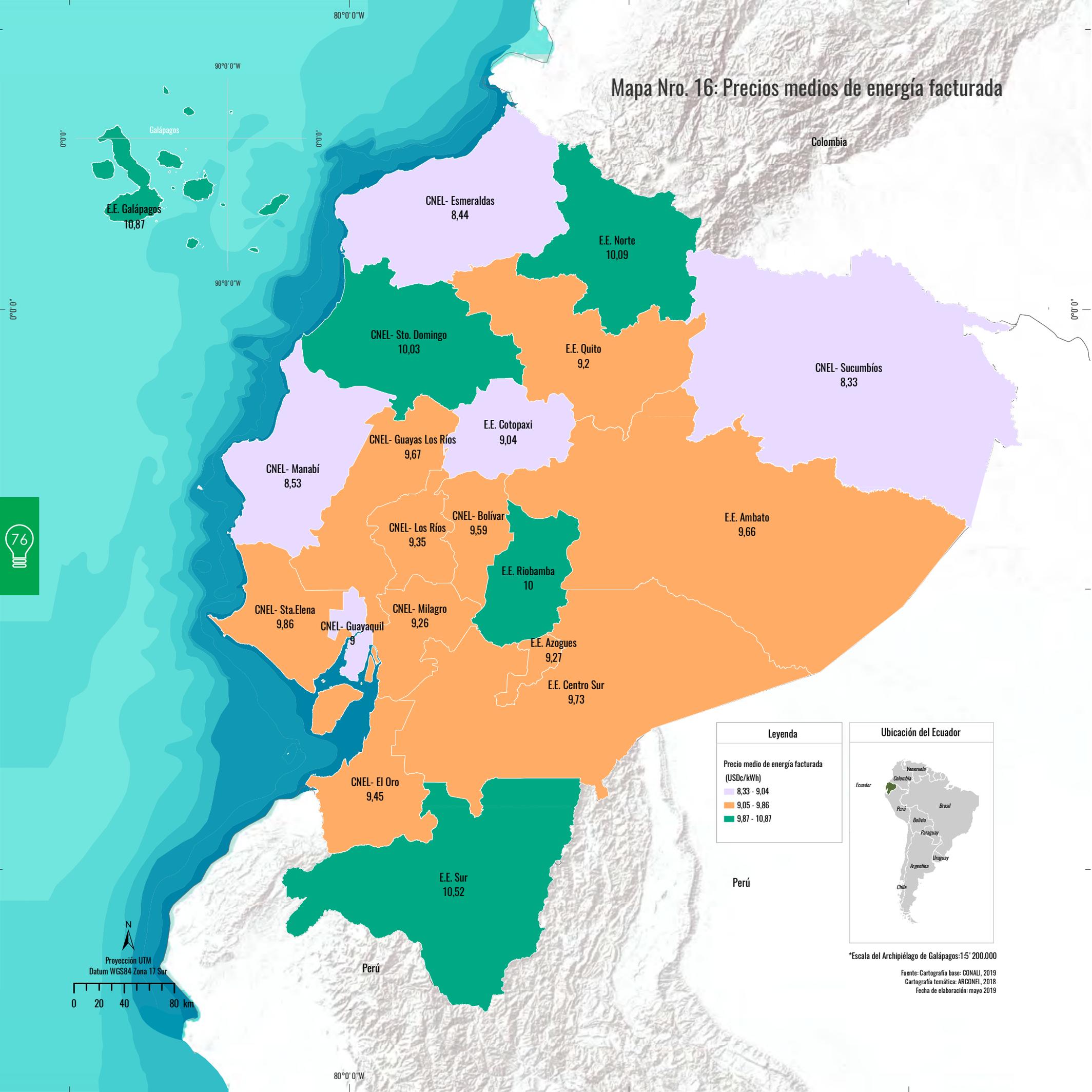


Figura Nro. 75: Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras



Mapa Nro. 16: Precios medios de energía facturada



Leyenda

Precio medio de energía facturada (USDc/kWh)

- 8,33 - 9,04
- 9,05 - 9,86
- 9,87 - 10,87

Ubicación del Ecuador

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

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
 Cartografía temática: ARGONEL, 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019

Proyección UTM
 Datum WGS84 Zona 17 Sur

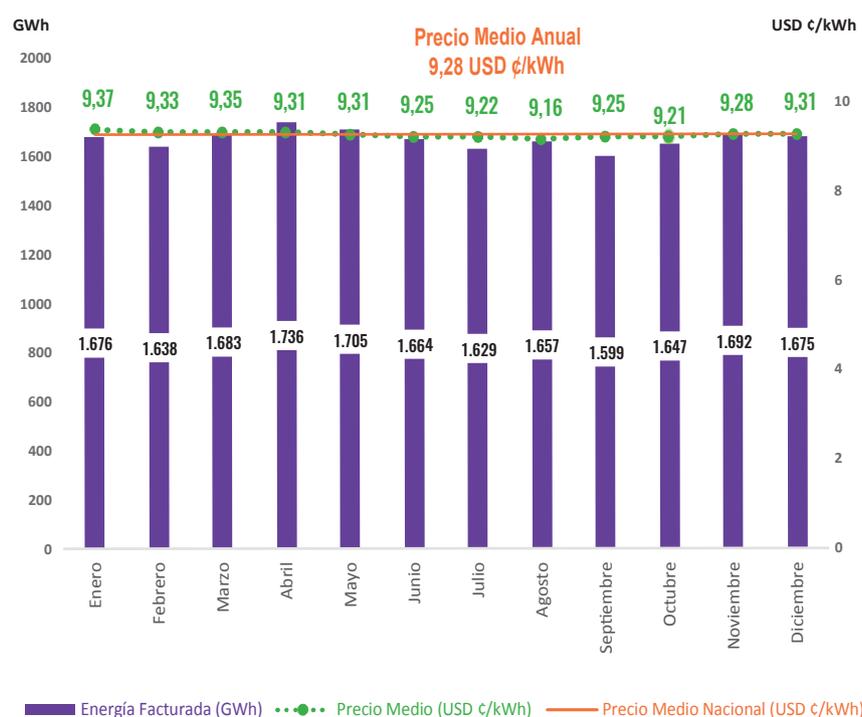
2.7.6. Evolución mensual del precio medio de la energía facturada a clientes regulados

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	1.676,12	157,14	9,37
Febrero	1.637,89	152,77	9,33
Marzo	1.683,38	157,46	9,35
Abril	1.736,06	161,70	9,31
Mayo	1.705,20	158,68	9,31
Junio	1.663,73	153,83	9,25
Julio	1.628,85	150,24	9,22
Agosto	1.656,82	151,72	9,16
Septiembre	1.598,87	147,82	9,25
Octubre	1.646,85	151,72	9,21
Noviembre	1.692,09	156,99	9,28
Diciembre	1.674,77	155,84	9,31
Total general	20.000,62	1.855,92	9,28

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 2018 registró un total de 255,66 GWh, de los cuales 233,53 GWh, 91,34 % fueron transferidos a Colombia; y, 22,13 GWh, 8,66 % a Perú.

El valor total de la energía exportada fue 6,22 MUSD. De esto 5,86 MUSD, 94,23 % corresponden a lo exportado hacia Colombia y 0,36 MUSD, 5,77 % hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía se situó en 2,43 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 2,51 USD ¢/kWh, y para Perú a 1,62 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	117.738,0	2.215.756,3	1,88
	Feb	23.198,7	623.801,3	2,69
	Mar	5.512,4	373.995,9	6,78
	Abr	17.650,3	554.582,8	3,14
	May	14.267,0	135.542,4	0,95
	Jun	6.891,8	75.752,7	1,10
	Jul	2.185,0	42.199,3	1,93
	Ago	10.475,5	148.720,4	1,42
	Sep	2.988,5	90.351,9	3,02
	Oct	152,5	20.937,3	13,73
	Nov	195,1	9.113,2	4,67
	Dic	32.272,5	1.566.576,5	4,85
Total Colombia		233.527,2	5.857.330,0	2,51
Perú	Ene	52,8	7.463,6	14,14
	Feb	2.190,9	98.770,0	4,51
	Mar	71,2	8.040,5	11,29
	Abr	63,1	7.058,7	11,19
	May	60,3	7.009,5	11,62
	Jun	1.780,4	24.511,1	1,38
	Jul	3.811,5	43.449,7	1,14
	Ago	6.869,9	69.720,1	1,01
	Sep	7.044,0	70.497,6	1,00
	Oct	61,2	7.113,7	11,63
	Nov	63,1	7.302,0	11,57
	Dic	64,4	7.424,3	11,53
Total Perú		22.132,7	358.360,7	1,62
Total general		255.659,95	6.215.690,79	2,43

Lo exportado a través del SNT representó 254,56 GWh, de los cuales 233,15 GWh, 91,6 % fueron exportados a Colombia; y, 21,40 GWh, 8,41 % a Perú.

El valor exportado a través de líneas de transmisión representó 6,10 MUSD; 5,82 MUSD, 95,45 % corresponden a lo exportado hacia Colombia; y, 0,27 MUSD, 4,55 % hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía a través de líneas de transmisión se situó en 2,40 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 2,50 USD ¢/kWh, y para Perú a 1,30 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	117.706,00	2.212.832,82	1,88
	Feb	23.174,53	621.432,52	2,68
	Mar	5.477,85	370.797,98	6,77
	Abr	17.619,64	551.707,28	3,13
	May	14.236,74	132.715,89	0,93
	Jun	6.865,42	73.139,09	1,07
	Jul	2.158,80	39.849,59	1,85
	Ago	10.448,70	146.377,53	1,40
	Sep	2.954,57	87.466,62	2,96
	Oct	121,57	18.276,01	15,03
	Nov	163,36	6.415,52	3,93
	Dic	32.228,96	1.563.044,62	4,85
Total Colombia		233.156,14	5.824.055,47	2,50
Perú	Ene	-	-	-
	Feb	2.141,94	97.346,93	4,54
	Mar	-	-	-
	Abr	-	-	-
	May	-	-	-
	Jun	1.720,20	17.546,00	1,02
	Jul	3.751,92	36.512,76	0,97
	Ago	6.805,06	62.222,49	0,91
	Sep	6.986,39	63.733,00	0,91
	Oct	-	-	-
	Nov	-	-	-
	Dic	-	-	-
Total Perú		21.405,51	277.361,18	1,30
Total general		254.561,65	6.101.416,65	2,40

La exportación a través de redes de distribución representó 1,10 GWh, de los cuales 0,37 GWh, 33,79 % fueron exportados por la Unidad de Negocio Sucumbíos de CNEL EP y la E.E. Norte a Colombia; y, 0,73 GWh, 66,21 % por la E. E. Sur a Perú.

El valor exportado a través de redes de distribución representó 0,11 MUSD, de los cuales 0,03 MUSD, 29,12 % fueron exportados por la Unidad de Negocio Sucumbíos de la CNEL EP y la E.E. Norte a Colombia; y, 0,08 MUSD, 70,88 % por la E. E. Sur a Perú.

El precio medio de lo exportado a través de redes de distribución se situó en 10,40 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 8,97 USD ¢/kWh, y para Perú a 11,14 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	E.E. Norte	Ene	1,50	413,13	27,52
		Feb	1,70	427,40	25,11
		Mar	1,60	420,30	26,24
		Abr	1,80	429,78	23,84
		May	1,80	434,43	24,12
		Jun	1,63	422,15	25,93
		Jul	1,49	158,26	10,64
		Ago	1,50	149,89	9,97
		Sep	1,90	178,29	9,36
		Oct	1,40	142,51	10,18
		Nov	1,52	150,46	9,91
		Dic	2,18	198,03	9,08
	CNEL-Sucumbios	Ene	30,46	2.510,37	8,24
		Feb	22,45	1.941,36	8,65
		Mar	33,00	2.777,63	8,42
		Abr	28,84	2.445,79	8,48
		May	28,45	2.392,06	8,41
		Jun	24,72	2.191,45	8,87
		Jul	24,70	2.191,45	8,87
		Ago	25,34	2.193,02	8,65
		Sep	32,05	2.706,97	8,45
		Oct	29,48	2.518,80	8,54
		Nov	30,27	2.547,22	8,42
		Dic	41,32	3.333,83	8,07
Total Colombia		371,10	33.274,58	8,97	
Perú	E.E. Sur	Ene	52,78	7.463,57	14,14
		Feb	48,95	1.423,06	2,91
		Mar	71,21	8.040,48	11,29
		Abr	63,07	7.058,72	11,19
		May	60,30	7.009,51	11,62
		Jun	60,17	6.965,11	11,58
		Jul	59,62	6.936,91	11,63
		Ago	64,83	7.497,63	11,57
		Sep	57,61	6.764,61	11,74
		Oct	61,17	7.113,67	11,63
		Nov	63,09	7.302,03	11,57
		Dic	64,40	7.424,26	11,53
Total Perú		727,20	80.999,56	11,14	
Total general		1.098,30	114.274,14	10,40	

2.8.2 Importación de energía eléctrica

En el 2018 las importaciones de energía se efectuaron con Colombia a través del SNT y con Perú a través de redes de distribución, se registraron un total de 106.081,41 MWh, de los cuales 106.076,50 MWh, 99,99 % fueron importados desde Colombia; y, 4,90 MWh, 0,01 % fueron importados desde Perú.

El valor total de la energía importada fue 4.633.108,15 USD, de los cuales 4.632.579,13 USD, 99,99 % fueron importados a través del SNT

desde Colombia; y, 529,02 USD, 0,01 % fueron importados a través de redes de distribución desde Perú.

El precio medio ponderado de la energía importada fue 4,37 USD ¢/kWh, para Colombia se importó a 4,37 USD ¢/kWh, y para Perú a 10,79 USD ¢/kWh.

Con respecto a la energía total generada a nivel nacional (29.243,59 GWh) la importación representó 0,36 %.

Tabla Nro. 74: Energía importada SNT y redes de distribución

Empresa	Mes	"Energía"	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	19,34	1.273,51	6,59
	Feb	42,34	3.216,02	7,60
	Mar	17,91	1.580,66	8,82
	Abr	158,98	10.079,28	6,34
	May	130,52	5.416,04	4,15
	Jun	226,86	3.506,30	1,55
	Jul	314,69	5.456,82	1,73
	Ago	348,38	7.217,99	2,07
	Sep	394,67	11.889,90	3,01
	Oct	57.674,57	2.453.002,02	4,25
	Nov	46.566,08	2.122.813,20	4,56
	Dic	177,27	7.127,39	4,02
Total Colombia		106.071,60	4.632.579,13	4,37
Perú	Ene	0,45	58,82	12,98
	Feb	0,45	55,06	12,24
	Mar	0,45	75,06	16,68
	Abr	0,45	53,90	11,98
	May	0,45	73,62	16,36
	Jun	0,45	53,14	11,81
	Jul	0,45	53,14	11,81
	Ago	0,45	53,14	11,81
	Sep	0,45	53,14	11,81
	Oct	0,45	-	-
	Nov	0,40	-	-
	Dic	-	-	-
Total Perú		4,90	529,02	10,79
Total general		106.076,50	4.633.108,15	4,37

2.8.3 Comparativo del precio medio de transacciones internacionales

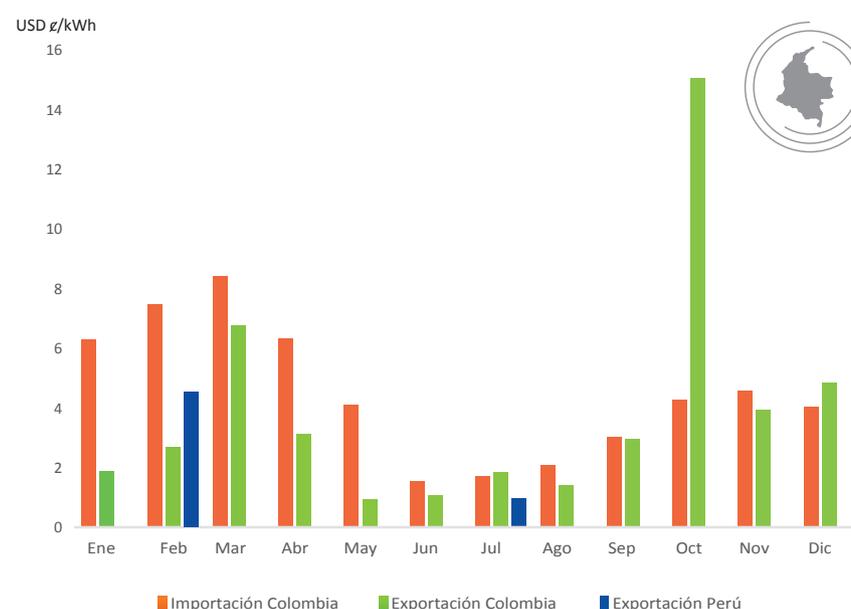
En la tabla Nro. 75 y figuras 84 a 85, se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica en el SNT; los resultados muestran que el precio medio de importación fue superior al de exportación.

⁷ Información tomada del Informe Anual 2018 presentado por CENACE

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

Mes	Importación		Exportación	
	Colombia	Perú	Colombia	Perú
Ene	6,28	-	1,88	
Feb	7,47	-	2,68	4,54
Mar	8,41	-	6,77	
Abr	6,31	-	3,13	
May	4,09	-	0,93	
Jun	1,52	-	1,07	
Jul	1,72	-	1,85	0,97
Ago	2,06	-	1,40	
Sep	3,00	-	2,96	
Oct	4,25	-	15,03	
Nov	4,56	-	3,93	
Dic	4,02	-	4,85	
Ponderado	4,37	-	2,50	1,30

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



2.9 Información operativa del sector eléctrico⁷

2.9.1 Características de la operación del Sistema Nacional Interconectado, SNI

En esta sección se presenta información operativa recopilada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), mismo que se encarga de supervisar y coordinar la operación integrada del sector eléctrico ecuatoriano.

2.9.1.1 Producción

2.9.1.1.1 Factores de planta

En la tabla Nro. 76: se detallan los factores de planta de las centrales hidráulicas y térmicas más representativas del SNI, considerando un periodo de 8.760 horas para las que operaron todo el año y su proporcional en horas para las nuevas centrales.

Las centrales que tienen mayor aporte a la producción energética registran factores de planta superiores al 40 %. En el caso específico de la central Coca Codo Sinclair, el factor de planta fue 46,6 % considerando una capacidad efectiva de 1.500 MW; sin embargo, si se toma en cuenta su capacidad operativa de 1.200 MW, se eleva a 58,2 %. Paute por su parte, registra un factor de 49 % superior al 46,1 % registrado en el 2017. Estos factores de planta están relacionados con la hidrología asociada a cada generador o central hidráulica

Tabla Nro. 76: Factor de planta por central de generación (%)

FACTOR DE PLANTA POR CENTRAL DE GENERACIÓN					
CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	FACTOR DE PLANTA	CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	FACTOR DE PLANTA
Hidroabanico	Hidroeléctrica	95,95	Delsitanisagua	Hidroeléctrica	54,64
El Inga	ERNC	89,83	Río Calope	Hidroeléctrica	52,57
San Bartolo	Hidroeléctrica	88,82	Hidrovictoria	Hidroeléctrica	51,93
Saymirín 5	Hidroeléctrica	87,49	Gonzalo Zevallos	Tpermica	51,32
Chillos	Hidroeléctrica	86,77	Villonaco	Eólica	49,88
Alao	Hidroeléctrica	85,56	Manduriacu	Hidroeléctrica	49,78
Alazán	Hidroeléctrica	84,17	Sopladora	Hidroeléctrica	49,15
Topo	Hidroeléctrica	82,58	Paute - Molino	Hidroeléctrica	49,05
Ocaña	Hidroeléctrica	78,95	San Francisco	Hidroeléctrica	48,40
Loreto	Hidroeléctrica	78,64	Esmeraldas	Térmica	48,05
Due	Hidroeléctrica	75,83	Saucay	Hidroeléctrica	47,73
La Playa	Hidroeléctrica	74,84	Nayón	Hidroeléctrica	47,39
Carlos Mora	Hidroeléctrica	71,31	Marcel Laniado de Win	Hidroeléctrica	46,75
Pichacay	ERNC	67,79	Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica	46,59
Agoyán	Hidroeléctrica	65,77	Mazar	Hidroeléctrica	45,81
Palmira	Hidroeléctrica	64,76	Papallacta	Hidroeléctrica	44,04
Illuchi 1	Hidroeléctrica	64,30	Trinitaria	Térmica	43,85
El Carmen	Hidroeléctrica	64,08	La Península	Hidroeléctrica	43,07
Normandía	Hidroeléctrica	62,16	El Ambi	Hidroeléctrica	40,08
Sigchos	Hidroeléctrica	61,52	Cumbayá	Hidroeléctrica	37,96
Illuchi 2	Hidroeléctrica	61,15	Ecoelectric	ERNC	36,74
Santa Elena II	Térmica	60,57	Guangopolo - H	Hidroeléctrica	34,57
Machala Gas	Térmica	59,21	Recuperadora	Hidroeléctrica	34,56
San Miguel de Car	Hidroeléctrica	58,31	Ingenio San Carlos	ERNC	33,97
Isimanchi	Hidroeléctrica	58,05	Pucará	Hidroeléctrica	33,35
Pasochoa	Hidroeléctrica	57,33	Jaramijó	Térmica	32,39
San José de Tambo	Hidroeléctrica	56,28	Pusuno 1	Hidroeléctrica	30,32
Hidrosibimbe	Hidroeléctrica	54,99	Baba	Hidroeléctrica	28,25

2.9.1.2 Demanda de energía y potencia mensuales

En la tabla Nro. 77: se incluye un cuadro comparativo mensual de la demanda de potencia, y la relación de crecimiento en el 2018, el cual alcanzó el 5,01 % en potencia frente al 2017.

Tabla Nro. 77: Evolución mensual de la demanda de potencia (MW)

MES	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh) *		
	2017	2018	% DE CAMBIO
Enero	3.689,18	3.815,28	↑ 3,42 %
Febrero	3.645,86	3.748,54	↑ 2,82 %
Marzo	3.692,24	3.905,45	↑ 5,77 %
Abril	3.683,19	3.933,41	↑ 6,79 %
Mayo	3.687,69	3.816,81	↑ 3,50 %
Junio	3.561,15	3.673,05	↑ 3,14 %
Julio	3.440,82	3.578,29	↑ 4,00 %
Agosto	3.435,24	3.585,30	↑ 4,37 %
Septiembre	3.577,25	3.799,52	↑ 6,21 %
Octubre	3.674,02	3.657,19	↓ -0,46 %
Noviembre	3.586,63	3.773,64	↑ 5,21 %
Diciembre	3.745,77	3.856,97	↑ 2,97 %
Total/Máximo	3.745,77	3.933,41	5,01 %

La máxima demanda de potencia se registró el martes 24 de abril de 2018 a las 19:00 horas, alcanzando 3.933,41 MW.

Figura Nro. 79: Demanda de potencia 2017 (MW)

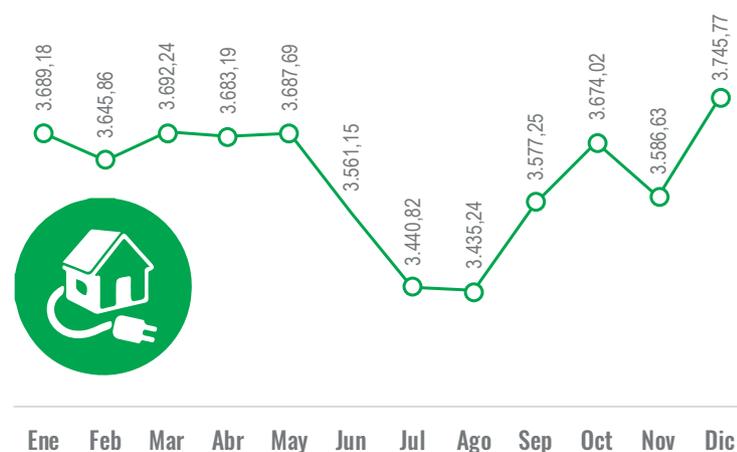


Figura Nro. 80: Demanda de potencia 2018 (MW)

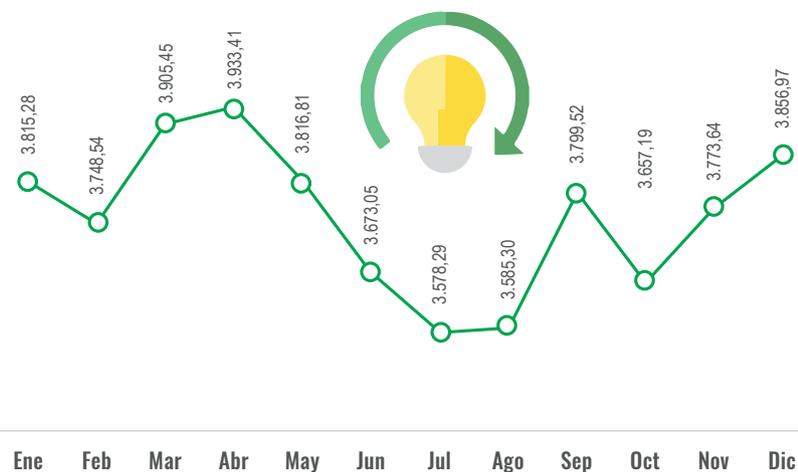
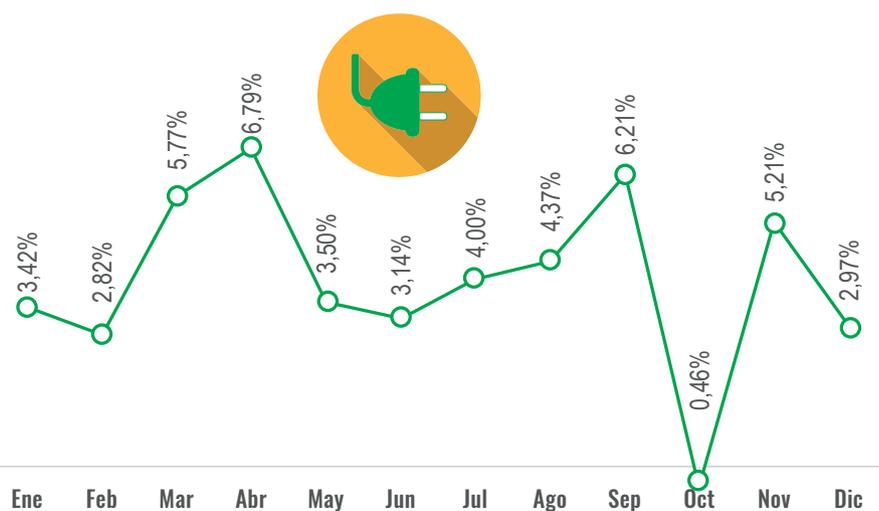


Figura Nro. 81: Crecimiento de la demanda de potencia (%)



2.9.2 Demanda máxima de potencia de las empresas distribuidoras

En la tabla Nro. 78: y figura Nro. 82: se muestra la demanda máxima de potencia registrada en el 2018 en cada una de las empresas distribuidoras.

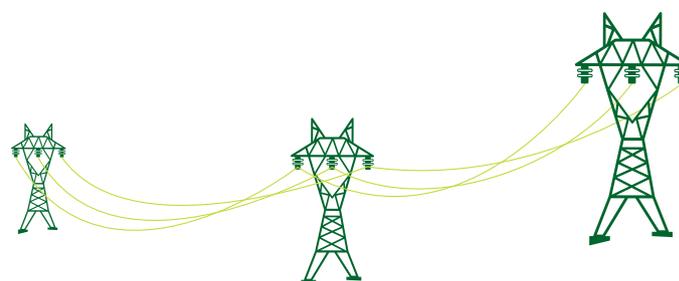
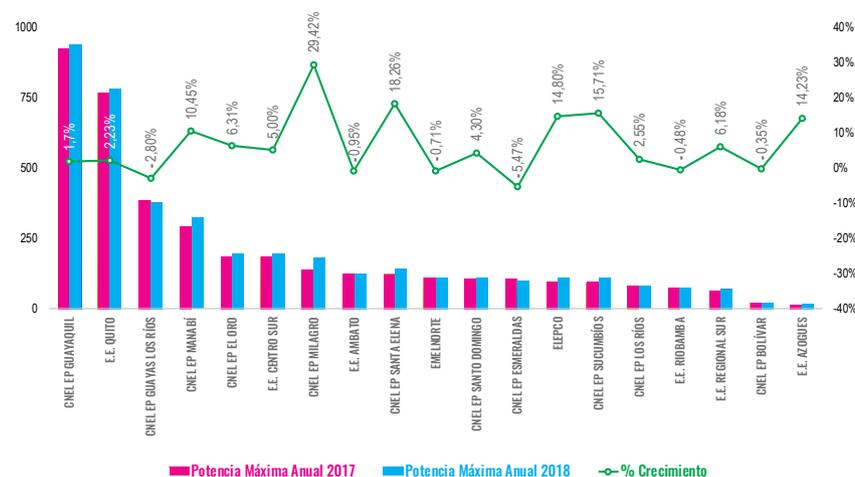
Tabla Nro. 78: Evolución mensual de la demanda (MW)

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA			
Empresa Distribuidora	Potencia Máxima Anual (2017)	Potencia Máxima Anual (2018)	% Crecimiento
CNEL EP GUAYAQUIL	923,95	940,01	1,7%
E.E. QUITO	766,64	783,74	2,23%
CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS	385,92	375,13	-2,80%
CNEL EP MANABÍ	291,86	322,36	10,45%
CNEL EP EL ORO	186,32	198,07	6,31%
E.E. CENTRO SUR	186,09	195,39	5,00%
CNEL EP MILAGRO	139,45	180,48	29,42%
E.E. AMBATO	125,78	124,59	-0,95%
CNEL EP SANTA ELENA	121,11	143,23	18,26%
EMELNORTE	109,3	108,52	-0,71%
CNEL EP SANTO DOMINGO	106,08	110,64	4,30%
CNEL EP ESMERALDAS	106,06	100,26	-5,47%
ELEPCO	96,15	110,38	14,80%
CNEL EP SUCUMBÍOS	93,93	108,69	15,71%
CNEL EP LOS RÍOS	79,54	81,57	2,55%
E.E. RIOBAMBA	72,99	72,64	-0,48%
E.E. REGIONAL SUR	65,01	69,03	6,18%
CNEL EP BOLÍVAR	20,21	20,14	-0,35%
E.E. AZOGUES	14,13	16,14	14,23%

El máximo valor de crecimiento de la demanda registrado corresponde a CNEL EP – Milagro, debido al incremento de toma de carga de ADELCA que, en el 2018 llegó a un máximo de 75 MW, mientras que en el 2017 el mayor valor alcanzado fue de 15,4 MW.

Las empresas que registraron los mayores crecimientos fueron: CNEL EP – Milagro en la costa; CNEL EP – Sucumbíos en el oriente y la E. E. Cotopaxi en la Sierra, mientras que CNEL EP –Esmeraldas y la E.E. Ambato presentaron un decrecimiento en su demanda

Figura Nro. 82: Demanda máxima de potencia (MW)



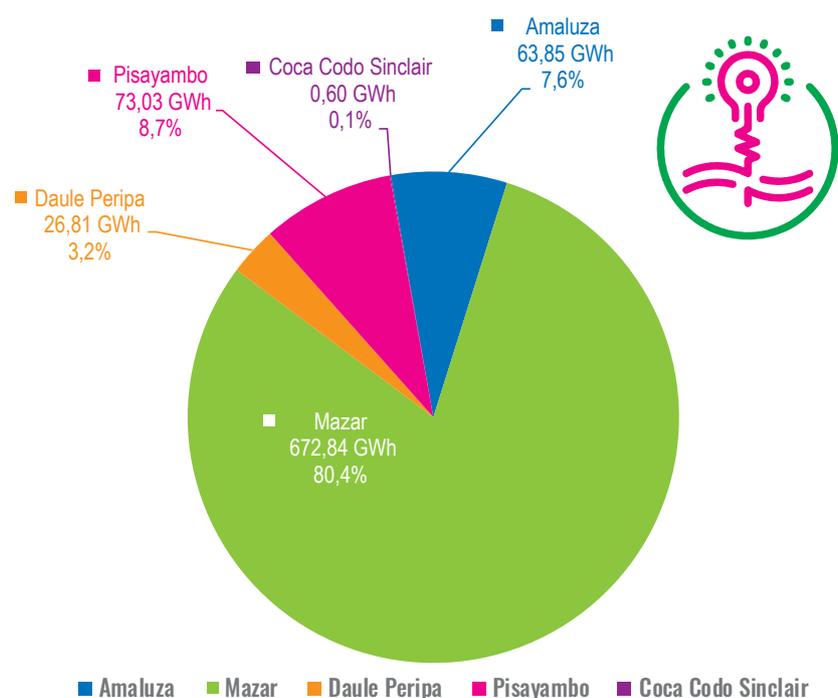
2.9.3 Reservas e Indisponibilidades

2.9.3.1 Reservas de generación

La reserva se calcula en función a los niveles de embalse alcanzados hasta finales de año, mismos que registraron las siguientes cotas: Mazar (2.145,69 msnm); Amaluza (1.982,12 msnm); Daule Peripa (71,36 msnm); Pisayambo (3.559,94 msnm) y Coca Codo Sinclair (1.222,5 msnm). Al 31 de diciembre de 2018, la reserva energética en los embalses llegó a 837,13 GWh, con una diferencia de 40,13 GWh superior a la del 2017 y un crecimiento del 5 %.

Las reservas individuales de cada embalse, en función del nivel alcanzado aportaron con los valores indicados en la figura Nro. 83

Figura Nro. 83: Reserva energética, 2018



En la figura Nro. 84 y figura Nro. 85 se presenta la evolución mensual total y por embalse de la reserva energética, en donde se evidencia que el valor máximo se registró en junio, alcanzando un total de 1.496,72 GWh con un aporte mayoritario del embalse Mazar (836,21 GWh); y, la mínima reserva se presentó en febrero llegando a los 582,87 GWh, con una participación mayoritaria del embalse Mazar (340,97 GWh).

Figura Nro. 84: Reserva mensual de energía (GWh)

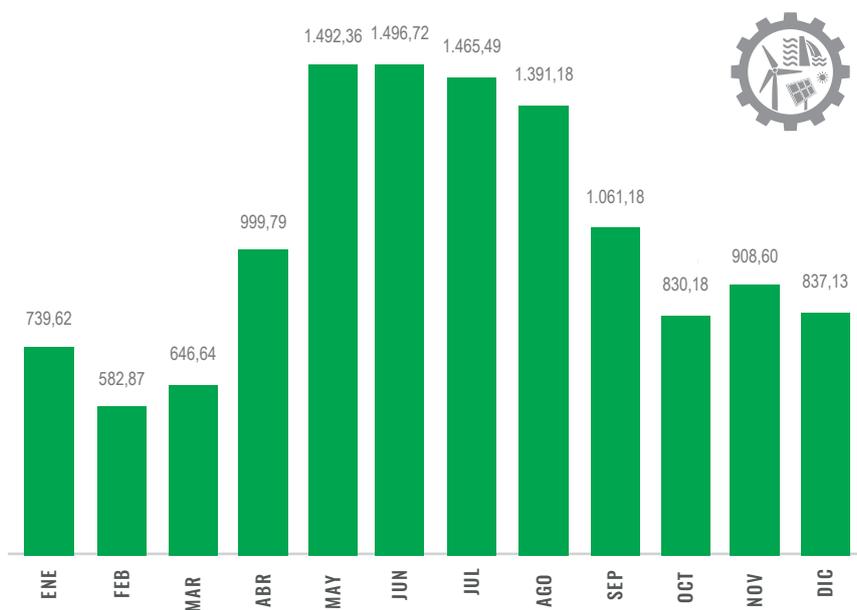
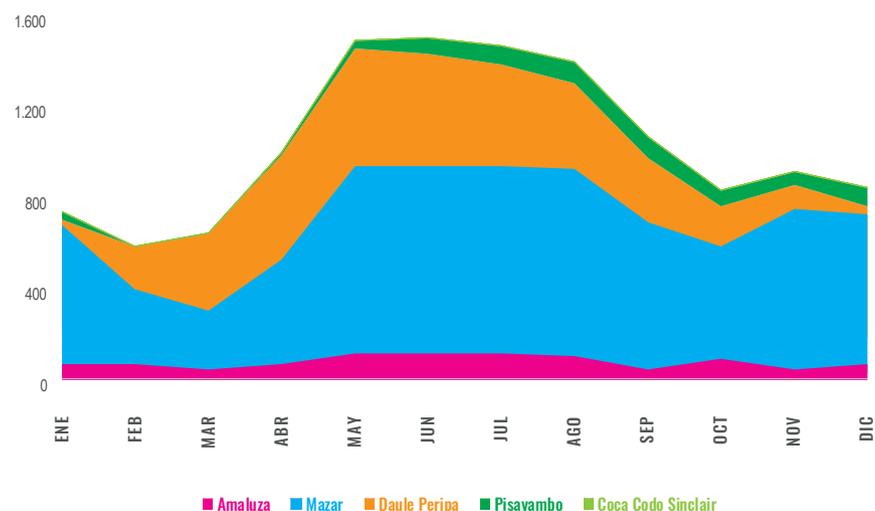


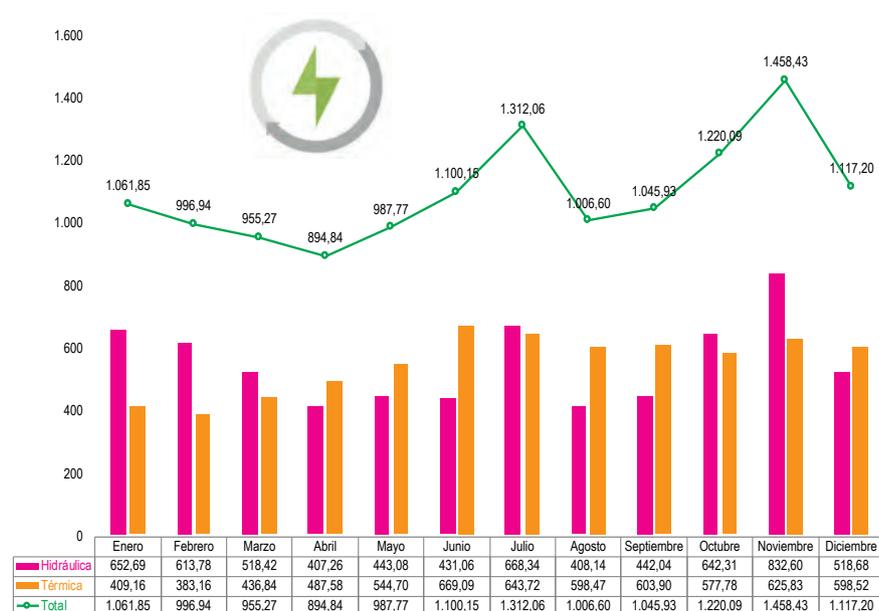
Figura Nro. 85: Reserva energética mensual por embalse (m³/s)



2.9.3.2 Indisponibilidad de generación

La potencia indisponible promedio total alcanzó los 1.097 MW, compuesta por 548 MW de indisponibilidad hidráulica y 549 MW de indisponibilidad térmica; lo cual representó el 16 % de la potencia efectiva instalada total (6.847,3 MW). El comportamiento mensual se presenta en la figura Nro. 86. La máxima indisponibilidad de potencia se registró en noviembre con 1.900,6 MW y la mínima indisponibilidad fue en abril con 1.075,9 MW.

Figura Nro. 86: Potencia promedio indisponible mensual (MW)



La máxima potencia indisponible promedio hidráulica se registró en noviembre con 832,60 MW producto de la indisponibilidad de centrales importantes tales como: San Francisco (224 MW), Coca Codo Sinclair U8 (187,5 MW).

En el ámbito térmico, el máximo valor se presentó en junio con 669,09 MW, debido a la indisponibilidad de centrales como: Gonzalo Zevallos (140 MW), Enrique García (95,7 MW) y Esmeraldas (128 MW) entre otras.

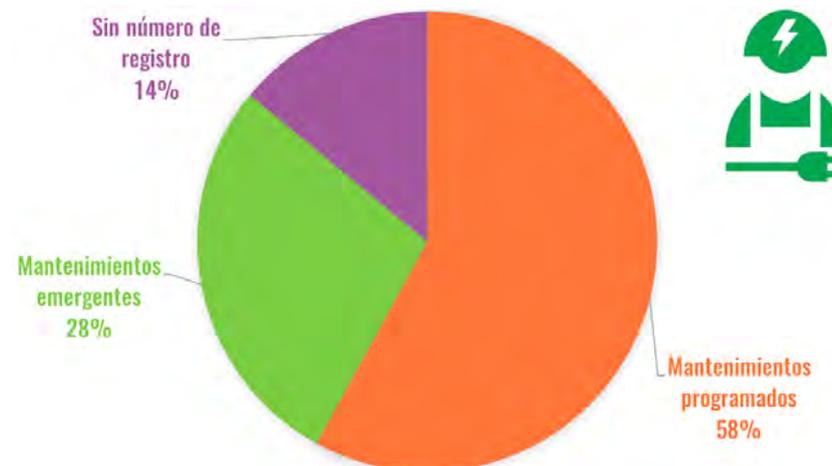
2.9.4 Principales mantenimientos en el sistema nacional interconectado, SNI

En 2018 se registraron 4.896 mantenimientos en elementos del SNI, de los cuales: el 57 % (2.776) corresponde a mantenimientos programados, el 30 % (1.454) corresponde a mantenimientos emergentes y el 14 % (666) a mantenimientos sin número de registro, esta información se presenta en la figura Nro. 87.

En relación al 2017, se ha producido un incremento del 4.9 % (220) de mantenimientos consignados en el 2018.

En la figura Nro. 88 se muestra el aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento, en donde se evidencia que el total de mantenimientos programados alcanza el 58 % mientras que los emergentes el 28 %.

Figura Nro. 88: Aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento



2.9.5 Cumplimiento plan de mantenimientos

En el 2018, se dio cumplimiento al plan anual de mantenimientos de generación en un 62,97 %, en la figura Nro. 89 se presenta el total de mantenimientos mensuales y el porcentaje de cumplimiento de los mismos.

Figura Nro. 87: Mantenimientos en los elementos del SNI

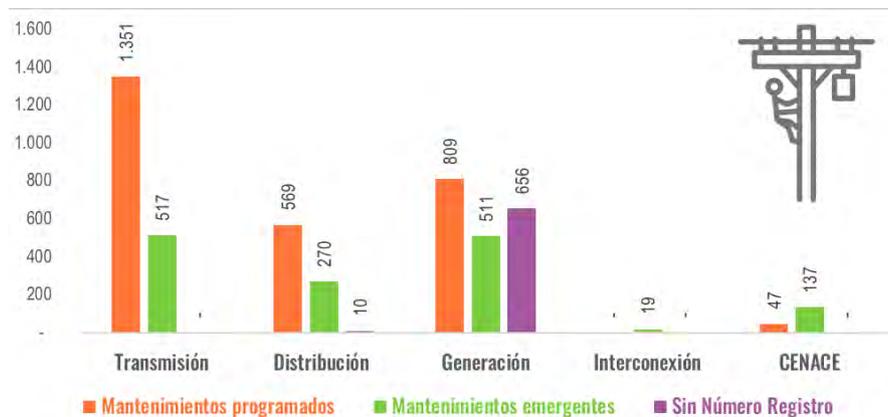


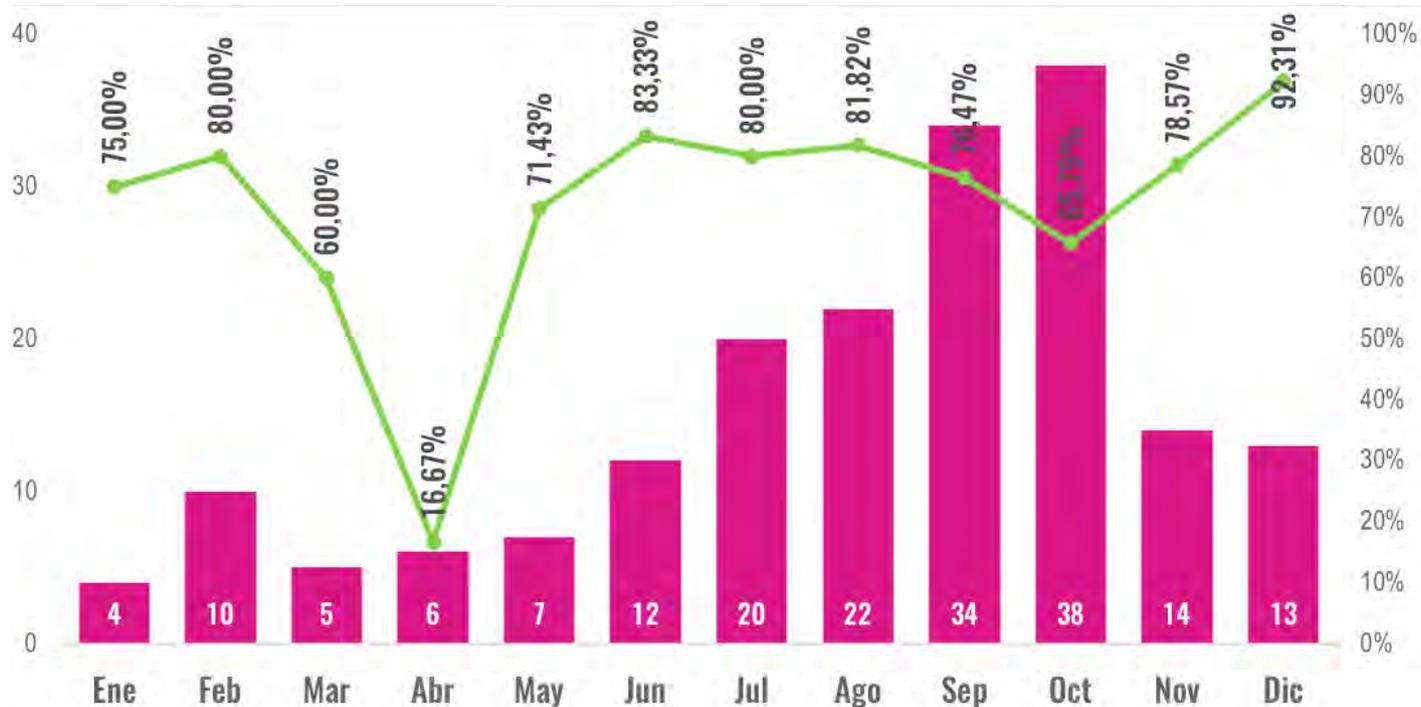
Figura Nro. 89: Cumplimiento del plan de mantenimientos de generación



En cuanto al cumplimiento del plan anual de transmisión en la figura Nro. 90 se muestra el número de mantenimientos mensuales planificados y el porcentaje de cumplimiento de los mismos, en el 2018

se dio cumplimiento al 74,59 % del plan anual de mantenimientos de transmisión.

Figura Nro. 90: Cumplimiento del plan de mantenimientos de transmisión



En la figura Nro.91 se puede observar el indicador de horas de ejecución de mantenimientos que presentaron desconexión de carga.

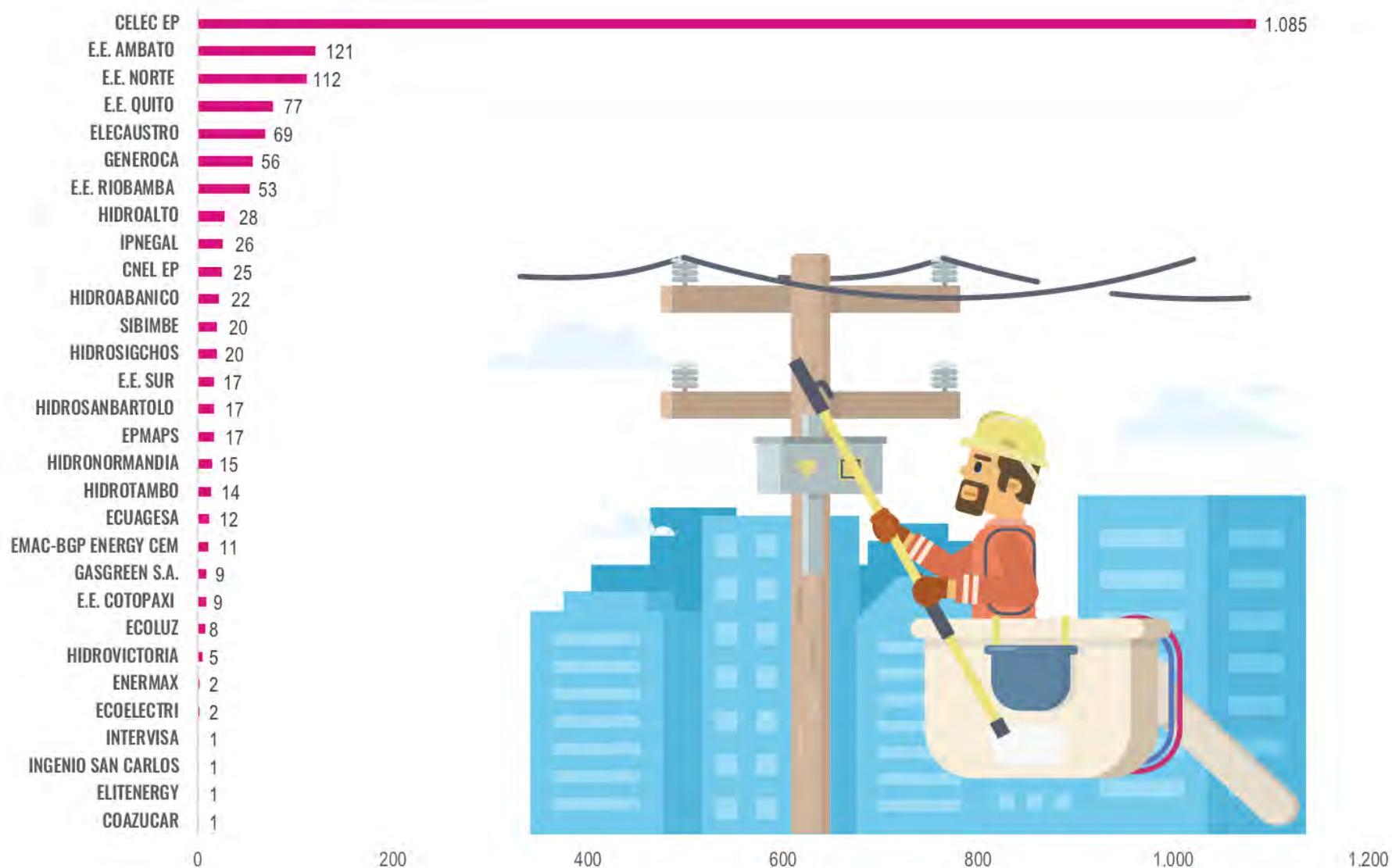
Figura Nro. 91: Mantenimientos de empresas distribuidoras con desconexión de carga (horas)



2.9.6 Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocios de generación

De los 1.856 mantenimientos ejecutados en generación, el 58,46 % (1.085) corresponden a CELEC EP y del 41,54 % restante la Empresa Eléctrica Ambato presenta el mayor número de mantenimientos (121).

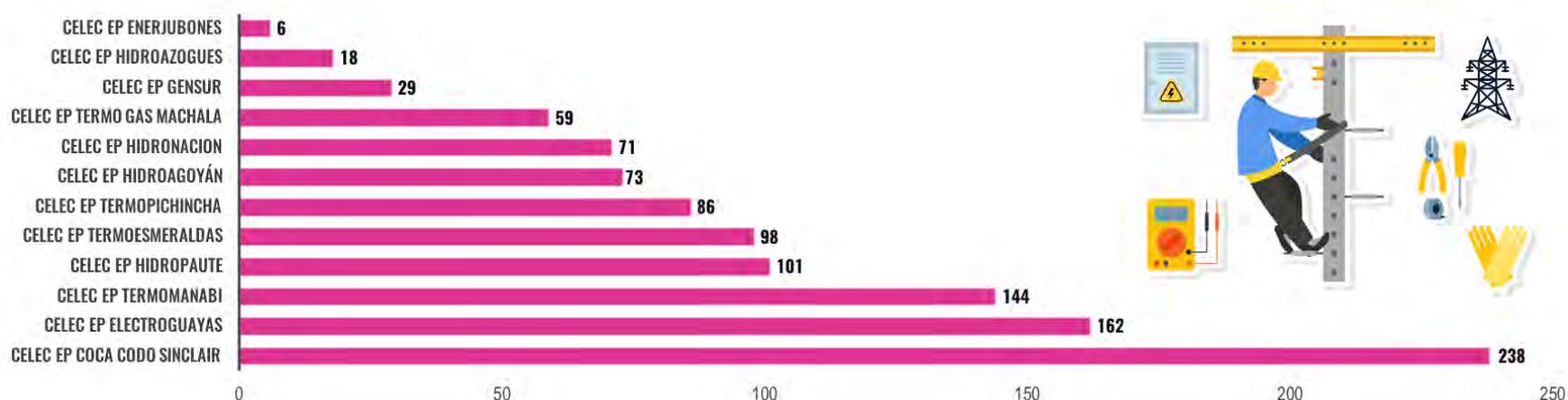
Figura Nro. 92: Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocio de generación



En la figura Nro. 93 se muestra el número de mantenimientos realizados en las unidades de negocio de CELEC EP, las centrales con mayor número de mantenimientos en el 2018 fueron Coca Codo

Sinclair con 221 mantenimientos, seguida Santa Elena II y III con 92 y 20 mantenimientos respectivamente.

Figura Nro. 93: Frecuencia de mantenimientos por unidad de negocio de CELEC EP



2.9.7 Frecuencia de mantenimientos por empresa y elementos de transmisión

De los 1.583 mantenimientos ejecutados, el 49,21 % (779) corresponden a campos de conexión, el 25,14 % (398) a líneas de transmisión, el 11,05 % (175) a subestaciones, el 8,09 % (128) a transformadores, el 3,41 % (54) a equipos y sistemas, el 2,40 % (38) a barras, y el 0,69 % (11) a elementos de compensación. El 95,80 % de los mantenimientos fueron realizados por CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC.

2.9.8 Frecuencia de mantenimientos por empresas de distribución

Las Empresas de Distribución ejecutaron un total de 823 mantenimientos, el 80,68 % (664) corresponden a la unidad de negocio CNEL EP y el 19,32 % a otros participantes del sector eléctrico, esta información se presenta en la figura Nro. 95.

Figura Nro. 94: Frecuencia de mantenimiento por empresa y elementos de transmisión

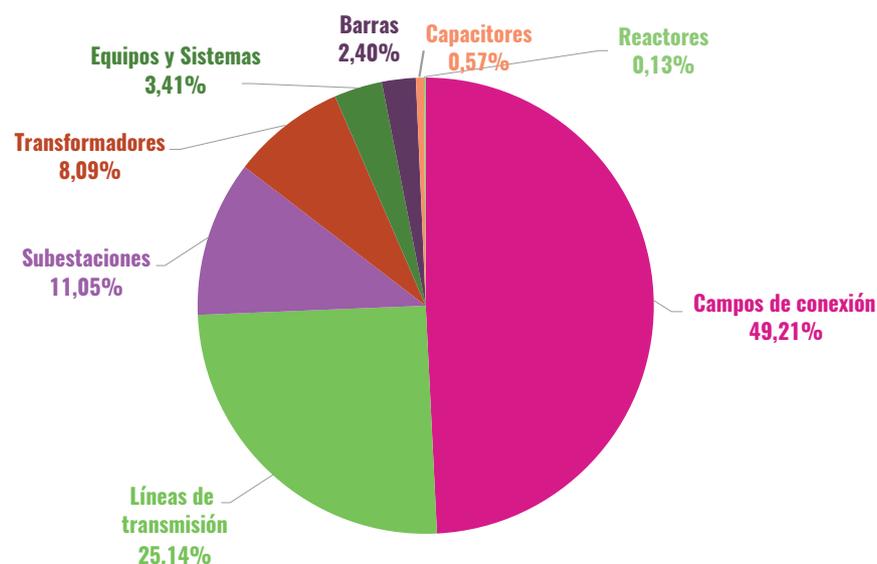
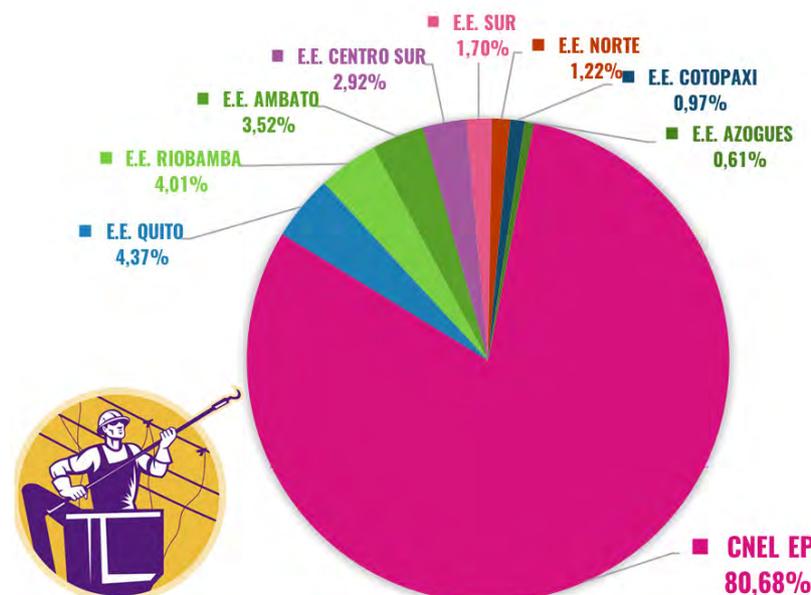
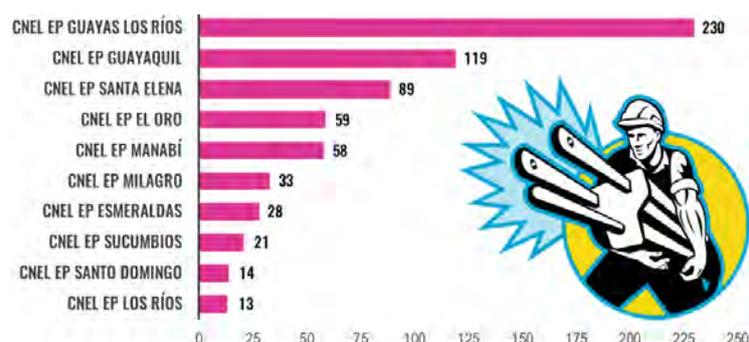


Figura Nro. 95: Porcentaje de mantenimientos por empresa distribuidora



A continuación en la figura Nro. 96 se detalla la información de la frecuencia de mantenimientos por cada unidad de negocio de CNEL EP, en donde se observa que la Unidad de Negocio Guayas los Ríos registra el mayor número de mantenimientos 34,64 % (230), seguida de la Unidad de Negocio Guayaquil.

Figura Nro. 96: Frecuencia de mantenimientos por cada unidad de negocio de CNEL EP



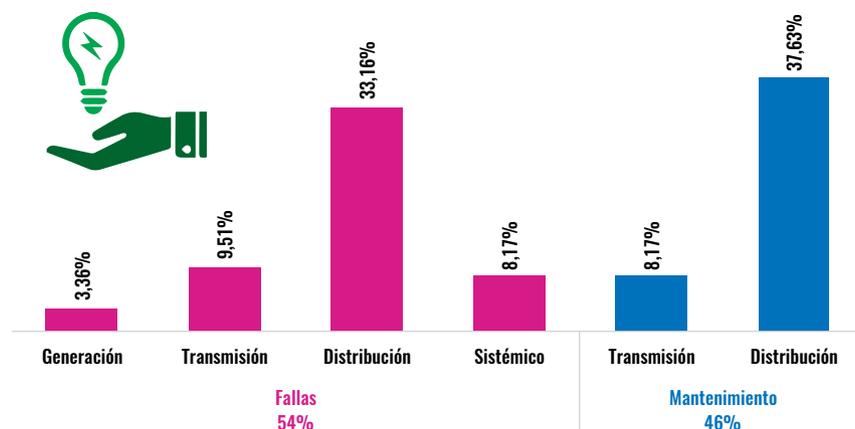
2.9.9 Energía no suministrada

En la tabla Nro. 79 y figura Nro. 97 se presentan los datos de Energía No Suministrada (ENS) registrados en el 2018, en donde se alcanzó un total de 15.469 MWh; de los cuales: el 54 % corresponde a fallas y el 46 % a mantenimientos

Tabla Nro. 79: Energía no suministrada (MWh)

Causa	Empresa	ENS [MWh]
Fallas 54%	Generación	520,16
	Transmisión	1.471,17
	Distribución	5.129,13
	Sistémico	1.263,99
Mantenimiento 46%	Transmisión	1.263,56
	Distribución	5.821,64
Total general		15.469,65

Figura Nro. 97: Energía no suministrada durante el 2018



La energía no suministrada corresponde a 5,32 horas de desconexión total de la demanda eléctrica del sistema; con respecto al año 2017, se redujo 0,08 horas.

En cuanto a la ENS provocada por fallas, corresponde a 2,89 horas de desconexión total de demanda en el sistema; este valor disminuyó en 0,14 horas con respecto al año 2017.

2.9.10 Histórico de las horas equivalentes a desconexión

En la figura Nro. 98 se presenta la evolución de las horas equivalentes de desconexión de demanda por fallas y mantenimientos durante el periodo 2010 – 2018.

Figura Nro. 98: Horas equivalentes de desconexión, 2010 – 2018



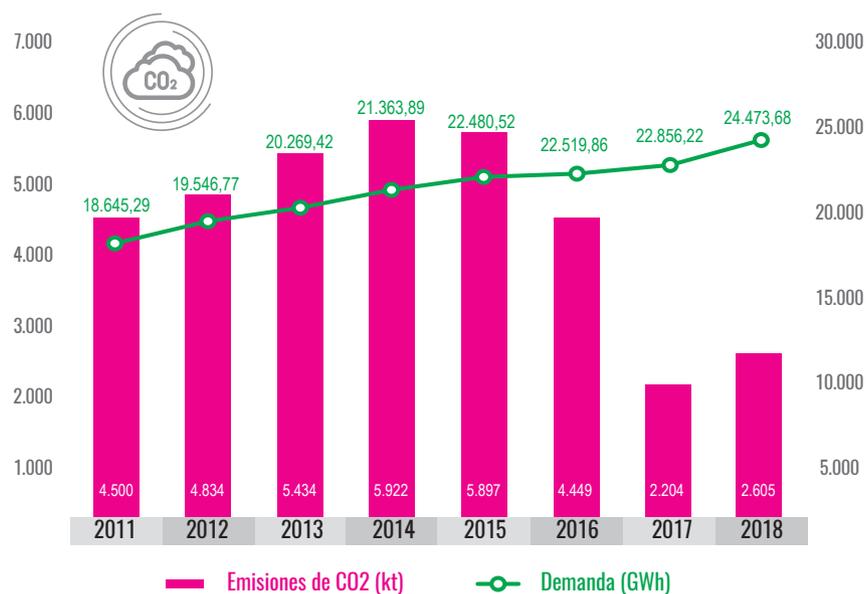
2.10 Emisión de CO2

En el Ecuador se han desarrollado diversas acciones con el fin de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), destacándose proyectos de energías renovables con la utilización de recursos hidráulicos, eólicos, fotovoltaicos y de uso biocombustibles para la generación eléctrica; asimismo, se han implementado proyectos de reemplazo de focos incandescentes por focos ahorradores, mejoramiento de la eficiencia energética en la producción petrolera, generación eléctrica con biomasa residual, entre otras iniciativas.

La Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, creada bajo Acuerdo Ministerial en el 2010, delegó al CENACE como ente técnico para el cálculo de las Emisiones de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. En consecuencia, como resultado de la aplicación de la metodología y todos los lineamientos establecidos en "Herramienta para el cálculo de emisión de CO2 para un sistema eléctrico", en 2018 se emitieron al ambiente 2,61 millones de toneladas de CO2.⁸

Adicionalmente, en la figura Nro. 99 se pueden observar los datos de la evolución de las emisiones de CO2 al ambiente debido al abastecimiento de la demanda eléctrica del país, para el periodo 2011 al 2018. La reducción de las emisiones de CO2 es debido a la entrada en operación de grandes centrales hidroeléctricas en reemplazo de generación térmica y para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica del país.

Figura Nro.99: Evolución de los márgenes de emisión de CO2 y la demanda de energía (GWh)



⁸ Este resultado se obtiene a partir de la información de combustibles fósiles proporcionada por la ARCONEL, la energía neta generada en el SNI y la información disponible del Poder Calorífico Neto utilizado para fuel oil 6, fuel oil 4, diésel y residuo; asimismo, los valores de Nafta y Gas Natural se tomaron de la tabla 1.2. del Capítulo 1 de las Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006).









INDICADORES

3







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 2018.

3.1 Balance nacional de energía

En la Tabla Nro. 80, se presenta la siguiente información relevante del 2018:

- **Potencia nominal en generación:** Esta se presenta por tipo de energía, renovable (5.266,74 MW) y no renovable (3.395,15 MW), equivalente al 60,80 % y 39,20 % respectivamente. Las centrales hidráulicas son las que más destacaron con 5.066,40 MW, que representó el 58,49 % del total de la potencia nominal en generación.
- **Potencia efectiva en generación:** También está segmentada por tipo de energía, renovable (5.227,22 MW) y no renovable (2.820,89 MW) con una equivalencia del 64,95 % y 35,05 % respectivamente. Predominaron las centrales hidráulicas, con 5.036,43 MW, que representan el 62,58 % del total de la potencia efectiva en generación.
- **Producción de energía e importaciones:** La producción nacional de energía más las importaciones, alcanzaron un valor total de 29.349,66 GWh, de los cuales, 21.224,31 GWh (72,32 %) se generaron con fuentes renovables de energía, mientras que 8.019,28 GWh (27,32 %) se los obtuvo empleando fuentes no renovables. Por otra parte, se importó 106,07 GWh de Colombia y Perú, que corresponden al 0,36 % del total. Cabe señalar también, que la generación de energía eléctrica en base al recurso hídrico fue la más representativa, con 20.678 GWh, equivalente al 70,45 % de la producción total de energía e importaciones.
- **Producción e importaciones del SNI:** La producción total de electricidad e importaciones para el SNI fue 25.482 GWh. La desagregación por tipo de energía es la siguiente: renovable con 21.198,03 GWh (83,19 %) y no renovable con 4.177,90 GWh (16,40 %). Por otra parte, la importación alcanzó los 106,07 GWh que representan el 0,42 % de la producción final. Es claro que el mayor aporte de energía se lo hace a través de fuentes renovables, especialmente de la generación hidráulica (20.661,59 GWh) que representó el 81,08 % 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 SNT y de los distintos sistemas de distribución. La energía total entregada para

servicio público fue 24.028,49 GWh. La generación de energía renovable 20.032,26 GWh (83,37 %), la de energía no renovable 3.890,16 GWh (16,19 %) y la obtenida por importación 106,07 GWh (0,44 %).

- **Energía disponible para servicio público:** Los clientes regulados y no regulados demandaron 22.950,98 GWh. Esta cifra contempla las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones con Colombia y Perú, que alcanzaron un valor de 255,66 GWh. Cabe señalar que las empresas distribuidoras entregaron 1.050,02 GWh a los clientes no regulados, por lo que la energía disponible para servicio público fue 23.745,35 GWh.
- **Consumo de energía para servicio público:** 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 2018, se facturaron 21.051,74 GWh. Adicionalmente, las pérdidas en los sistemas de distribución alcanzaron los 2.705,29 GWh, equivalente al 11,39 % a nivel nacional. El valor porcentual de pérdidas de energía (11,39 %) fue calculado para un consumo de energía de 21.040,06 GWh, valor obtenido de los balances de energía reportados por las empresas distribuidoras. Las pérdidas técnicas alcanzaron un valor de 1.668,71 GWh (7,03 %), mientras que las pérdidas no técnicas fueron de 1.036,58 GWh (4,37 %). Con respecto a los valores facturados y recaudados, en el 2018 la facturación alcanzó un monto de 1.863,78 MUSD, mientras que el valor recaudado fue 1.834,68 MUSD (incluyendo la recaudación por concepto de subsidios), obteniéndose un indicador de recaudación de 98,44 %.



Central Eólica Villonaco
Loja
CELEC-Gensur

Tabla Nro. 80: Balance nacional de energía eléctrica (1/3)

Potencia nominal en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	5.066,40	58,49%
	Eólica	21,15	0,24%
	Fotovoltaica	27,63	0,32%
	Biomasa	144,30	1,67%
	Biogas	7,26	0,08%
Total Energía Renovable		5.266,74	60,80%
No Renovable	Térmica MCI	2.011,44	23,22%
	Térmica Turbogás	921,85	10,64%
	Térmica Turbovapor	461,87	5,33%
Total Energía No Renovable		3.395,15	39,20%
Total Potencia Nominal		8.661,90	100,00%

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

Potencia efectiva en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	5.036,43	62,58%
	Eólica	21,15	0,26%
	Fotovoltaica	26,74	0,33%
	Biomasa	136,40	1,69%
	Biogás	6,50	0,08%
Total Energía Renovable		5.227,22	64,95%
No Renovable	Térmica MCI	1.613,60	20,05%
	Térmica Turbogás	775,55	9,64%
	Térmica Turbovapor	431,74	5,36%
Total Energía No Renovable		2.820,89	35,05%
Total Potencia Efectiva		8.048,11	100,00%

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

Figura Nro. 100: Potencia nominal (MW)

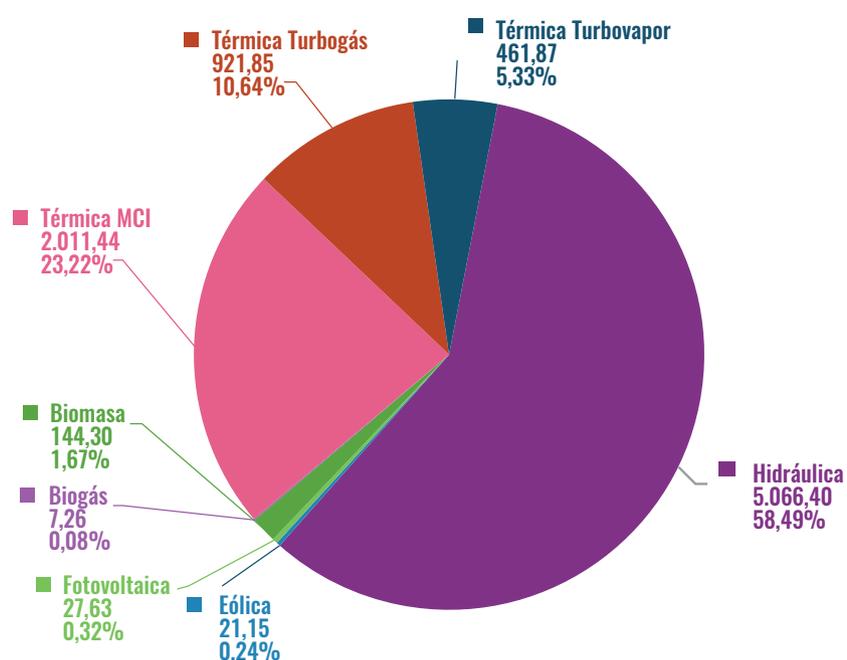


Figura Nro. 101: Capacidad efectiva (MW)

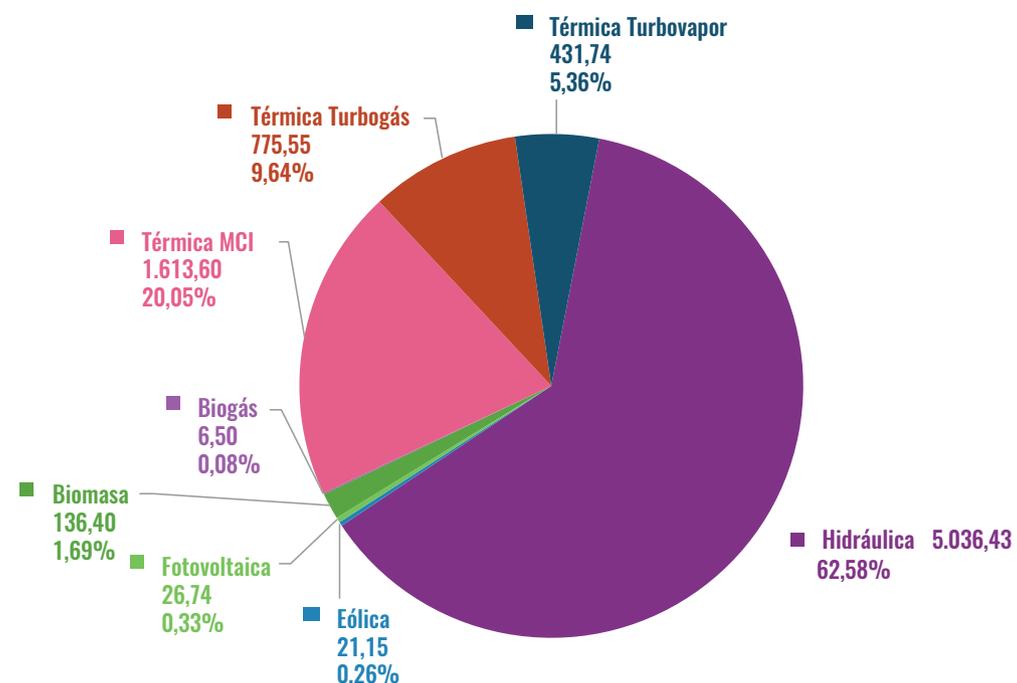


Tabla Nro. 80: Balance nacional de energía eléctrica (2/3)

Producción de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.678,00	70,45%
	Eólica	80,26	0,27%
	Fotovoltaica	38,08	0,13%
	Biomasa	382,44	1,30%
	Biogas	45,52	0,16%
Total Energía Renovable		21.224,31	72,32%
No Renovable	Térmica MCI	4.942,06	16,84%
	Térmica Turbogas	1.339,29	4,56%
	Térmica Turbovapor	1.737,93	5,92%
Total Energía No Renovable		8.019,28	27,32%
Total Producción Nacional		29.243,59	99,64%
Interconexión	Colombia	106,07	0,36%
	Perú	0,005	0,00%
	Importación	106,08	0,36%
Total Producción Nacional + Importación		29.349,66	100,00%

Producción e Importaciones SNI		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.661,59	81,08%
	Eólica	73,70	0,29%
	Fotovoltaica	34,77	0,14%
	Biomasa	382,44	1,50%
	Biogas	45,52	0,18%
Total Energía Renovable SNI		21.198,03	83,19%
No Renovable	Térmica MCI	1.447,85	5,68%
	Térmica Turbogas	1.021,53	4,01%
	Térmica Turbovapor	1.708,52	6,70%
Total Energía No Renovable SNI		4.177,90	16,40%
Total Producción SNI		25.375,92	99,58%
Interconexión	Colombia	106,07	0,42%
	Perú	-	0,00%
	Importación	106,07	0,42%
Total Producción SNI + Importación		25.482,00	100,00%

Figura Nro. 102: Producción de energía e importaciones (GWh)

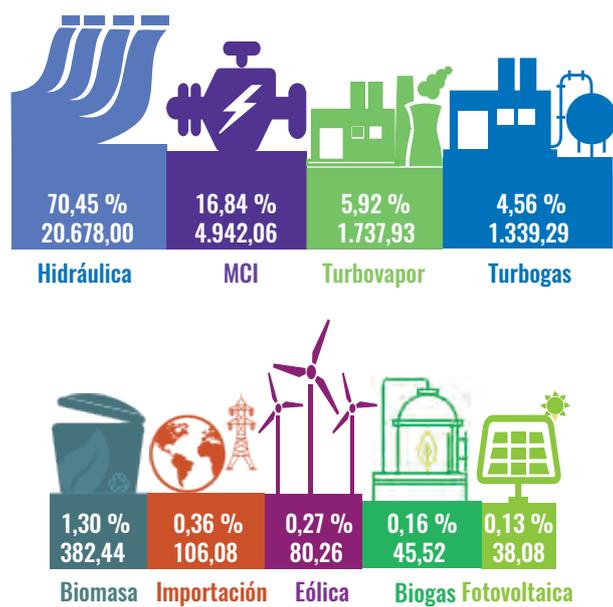


Figura Nro. 103: Producción de energía e importaciones SNI (GWh)

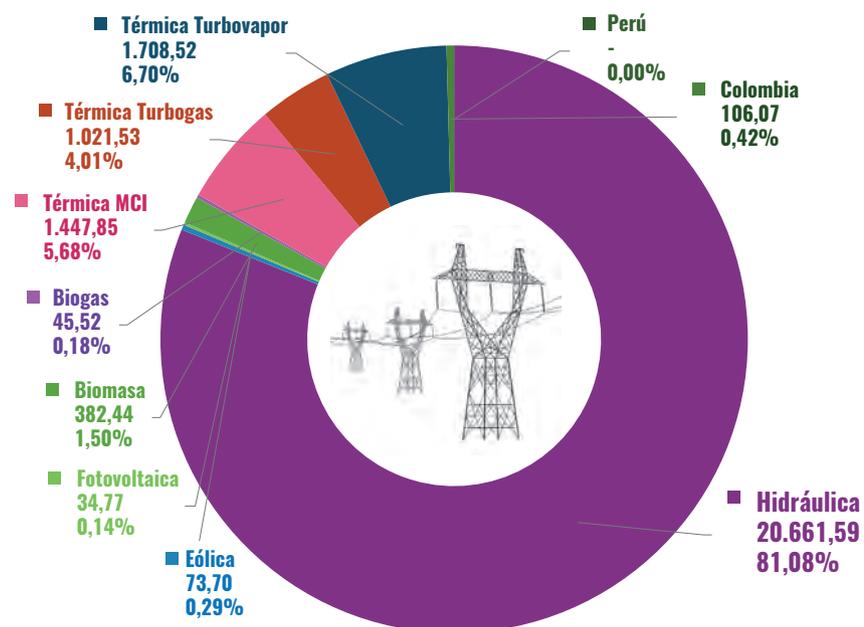


Tabla Nro. 80: Balance nacional de energía eléctrica (3/3)

Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	19.676,21	81,89%
	Eólica	78,36	0,33%
	Fotovoltaica	37,63	0,16%
	Biomasa	195,37	0,81%
	Biogas	44,68	0,19%
Total Energía Renovable		20.032,26	83,37%
No Renovable	Térmica MCI	1.335,17	5,56%
	Térmica Turbogas	993,75	4,14%
	Térmica Turbovapor	1.561,24	6,50%
Total Energía No Renovable		3.890,16	16,19%
Total Nacional		23.922,42	99,56%
Interconexiones	Importación	106,08	0,44%
Total Energía Entregada para Servicio Público		24.028,49	100,00%

Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		1.077,51	4,48%
Total Energía Disponible para Servicio Público		22.950,98	95,52%
Energía Entregada a Clientes No Regulados		1.050,02	4,37%
Total Energía Disponible + Exportaciones		24.001,01	
Energía Exportada Perú		22,13	0,09%
Energía Exportada Colombia		233,53	0,97%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución		23.745,35	98,93%

Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Facturación de Energía a Nivel Nacional	Residencial	7.400,31	31,17%
	Comercial	3.831,65	16,14%
	Industrial	6.141,71	25,86%
	A. Público	1.310,36	5,52%
	Otros	2.367,71	9,97%
Total		21.051,74	88,66%
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.668,71	7,03%
	No Técnicas	1.036,58	4,37%
Total Pérdidas de Energía en Distribución		2.705,29	11,39%
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1.863,78	
USD Recaudados (Millones)		1.834,68	98,44%

Figura Nro. 104: Energía entregada para servicio público (GWh)

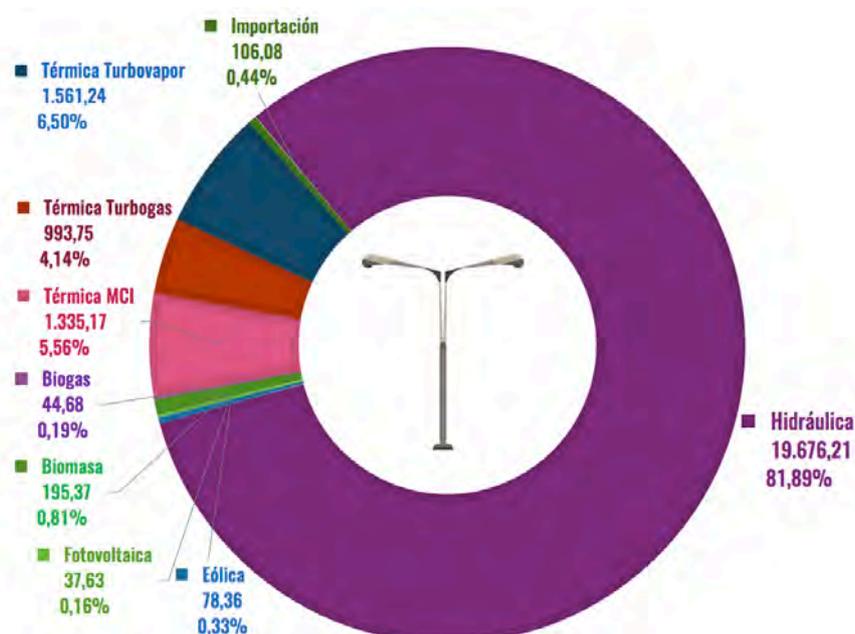
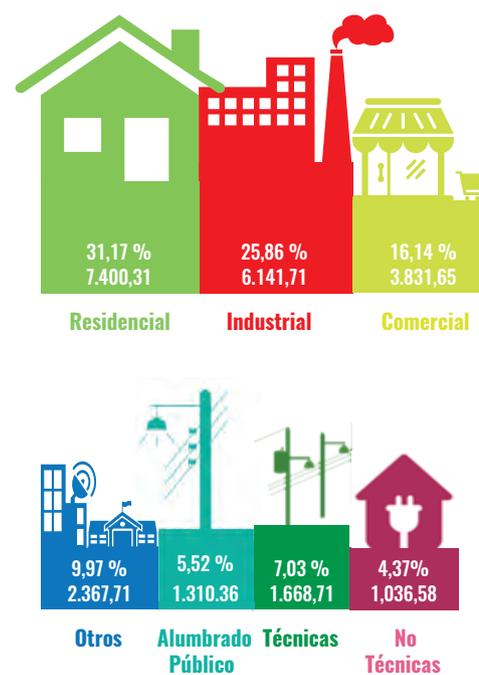


Figura Nro. 105: Consumo de energía y pérdidas (GWh)



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. 81: Balance de energía en los sistemas de distribución

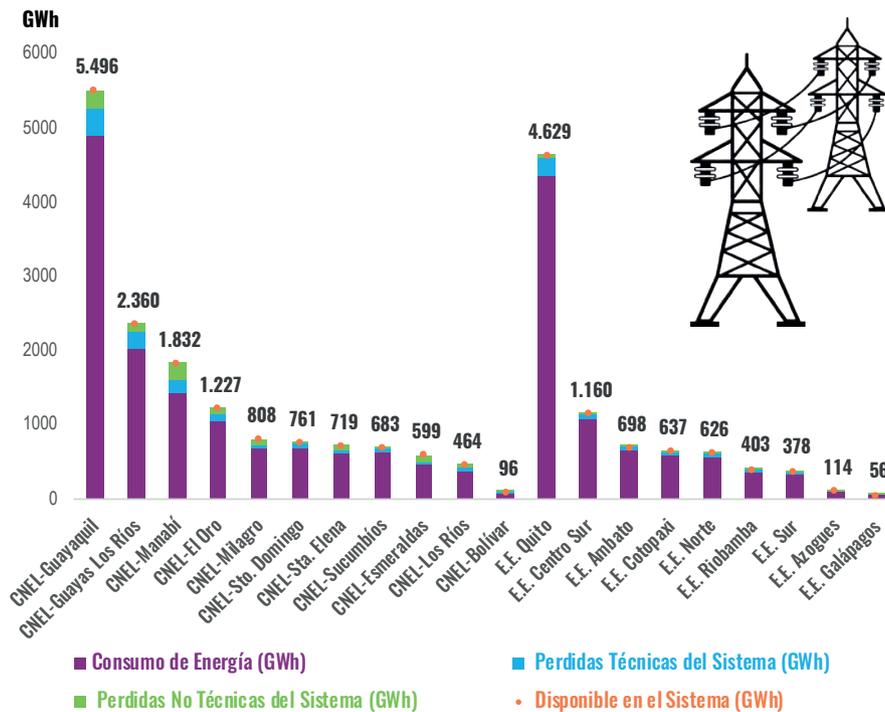
Distribuidora	Disponible en el Sistema (MWh)	Consumo de Energía de Clientes (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)	Perdidas Técnicas (MWh)	Perdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)
CNEL-Guayaquil	5.496.112,10	4.886.289,81	609.822,29	384.372,31	225.449,98	11,10	938,82	66,83
CNEL-Guayas Los Ríos	2.359.750,85	2.030.932,91	328.817,94	215.641,50	113.176,44	13,93	384,74	70,02
CNEL-Manabí	1.831.688,61	1.413.867,16	417.821,45	197.349,33	220.472,12	22,81	300,95	69,48
CNEL-EI Oro	1.226.824,82	1.044.468,13	182.356,69	110.523,00	71.833,69	14,86	197,55	70,89
CNEL-Milagro	808.365,24	685.882,82	122.482,41	43.804,40	78.678,01	15,15	158,88	58,08
CNEL-Sto. Domingo	761.267,03	675.920,71	85.346,32	63.715,24	21.631,08	11,21	111,59	77,88
CNEL-Sta. Elena	719.151,12	614.257,42	104.893,70	44.629,37	60.264,33	14,59	137,89	59,54
CNEL-Sucumbios	682.750,01	626.688,98	56.061,03	55.386,89	674,14	8,21	122,84	63,45
CNEL-Esmeraldas	598.973,90	468.438,57	130.535,33	37.663,10	92.872,22	21,79	97,47	70,15
CNEL-Los Ríos	464.069,52	385.195,01	78.874,51	31.170,23	47.704,28	17,00	81,09	65,33
CNEL-Bolívar	96.394,01	88.963,76	7.430,26	7.080,52	349,74	7,71	20,29	54,23
Total CNEL EP	15.045.347,20	12.920.905,28	2.124.441,92	1.191.335,89	933.106,03	14,12	2.552,11	67,30
E.E. Quito	4.628.542,81	4.361.827,46	266.715,35	227.318,36	39.396,99	5,76	754,29	70,05
E.E. Centro Sur	1.160.152,96	1.079.769,15	80.383,81	66.887,94	13.495,87	6,93	195,51	67,74
E.E. Ambato	697.703,67	658.493,83	39.209,84	38.504,07	705,78	5,62	127,22	62,60
E.E. Cotopaxi	637.022,50	578.551,37	58.471,13	47.718,25	10.752,88	9,18	110,82	65,62
E.E. Norte	625.703,09	567.788,89	57.914,19	39.523,80	18.390,39	9,26	107,88	66,21
E.E. Riobamba	402.685,85	368.356,71	34.329,14	27.382,63	6.946,51	8,53	72,74	63,20
E.E. Sur	377.750,64	344.823,34	32.927,30	21.554,68	11.372,62	8,72	68,74	62,74
E.E. Azogues	114.473,89	108.408,40	6.065,49	4.404,65	1.660,84	5,30	19,17	68,17
E.E. Galápagos	55.963,02	51.131,88	4.831,14	4.081,79	749,35	8,63	10,15	62,96
Total Empresas Eléctricas	8.699.998,43	8.119.151,03	580.847,40	477.376,16	103.471,24	6,68	1.466,51	67,72
Total general	23.745.345,64	21.040.056,31	2.705.289,33	1.668.712,06	1.036.577,27	11,39	4.018,61	67,45

Los valores de demanda de la tabla Nro. 81, corresponden a los máximos registrados por cada empresa distribuidora en el año 2018.

El valor total, 4,02 GW, corresponde a la demanda máxima no coincidente del sistema de distribución.

La energía disponible en los sistemas de distribución, a nivel nacional, fue 23.745,35 GWh. De esta cantidad, CNEL EP demandó 15.045,35 GWh (63,36 %) y el grupo de empresas eléctricas 8.699,99 GWh (36,64 %). Las pérdidas totales del sistema fueron 2.705,29 GWh, de los cuales 2.124,44 GWh correspondieron a la CNEL EP y 580,85 GWh al grupo de empresas eléctricas.

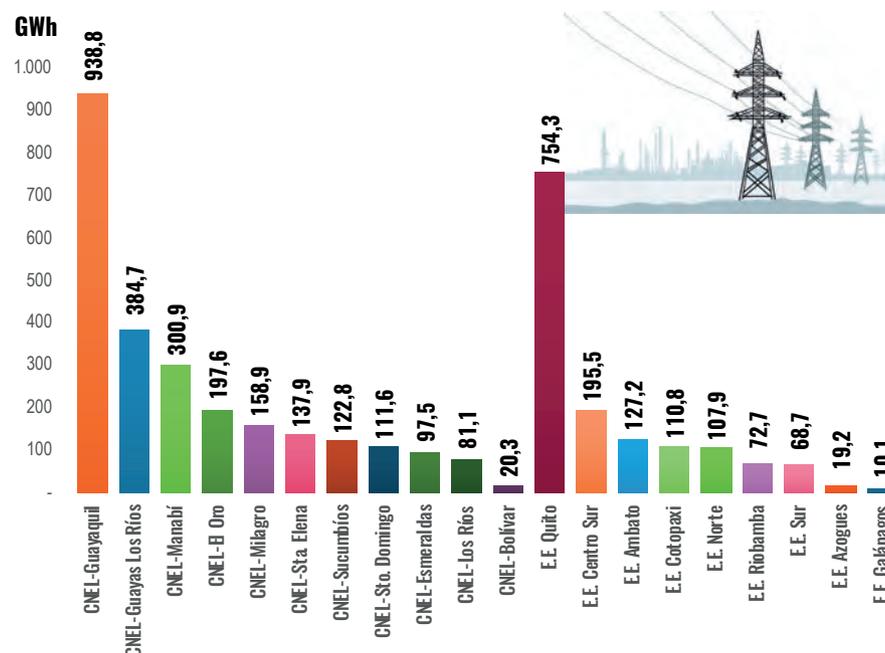
Figura Nro. 106: Balance de energía en los sistemas de distribución



En la figura Nro.106 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.

En la figura Nro. 107 se presenta la demanda máxima anual registrada por cada empresa distribuidora en el 2018.

Figura Nro. 107: Demanda máxima anual por empresa distribuidora (MW)



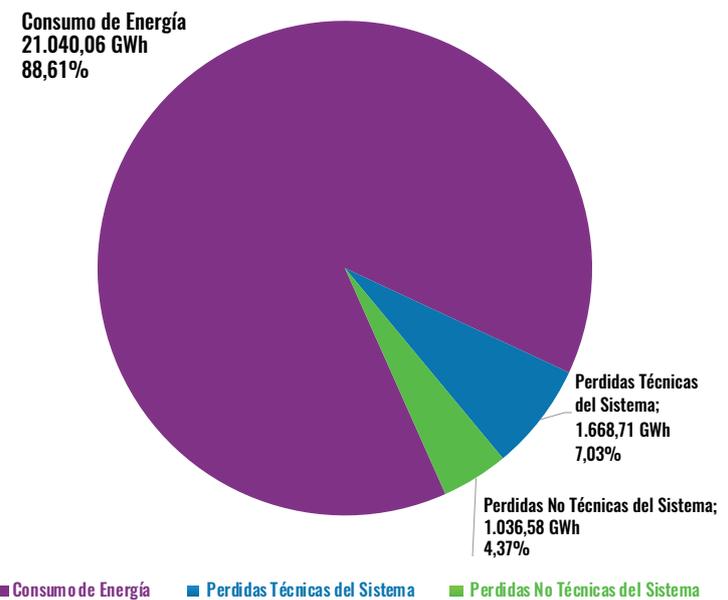
En la tabla Nro. 82 se presenta el balance de energía a nivel nacional del sistema eléctrico de distribución.

Tabla Nro. 82: Balance de energía del sistema eléctrico de distribución (GWh)

Distribuidora	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía de Clientes (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Perdas Técnicas (GWh)	Perdas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Demanda Máxima (GW)	Factor de Carga (%)
Sistema Eléctrico de Distribución	23.745,35	21.040,06	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39	4,02	67,45

Del total de energía disponible en el sistema de distribución, el 88,61 % corresponde al consumo de clientes regulados y no regulados, mientras que el 11,39 % corresponde a pérdidas en el sistema.

Figura Nro. 108: Composición de la energía disponible del sistema eléctrico de distribución

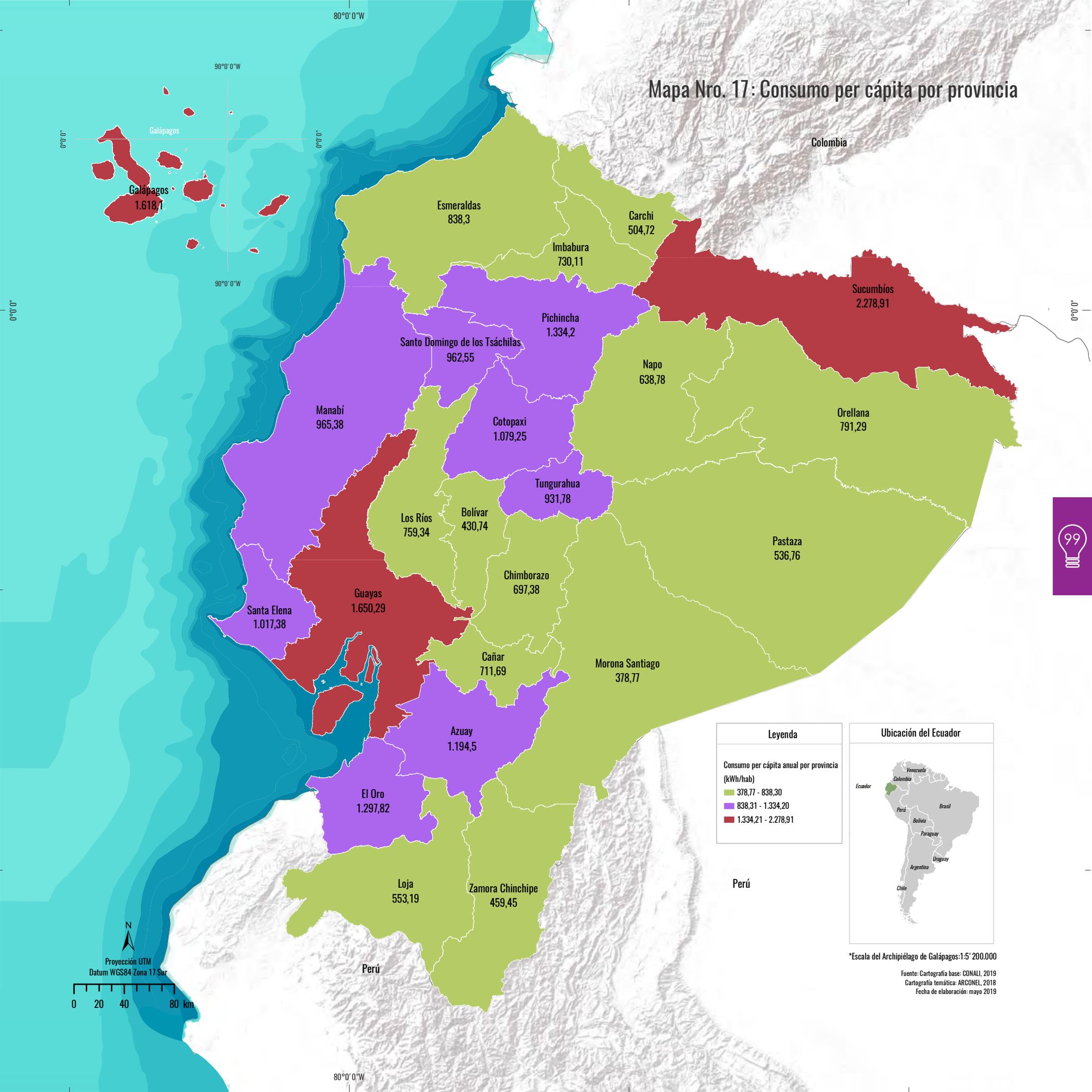


3.2 Consumo per cápita anual

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 2018.

Estos datos revelan que el mayor consumo ocurrió en las provincias de: Sucumbios, Guayas, Galápagos, Pichincha, El Oro, Azuay, Cotopaxi y Santa Elena. Estos consumos se encuentran sobre los 1.000 kWh/hab. Además, se establece que las de menor consumo son: Morona Santiago, Bolívar y Zamora Chinchipe, con consumos inferiores a los 500 kWh/hab.

Mapa Nro. 17: Consumo per cápita por provincia



Legenda
Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab)
378,77 - 838,30
838,31 - 1.334,20
1.334,21 - 2.278,91



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

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
 Cartografía temática: ARCONEL, 2018
 Fecha de elaboración: mayo 2019

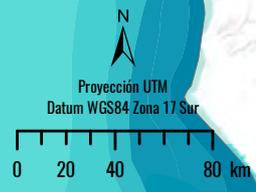
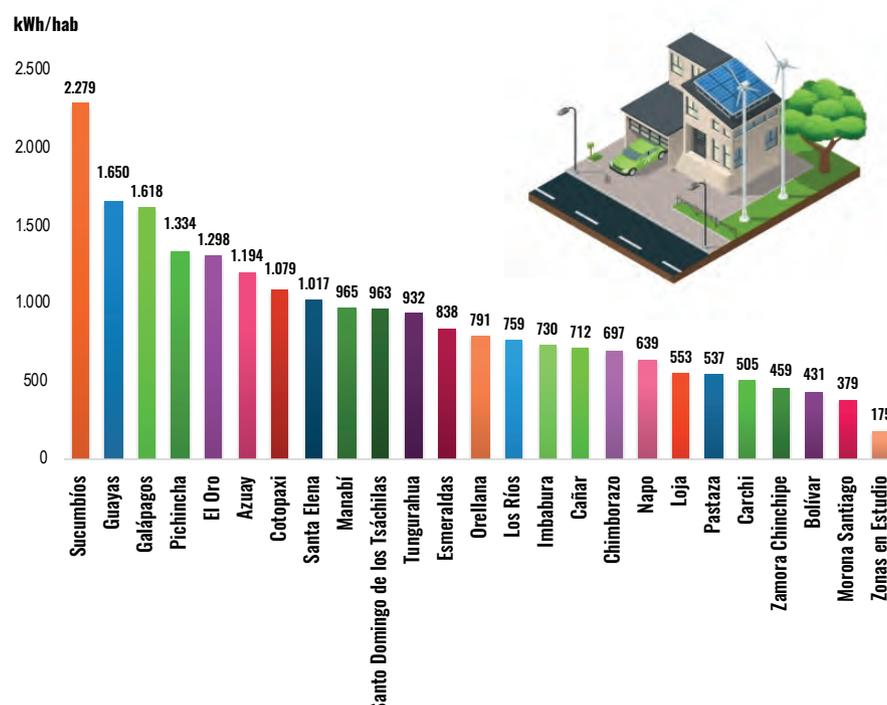


Tabla Nro. 83: Consumo per cápita anual por provincia

Provincia	Consumo de Energía (GWh)	Población (1)	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Guayas	7.043,26	4.267.893	1.650,29
Pichincha	4.157,51	3.116.111	1.334,20
Manabí	1.483,87	1.537.090	965,38
Azuay	1.018,99	853.070	1.194,50
El Oro	906,59	698.545	1.297,82
Los Ríos	683,13	899.632	759,34
Tungurahua	538,15	577.551	931,78
Cotopaxi	514,19	476.428	1.079,25
Sucumbíos	502,46	220.483	2.278,91
Esmeraldas	482,52	575.593	838,30
Santo Domingo de los Tsáchilas	475,33	493.821	962,55
Santa Elena	390,78	384.102	1.017,38
Chimborazo	359,44	515.417	697,38
Imbabura	338,74	463.957	730,11
Loja	282,78	511.184	553,19
Cañar	193,75	272.236	711,69
Orellana	124,64	157.520	791,29
Carchi	92,94	184.136	504,72
Bolívar	89,06	206.771	430,74
Napo	81,92	128.252	638,78
Morona Santiago	71,22	188.028	378,77
Pastaza	58,17	108.365	536,76
Zamora Chinchipe	53,01	115.368	459,45
Galápagos	51,13	31.600	1.618,10
Zonas en Estudio	7,06	40.255	175,26
Total general	20.000,62	17.023.408	1.174,89

(1) Proyección poblacional del Ecuador para el año 2018 obtenida a partir del VII censo de población y VI de Vivienda 2010 – INEC.

Figura Nro. 109: 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. 84: 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	609,82	384,37	225,45	11,10	6,99	4,10
CNEL-Manabí	417,82	197,35	220,47	22,81	10,77	12,04
CNEL-Guayas Los Ríos	328,82	215,64	113,18	13,93	9,14	4,80
CNEL-El Oro	182,36	110,52	71,83	14,86	9,01	5,86
CNEL-Esmeraldas	130,54	37,66	92,87	21,79	6,29	15,51
CNEL-Milagro	122,48	43,80	78,68	15,15	5,42	9,73
CNEL-Sta. Elena	104,89	44,63	60,26	14,59	6,21	8,38
CNEL-Sto. Domingo	85,35	63,72	21,63	11,21	8,37	2,84
CNEL-Los Ríos	78,87	31,17	47,70	17,00	6,72	10,28
CNEL-Sucumbíos	56,06	55,39	0,67	8,21	8,11	0,10
CNEL-Bolívar	7,43	7,08	0,35	7,71	7,35	0,36
Total CNEL EP	2.124,44	1.191,34	933,11	14,12	7,92	6,20
E.E. Quito	266,72	227,32	39,40	5,76	4,91	0,85
E.E. Centro Sur	80,38	66,89	13,50	6,93	5,77	1,16
E.E. Cotopaxi	58,47	47,72	10,75	9,18	7,49	1,69
E.E. Norte	57,91	39,52	18,39	9,26	6,32	2,94
E.E. Ambato	39,21	38,50	0,71	5,62	5,52	0,10
E.E. Riobamba	34,33	27,38	6,95	8,53	6,80	1,73
E.E. Sur	32,93	21,55	11,37	8,72	5,71	3,01
E.E. Azogues	6,07	4,40	1,66	5,30	3,85	1,45
E.E. Galápagos	4,83	4,08	0,75	8,63	7,29	1,34
Total Empresas Eléctricas	580,85	477,38	103,47	6,68	5,49	1,19
Total general	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39	7,03	4,37

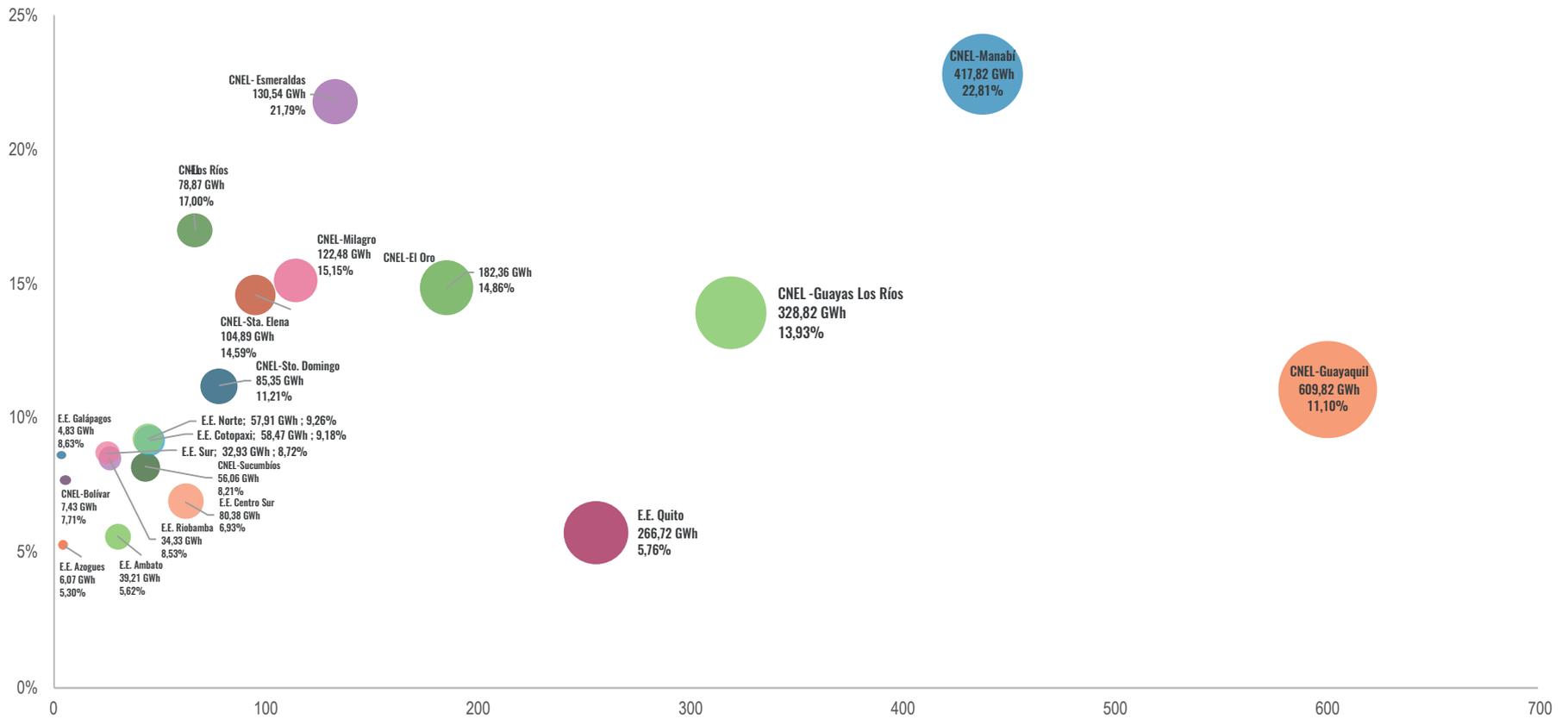
Las pérdidas de energía eléctrica expresadas en GWh, muestran la cantidad de energía que se ha perdido tanto técnica como no técnica en los sistemas de distribución.

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

En la figura Nro. 110 se presentan las pérdidas de energía expresadas en GWh y en porcentaje que registraron las empresas distribuidoras en el 2018.



Figura Nro. 110: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución



De la tabla Nro. 84 y la figura Nro. 110 se aprecia que aunque la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil presenta un indicador de pérdidas porcentuales de 11,10 %, que es el tercero más bajo de las Unidades de Negocio de CNEL EP, sus pérdidas en energía fueron 609,82 GWh, que son las mayores registradas a nivel nacional.

Por su parte, la E.E. Galápagos es la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó a nivel nacional (4,83 GWh).

Porcentualmente, la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó fue la E.E. Azogues (5,30 %).

En la Figura Nro. 111 y Figura Nro. 112, se presentan las pérdidas de energía desagregadas en técnicas y no técnicas.

Figura Nro. 111: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

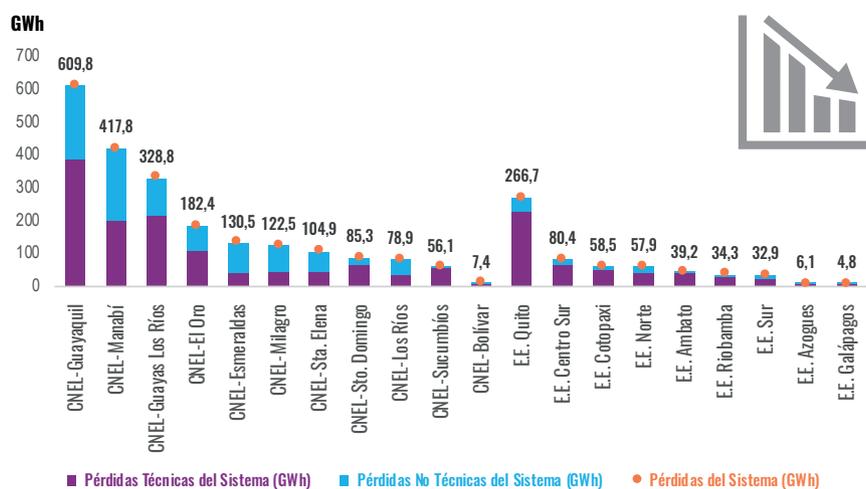
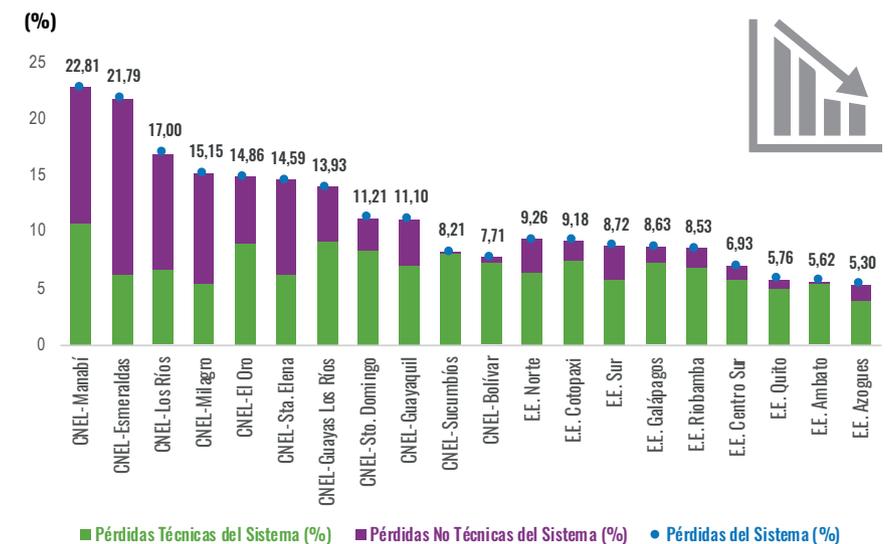


Figura Nro. 112: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución





Iglesias Centro Histórico
Pichincha
E.E. Quito

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.

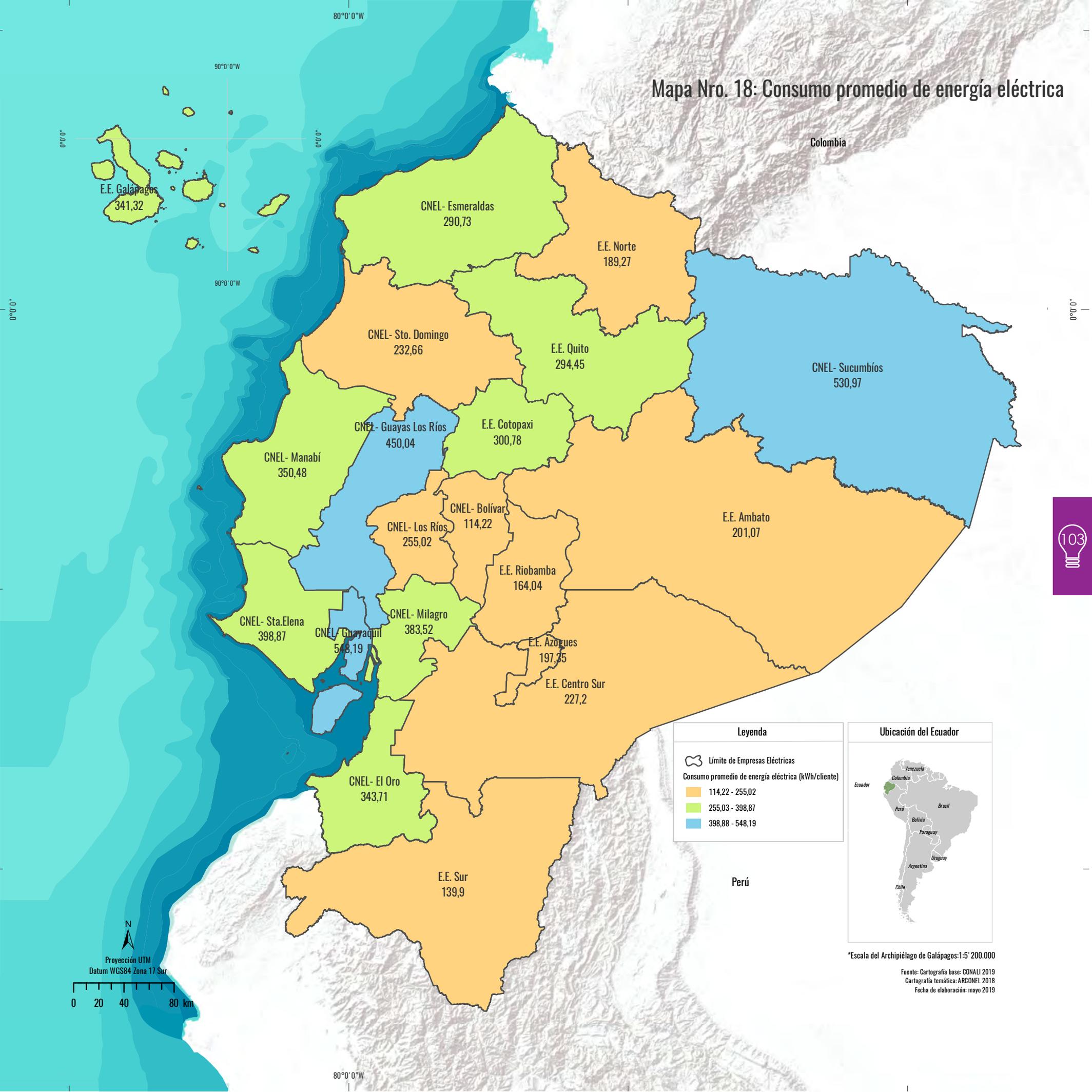
En la Tabla Nro. 85 se presenta el consumo promedio mensual de energía por empresa distribuidora y grupo de consumo de clientes regulados.

Tabla Nro. 85: 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	46.187,51	8.315,97	1.227,17	210,60	18,84	548,19
CNEL-Sucumbíos	56.821,00	1.689,25	505,02	117,74	21,26	530,97
CNEL-Guayas Los Ríos	45.951,75	5.083,53	1.235,21	180,58	24,47	450,04
CNEL-Sta. Elena	48.860,40	5.170,01	965,97	134,58	27,12	398,87
CNEL-Milagro	140.631,50	3.576,48	696,85	130,27	22,14	383,52
CNEL-Manabí	23.862,53	4.459,83	978,16	152,05	30,19	350,48
CNEL-EI Oro	13.022,70	3.708,07	553,74	129,38	26,40	343,71
CNEL-Esmeraldas	14.030,31	2.764,94	621,25	137,28	23,22	290,73
CNEL-Los Ríos	11.481,07	2.349,08	713,06	122,65	31,51	255,02
CNEL-Sto. Domingo	34.672,70	1.914,26	550,29	109,24	19,34	232,66
CNEL-Bolívar	306,59	520,08	310,54	65,41	26,43	114,22
Total CNEL EP	34.179,93	4.203,76	918,09	157,85	23,55	404,23
E.E. Galápagos	209,55	1.413,89	832,42	171,03	12,58	341,32
E.E. Cotopaxi	5.729,82	1.203,11	347,70	82,78	16,09	300,78
E.E. Quito	5.946,86	1.666,75	554,43	139,73	18,00	294,45
E.E. Centro Sur	4.933,20	985,70	377,87	97,43	21,26	227,20
E.E. Ambato	1.720,91	1.133,62	333,47	96,75	23,08	201,07
E.E. Azogues	5.524,63	544,78	327,98	77,45	24,20	197,35
E.E. Norte	3.338,62	1.014,57	315,00	95,61	18,56	189,27
E.E. Riobamba	7.198,04	756,01	280,70	83,37	16,88	164,04
E.E. Sur	950,51	510,67	332,59	82,95	15,93	139,90
Total Empresas Eléctricas	4.562,50	1.172,50	447,29	112,59	18,79	243,41
Total general	9.904,69	2.490,97	656,36	135,26	21,13	322,52

El consumo promedio mensual para el 2018 fue 322,52 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 9.904,69 kWh/cliente, debido a que el número de clientes es considerablemente menor.

Mapa Nro. 18: Consumo promedio de energía eléctrica



Leyenda

- Límite de Empresas Eléctricas
- Consumo promedio de energía eléctrica (kWh/cliente)
- 114,22 - 255,02
- 255,03 - 398,87
- 398,88 - 548,19

Ubicación del Ecuador

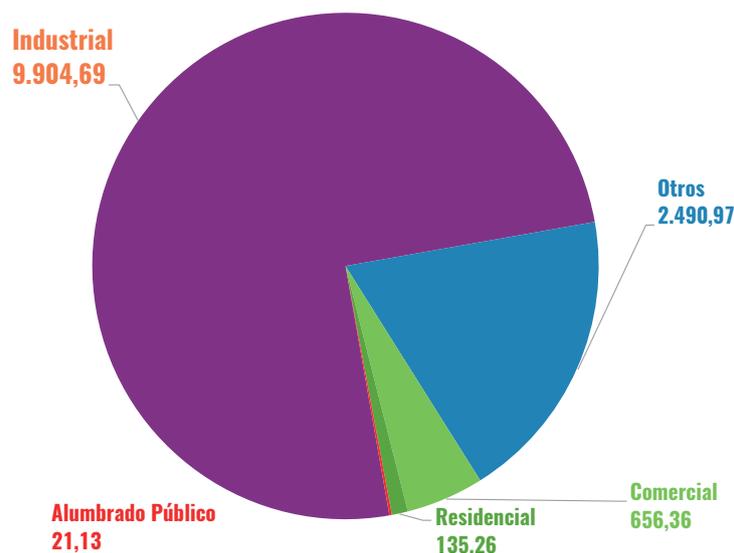
Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2019
Cartografía temática: ARCONEL 2018
Fecha de elaboración: mayo 2019

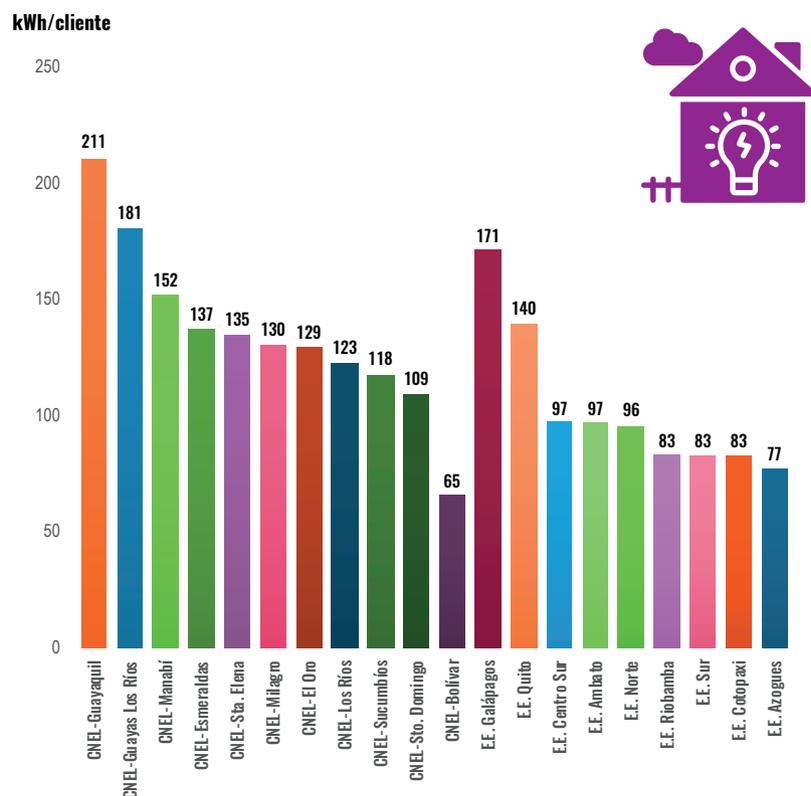


Figura Nro. 113: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)



En la figura anterior se aprecia el consumo de energía eléctrica en un mes promedio durante el 2018.

Figura Nro. 114: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo residencial (kWh/cliente)

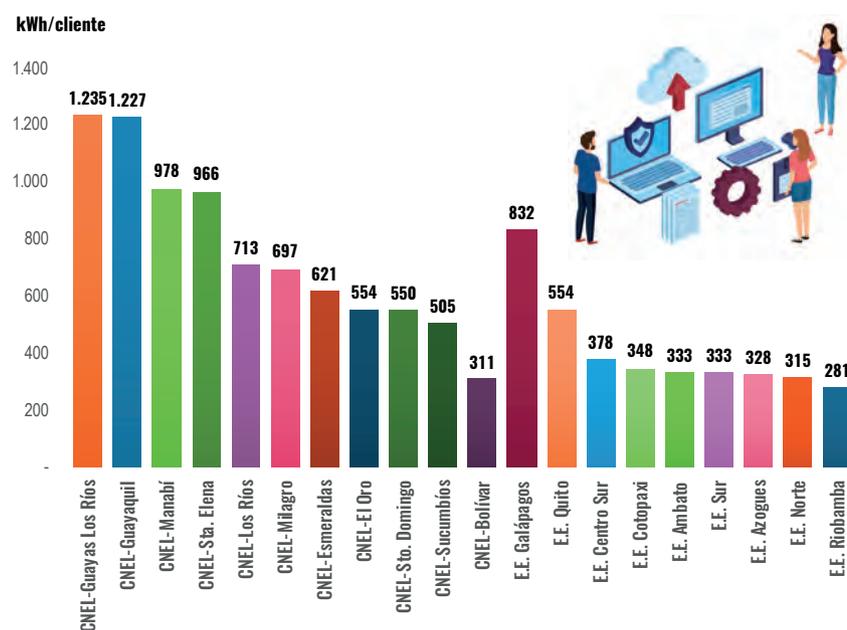


Con respecto a los clientes residenciales, en la CNEL EP, las Unidades de Negocio que tuvieron un mayor consumo promedio fueron Guayaquil, Guayas Los Ríos y Manabí. Su consumo promedio mensual fue mayor a 150 kWh/cliente. Por su parte, la Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (65,41 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 130 kWh/cliente). La E.E. Azogues es la que menor consumo promedio presentó (77,45 kWh/cliente).

A nivel nacional el consumo promedio mensual de los clientes residenciales fue de 135,26 kWh/cliente.

Figura Nro. 115: Consumo promedio mensual de clientes comerciales (kWh/cliente)

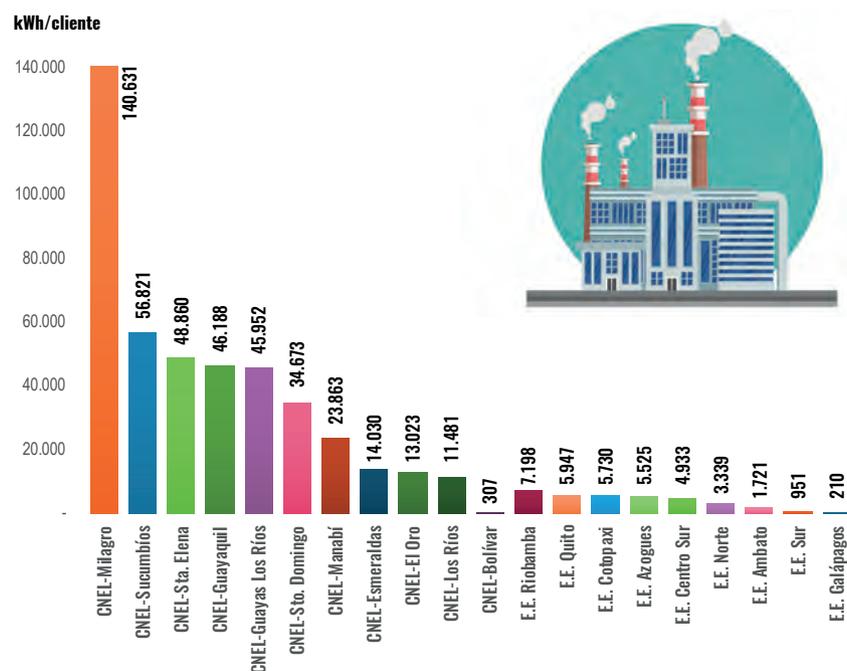


La información revela que las empresas de mayor consumo promedio, en cuanto a clientes comerciales, fueron las Unidades de Negocio de CNEL EP, específicamente, Guayas Los Ríos y Guayaquil. Estas registraron consumos promedios superiores a los 1.200 kWh/cliente. La CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar, es la que menor consumo promedio presentó (310,54 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 (280,70 kWh/cliente).

A nivel nacional se estableció que el consumo promedio mensual de los clientes comerciales fue 656,36 kWh/cliente.

Figura Nro. 116: 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 fueron Milagro y Sucumbios 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 (306,59 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la Riobamba, la E.E. Quito, la E.E. Cotopaxi y la E.E. Azogues 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 (209,55 kWh/cliente).

A nivel nacional se reporta un consumo promedio mensual de los clientes industriales de 9.904,69 kWh/cliente.

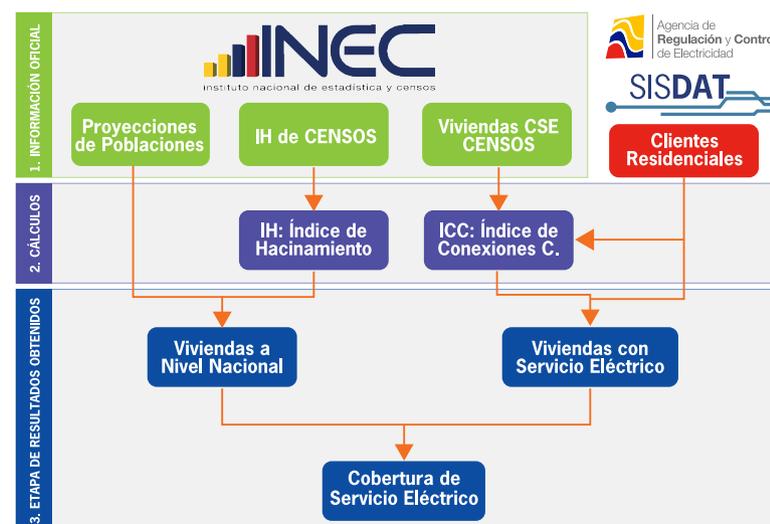
3.5 Cobertura de servicio eléctrico

En base a los datos del último censo de población y vivienda realizado por el INEC, al 2010 se registró una población de 15.012.228 y para el año 2018 la población proyectada fue de 17.023.408.

La cobertura de servicio eléctrico fue determinada 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. 117: Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico

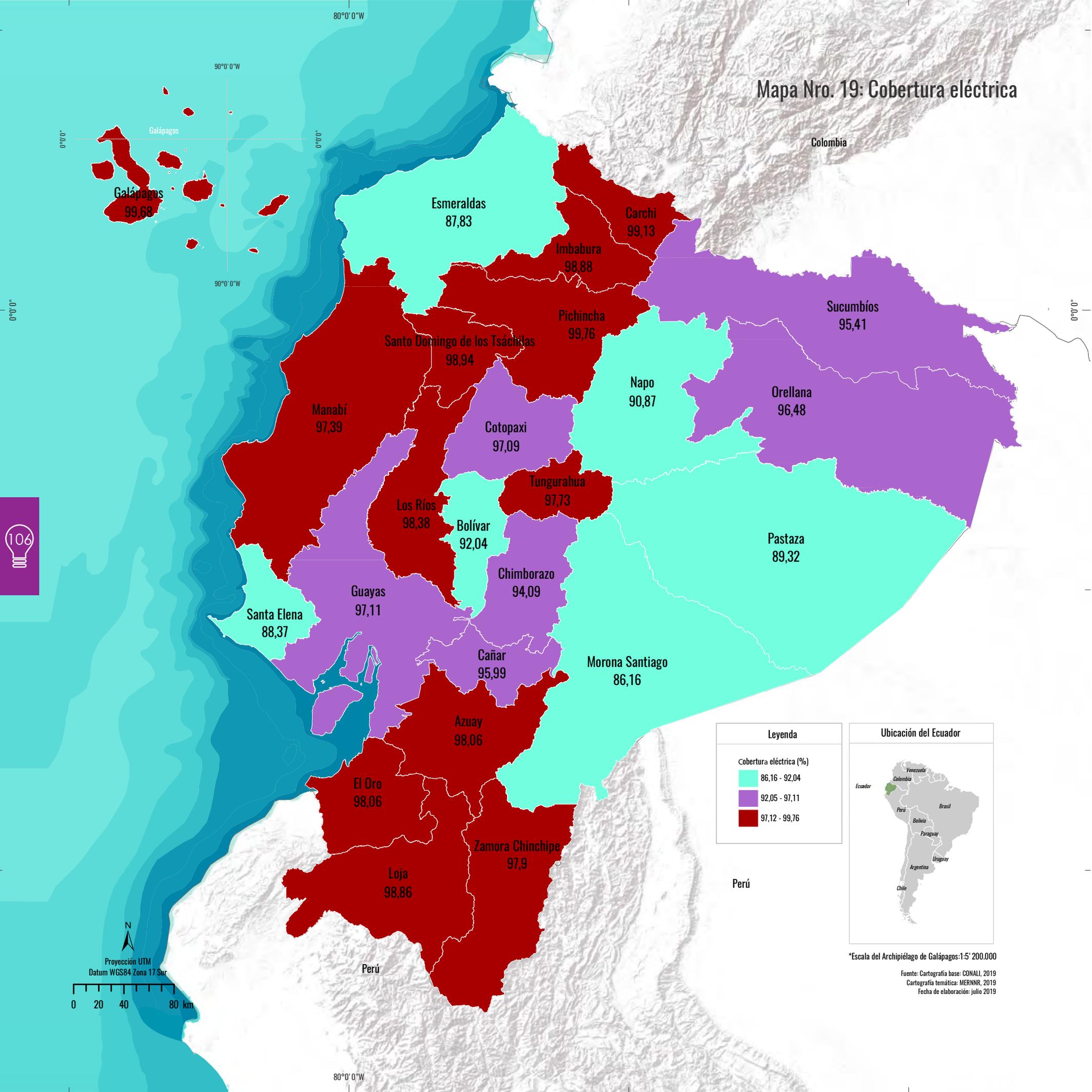


Al 2018 la cobertura eléctrica nacional fue de 97,05 %, evidenciándose que las provincias con mayor cobertura de servicio eléctrico fueron Pichincha (99,76 %), Galápagos (99,68 %), Carchi (99,13 %) y Santo Domingo (98,94 %). Por otro lado, los porcentajes de cobertura eléctrica más bajos (menores al 90 %) se registraron en las provincias de Pastaza, Santa Elena, Esmeraldas y Morona Santiago.

Tabla Nro. 86: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia

Regiones/Provincias	2018
Azuay	98,06%
Bolívar	92,04%
Cañar	95,99%
Carchi	99,13%
Cotopaxi	97,09%
Chimborazo	94,09%
Imbabura	98,88%
Loja	98,86%
Pichincha	99,76%
Tungurahua	97,73%
Santo Domingo	98,94%
Región Sierra	98,41%
El Oro	98,06%
Esmeraldas	87,83%
Guayas	97,11%
Los Ríos	98,38%
Manabí	97,39%
Santa Elena	88,37%
Región Costa	96,37%
Morona Santiago	86,16%
Napo	90,87%
Pastaza	89,32%
Zamora Chinchipe	97,90%
Sucumbios	95,41%
Orellana	96,48%
Región Amazónica	92,77%
Galápagos	99,68%
Región Insular	99,68%
Zonas en estudio	92,98%
Total Nacional	97,05%

Mapa Nro. 19: Cobertura eléctrica



Leyenda	
Cobertura eléctrica (%)	
■	86,16 - 92,04
■	92,05 - 97,11
■	97,12 - 99,76



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000
Fuente: Cartografía base: CONALI, 2019
Cartografía temática: MERNNR, 2019
Fecha de elaboración: julio 2019



Línea 69Kv Licto-Molobog
Chimborazo
E. E. Riobamba



ESTADÍSTICA

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2009 - 2018



AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



EL
GOBIERNO
DE TODOS







INFRAESTRUCTURA 4

2009-2018







4. INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2009-2018

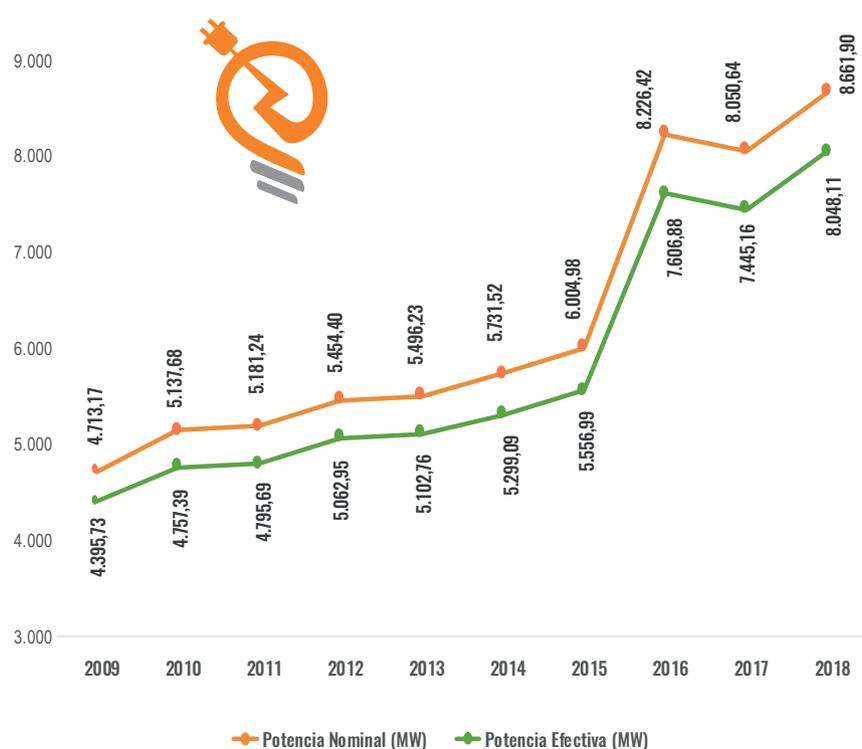
4.1 Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica, periodo 2009-2018

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

La figura Nro. 118 muestra la evolución de dicha capacidad en el periodo 2009 – 2018. El incremento de las potencias nominal y efectiva en el periodo de análisis fue 83,78 % y 83,09 %, respectivamente; alcanzando al 2018 los 8.661,90 MW nominales y 8.048,11 MW efectivos.

La construcción de las centrales de tipo renovable contribuyeron mayoritariamente a dicho incremento, siendo las más representativas: Minas San Francisco con 270 MW y Delsitanisagua con 180 MW.

Figura Nro. 118: 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

Las tablas Nros. 87 y 88 muestran la evolución de las potencias nominal y efectiva, clasificadas por tipo de empresa. En el periodo 2009-2018, las generadoras incrementaron su potencia en aproximadamente 95 % en cuanto a valores efectivos.

Tabla Nro. 87: Potencia nominal por tipo de empresa

Tipo Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generadora	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	6.571,55
Autogeneradora	814,37	911,87	918,28	947,79	1.003,06	1.084,90	1.236,80	1.381,21	1.519,90	1.638,51
Distribuidora	595,95	501,03	503,54	473,04	475,22	464,37	464,47	450,58	450,69	451,84
Total general	4.713,17	5.137,68	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.050,64	8.661,90

Tabla Nro. 88: Potencia efectiva por tipo de empresa

Tipo Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generadora	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	6.349,53
Autogeneradora	645,63	711,56	712,35	739,58	794,37	865,35	988,07	1.089,57	1.209,25	1.317,20
Distribuidora	494,89	452,48	455,18	430,51	432,28	420,55	420,63	384,11	380,23	381,39
Total general	4.395,73	4.757,39	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.445,16	8.048,11

4.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

Las tablas Nros. 89 y 90 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 el 146 %, considerando valores efectivos.

Tabla Nro. 89: Potencia nominal por tipo de fuente

Tipo de Energía	Tipo Central	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Renovable	Hidráulica	2.059,25	2.242,42	2.234,41	2.263,89	2.263,89	2.248,09	2.407,61	4.446,36	4.515,96	5.066,40
	Eólica	2,40	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	106,80	101,30	101,30	101,30	101,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30
	Fotovoltaica	0,02	0,02	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54	26,48	26,48	27,63
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	-	-	2,00	7,26	7,26
Total Renovable		2.168,47	2.346,13	2.338,15	2.367,67	2.387,99	2.439,95	2.598,60	4.640,29	4.715,15	5.266,74
No Renovable	Térmica	2.544,70	2.791,55	2.843,08	3.086,73	3.108,23	3.291,58	3.406,38	3.586,14	3.335,49	3.395,15
Total No Renovable		2.544,70	2.791,55	2.843,08	3.086,73	3.108,23	3.291,58	3.406,38	3.586,14	3.335,49	3.395,15
Total general		4.713,17	5.137,68	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.050,64	8.661,90

Tabla Nro. 90: Potencia efectiva por tipo de fuente

Tipo de Energía	Tipo Central	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Renovable	Hidráulica	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	5.036,43
	Eólica	2,40	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	94,50	93,40	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40
	Fotovoltaica	0,02	0,02	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50	25,59	25,59	26,74
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	-	-	1,76	6,50	6,50
Total Renovable		2.129,08	2.311,01	2.303,01	2.332,50	2.352,79	2.424,69	2.584,57	4.603,07	4.676,05	5.227,22
No Renovable	Térmica	2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44	2.749,96	2.874,39	2.972,41	3.003,80	2.769,11	2.820,89
Total No Renovable		2.266,65	2.446,38	2.492,67	2.730,44	2.749,96	2.874,39	2.972,41	3.003,80	2.769,11	2.820,89
Total general		4.395,73	4.757,39	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.445,16	8.048,11

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 tablas Nros. 91 y 92; en base a esta información se determina que, la potencia efectiva para el servicio público ha experimentado un incremento del 79 %, mientras que para el servicio no público un 111 %.

Tabla Nro. 91: Potencia nominal por tipo de servicio

Tipo Servicio	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Público	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	7.141,38
No Público	732,85	833,91	881,12	910,63	965,90	1.017,10	1.116,01	1.261,26	1.452,03	1.520,52
Total general	4.713,17	5.137,68	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.050,64	8.661,90

Tabla Nro. 92: Potencia efectiva por tipo de servicio

Tipo Servicio	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Público	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	6.853,47
No Público	566,25	637,05	674,83	702,07	756,85	800,96	870,89	972,96	1.136,53	1.194,64
Total general	4.395,73	4.757,39	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.445,16	8.048,11

En las figuras Nros. 119 y 120 se clasifica a la potencia efectiva para servicio público y no público por tipo de central.



Figura Nro. 119: Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2009 - 2018 (MW)

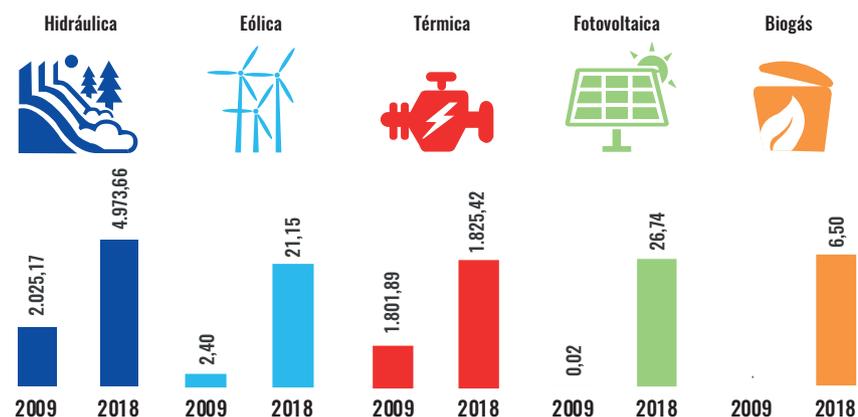
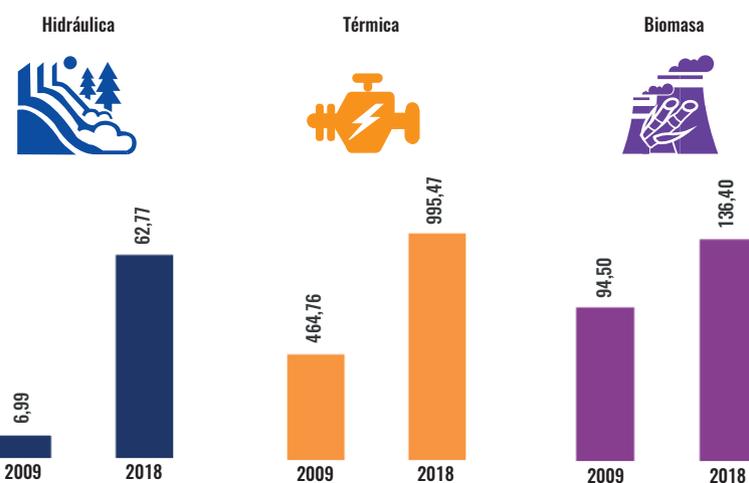


Figura Nro. 120: Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2009 - 2018 (MW)



4.2 Evolución histórica de la capacidad de transformación, periodo 2009-2018

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, que se incrementa en función de la evolución de la potencia instalada 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. 93, muestra la capacidad de transformación (subestaciones y puntos de transformación) de empresas generadoras en el periodo 2009-2018; en esta, se aprecia un incremento del 89 % de la capacidad máxima.

Tabla Nro. 93: Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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	6.861,72
2018	7.764,40

La tabla Nro. 94 detalla la evolución histórica de la capacidad de transformación de empresas autogeneradoras; dicha capacidad se ha incrementado en un 70 %, durante el periodo de estudio.

Tabla Nro. 94: Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2018	1.305,05

4.2.2 Capacidad de transformación en subestaciones de CELEC EP-Transelectric

En el 2018 la capacidad máxima instalada en subestaciones del transmisor fue 14.821,30 MVA, incluyendo las subestaciones móviles; lo que representó un incremento del 120 % respecto al 2009.

Tabla Nro. 95: Evolución de la capacidad de transformación del transmisor

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2018	14.821,30

4.2.3 Capacidad de transformación en subestaciones de empresas distribuidoras

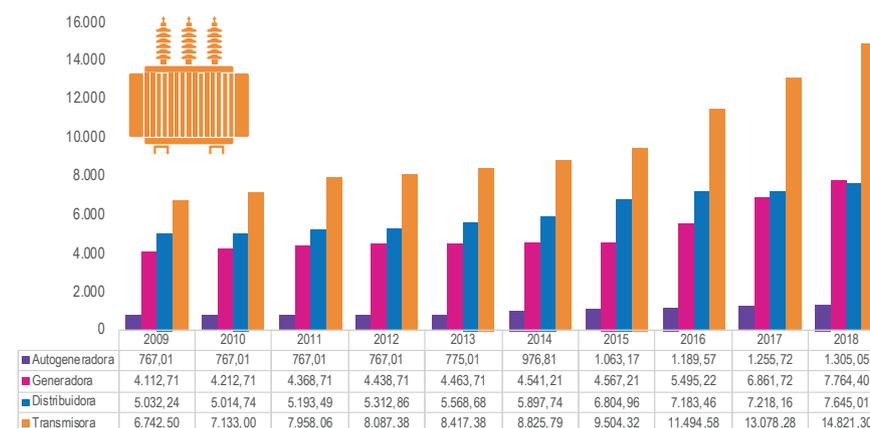
La evolución del número y capacidad instalada de subestaciones de distribución se muestra en la tabla Nro. 96; la misma revela un incremento del 52 % en el periodo 2009–2018, respecto a la capacidad máxima.

Tabla Nro. 96: Evolución de la capacidad de transformación de las subestaciones de distribución

Año	Número	Capacidad Máxima (MVA)
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	379	7.183,46
2017	392	7.218,16
2018	374	7.645,01

En la figura Nro. 121 se muestra un resumen de los valores de capacidad máxima de transformación, por tipo de empresa. Los datos detallan la evolución histórica que ha experimentado a lo largo del periodo.

Figura Nro. 121: Capacidad máxima de transformación (MVA)



4.3 Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión, periodo 2009–2018

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 cumplen, se consideran como líneas de transmisión.

La longitud total de las líneas de transmisión reportadas por las generadoras para el 2018 fue 326,38 km, en tanto que para el 2017 se reportaron 260,07 km. En relación al 2017, se visualiza un aumento en la longitud de líneas de transmisión, principalmente del resultado del ingreso de las siguientes líneas de generación:

- La línea Pusuno - Puerto Napo de 138 kV perteneciente a la empresa ElitEnergy.
- La línea Palmira - Los Bancos de 69 kV perteneciente a la empresa IPNEGAL.
- La línea Ocaña - La Troncal de 69 kV perteneciente a la empresa Elecaastro.

Tabla Nro. 97: Evolución histórica de líneas de empresas generadoras

Año	Longitud (km)								
	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	22,8 kV	34,5 kV	69 kV	138 kV	230 kV	Total
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	0,60	0,80	0,40	0,15	129,06	120,03	5,03	260,07
2018	-	0,60	0,80	0,40	-	175,57	145,10	3,91	326,38

Al 2018, la longitud total de las líneas de empresas generadoras fue 326,38 km, lo que representó un incremento del 24 %, con respecto al 2009. Los datos históricos se presentan en la tabla Nro. 97.

Tabla Nro. 98: Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras

Año	Longitud (km)									Total
	6,3 kV	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	230 kV	
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
2018	3,75	5,20	-	22,66	275,60	29,19	259,75	-	127,87	724,02

4.3.2 Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric

Al 2018, el transmisor operó 5.610,56 km de líneas de transmisión, valor que representó un incremento del 63 % en relación al 2009 (los valores no incluyen líneas para interconexión).

Tabla Nro. 99: Líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric

Año	Longitud (km)			Total
	138 kV	230 kV	500 kV	
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
2018	2.135,48	3.014,28	460,80	5.610,56

4.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras

Las distribuidoras reportaron una longitud total de 5.337,14 km para el 2018, lo que representó un incremento de 779,14 km (17 %) respecto al 2009. Los valores incluyen líneas de subtransmisión y líneas asociadas a generación (se consideran como líneas de transmisión).

Tabla Nro. 100: 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
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	8,15	54,71	44,56	211,48	4.586,94	134,87	5.052,71
2017	12	17,86	54,71	67,59	192,03	4.626,13	114,17	5.084,49
2018	-	29,86	54,71	67,59	247,31	4.664,71	272,96	5.337,14

4.4 Evolución histórica de clientes, periodo 2009-2018

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. 101, al 2018 se registró un total de 5.168.035 clientes, lo que representó un incremento del 38 % (1.421.298 clientes) respecto al 2009.

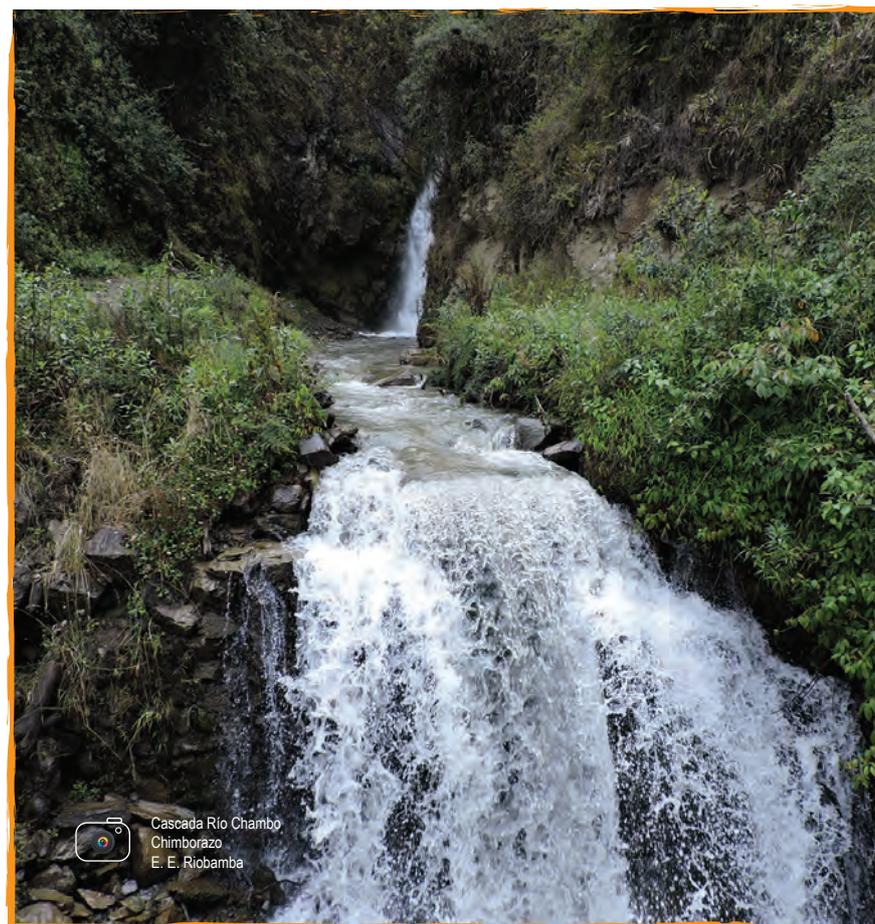
Tabla Nro. 101: Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras

Año	Clientes Regulados					Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Regulados	No Regulados	General
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
2018	4.559.192	486.337	42.839	267	79.210	5.167.845	190	5.168.035

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 la figura Nro. 122 se aprecia el incremento de clientes regulados y no regulados a nivel nacional, en los últimos 10 años.

Figura Nro. 122: Número de clientes totales







TRANSACCIONES

5

2009-2018







5. TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2009-2018

5.1 Evolución histórica de la producción de energía, periodo 2009-2018

5.1.1 Producción de energía

La energía bruta producida por las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras durante el periodo 2009-2018 se presenta en la tabla Nro. 102. En el 2009 fue 18.264,62 GWh y en el 2018 fue 29.243,59 GWh, lo que representó un incremento de 10.978,97 GWh, 60,11 %.

Tabla Nro. 102: Energía producida 2009-2018

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)
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
2018	29.243,03	413,92	28.829,10	23.922,42	4.906,68

La energía disponible en el 2009 fue 17.891,84 GWh y en el 2018 de 28.829,10 GWh, lo que representó un incremento de 10.937,27 GWh, 61,13 %. Del valor disponible en el 2018, 23.922,42 GWh, 82,98 %, se entregó para el servicio público; y, 4.906,68 GWh, 17,02 %, 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 el sistema eléctrico.

Figura Nro. 123: Energía bruta y disponible, periodo 2009-2018

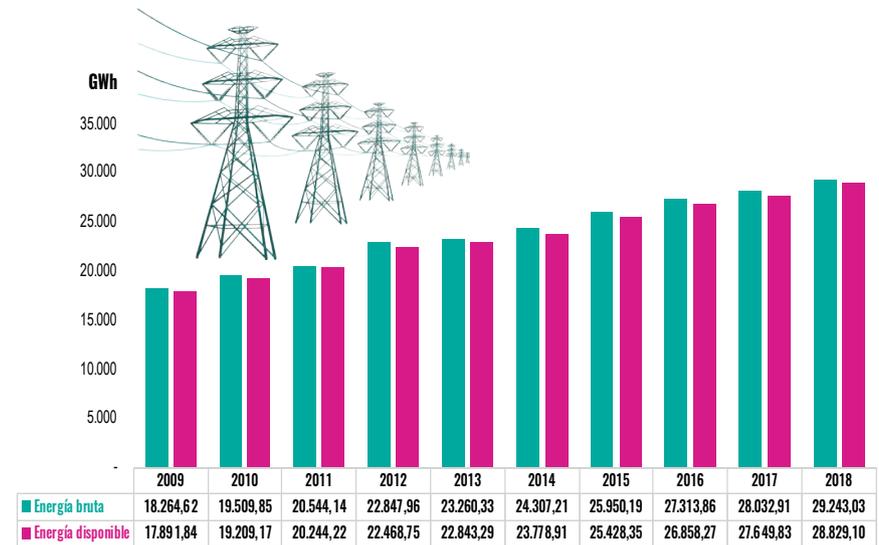
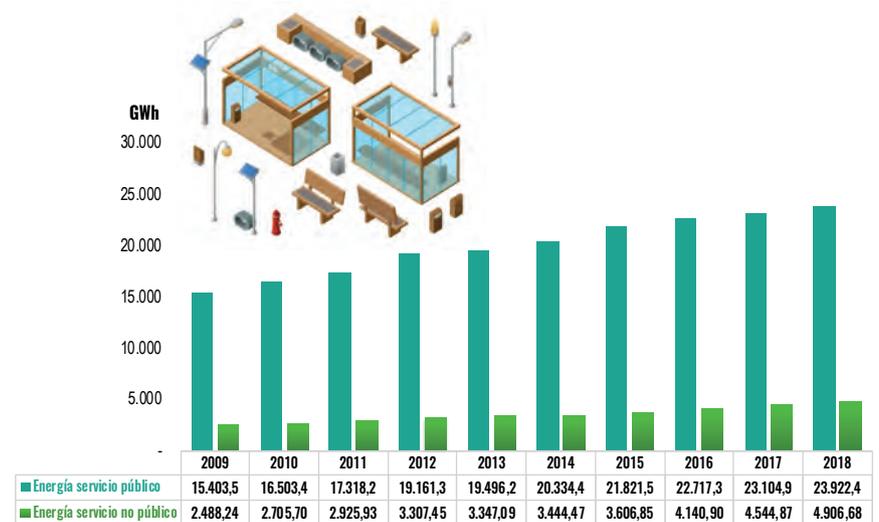


Figura Nro. 124: Energía para servicio público y no público, periodo 2009-2018



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 2009-2018.

5.1.2 Producción histórica de empresas generadoras

La energía bruta producida por las empresas generadoras en el 2009 fue 13.857,90 GWh y en el 2018 fue 22.943,70 GWh; con un incremento en los últimos diez años de 9.085,80 GWh, lo que representó el 65,56 %.

Se observa también que la energía destinada para servicio público se incrementó en 8.993,60 GWh, que representó el 66,49 %.

Tabla Nro. 103: Energía producida por las empresas generadoras

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
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
2018	22.943,70	313,62	22.630,08	22.519,40

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. 125. Se visualiza que en los últimos 10 años hubo un crecimiento sostenido de la producción energética debido a la incorporación de nuevas centrales de generación.

Figura Nro. 125: 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 2018, fue 710,63 GWh. Con respecto al 2009, existe una variación de 633,60 GWh (47,13 %), debido a que en los últimos años, varias centrales de generación de las distribuidoras pasaron a ser operadas por CELEC EP.

Tabla Nro. 104: Energía producida por las empresas distribuidoras con generación

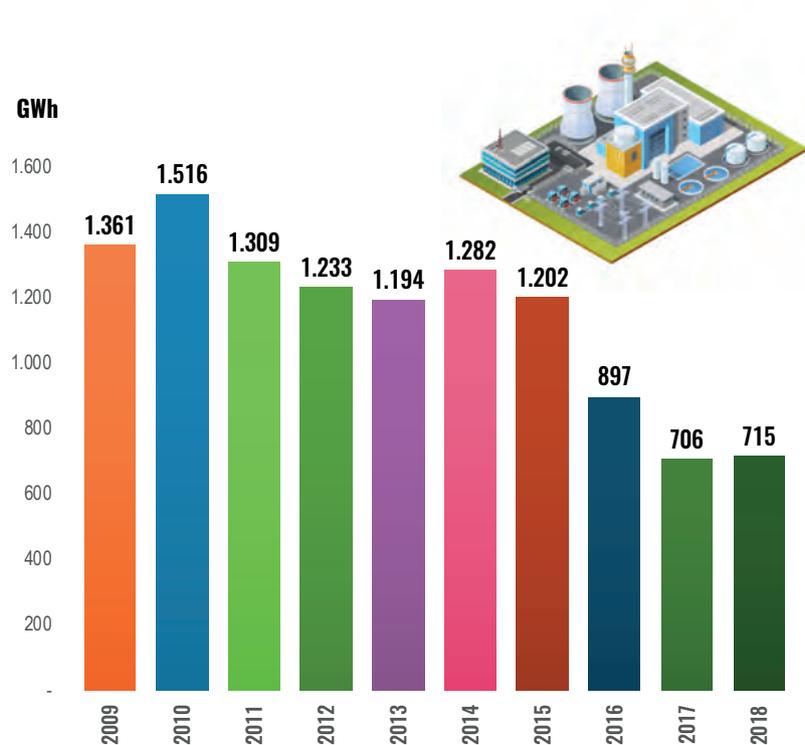
Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2009	1.361,30	17,07	1.344,23	1.344,23
2010	1.516,22	18,33	1.497,88	1.497,88
2011	1.308,89	14,22	1.294,66	1.294,66
2012	1.232,58	12,90	1.219,67	1.219,67
2013	1.194,41	12,55	1.181,86	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
2018	714,92	4,28	710,63	710,63

En la tabla Nro. 105 se presenta la energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación para servicio público durante el periodo 2009-2018.

Tabla Nro. 105: Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CNEL-Guayaquil	399,47	603,35	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78	68,58
CNEL-Sucumbios	55,52	61,94	47,49	15,15	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	3,28	4,51	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-
CNEL-EI Oro	1,95	0,09	0,03	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Milagro	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	601,69	557,64	619,41	543,27	519,23	551,27	485,17	413,35	391,20	401,20
E.E. Riobamba	99,08	105,70	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90	90,62
E.E. Cotopaxi	53,94	51,55	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80	58,96
E.E. Norte	51,11	52,66	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30	56,03
E.E. Sur	49,61	38,89	30,98	28,04	33,77	26,89	23,44	23,87	18,20	16,77
E.E. Ambato	11,68	10,22	9,37	13,02	10,47	10,20	13,08	11,96	13,08	12,92
E.E. Galápagos	28,39	29,27	31,90	36,74	37,05	43,54	50,50	20,83	8,71	9,11
E.E. Centro Sur	0,55	0,39	0,05	0,65	1,48	1,27	0,68	0,73	0,74	0,72
Total general	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	714,92

Figura Nro. 126: Energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación



5.1.4 Producción histórica de empresas autogeneradoras

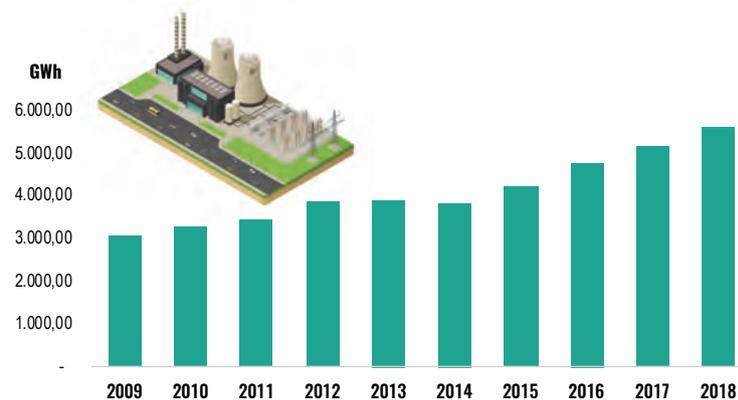
La energía bruta producida por las empresas autogeneradoras en el 2009 fue 3.045,42 GWh y en el 2018 fue 5.584,96 GWh, la variación de energía en el periodo 2009-2018 fue 2.539,55 GWh que representó un incremento del 83,39%.

Tabla Nro. 106: 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)
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
2018	5.584,96	96,57	5.488,39	692,39	4.796,00

La evolución de la producción total de energía de las empresas autogeneradoras se presenta en la figura Nro. 127.

Figura Nro. 127: 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 2009-2018

En la tabla Nro. 107 se presenta el consumo de los combustibles utilizados para generación de energía eléctrica. Comparando el 2009 con el 2018, se visualiza una reducción en el consumo de los principales combustibles utilizados, el diésel redujo 93,5 millones de galones, 45 %; el fuel oil 39 millones de galones, 17,33 % y el residuo 10,34 millones de galones, 26,56 %; esto debido a la incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas.



Tabla Nro. 107: Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica

Combustible	Unidad	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel Oil	kgal	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	185.511,19
Diesel	kgal	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	114.299,88
Nafta	kgal	9.953,19	14.639,68	14.711,27	90,75	2.705,72	-	-	0,01	-	-
Gas Natural	kpc x 106	19,30	20,04	17,71	23,23	25,87	26,65	25,72	26,18	23,53	20,21
Residuo	kgal	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	28.604,41
Crudo	kgal	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	111.875,10
GLP	kgal	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	7.897,94
Bagazo de Caña	t	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	1.437.079,48
Biogás	m³	-	-	-	-	-	-	-	8.119.299,87	16.327.344,01	26.622.714,15

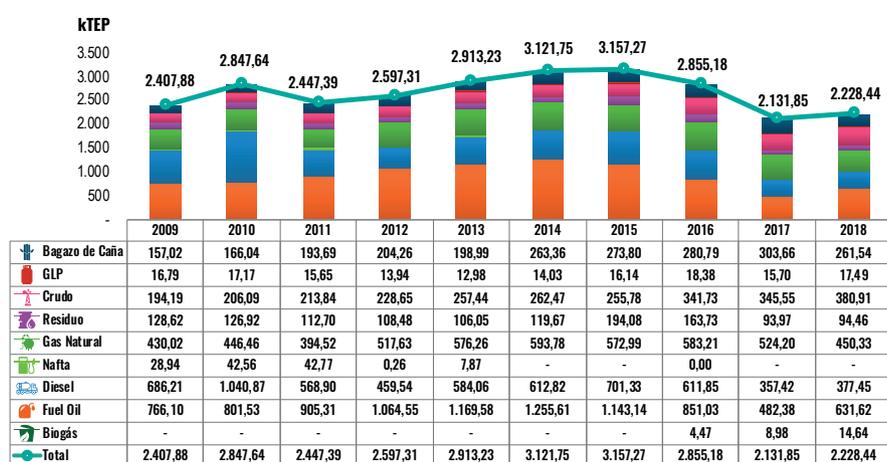
En la tabla Nro. 108 se detalla el consumo de combustibles expresado en toneladas equivalentes de petróleo.

Tabla Nro. 108: Consumo de combustibles (TEP)

Combustible	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel Oil	766,10	801,53	905,31	1.064,55	1.169,58	1.255,61	1.143,14	851,03	482,38	631,62
Diesel	686,21	1.040,87	568,90	459,54	584,06	612,82	701,33	611,85	357,42	377,45
Nafta	28,94	42,56	42,77	0,26	7,87	-	-	0,00	-	-
Gas Natural	430,02	446,46	394,52	517,63	576,26	593,78	572,99	583,21	524,20	450,33
Residuo	128,62	126,92	112,70	108,48	106,05	119,67	194,08	163,73	93,97	94,46
Crudo	194,19	206,09	213,84	228,65	257,44	262,47	255,78	341,73	345,55	380,91
GLP	16,79	17,17	15,65	13,94	12,98	14,03	16,14	18,38	15,70	17,49
Bagazo de Caña	157,02	166,04	193,69	204,26	198,99	263,36	273,80	280,79	303,66	261,54
Biogás	-	-	-	-	-	-	-	4,47	8,98	14,64
Total general	2.407,88	2.847,64	2.447,39	2.597,31	2.913,23	3.121,75	3.157,27	2.855,18	2.131,85	2.228,44

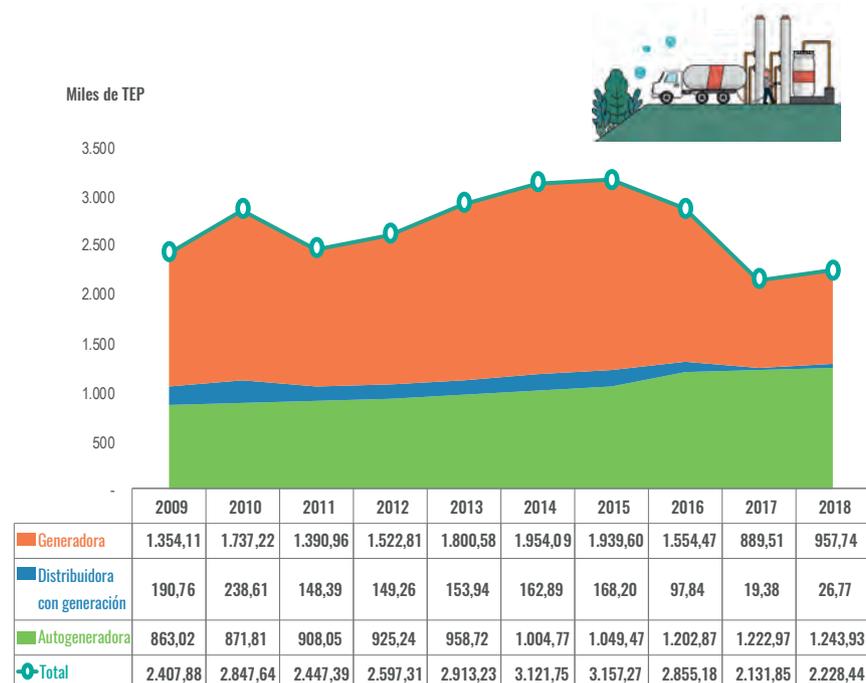
En la figura Nro. 128 se presentan los consumos de combustibles para el periodo 2009-2018 expresados en TEP.

Figura Nro. 128: Consumo de combustibles (TEP)



En la figura Nro. 129 se muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa para el periodo 2009-2018.

Figura Nro. 129: Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP)



En la tabla Nro. 109 se muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa.

Tabla Nro. 109: Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP)

Combustible	Tipo de Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fuel Oil	Generadora	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	601.917,32
	Distribuidora	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	8.149,04
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	4,57	4.174,50	17.153,93	21.550,26
Diesel	Generadora	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	51.431,69
	Distribuidora	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	18.623,08
	Autogeneradora	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	307.398,07
Nafta	Generadora	28.935,03	42.559,17	42.767,29	263,82	7.865,82	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	0,02	-	-
Gas Natural	Generadora	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	229.796,23
	Autogeneradora	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	220.537,62
Residuo	Generadora	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	59.953,73
	Distribuidora	-	-	4.702,20	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	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	34.506,71
Crudo	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	8.512,62	-	-
	Distribuidora	7.648,42	8.418,79	-	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	Autogeneradora	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	380.905,19
	Autogeneradora	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	17.487,63
Bagazo	Autogeneradora	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	261.544,84
Biogás	Generadora	-	-	-	-	-	-	4.465,49	8.979,80	14.642,10	-

5.2 Evolución histórica de la energía vendida 2009-2018

La energía vendida por tipo de empresa de los últimos diez años se detalla en la tabla Nro. 110.

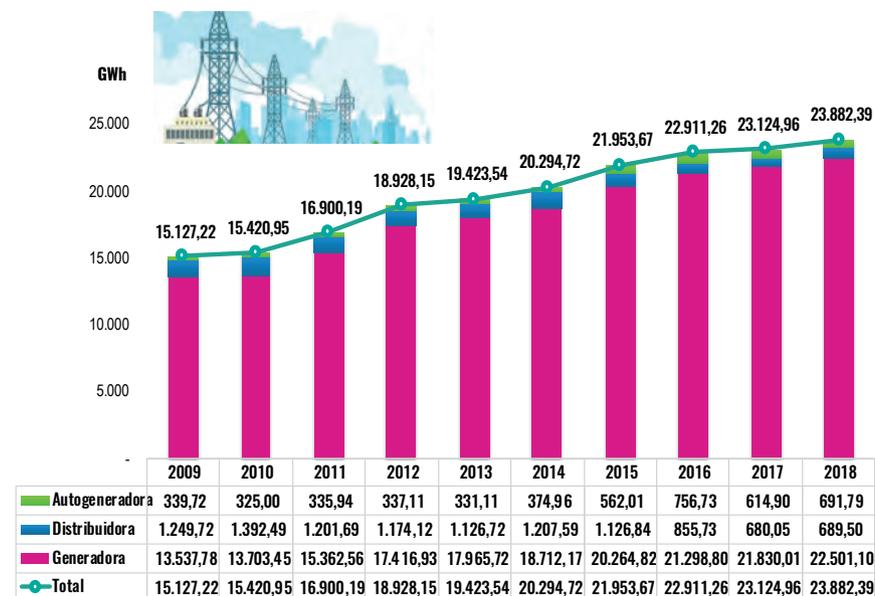
En el 2018 se vendieron 23.882,39 GWh; se visualiza que durante el periodo 2009-2018 las empresas generadoras han incrementado su venta en 8.963,32 GWh, 66,21 %; las autogeneradoras disminuyeron 352,07 GWh, 103,63 %; y, las distribuidoras con generación disminuyeron su venta en 560,22 GWh, 44,83 %, por cuanto a lo largo del periodo varias centrales han pasado a ser administradas por CELEC EP.

Tabla Nro. 110: Energía vendida por tipo de empresa (GWh)

Año	Generador	Distribuidor	Autogenerador
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	21.830,01	680,05	614,90
2018	22.501,10	689,50	691,79

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, Minas San Francisco, Delsitanisagua, Normandía, Palmira Nanegal y varias centrales fotovoltaicas.

Figura Nro. 130: Energía vendida por tipo de empresa



5.2.1 Energía vendida por las empresas generadoras

En tabla Nro. 111 se presenta la energía vendida por las empresas de generación que en el 2009 fue 13.537,78 GWh y en el 2018 22.501,10 GWh, con un crecimiento de 8.963,32 GWh lo que represento el 66,21 %.

Tabla Nro. 111: Energía vendida por empresa generadora (GWh)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CELEC-Hidropaute	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	7.705,08
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65	6.488,44
CELEC-Hidroagoyán	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	2.082,51
CELEC-Electroguayas	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	1.498,46
CELEC-Termogas Machala	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	877,73
CELEC-Termoesmeraldas	943,53	449,54	719,71	1.383,28	1.699,50	1.774,55	1.711,79	1.370,50	744,09	586,16
CELEC-Hidronación	-	-	-	1.035,85	820,40	933,87	1.245,66	1.209,89	1.196,51	982,70
CELEC-Termopichincha	274,80	360,95	742,65	848,15	1.027,17	1.108,49	1.218,81	1.055,18	425,04	383,30
Termoguayas	577,93	595,79	540,97	546,45	632,93	623,18	622,91	520,36	64,87	-
Elecaastro	286,06	228,65	309,26	387,15	462,92	476,62	518,08	427,99	424,97	405,03
Electroquil	527,58	498,16	221,74	222,14	248,99	268,66	363,40	230,85	-	-
Intervisa Trade	136,53	327,94	228,65	60,54	354,75	174,93	295,68	121,07	-	-
Hidrosibimbe	89,23	86,68	103,12	98,87	84,16	97,56	104,67	98,30	100,56	80,41
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	-	92,80	74,35	41,47
Generoca	165,38	162,86	135,38	121,18	123,25	126,94	111,28	85,17	5,83	38,84
CELEC-Gensur	-	-	-	-	49,57	74,70	90,92	76,73	66,10	331,49
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	36,16	209,10	208,00
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	-	32,04	42,29	40,56
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	12,96	23,16	28,09
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	6,75	20,18	22,14
Gransolar	-	-	-	-	-	2,64	5,83	5,91	5,65	5,82
Wildtecsa	-	-	-	-	-	0,71	1,28	3,37	1,25	1,19
Epfotovoltaica	-	-	-	-	1,21	2,98	2,97	3,06	2,88	2,96
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	-	1,78	28,57	46,08
San Pedro	-	-	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66	1,68
Gonzanergy	-	-	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64	1,65
Lojaenergy	-	-	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52	1,55
Electrisol	-	-	-	-	-	1,45	1,62	1,56	1,52	1,58
Valsolar	-	-	-	-	1,31	1,32	1,44	1,49	1,42	1,39
Surenergy	-	-	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45	1,46
Renova Loja	-	-	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37	1,37
Saracaysol	-	-	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27	1,22
Solsantros	-	-	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28	1,26
Sanersol	-	-	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25	1,21
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50	1,56
Eolicisa	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	1,19
Solsantonio	-	-	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15	1,16
Solhuaqui	-	-	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14	1,14
Solchacras	-	-	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10	1,15
Brineforcorp	-	-	-	-	-	0,34	1,40	1,20	1,17	1,22
Genrenotec	-	-	-	-	-	0,81	1,08	1,11	1,08	1,11
Altgenotec	-	-	-	-	-	0,83	0,91	1,11	1,07	1,08
Enersol	-	-	-	-	0,51	0,67	0,62	0,65	0,64	0,62
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	25,60	99,29
CELEC-Termomanabí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	352,11
EMAAP-Q	123,70	77,82	113,68	106,89	121,95	105,73	103,20	-	-	-
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57,27
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,99
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101,25
Hidropastaza	1.052,68	1.031,03	903,23	-	-	-	-	-	-	-
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	3,55	5,16
Hidronación	609,23	762,86	647,83	-	-	-	-	-	-	-
Total general	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	22.501,10

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 2009–2018, 10 distribuidoras efectuaron la venta de la energía producida por sus centrales de generación en el mercado eléctrico.

Tabla Nro. 112: Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (GWh)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CNEL-Guayaquil	395,98	595,70	331,45	390,76	373,89	412,11	400,93	217,66	45,49	68,35
CNEL-Manabí	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	3,27	4,49	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	1,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	590,95	549,67	612,82	537,38	512,20	543,85	480,99	408,24	389,75	398,77
E.E. Riobamba	98,00	102,66	96,07	105,77	92,52	100,36	101,43	93,39	104,71	85,91
E.E. Norte	51,11	52,66	69,18	53,28	54,90	64,64	56,06	52,75	57,30	56,14
E.E. Cotopaxi	42,99	38,74	49,99	44,73	49,42	50,01	51,47	48,35	52,05	50,98
E.E. Sur	48,90	38,38	30,56	27,69	33,32	26,43	22,88	23,38	17,68	16,45
E.E. Ambato	11,67	10,20	9,37	13,02	10,46	10,19	13,07	11,96	13,08	12,89
Total	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	689,50

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de venta de energía (GWh) registrados para la CNEL Guayaquil en los años 2009-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.



La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación en el 2018 fue 689,50 GWh. Esto representó una variación de 560,22 GWh con respecto al 2009, es decir, un 44,83 %.

5.2.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras

En la tabla Nro. 113 se presentan los valores de energía vendida por las empresas autogeneradoras, que en 2009 fue 339,72 GWh y en 2018 691,79 GWh, con una disminución de 352,07 GWh lo que representó el 103,63 %.

Tabla Nro. 113: Energía vendida por empresa autogeneradora (GWh)

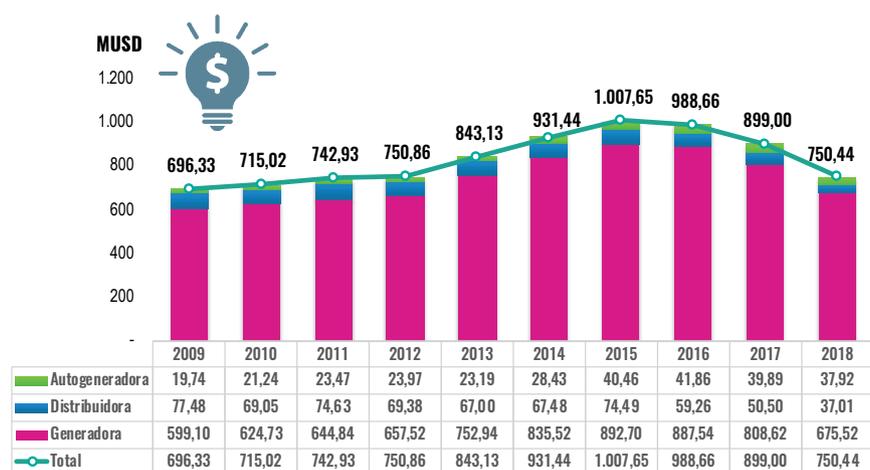
Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
San Carlos	33,30	29,56	33,33	43,02	39,08	115,80	139,88	300,88	109,69	121,41
Hidosanbartolo	-	-	-	-	-	-	148,21	154,04	175,91	163,16
Ecoelectric	40,19	34,75	64,92	61,80	71,41	63,78	57,64	66,96	53,80	39,10
Coazucar	-	-	-	-	-	-	-	62,64	54,62	34,68
Hidroabanico	149,23	126,09	95,23	79,28	80,59	39,25	44,20	60,30	51,40	80,51
Enermax	30,13	36,65	37,36	38,88	34,25	43,62	52,42	55,50	57,18	33,30
Ecoluz	36,90	29,72	38,43	38,70	40,92	41,19	44,32	27,44	13,20	18,06
UNACEM	-	-	-	-	-	-	13,01	16,85	6,41	7,63
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	1,67	4,61	3,57	3,23
I.M. Mejía	5,63	7,60	9,88	8,46	7,82	6,95	5,97	2,37	1,78	3,19
Hidroimbabura	-	-	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56	1,82	2,99	1,60
Moderna Alimentos	4,63	0,71	3,63	3,07	1,63	2,39	1,13	1,57	1,42	2,25
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	1,31	1,03	1,32	0,97
Vicunha	-	-	-	-	0,34	0,77	0,94	0,31	0,11	0,12
Perlabí	1,74	0,42	0,88	0,66	0,19	0,13	0,07	0,22	6,42	0,26
Consejo Provincial De Tungurahua	0,34	0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,19	0,25	-
Electrocordova	0,10	0,05	0,26	0,13	0,09	0,01	-	-	-	-
La Internacional	1,56	0,31	0,13	0,30	-	-	-	-	-	-
Electroandina	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Municipio A. Ante	1,57	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	-	-	-	-
Lafarge	3,35	6,37	0,38	8,97	6,13	8,71	-	-	-	-
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	-	-	74,83	101,18
Ecudos	30,67	51,02	49,02	50,83	43,67	49,58	49,39	-	-	-
Hidronormandía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81,14
Agua Y Gas De Sillunchi	0,04	0,03	0,03	0,07	0,24	0,27	0,04	-	-	-
Hidroservice	0,29	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general	339,72	325,00	335,94	337,11	331,11	374,96	562,01	756,73	614,90	691,79

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 figura Nro. 131 se presentan los valores económicos por venta de energía de las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, que en 2009 fue 696,33 MUSD y en 2018 750,44 MUSD, con un incremento de 54,11 MUSD que representó el 7,77 %.

Figura Nro. 131: Valor de la energía vendida por tipo de empresa



5.2.4.2 Valor de la energía vendida por las empresas generadoras

En la tabla Nro. 114 se presentan los valores por venta de energía de las empresas de generación, que en 2009 fue 574,48 MUSD y en 2018 675,51 MUSD, con un incremento de 101,03 MUSD que representó el 17,59 %.



Calle García Moreno
Pichincha
E. E. Quito

Tabla Nro. 114: Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CELEC-Electroguayas	131,93	173,00	192,88	167,36	217,76	230,20	216,82	180,90	119,98	131,48
CELEC-Termoesmeraldas	43,90	27,14	34,65	92,42	120,23	123,19	132,96	127,66	108,45	50,96
CELEC-Termopichincha	27,21	38,04	68,46	82,07	105,67	114,29	141,12	125,07	92,25	81,47
CELEC-Hidropaute	77,97	61,09	90,08	71,54	43,19	58,41	55,20	113,98	151,28	94,59
CELEC-Termogas Machala	59,94	67,89	51,24	62,88	65,22	80,02	81,73	78,84	85,31	53,61
CELEC-Hidroagoyán	29,60	38,64	30,77	31,22	25,52	26,79	28,86	49,83	54,15	43,42
CELEC-Hidronación	-	-	-	17,94	15,71	26,41	36,13	41,98	41,12	25,31
Termoguayas	37,78	40,25	37,88	42,43	55,09	53,80	53,39	37,27	5,54	-
Electroquil	52,86	62,19	38,70	40,19	41,15	38,20	43,37	32,34	-	-
Elecaastro	15,39	13,34	14,32	15,20	14,58	25,43	28,73	24,56	26,15	24,54
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	2,83	19,85	74,20	61,21
Intersa Trade	12,51	38,30	30,61	17,38	26,48	28,24	33,89	13,92	-	-
Generoca	12,29	12,29	10,89	9,77	10,08	11,04	9,60	7,71	0,52	3,35
CELEC-Gensur	-	-	-	-	4,53	6,82	8,30	7,01	6,03	7,36
Hidrosibimbe	3,56	4,05	4,90	4,71	4,03	4,66	5,07	4,78	4,57	2,29
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	2,49	14,39	14,31
Gransolar	-	-	-	-	-	1,06	2,33	2,37	2,26	2,33
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	-	2,30	3,03	2,91
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	1,42	2,56	4,22
Epfotovoltaica	-	-	-	-	0,49	1,19	1,19	1,23	1,15	1,18
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	-	1,05	1,29	0,57
San Pedro	-	-	-	-	-	0,10	0,63	0,68	0,67	0,67
Gonzanergy	-	-	-	-	-	0,10	0,62	0,68	0,66	0,66
Lojaenergy	-	-	-	-	-	0,03	0,43	0,63	0,61	0,62
Electrisol	-	-	-	-	-	0,58	0,65	0,63	0,61	0,63
Valsolar	-	-	-	-	0,53	0,53	0,58	0,60	0,57	0,55
Surenenergy	-	-	-	-	-	0,05	0,59	0,59	0,58	0,58
Renova Loja	-	-	-	-	-	0,02	0,38	0,55	0,55	0,55
Saracaysol	-	-	-	-	-	0,10	0,54	0,54	0,51	0,49
Solsantos	-	-	-	-	-	0,10	0,55	0,54	0,51	0,50
Sanersol	-	-	-	-	-	0,10	0,54	0,53	0,50	0,48
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	0,01	0,23	0,53	0,60	0,62
Wildtecsa	-	-	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,50	0,48
Sansau	-	-	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,41	0,48
Salsantonio	-	-	-	-	-	0,05	0,46	0,51	0,46	0,47
Solhuaqui	-	-	-	-	-	0,06	0,49	0,50	0,45	0,46
Solchacras	-	-	-	-	-	0,06	0,40	0,49	0,44	0,46
Brineforcorp	-	-	-	-	-	0,14	0,56	0,48	0,47	0,49
Genrenotec	-	-	-	-	-	0,33	0,43	0,45	0,43	0,44
Altgenotec	-	-	-	-	-	0,33	0,37	0,44	0,43	0,43
Enersol	-	-	-	-	0,20	0,27	0,29	0,26	0,25	0,25
Eolica	0,41	0,44	0,43	0,31	0,44	0,50	0,44	0,17	-	-
HidroviCTORIA	-	-	-	-	-	-	-	0,12	2,05	3,30
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	0,01	0,04	1,66
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32
EMAAP-Q	4,60	5,30	4,24	2,11	2,05	1,75	0,98	-	-	-
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	1,68	6,53
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,47
CELEC-Termomanabí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,01
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,20
Hidropastaza	64,53	22,25	11,55	-	-	-	-	-	-	-
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	0,39	0,57
Total general	574,48	604,22	621,62	657,52	752,94	835,52	892,70	887,54	808,62	675,51

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 2018 fue 37,01 MUSD. Esto representó una variación de 40,47 MUSD con respecto al 2009, es decir, un 52,24 %.

Tabla Nro. 115: Valor de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (MUSD)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CNEL-Guayaquil	37,22	46,56	33,72	33,03	34,47	39,40	47,13	30,97	22,21	13,09
CNEL-Manabí	0,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	0,25	0,25	0,19	0,00	-	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	0,08	0,16	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	27,88	8,95	28,43	26,06	23,62	21,19	20,25	18,55	17,93	15,57
E.E. Sur	3,78	4,58	3,98	3,66	3,19	2,06	2,84	2,52	2,57	2,70
E.E. Riobamba	3,13	3,34	2,88	2,74	2,17	1,62	1,70	2,38	3,29	1,94
E.E. Norte	2,11	2,97	2,95	1,98	1,56	1,83	1,18	2,26	2,83	1,87
E.E. Cotopaxi	2,02	1,01	1,30	1,47	1,48	1,10	1,12	1,94	1,09	1,36
E.E. Ambato	0,55	1,24	1,17	0,43	0,53	0,28	0,27	0,64	0,58	0,48
Total general	77,48	69,05	74,63	69,38	67,00	67,48	74,49	59,26	50,50	37,01

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de venta de energía (MUSD) de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el período 2009-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.

5.2.4.4 Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

En la tabla Nro. 116 se presentan los valores de energía vendida de las empresas autogeneradoras, que en 2009 fue 19,74 MUSD y en 2018 37,92 MUSD, con un incremento de 18,17 MUSD que representó el 92,05 %.

Tabla Nro. 116: Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora (USD)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
San Carlos	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	11.643.044,43
Hidosanbartolo	-	-	-	-	-	-	9.203.544,92	9.566.029,92	10.923.702,79	10.132.269,76
Coazucar	-	-	-	-	-	-	-	5.117.015,76	3.443.145,40	56.242,96
Ecoelectric	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	206.058,71
Hidroabánico	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	2.447.158,32
Enermax	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	1.032.032,27
Ecoluz	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	558.807,69
UNACEM	-	-	-	-	-	-	670.017,03	867.606,56	169.186,18	64.962,44
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	81.839,60	243.591,81	189.895,31	246.738,96
Hidroimbabura	-	-	36.145,42	142.415,75	151.734,61	8.766,08	111.645,49	130.655,05	214.693,43	114.560,27
Moderna Alimentos	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	90.058,16
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	63.294,36	51.755,00	65.920,00	48.210,00
Perabí	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	10.497,84
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	-
Vicunha	-	-	-	-	9.380,72	24.051,00	18.281,15	-	-	-
Electrocordova	3.554,00	1.844,72	8.956,27	4.693,35	3.247,24	503,32	-	-	-	-
La Internacional	43.719,10	8.762,74	3.672,09	8.393,50	-	-	-	-	-	-
Lafarge	111.350,90	341.373,29	20.898,93	482.687,78	337.017,41	461.876,56	-	-	-	-
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	-	-	4.646.731,12	6.283.166,27
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	-	-	-
I.M. Mejía	203.241,24	274.342,23	356.581,19	451.070,62	414.687,80	379.943,35	275.305,33	-	-	-
Municipio A. Ante	54.999,00	46.734,27	47.493,06	10.864,21	115.693,32	96.357,76	-	-	-	-
Electroandina	2.038,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidronormandía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.982.521,77
Agua Y Gas De Sillunchi	1.080,46	949,23	825,57	2.168,55	7.176,72	8.226,72	1.238,73	-	-	-
Hidroservice	10.138,00	1.753,54	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general	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	37.916.329,84

5.3 Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión -SNT, periodo 2009-2018

5.3.1 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

En la tabla Nro. 117 se presenta el balance multianual de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, así como las pérdidas en el SNT. En el periodo 2009-2018, la energía recibida incrementó de 14.919,05 GWh a 24.774,32 GWh, esto significó un aumento del 66,06 % en los últimos diez años.

Las pérdidas en el sistema nacional de transmisión pasaron de 605,41 GWh, 4,06 % en el 2009 a 798,32 GWh, 3,22 % en el 2018.

Tabla Nro. 117: Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de Auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
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
2018	24.774,32	23.900,70	75,30	798,32	3,22

Figura Nro. 132: Pérdidas de energía en el SNT



5.3.2 Valores facturados por la empresa transmisora

En la tabla Nro. 118 se indican los montos totales facturados por CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en cada uno de los años del periodo 2009 - 2018. 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 2009 el Estado Ecuatoriano pasa a financiar este concepto, por tal razón únicamente se reportan valores por cargo fijo.

Tabla Nro. 118: Valores facturados por CELEC EP-Transelectric

Año	Valores facturados por CELEC EP-Transelectric (MUSD)	
	Cargo fijo	
2009		50,07
2010		53,40
2011		61,16
2012		60,33
2013		67,57
2014		65,80
2015		83,38
2016		77,18
2017		97,85
2018		123,74

5.4 Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica, periodo 2009-2018

5.4.1 Compra de energía eléctrica por las empresas distribuidoras

La energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2018 fue 22.620,22 GWh. Esto representó un aumento de 7.200,38 GWh con respecto al 2009, es decir, un incremento de 46,70 %.

En la tabla Nro. 119 se presenta en detalle la energía comprada y el valor económico de la misma en el periodo 2009-2018.

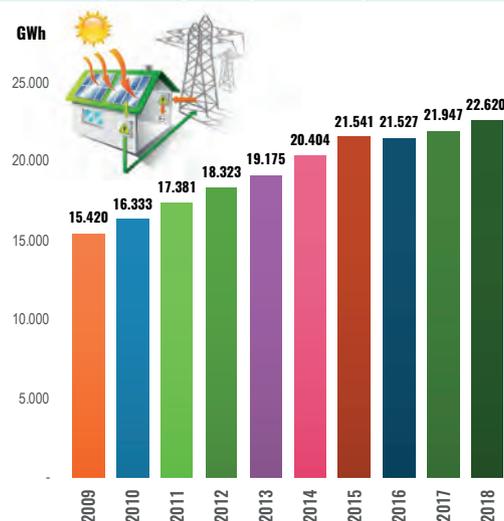
Tabla Nro. 119: Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras

Año	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
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
2018	22.620,22	601,99	155,24	109,69	866,92

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 2018 fue 866,92 MUSD, con una variación del 3,36 % respecto del monto registrado en el 2009 (30,16 MUSD).

Figura Nro. 133: Energía comprada por las empresas distribuidoras (GWh)



5.4.2 Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución

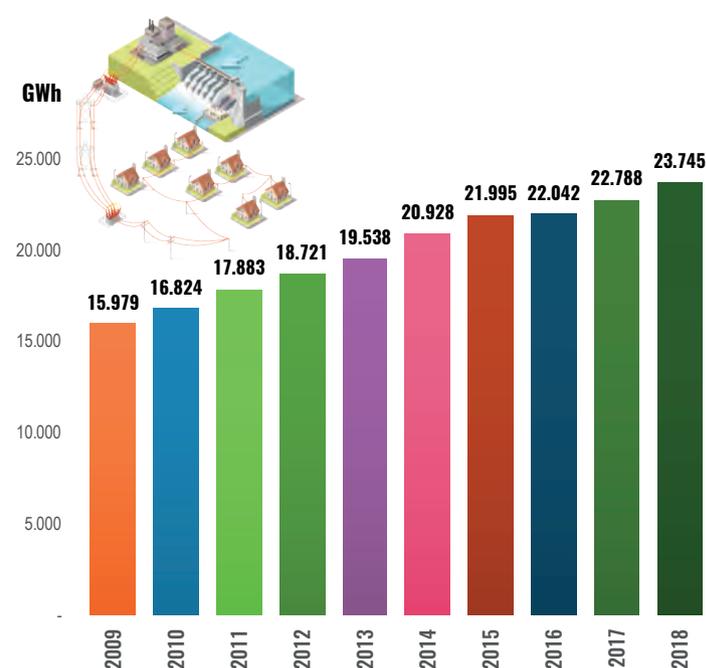
En la tabla Nro. 120 se observa la evolución que ha tenido la energía disponible en el periodo 2009-2018.

Tabla Nro. 120: Energía disponible en el sistema de distribución

Año	Energía recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada No Incorporada (GWh)	Energía Disponible (GWh)
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
2018	23.302,79	6,10	21,51	23.745,35

La energía disponible del sistema de distribución en el 2018 fue 23.745,35 GWh. Con respecto al 2009, existió un aumento de 7.766,64 GWh en la energía disponible, equivalente al 48,61 % de incremento.

Figura Nro. 134: Energía disponible en los sistemas de distribución (GWh)



5.4.3 Facturación a clientes regulados

En la tabla Nro. 121 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 2009-2018.

Tabla Nro. 121: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (GWh)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
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
2018	7.400,31	5.091,68	3.830,56	3.678,08	20.000,62

En el 2018, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un total de 20.000,62 GWh. Esto es 7.259,82 GWh más que en el 2009, lo que representó un incremento del 56,98 %.

Figura Nro. 135: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2009 (GWh)

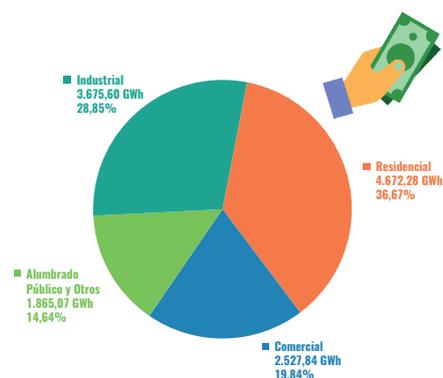
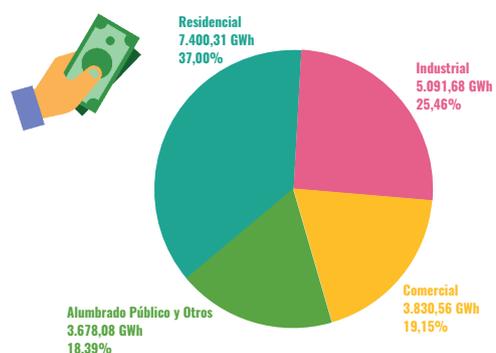
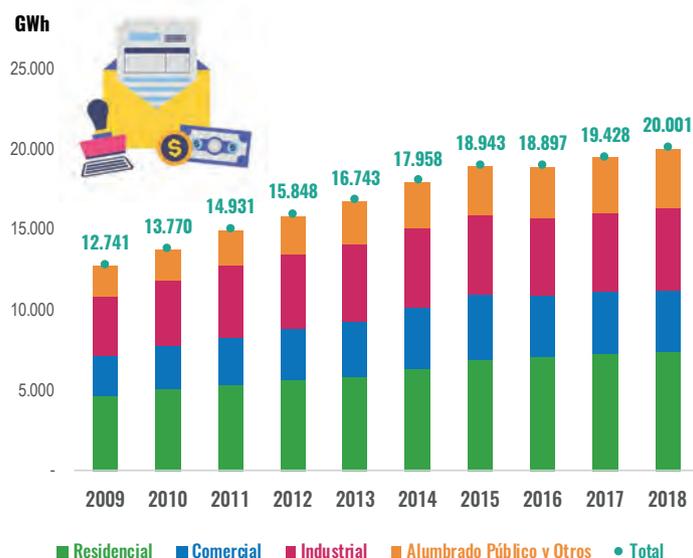


Figura Nro. 136: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo en el 2018 (GWh)



De las figura Nro. 135 y Nro. 136 se puede concluir que en los últimos años el sector industrial ha crecido en nuestro país, mostrando un incremento de 1.416,08 GWh, que en porcentaje representó 38,53 %.

Figura Nro. 137: Facturación de energía eléctrica de las empresas distribuidoras a clientes regulados (GWh)



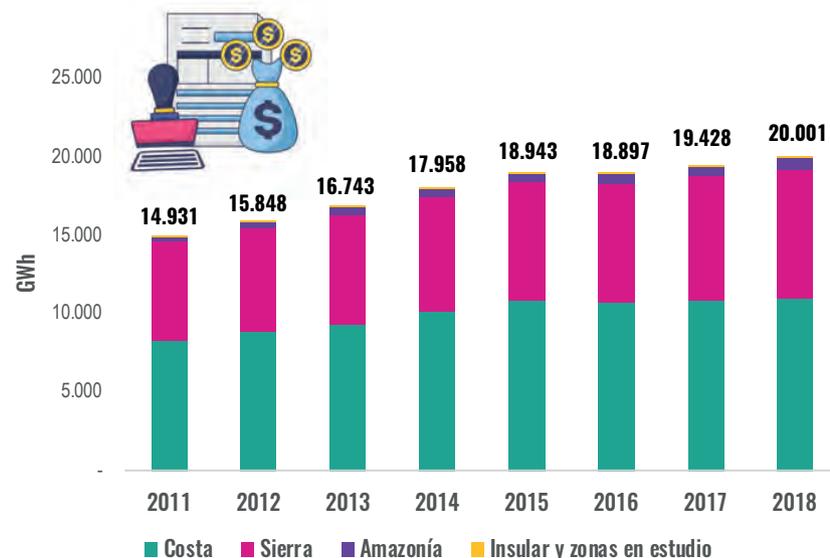
En la tabla Nro. 122 se presenta la facturación de energía eléctrica a nivel de provincia para el periodo 2011-2018. Cabe señalar que la información de facturación por provincia durante el periodo 2008-2010 no se dispone debido a que ésta se reporta a partir del año 2011.

Tabla Nro. 122: Facturación de energía eléctrica por provincia (GWh)

Provincia	Año							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Guayas	5.618,22	5.892,87	6.263,78	6.804,50	7.206,58	7.149,03	7.037,13	7.043,26
Pichincha	3.532,81	3.695,12	3.852,72	3.926,67	4.015,85	3.987,27	4.093,60	4.157,51
Manabí	1.017,08	1.112,98	1.170,74	1.289,60	1.404,03	1.329,95	1.422,08	1.483,87
Azuay	755,18	803,65	850,19	886,13	933,40	945,76	1.015,06	1.018,99
El Oro	546,33	608,40	651,21	729,64	801,98	831,02	848,44	906,59
Los Ríos	435,82	474,80	507,71	570,00	619,96	628,75	656,42	683,13
Tungurahua	382,77	407,22	438,71	458,15	485,79	496,63	517,12	538,15
Esmeraldas	367,62	396,11	405,53	450,92	444,86	429,36	488,27	514,19
Santo Domingo de los Tsáchilas	100,01	114,96	131,77	145,34	161,26	169,14	235,91	502,46
Cotopaxi	378,72	433,57	429,82	450,40	445,45	450,46	491,47	482,52
Santa Elena	275,10	294,36	315,15	344,26	413,90	429,66	456,19	475,33
Chimborazo	233,75	258,11	274,32	327,35	363,81	362,42	373,12	390,78
Imbabura	257,78	276,38	302,97	321,06	334,63	342,93	373,46	359,44
Loja	262,75	258,88	276,68	300,64	308,67	306,19	343,74	338,74
Cañar	202,03	215,32	226,73	243,90	253,09	264,15	269,18	282,78
Sucumbios	156,53	163,89	170,58	180,24	185,85	193,70	211,36	193,75
Orellana	64,87	75,10	86,51	112,51	118,75	115,41	116,36	124,64
Carchi	68,68	69,10	74,05	77,11	81,26	84,57	85,81	92,94
Bolívar	59,98	65,84	68,66	72,82	77,30	82,65	85,32	89,06
Napo	48,93	52,12	56,13	62,07	65,58	69,80	75,23	81,92
Morona Santiago	52,54	56,30	59,70	60,73	63,97	66,66	71,77	71,22
Pastaza	40,84	43,42	47,52	49,73	51,53	54,34	55,89	58,17
Zamora Chinchipe	34,62	37,33	39,15	44,90	47,72	48,47	49,97	53,01
Galápagos	32,52	36,20	36,53	42,09	47,98	47,01	49,71	51,13
Zonas en estudio	5,65	5,98	6,08	7,52	9,41	12,11	4,97	7,06
Total general	14.931,12	15.847,99	16.742,94	17.958,30	18.942,59	18.897,43	19.427,56	20.000,62

En la figura Nro. 138 se presenta la facturación de energía eléctrica por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2018.

Figura Nro. 138: Facturación de energía eléctrica por región (GWh)



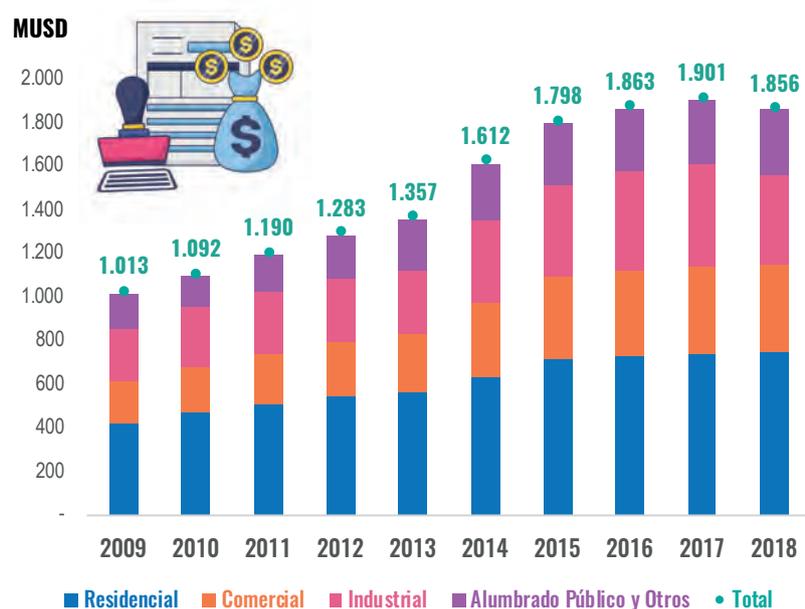
En la tabla Nro. 123 se presenta la facturación de energía eléctrica en millones de dólares y desagregada por grupo de consumo.

Tabla Nro. 123: Facturación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
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
2018	751,29	407,85	397,82	298,97	1.855,92

En el 2018, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un monto total de 1.855,92 MUSD. Esto es 842,98 MUSD más que en el 2009, lo que representó un incremento del 83,22 %.

Figura Nro. 139: Facturación de energía eléctrica (MUSD)



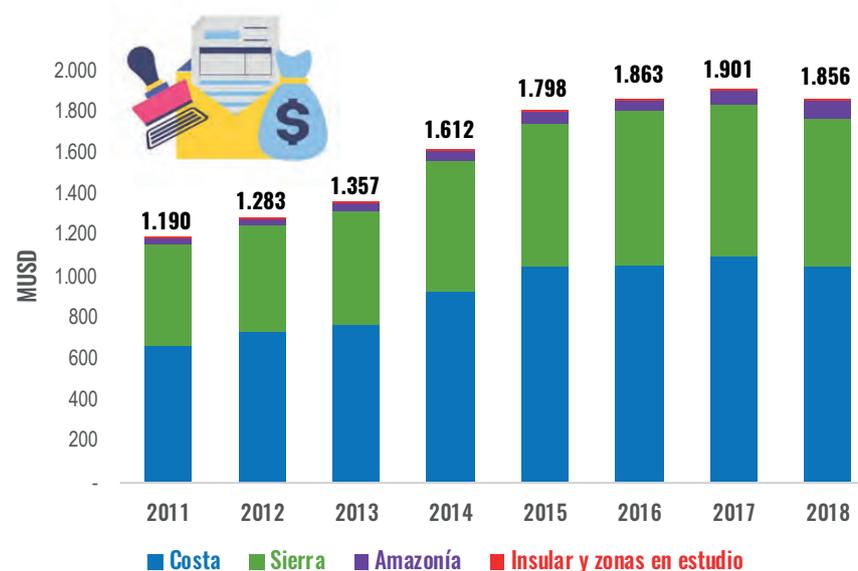
En la tabla Nro. 124 se presentan los montos correspondientes a la facturación de energía eléctrica a nivel de provincia para el periodo 2011-2018.

Tabla Nro. 124: Facturación de energía eléctrica por provincia (MUSD)

Provincia	Año							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Guayas	415,55	454,17	475,72	586,84	662,49	693,85	679,18	645,23
Pichincha	274,97	286,31	303,41	344,26	374,62	380,46	392,41	383,27
Manabí	82,10	91,28	93,12	112,96	130,90	123,90	131,99	128,11
Azuay	63,41	67,45	70,49	82,42	91,23	97,90	104,64	97,45
El Oro	47,91	53,41	56,95	69,87	80,22	84,46	84,79	86,39
Los Ríos	39,91	44,83	47,39	58,84	58,54	61,65	63,33	65,05
Tungurahua	35,32	37,05	39,28	44,79	48,86	50,47	52,05	51,76
Santo Domingo de los Tsáchilas	21,67	23,55	30,14	35,90	44,12	46,58	48,63	48,58
Cotopaxi	28,33	30,47	31,72	38,93	42,21	44,04	48,82	46,52
Esmeraldas	31,81	36,37	37,88	36,45	38,43	43,73	45,97	40,88
Santa Elena	21,68	24,57	26,68	30,08	39,62	41,46	41,82	40,67
Sucumbios	9,58	10,39	12,13	14,86	16,44	17,52	21,98	40,01
Chimborazo	23,03	24,58	27,13	31,41	34,71	36,62	38,79	35,77
Imbabura	23,69	24,02	25,43	29,81	32,01	32,08	35,64	34,50
Loja	19,66	21,08	22,30	25,93	27,74	28,84	29,05	29,88
Cañar	12,99	13,63	14,05	16,73	18,22	19,93	21,50	18,78
Orellana	6,25	6,83	7,78	10,61	11,67	11,55	11,65	12,24
Carchi	6,24	6,41	6,85	7,68	8,43	8,97	9,06	9,71
Bolívar	6,22	6,20	6,26	7,16	7,91	8,25	8,35	8,54
Napo	4,19	4,47	4,79	5,75	6,36	6,90	7,40	7,75
Morona Santiago	4,82	5,14	5,43	6,04	6,67	6,91	7,56	7,36
Pastaza	3,57	3,80	4,11	4,77	5,17	5,43	5,56	5,72
Galápagos	2,93	3,21	3,50	4,40	5,07	5,11	5,35	5,56
Zamora Chinchipe	3,25	3,44	3,62	4,57	5,11	5,24	5,26	5,48
Zonas en estudio	0,52	0,55	0,56	0,74	0,93	1,21	0,52	0,73
Total general	1.189,61	1.283,22	1.356,73	1.611,82	1.797,70	1.863,06	1.901,33	1.855,92

En la figura Nro. 140 se presentan los montos por concepto de facturación del servicio eléctrico por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2018.

Figura Nro. 140: Facturación de energía eléctrica por región (MUSD)



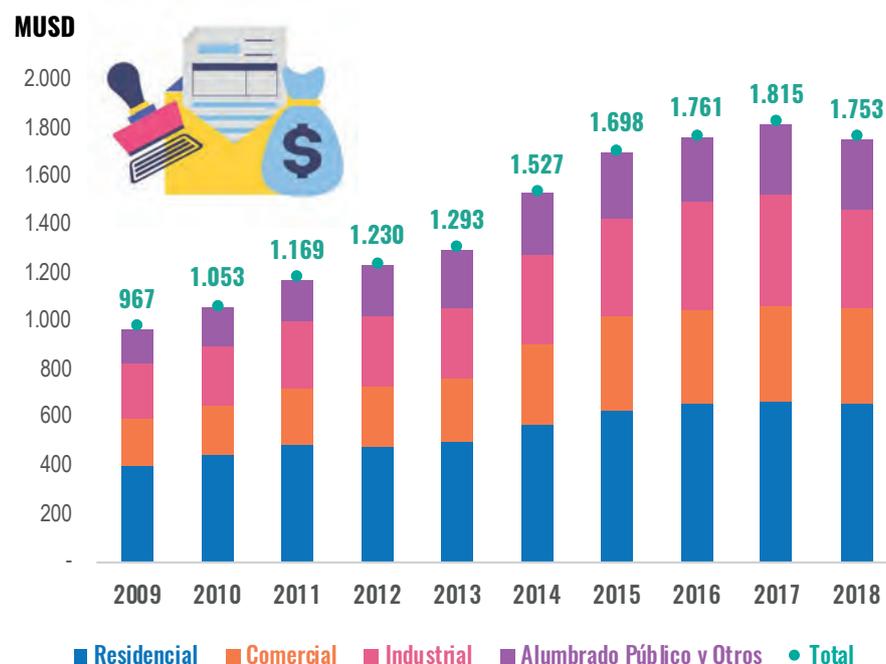
5.4.4 Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados

La recaudación de las empresas distribuidoras a clientes regulados, en el 2018, fue 1.753,46 MUSD. Con respecto al 2009, existió un aumento de 786,52 MUSD en la recaudación de valores facturados, equivalente al 81,34%.

Tabla Nro. 125: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Alumbrado Público y Otros	Total
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	1.526,99
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
2018	654,81	409,88	394,49	294,28	1.753,46

Figura Nro. 141: Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo (MUSD)



5.4.5 Facturación a clientes no regulados

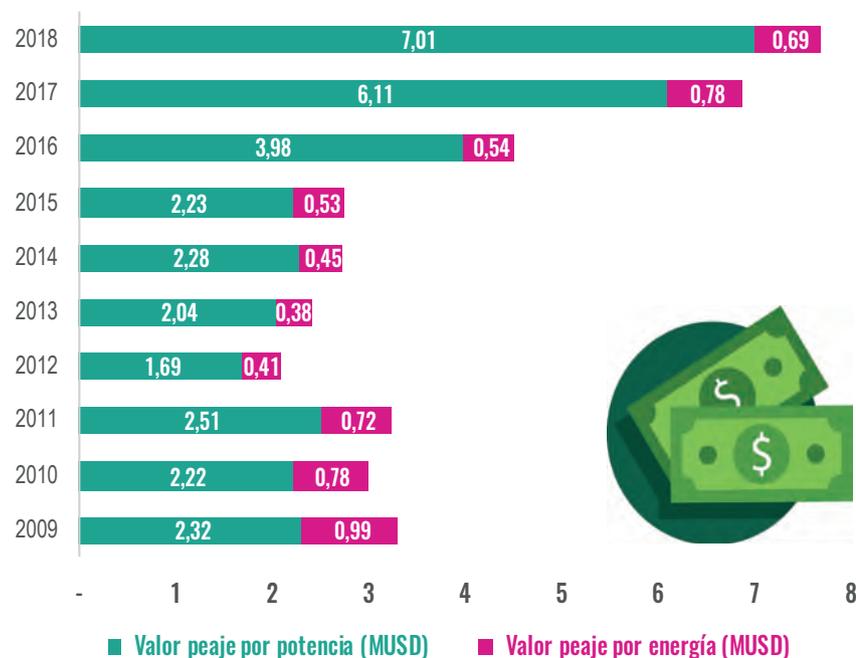
En el 2018, las empresas distribuidoras entregaron a clientes no regulados un total de 1.050,02 GWh, dicha cantidad, representó el 163,42% de la energía entregada a este tipo de clientes en el año 2009 (642,54 GWh).

Tabla Nro. 126: Energía y potencia facturada a clientes no regulados

Año	Energía (MWh)	Potencia (MW)	Valor Peaje por Potencia (USD)	Valor Peaje por Energía (USD)	Valor Total Peaje y Otros (USD)
2009	642.539,01	2.783,78	2.320.476,62	989.785,66	3.345.505,31
2010	491.006,74	1.159,87	2.216.866,80	776.111,46	2.992.978,27
2011	542.903,09	1.158,78	2.513.588,71	721.587,23	3.235.386,79
2012	326.548,42	751,39	1.692.826,32	408.977,19	2.102.294,20
2013	329.068,60	1.748,83	2.037.994,46	376.387,30	2.415.155,67
2014	378.873,07	866,40	2.284.455,92	452.505,75	2.738.416,79
2015	387.763,65	896,79	2.231.674,03	530.970,97	2.764.317,26
2016	453.302,94	1.065,10	3.983.883,49	542.379,54	4.528.296,01
2017	775.049,22	1.849,72	6.107.594,92	775.379,58	6.989.415,18
2018	1.050.023,28	2.277,16	7.007.730,26	693.254,92	7.740.523,31

Los valores de potencia corresponden a la sumatoria de las demandas máximas mensuales (MW) registradas por los clientes no regulados durante el 2018.

Figura Nro. 142: Valor peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados (MUSD)



5.5 Evolución histórica de pérdidas en los sistemas de distribución, periodo 2009-2018

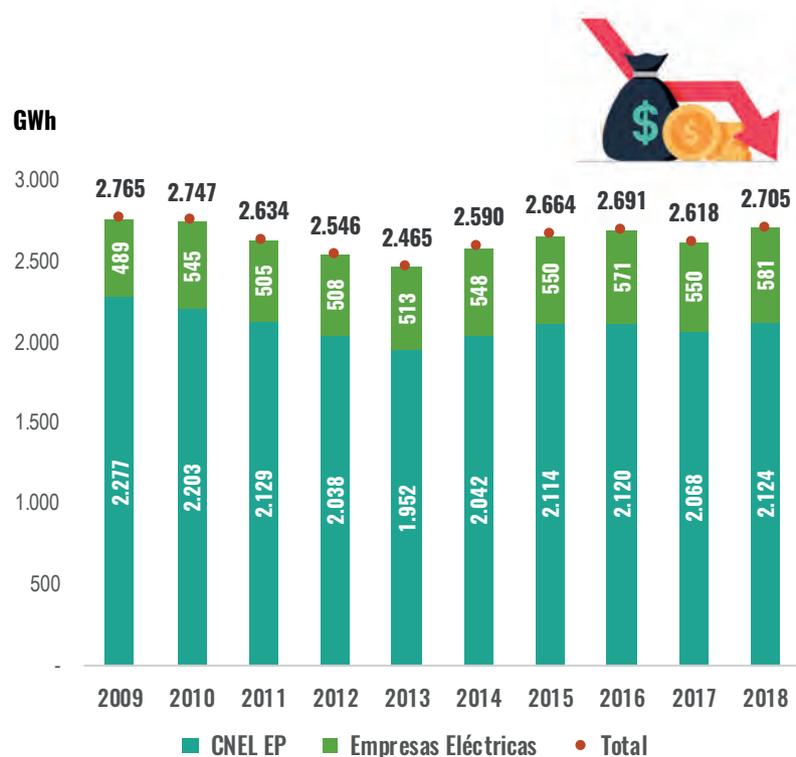
5.5.1 Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

En la tabla Nro. 127 se presenta la evolución anual de los valores de pérdidas de energía en el periodo 2009-2018.

Tabla Nro. 127: Pérdidas de energía eléctrica en distribución

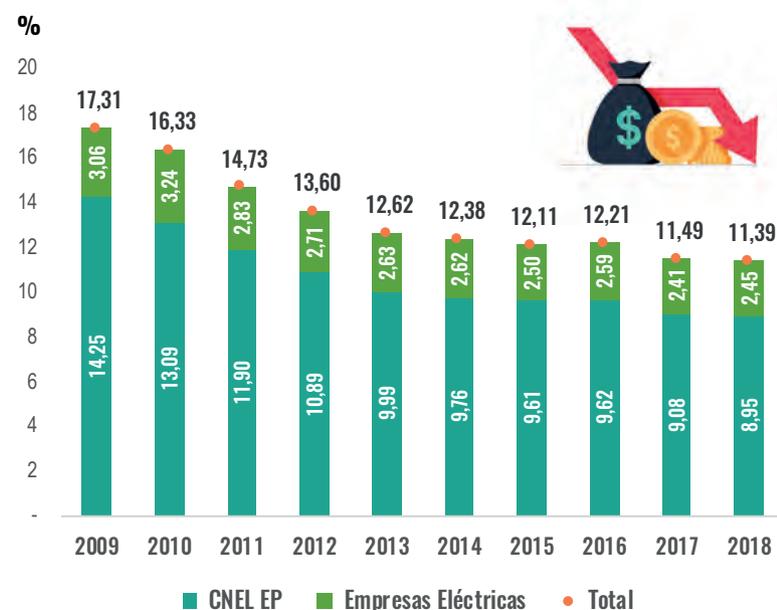
Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2009	15.978,70	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31
2010	16.824,04	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
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
2018	23.745,35	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39

Figura Nro. 143: Pérdidas de energía eléctrica en distribución (GWh)



Las pérdidas de energía de los sistemas de distribución en el 2018, fueron 2.705,29 GWh. Con respecto al 2009, existió un decremento de 59,98 GWh.

Figura Nro. 144: Pérdidas de energía eléctrica en distribución (%)



Porcentualmente, en el 2018 las pérdidas fueron 11,39 %, lo que representó una disminución de 5,91 puntos porcentuales con relación al 2009 (17,31 %).

5.5.2 Comparativo de los valores de pérdidas de las empresas distribuidoras para los años 2009 y 2018

Los valores de pérdidas que registraron cada una de las empresas distribuidoras en los años 2009 y 2018 se presentan en la tabla Nro. 128.

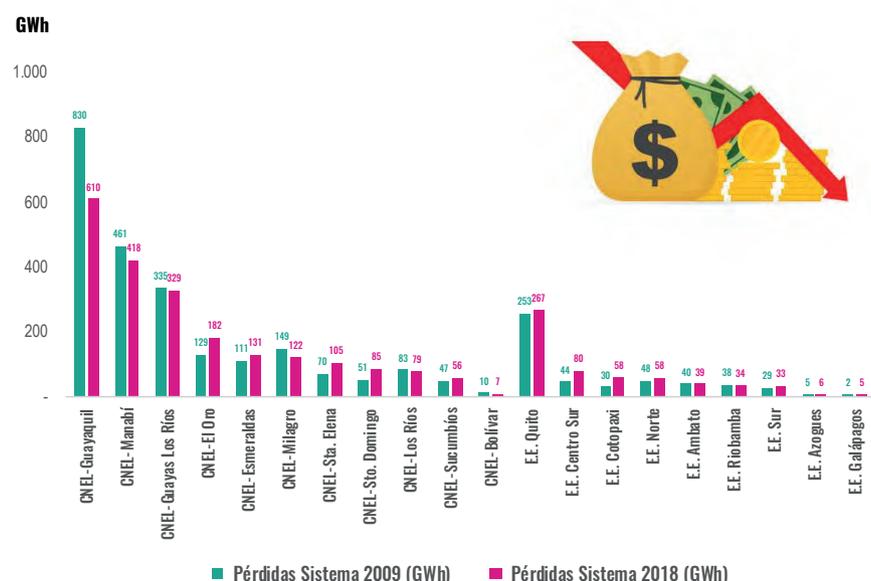


Tabla Nro. 128: Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2009 - 2018

Empresa	2009			2018			Variación Pérdidas (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	
CNEL-Guayaquil	4.451,29	830,09	18,65	5.496,11	609,82	11,10	(7,55)
CNEL-Manabí	1.239,25	461,49	37,24	1.831,69	417,82	22,81	(14,43)
CNEL-Guayas Los Ríos	1.311,31	334,70	25,52	2.359,75	328,82	13,93	(11,59)
CNEL-El Oro	628,28	128,76	20,49	1.226,82	182,36	14,86	(5,63)
CNEL-Esmeraldas	412,30	111,12	26,95	598,97	130,54	21,79	(5,16)
CNEL-Milagro	548,83	148,89	27,13	808,37	122,48	15,15	(11,98)
CNEL-Sta. Elena	387,43	69,88	18,04	719,15	104,89	14,59	(3,45)
CNEL-Sto. Domingo	394,16	51,29	13,01	761,27	85,35	11,21	(1,80)
CNEL-Los Ríos	300,96	82,98	27,57	464,07	78,87	17,00	(10,57)
CNEL-Sucumbíos	173,78	47,11	27,11	682,75	56,06	8,21	(18,90)
CNEL-Bolívar	61,60	10,29	16,71	96,39	7,43	7,71	(9,00)
Total CNEL EP	9.909,21	2.276,60	22,97	15.045,35	2.124,44	14,12	(8,85)
E.E. Quito	3.514,43	253,40	7,21	4.628,54	266,72	5,76	(1,45)
E.E. Centro Sur	728,98	43,86	6,02	1.160,15	80,38	6,93	0,91
E.E. Cotopaxi	318,32	29,88	9,39	637,02	58,47	9,18	(0,21)
E.E. Norte	446,86	47,98	10,74	625,70	57,91	9,26	(1,48)
E.E. Ambato	441,23	39,88	9,04	697,70	39,21	5,62	(3,42)
E.E. Riobamba	257,74	37,66	14,61	402,69	34,33	8,53	(6,09)
E.E. Sur	237,65	28,68	12,07	377,75	32,93	8,72	(3,35)
E.E. Azogues	92,80	4,84	5,21	114,47	6,07	5,30	0,09
E.E. Galápagos	31,49	2,48	7,87	55,96	4,83	8,63	0,76
Total Empresas Eléctricas	6.069,49	488,66	8,05	8.700,00	580,85	6,68	(1,37)
Total general	15.978,70	2.765,27	17,31	23.745,35	2.705,29	11,39	(5,91)

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores registrados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el año 2009, corresponden a los registrados en ese año por la Eléctrica de Guayaquil.

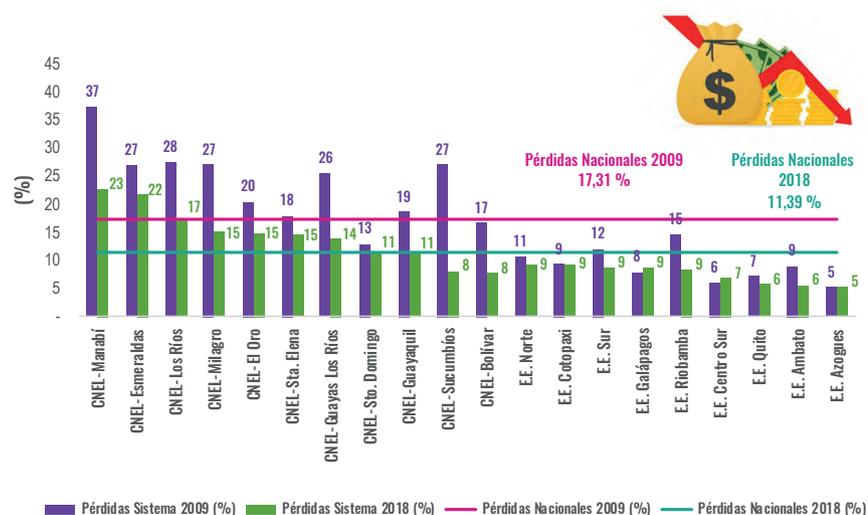
Figura Nro. 145: Comparativo de pérdidas (GWh) 2009 - 2018



De la tabla Nro. 128 y de la figura Nro. 145 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 830,09 GWh en el 2009, a 609,82 GWh en el 2018, es decir, se redujeron 220,27 GWh en pérdidas.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Riobamba presentó la disminución más significativa, pasando de 37,66 GWh en el 2009, a 34,33 GWh en el 2018, con una reducción de 3,34 GWh por concepto de pérdidas.

Figura Nro. 146: Comparativo de pérdidas (%) 2009 - 2018



Con respecto a las pérdidas porcentuales, de la tabla Nro. 126 y de la figura Nro. 146 se puede apreciar en cambio, que la CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbíos presentó la disminución más significativa en el porcentaje de pérdidas, puesto que en el 2009 éstas fueron 27,11%, y en el 2018 fueron 8,21%, evidenciando una disminución de 18,90 puntos porcentuales.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Riobamba presentó la disminución más significativa, en pérdidas porcentuales, pasando de 14,61% en el 2009, a 8,53% en el 2018, con una reducción de 6,09 puntos porcentuales.



5.6 Evolución histórica de precios medios periodo 2009-2018

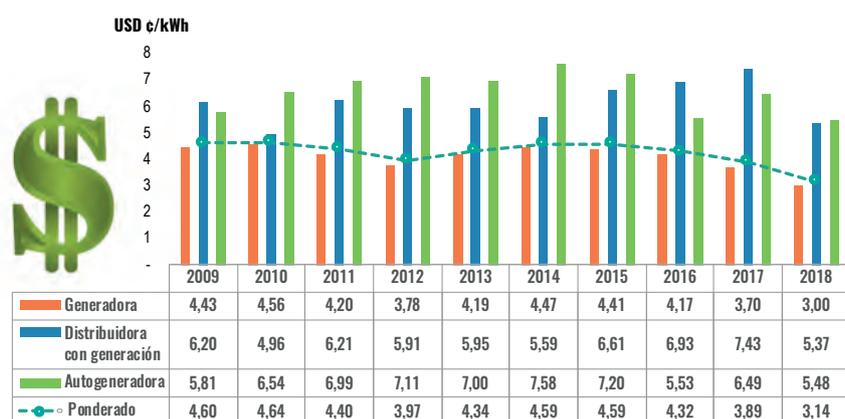
5.6.1 Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción

En la tabla Nro. 129 se presentan los precios medios por tipo de empresa para el periodo 2009-2018. Se observa que el precio medio ponderado en el 2009 fue 4,60 USD ¢/kWh y para el 2018 se situó en 3,14 USD ¢/kWh. En ese mismo año, las empresas generadoras registraron un precio medio de 3 USD ¢/kWh, las distribuidoras con generación presentaron 5,37 USD ¢/kWh y las autogeneradoras 5,48 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 129: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD ¢/kWh)

Tipo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generadora	4,43	4,56	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70	3,00
Distribuidora con generación	6,20	4,96	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93	7,43	5,37
Autogeneradora	5,81	6,54	6,99	7,11	7,00	7,58	7,20	5,53	6,49	5,48
Ponderado	4,60	4,64	4,40	3,97	4,34	4,59	4,59	4,32	3,89	3,14

Figura Nro. 147: 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 tabla Nro. 130 se presenta el precio medio de la energía vendida por las empresas de generación que para el 2009 fue 4,43 USD ¢/kWh y para el 2018 3 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 130: Precio medio de la energía vendida por empresas generadoras

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
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	21.830,01	808,62	3,70
2018	22.501,10	675,52	3,00

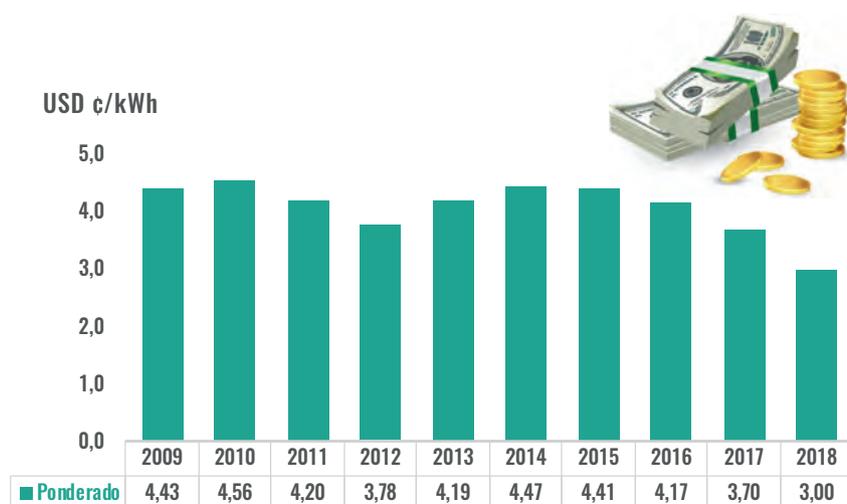
En la tabla Nro. 131 y figura Nro. 148 se presenta la evolución de los precios medios de las empresas de generación eléctrica durante el periodo 2009-2018. Hasta el 2012 los precios se situaron entre 1,00 USD ¢/kWh y 18,09 USD ¢/kWh; a partir del 2013 se visualizan precios que ascienden a 40,03 USD ¢/kWh y que corresponden a centrales de generación fotovoltaica.



Tabla Nro. 131: Precio medio de la energía vendida por empresa generadora (USD ¢/kWh)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20	7,50
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	1,96	0,61	1,19	0,94
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	-	1,13	1,73	1,38
CELEC-Hidropaute	1,65	1,42	1,34	1,01	0,74	0,96	0,79	1,66	2,02	1,23
CELEC-Hidroagoyán	2,48	3,66	2,84	1,34	0,99	1,06	1,01	2,06	2,29	2,08
CELEC-Hidronación	-	-	-	1,73	1,92	2,83	2,90	3,47	3,44	2,58
Hidrosibimbe	3,99	4,67	4,75	4,76	4,78	4,78	4,85	4,86	4,55	2,85
CELEC-Termogas Machala	6,65	6,73	7,29	5,16	4,56	5,01	5,54	5,48	7,05	6,11
Elecaastro	5,38	5,84	4,63	3,93	3,15	5,34	5,55	5,74	6,15	6,06
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	6,88	6,88	6,88
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	-	6,97	7,17	7,17
Termoguayas	6,54	6,76	7,00	7,76	8,70	8,63	8,57	7,16	8,54	-
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	-	7,17	7,17	7,17
Generoca	7,43	7,54	8,04	8,07	8,18	8,70	8,63	9,05	8,85	8,62
CELEC-Gensur	-	-	-	-	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	2,22
CELEC-Termoesmeraldas	4,65	6,04	4,82	6,68	7,07	6,94	7,77	9,31	14,57	8,69
CELEC-Electroguayas	6,90	6,28	8,89	8,53	8,76	8,51	9,10	9,46	11,64	8,77
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	11,00	11,05	15,04
Intervisa Trade	9,16	11,68	13,39	28,71	7,46	16,14	11,46	11,50	-	-
CELEC-Termopichincha	9,90	10,54	9,22	9,68	10,29	10,31	11,58	11,85	21,71	21,25
Eolicisa	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	13,21	12,81	-	-
Electroquil	10,02	12,48	17,45	18,09	16,53	14,22	11,93	14,01	-	-
Wildtecsa	-	-	-	-	-	40,03	40,00	15,53	39,98	40,00
Sansau	-	-	-	-	-	40,03	39,27	39,75	39,56	40,00
Ep fotovoltaica	-	-	-	-	40,03	39,76	40,03	40,03	40,03	40,03
Brineforcorp	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Electrisol	-	-	-	-	-	40,03	39,90	40,03	40,03	40,03
Solsantros	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Saracaysol	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Lojaenergy	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Gransolar	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Surenergy	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Valsolar	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Solchacras	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Sanersol	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Enersol	-	-	-	-	39,76	40,04	46,13	40,03	39,23	40,03
Gonzanergy	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
San Pedro	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Renova Loja	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Solsantonio	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Solhuaqui	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Sabiangosolar	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Genrenotec	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Altgenotec	-	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Hidronación	4,04	2,69	3,58	-	-	-	-	-	-	-
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	6,58	6,58
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,80
EMAAP-Q	3,72	6,82	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95	-	-	-
CELEC-Termomanabí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,21
Hidropastaza	6,13	2,16	1,28	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,20
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	11,12	11,08
EliteEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,51
Ponderado	4,43	4,56	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70	3,00

Figura Nro. 148: 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 2009, el precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación fue 6,20 USD ¢/kWh. Para el 2018, el precio medio fue 5,37 USD ¢/kWh, lo que representó una variación del 13,43%.

Tabla Nro. 132: Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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
2018	689,50	37,01	5,37

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

Tabla Nro. 133: Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación (USD ¢/kWh)

Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CNEL-Guayaquil	9,40	7,82	10,17	8,45	9,22	9,56	11,75	14,23	48,83	19,15
CNEL-Manabí	9,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	7,67	5,58	8,36	0,20	-	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	4,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	7,74	11,92	13,04	13,21	9,56	7,81	12,43	10,78	14,53	16,42
E.E. Quito	4,72	1,63	4,64	4,85	4,61	3,90	4,21	4,54	4,60	3,90
E.E. Ambato	4,75	12,13	12,45	3,33	5,07	2,76	2,07	5,35	4,40	3,73
E.E. Norte	4,12	5,64	4,26	3,71	2,84	2,83	2,10	4,29	4,94	3,33
E.E. Cotopaxi	4,71	2,61	2,60	3,30	2,99	2,20	2,18	4,02	2,10	2,67
E.E. Riobamba	3,19	3,25	3,00	2,59	2,34	1,61	1,68	2,55	3,15	2,25
Total general	6,20	4,96	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93	7,43	5,37

5.6.4 Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

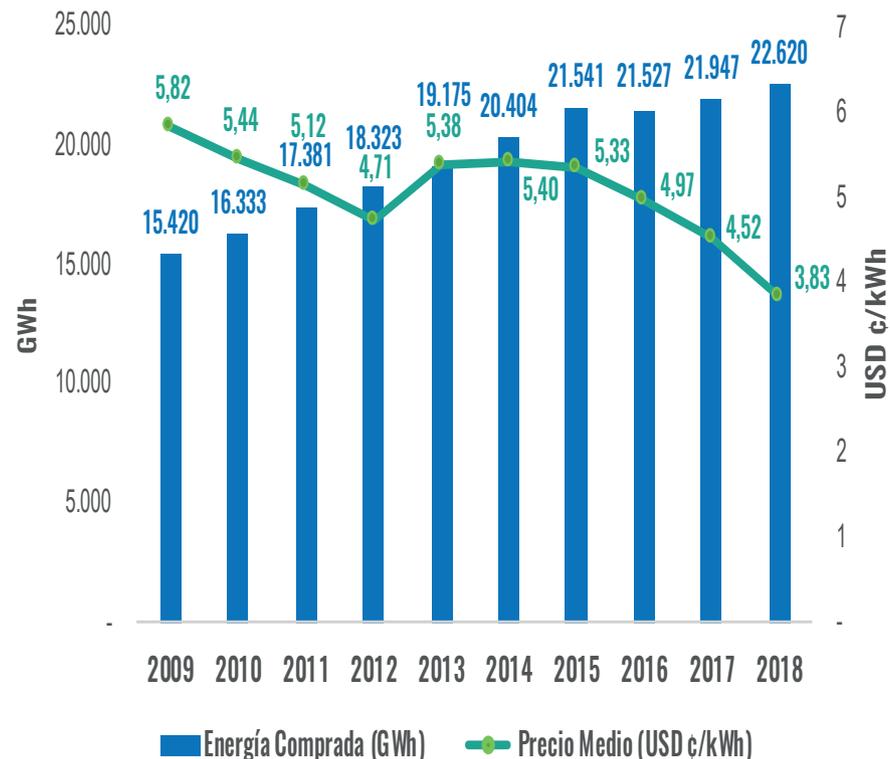
El valor promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2018 fue 3,83 USD ¢/kWh, esto es 1,99 USD ¢/kWh menos que el valor del 2009 (5,82 USD ¢/kWh), lo que representa una disminución del 34,12%.

Tabla Nro. 134: Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

Año	Energía Comprada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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
2018	22.620,22	866,92	3,83



Figura Nro. 149: Precio medio de la energía comprada



5.6.5 Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

En el 2009, el precio medio de la energía facturada a clientes regulados fue 7,95 USD ¢/kWh. Para el 2018, el precio medio fue 9,28 USD ¢/kWh, lo que representó una variación del 16,72%.

Tabla Nro. 135: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras

Año	Energía Facturada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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
2018	20.000,62	1.855,92	9,28

Figura Nro. 150: Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras

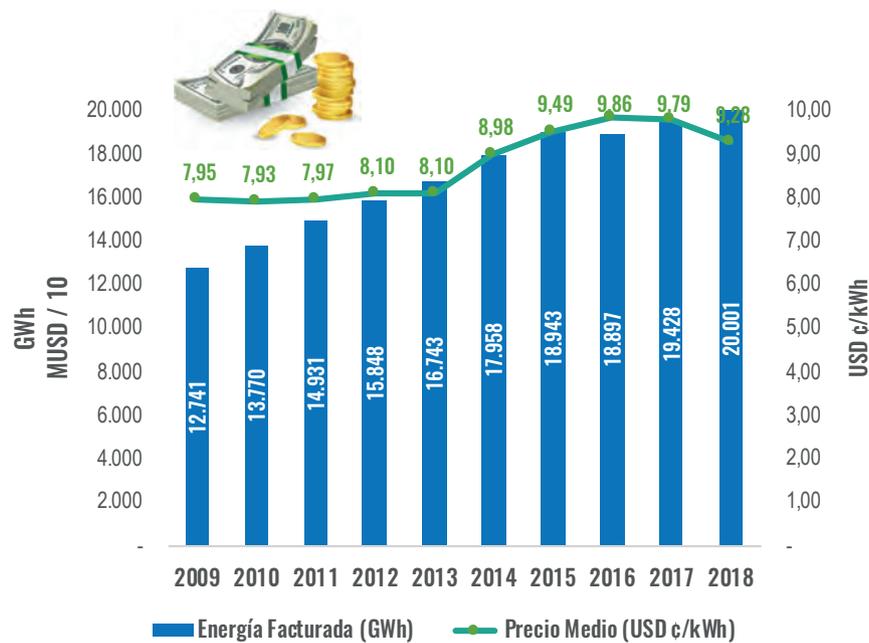
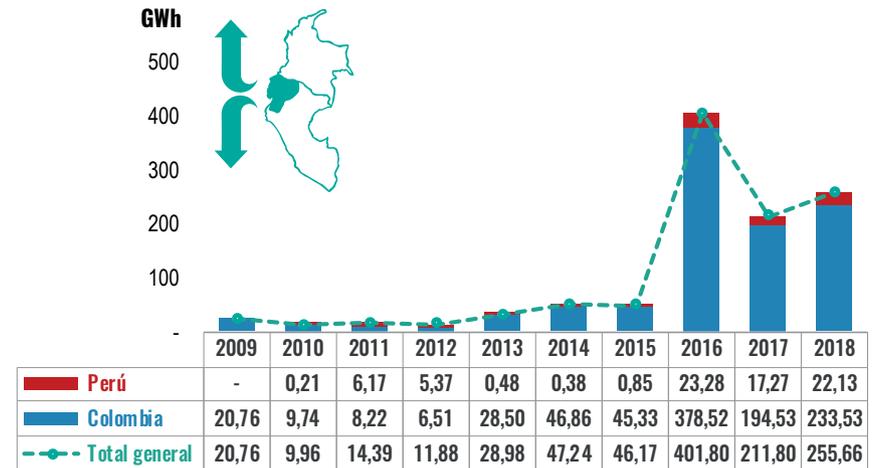


Figura Nro. 151: Energía exportada periodo 2009-2018



5.7.1.1 Valores económicos por exportación de energía

En la tabla Nro. 137 se presentan los valores económicos por la energía exportada hacia Colombia y Perú durante el periodo 2009-2018. En el 2009 el monto alcanzó 1,08 MUSD y en el 2018, 6,22 MUSD, el incremento fue 5,14 MUSD.

Tabla Nro. 137: Valor de la energía exportada (MUSD)

Exportación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Colombia	1,08	0,68	0,19	0,17	1,11	1,95	2,57	37,36	3,13	5,86
Perú	-	0,02	1,88	2,36	0,05	0,04	0,10	0,35	0,22	0,36
Total general	1,08	0,70	2,07	2,54	1,16	1,99	2,68	37,72	3,35	6,22

5.7 Interconexiones

5.7.1 Exportación de energía

En la tabla Nro. 136 se presenta la energía exportada hacia Colombia y Perú, durante el periodo 2009-2018. En el 2009 se exportaron 20,76 GWh y en el 2018, 255,66 GWh, el incremento fue 234,90 GWh, que representó el 1.131 %.

Tabla Nro. 136: Energía exportada por tipo de cliente (GWh)

Exportación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Colombia	20,76	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33	378,52	194,53	233,53
Perú	-	0,21	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85	23,28	17,27	22,13
Total general	20,76	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80	255,66

5.7.1.2 Precio medio de energía exportada

En la tabla Nro. 138 se presentan los precios medios de la energía exportada en el periodo 2009-2018, para el 2018 fue 2,43 USD ϕ /kWh, Colombia con 2,51 USD ϕ /kWh y Perú 1,62 USD ϕ /kWh.

Tabla Nro. 138: Precio medio de la energía exportada (USD c/kWh)

Exportación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Colombia	5,18	6,97	2,27	2,66	3,90	4,16	5,68	9,87	1,61	2,51
Perú	-	10,21	30,46	44,03	10,51	11,04	12,04	1,52	1,30	1,62
Ponderado	5,18	7,04	14,36	21,35	4,01	4,21	5,79	9,39	1,58	2,43

5.7.2 Importación de energía a través del SNT

En la tabla Nro. 139 y figura Nro. 152 se presenta la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2009-2018. A partir del 2011 se evidencia una reducción en la importación de energía debido al inicio de operación de varios proyectos de generación



Represa Agoyán
Tungurahua
Dani Vega

hidroeléctricos. La energía importada en el 2009 fue 1.120,75 GWh y en el 2018 fue 106,07 GWh, la disminución fue 1.014,68 GWh lo que representó una reducción del 90,54 %.

Tabla Nro. 139: Energía importada a través del SNT por tipo de transacción (GWh)

Importación	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Colombia	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52	106,07
Perú	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75	-	-
Total general	1.120,75	872,90	1.294,59	238,20	662,34	836,74	511,81	81,66	18,52	106,07

Figura Nro. 152: Energía importada periodo 2009-2018



5.7.2.1 Valores económicos por importación de energía

En la tabla Nro. 140 se presentan los valores económicos por la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2009-2018, que para el 2009 fue 117,74 MUSD y para el 2018, 4,63 MUSD, la disminución fue 113,11 MUSD lo que representó el 96,07 %.

Tabla Nro. 140: Valor de la energía importada (MUSD)

Interconexión	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Colombia	102,38	74,13	87,83	23,99	78,06	96,16	47,98	6,07	0,88	4,63
Perú	15,36	22,80	-	1,22	-	0,55	3,13	2,20	-	-
Total general	117,74	96,93	87,83	25,21	78,06	96,71	51,11	8,27	0,88	4,63

5.7.2.2 Precio medio de energía importada

En la tabla Nro. 141 se presentan los precios medios de la energía importada, para el 2018 fue 4,37 USD €/kWh.

Tabla Nro. 141: Precio medio de la energía importada (USD c/kWh)

Interconexión	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Colombia	9,68	9,33	6,78	10,16	11,79	11,67	10,49	13,82	4,75	4,37
Perú	24,55	29,09	-	56,12	-	4,32	5,74	5,84	-	-
Ponderado	10,51	11,10	6,78	10,58	11,79	11,56	9,99	10,13	4,75	4,37

5.7.3 Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales a través del SNT

En las figuras Nro. 153 y Nro. 154 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 evidenció que el precio de importación fue mayor al de exportación.

Figura Nro. 153: Comparativo precio medio transacciones Colombia USD c/kWh

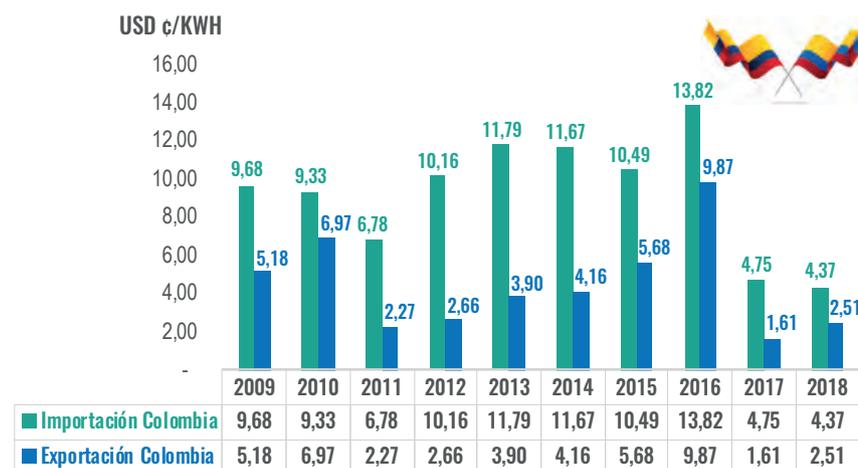
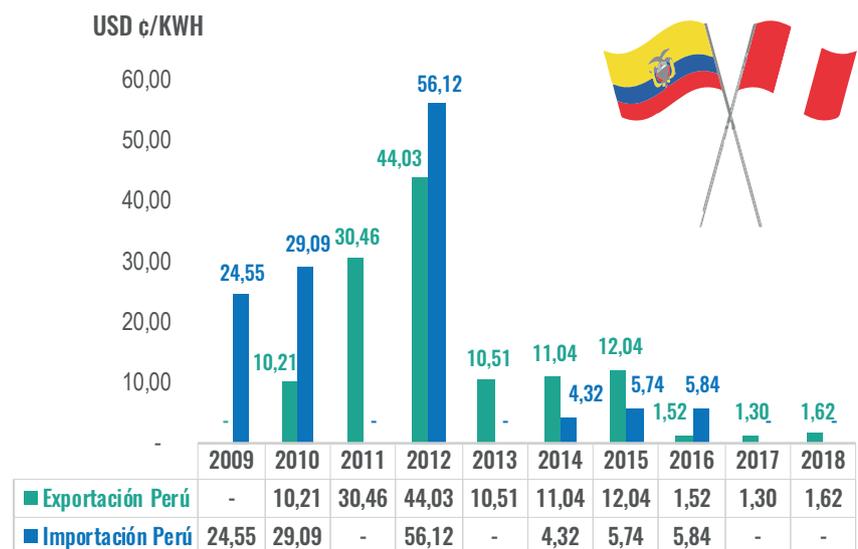


Figura Nro. 154: Comparativo precio medio transacciones Perú USD c/kWh







INDICADORES

6

2009-2018



Embase Coca Codo Sinclair
Napo
Fabricio Jarrin



Isla San Cristobal
Galapagos
Mario Alejandro Tapia



6. INDICADORES

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 2009-2018

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. 142: Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, período 2009 – 2018

CONCEPTO	AÑO	Unidad	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energía Generada Bruta (1)		GWh	18.264,62	19.509,85	20.544,14	22.847,96	23.260,33	24.307,21	25.950,19	27.313,86	28.032,91	29.243,59
Energía Importada desde Colombia		GWh	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52	106,07
Energía Importada desde Perú		GWh	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,74	-	-
Energía Bruta Total		GWh	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	29.349,66
Energía Entregada a Clientes No Regulados		GWh	642,54	491,01	542,90	326,55	329,07	378,87	387,76	453,30	775,05	1.050,02
Energía No Disponible para Servicio Público (2)		GWh	1.845,71	2.214,69	2.383,03	2.980,91	3.018,02	3.065,60	3.219,08	3.687,60	3.769,82	3.856,66
Energía Generada e Importada para Servicio Público		GWh	17.539,66	18.168,06	19.455,70	20.105,25	20.904,65	22.078,35	23.242,92	23.707,92	24.281,61	25.493,00

(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 Nro. 142, se establece que para el 2018 la generación de energía bruta fue 29.243,59 GWh, mientras que la energía importada fue 106,07 GWh. Sumadas estas cantidades, se tiene que 29.349,66 GWh, es el total de energía bruta, cifra que representa un crecimiento del 51,40 % respecto al 2009.

En la tabla Nro. 143 se presenta información del balance de energía para el servicio público. Estos datos evidencian el crecimiento que experimenta el sector eléctrico en las diferentes etapas funcionales en cuanto al requerimiento de la energía, generación (incluida las importaciones), transmisión, exportaciones y la comercialización de la energía a través de las distribuidoras.



Tabla Nro. 143: Balance de energía para servicio público, período 2009 – 2018

CONCEPTO	AÑO	Unidad	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energía Generada e Importada para Servicio Público		GWh	17.539,66	18.168,06	19.455,70	20.105,25	20.904,65	22.078,35	23.242,92	23.707,92	24.281,61	25.493,00
Energía Entregada a Clientes No Regulados		GWh	642,54	491,01	542,90	326,55	329,07	378,87	387,76	453,30	775,05	1.050,02
Autoconsumos en Generación para Servicio Público (1)		GWh	180,66	300,69	299,92	379,21	417,04	528,30	521,85	455,60	383,08	414,48
		%	1,03	1,66	1,54	1,89	1,99	2,39	2,25	1,92	1,58	1,63
Energía Entregada para Servicio Público		GWh	7.359,00	17.867,38	19.155,78	19.726,05	20.487,61	21.550,05	22.721,08	23.252,33	23.898,53	25.078,52
Pérdidas en Transmisión (2)		GWh	1.359,54	1.033,38	1.258,51	993,22	920,88	575,16	679,80	808,24	898,33	1.085,98
		%	7,75	5,69	6,47	4,94	4,41	2,61	2,92	3,41	3,70	4,26
Energía Disponible para Servicio Público		GWh	15.999,47	16.834,00	17.897,27	18.732,83	19.566,73	20.974,89	22.041,28	22.444,08	23.000,20	23.992,54
Energía Exportada a Colombia y Perú		GWh	20,76	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80	255,66
		%	0,13	0,06	0,08	0,06	0,15	0,23	0,21	1,79	0,92	1,07
Energía Disponible en Sistemas de Distribución		GWh	15.978,70	16.824,04	17.882,88	18.720,95	19.537,75	20.927,65	21.995,11	22.042,28	22.788,39	23.745,35
Pérdidas Totales de Energía en Sistemas de Distribución		GWh	2.765,27	2.747,43	2.634,08	2.546,06	2.465,26	2.590,09	2.664,37	2.690,94	2.618,13	2.705,29
		%	17,31	16,33	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11	12,21	11,49	11,39
Consumo de Energía de Clientes Finales (3)		GWh	13.213,44	14.076,61	15.248,80	16.174,89	17.072,49	18.337,56	19.330,74	19.351,34	20.170,27	21.040,06
Demanda Máxima en Bornes de Generación (solo SNI) (4)		GW	2,77	2,88	3,05	3,21	3,33	3,50	3,67	3,65	3,75	3,93
Demanda Máxima en Subestaciones Principales (solo SNI)		GW	2,74	2,77	2,90	3,07	3,24	3,44	3,57	3,60	3,67	3,83

(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) Incluye clientes regulados y no regulados.

(4) La demanda máxima en 2018 en bornes de generación del SNI, se produjo el 24 de abril de 2018.

6.1.1 Balance de energía del sistema eléctrico de distribución

En la tabla Nro. 144 se presenta el balance del sistema eléctrico de distribución para el periodo 2009-2018.

Para el 2009, de la energía disponible en el sistema de distribución, 15.978,70 GWh, el 82,69 % (13.213,44 GWh) corresponde al consumo de energía, por lo que el 17,31% (2.765,27 GWh) corresponde a las pérdidas en el sistema.

En el 2018, de los 23.745,35 GWh disponibles en el sistema de distribución, el 88,61% (21.040,06 GWh) corresponde al consumo de energía, mientras que el 11,39 % (2.705,29 GWh) corresponde a las pérdidas en el sistema.

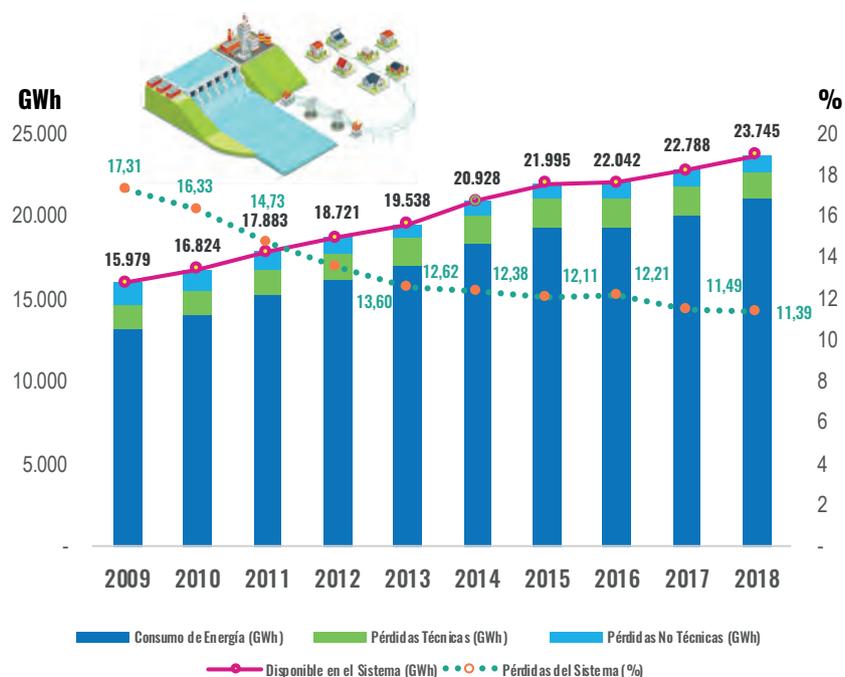
De la información registrada en el 2018 contrastada con el 2009, se tiene que la energía disponible en los sistemas de distribución aumentó en 7.766,64 GWh (48,61 % de incremento). El consumo de energía registró un incremento de 7.826,62 GWh (crecimiento del 59,23 %). Por su parte, las pérdidas del sistema disminuyeron en un valor de 59,98 GWh.

Tabla Nro. 144: Balance de energía en el sistema de distribución

Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2009	15.978,70	13.213,44	2.765,27	1.499,10	1.266,17	17,31
2010	16.824,04	14.076,61	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	15.248,80	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	16.174,89	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60
2013	19.537,75	17.072,49	2.465,26	1.641,35	823,91	12,62
2014	20.927,65	18.337,56	2.590,09	1.738,73	851,37	12,38
2015	21.995,11	19.330,74	2.664,37	1.801,78	862,59	12,11
2016	22.042,28	19.351,34	2.690,94	1.786,48	904,46	12,21
2017	22.788,39	20.170,27	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49
2018	23.745,35	21.040,06	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39

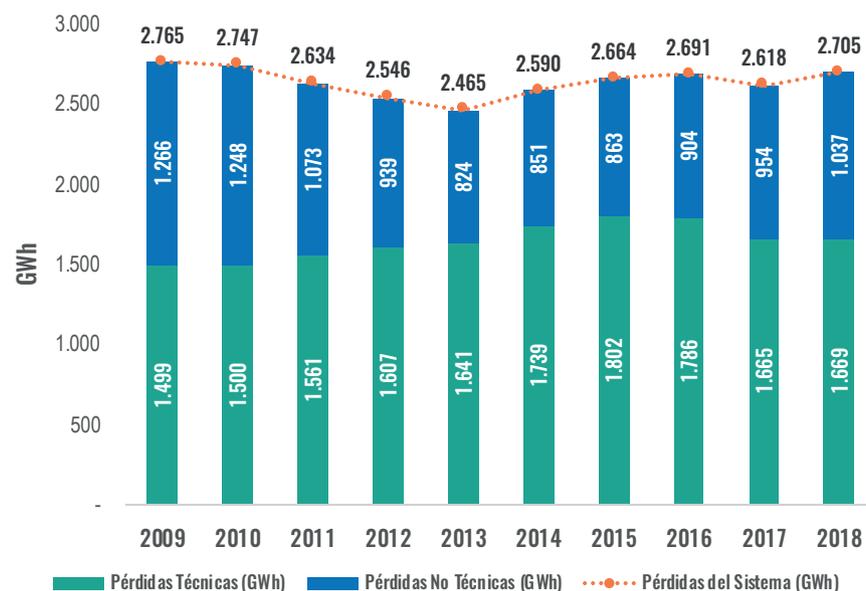
En el 2018, las pérdidas de energía de los sistemas de distribución fueron de 2.705,29 GWh, lo que implica una disminución de 59,98 GWh en comparación con las registradas en el 2009 (2.765,27 GWh).

Figura Nro. 155: Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución (GWh)



En el 2018, las pérdidas de energía de los sistemas de distribución fueron de 2.705,29 GWh, lo que implica una disminución de 59,98 GWh en comparación con las registradas en el 2009 (2.765,27 GWh).

Figura Nro. 156: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)



6.2 Pérdidas en los sistemas de distribución

En la tabla Nro. 145 se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución para el periodo 2009-2018.

Tabla Nro. 145: 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 (%)
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
2018	2.705,29	1.668,71	1.036,58	11,39	7,03	4,37

En la figura Nro. 156 se aprecia la reducción que han tenido las pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2018, su valor fue 1036,58 GWh, es decir, 229,59 GWh menos que las pérdidas registradas en el 2009 (1.266,17 GWh).

Con respecto a las pérdidas porcentuales, en el 2018, éstas tuvieron un valor de 11,39%, lo que significa una disminución de 5,91 puntos porcentuales con respecto al porcentaje de pérdidas del 2009 (17,31%).



Figura Nro. 157: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%)



En la figura Nro. 157 se observa la disminución que ha tenido el porcentaje de pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2018, su valor fue 4,37%, es decir, 3,56 puntos porcentuales menos que el porcentaje de pérdidas registrado en el 2009 (7,92%).

6.3 Consumo promedio mensual de energía eléctrica

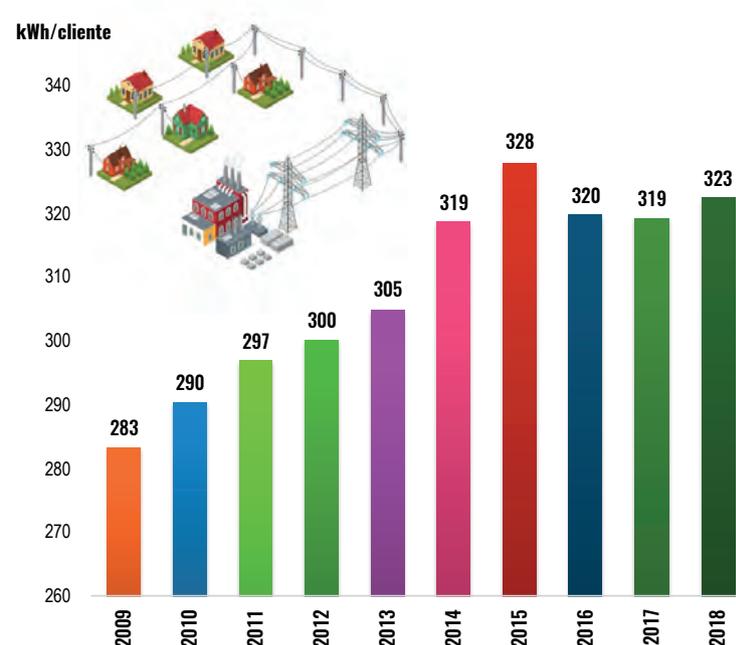
En la tabla Nro. 146 se puede apreciar el consumo promedio mensual de los clientes regulados, por cada grupo de consumo, para el periodo 2009 – 2018.

Tabla Nro. 146: Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente)

Año	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	Alumbrado Público	Total
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
2018	9.904,69	2.490,97	656,36	135,26	21,13	322,52

El consumo promedio de energía eléctrica en el 2018 fue 322,52 kWh/cliente, es decir, 39,14 kWh más por cliente que el registrado en el 2009 (283,38 kWh/cliente), lo que representó un incremento del 13,81%.

Figura Nro. 158: Consumo promedio mensual de clientes regulados (kWh/cliente)



El consumo promedio de energía eléctrica presentó una disminución de 2,54 % en 2016 y 0,17 % en 2017.

6.4 Cobertura del servicio eléctrico

La tabla Nro. 147 muestra la evolución del indicador de cobertura de servicio eléctrico por provincia, región y a nivel nacional. En el año 2009 la cobertura fue 94,22 %, la misma que se ha incrementado hasta alcanzar los 97,05 % en el 2018, a nivel nacional.

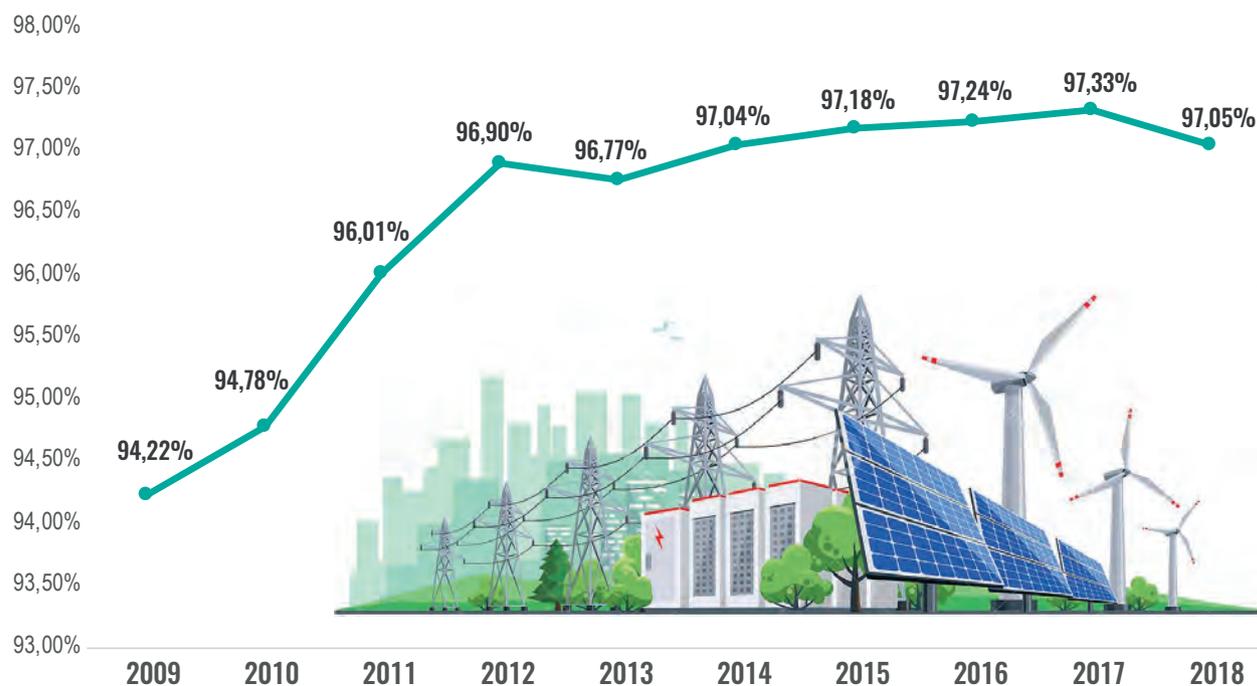
En el periodo 2009 – 2018, el incremento de la cobertura eléctrica en las regiones Sierra, Costa, Amazonía e Insular fue 1,98 %, 3,03 %, 11,05 % y 0,40 %, respectivamente.



Tabla Nro. 147: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia

Regiones y Provincias	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Azuay	97,41%	97,56%	97,52%	97,76%	98,15%	98,76%	98,79%	98,81%	98,81%	98,06%
Bolívar	87,14%	88,21%	89,03%	89,73%	90,68%	90,85%	91,03%	91,07%	91,07%	92,04%
Cañar	95,92%	95,92%	96,21%	96,35%	95,78%	96,18%	96,22%	96,24%	96,24%	95,99%
Carchi	97,17%	97,34%	97,52%	97,68%	97,95%	99,07%	99,09%	99,11%	99,11%	99,13%
Cotopaxi	90,52%	91,79%	93,45%	94,92%	95,60%	96,87%	96,95%	96,97%	96,97%	97,09%
Chimborazo	91,77%	92,03%	92,49%	92,83%	92,87%	94,26%	93,81%	93,89%	93,89%	94,09%
Imbabura	96,30%	97,36%	98,30%	98,85%	98,33%	99,25%	99,26%	98,31%	98,31%	98,88%
Loja	93,89%	94,88%	96,92%	97,73%	98,60%	99,37%	99,38%	99,40%	99,40%	98,86%
Pichincha	99,00%	99,29%	99,41%	99,42%	99,46%	99,47%	99,52%	99,53%	99,53%	99,76%
Tungurahua	96,56%	96,93%	97,24%	98,07%	98,99%	99,46%	99,48%	99,50%	99,50%	97,73%
Santo Domingo	95,54%	96,19%	96,88%	98,10%	98,02%	98,88%	98,90%	98,93%	98,93%	98,94%
Región Sierra	96,43%	96,91%	97,38%	97,78%	98,00%	98,48%	98,50%	98,47%	98,47%	98,41%
El Oro	97,28%	97,38%	96,09%	96,64%	97,54%	98,18%	98,22%	98,25%	98,25%	98,06%
Esmeraldas	87,60%	89,03%	93,66%	95,46%	90,83%	91,51%	91,54%	92,56%	92,56%	87,83%
Guayas	95,39%	95,42%	96,62%	96,87%	95,81%	95,78%	96,03%	96,08%	96,08%	97,11%
Los Ríos	91,25%	91,52%	93,42%	97,39%	97,50%	98,37%	98,39%	98,40%	98,40%	98,38%
Manabí	89,94%	91,34%	96,91%	98,22%	98,52%	97,43%	97,51%	97,69%	97,69%	97,39%
Santa Elena	90,02%	91,42%	88,90%	92,90%	92,83%	90,81%	91,84%	92,00%	92,00%	88,37%
Región Costa	93,34%	93,82%	95,76%	96,90%	96,16%	96,07%	96,26%	96,40%	96,72%	96,37%
Morona Santiago	74,45%	77,13%	76,21%	83,87%	85,25%	90,95%	92,06%	93,11%	86,16%	86,16%
Napo	86,50%	87,36%	87,13%	87,33%	88,22%	86,97%	88,95%	89,99%	89,47%	90,87%
Pastaza	81,91%	82,15%	81,59%	81,40%	81,59%	87,58%	88,49%	88,54%	89,30%	89,32%
Zamora Chinchipe	86,81%	88,52%	93,07%	95,74%	96,09%	98,88%	98,89%	97,21%	97,92%	97,90%
Sucumbíos	82,83%	86,41%	88,51%	89,70%	95,26%	96,10%	96,15%	96,30%	96,99%	95,41%
Orellana	81,01%	83,07%	87,46%	92,61%	97,94%	98,11%	98,58%	98,68%	97,16%	96,48%
Región Amazónica	81,72%	83,89%	85,53%	88,61%	91,44%	93,70%	94,29%	94,47%	93,12%	92,77%
Galápagos	99,28%	99,50%	99,34%	99,48%	99,67%	99,67%	99,81%	99,83%	99,63%	99,68%
Región Insular	99,28%	99,50%	99,34%	99,48%	99,67%	99,67%	99,80%	99,83%	99,63%	99,68%
Total Nacional	94,22%	94,78%	96,01%	96,90%	96,77%	97,04%	97,18%	97,24%	97,33%	97,05%

Figura Nro. 159: Cobertura de servicio eléctrico







GLOSARIO

7





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.

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.

Alumbrado público general: Es la iluminación de vías públicas, para tránsito de personas y/o vehículos. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal, la iluminación pública ornamental e intervenida.

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.

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.

Ciente 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.

Ciente 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 diésel: 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 público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor director del servicio.

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.

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).

Medio Voltaje: Voltajes entre 600 V y 40 kV.

Participantes: El sector eléctrico estará constituido por las personas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica, así como también las personas naturales o jurídicas que sean considerados consumidores o usuarios finales.

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 alto, medio voltaje y, de ser el caso, baja tensión.

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 propios 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 de generación eléctrica: 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.



Sala de máquinas
Napo
CELEC-Coca Codo Sinclair

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.

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador.

CENACE: Operador Nacional de Electricidad.

CNEL EP: Corporación Nacional de Electricidad.

CONALI: Consejo Nacional de Límites Internos.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

FA: Enfriamiento por aire forzado.

FOA: Enfriamiento por aire y aceite forzado.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

LOSPEE: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

MCI: Motor de Combustión Interna.

MERNNR: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

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.

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

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.

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.





8. ANEXOS

A.1 Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogas		Turbovapor			
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)												
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-		
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabi	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	-	-	-	-		
Trinitaria	Guayas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133,00	133,00		
CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	Azuay	1	270,00	270,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
CELEC-Gensur	Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	2	180,00	180,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Villonaco	Loja		-	-	16,50	16,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	3	160,00	156,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Pucará	Tungurahua		73,00	73,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	San Francisco	Tungurahua		230,00	212,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Cañar	1	6,23	6,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
CELEC-Hidronación	Baba	Los Rios	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Sopladora	Azuay		487,00	486,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	Esmeraldas	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132,50	125,00		
	Esmeraldas II	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	100,20	84,00	-	-	-	-	-	
	La Propicia	Esmeraldas		-	-	-	-	-	-	10,50	8,50	-	-	-	-	-	
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	El Oro	2	-	-	-	-	-	-	-	-	138,56	130,60	-	-		
	Termogas Machala II	El Oro		-	-	-	-	-	-	-	-	136,80	119,00	-	-	-	
CELEC-Termomanabí	Jaramijó	Manabi	4	-	-	-	-	-	-	140,00	128,88	-	-	-	-		
	Manta II	Manabi		-	-	-	-	-	-	20,40	17,34	-	-	-	-	-	
	Miraflores	Manabi		-	-	-	-	-	-	27,00	20,40	22,80	19,00	-	-	-	-
	Pedernales	Manabi		-	-	-	-	-	-	5,00	3,90	-	-	-	-	-	-
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbios	19	-	-	-	-	-	-	-	-	10,00	7,20	-	-		
	Dayuma	Orellana		-	-	-	-	-	-	-	-	2,25	1,80	-	-	-	-
	Floreana*	Galapagos		-	-	-	-	-	-	-	-	0,30	0,23	-	-	-	-
	Guangopolo	Pichincha		-	-	-	-	-	-	-	-	22,50	21,80	-	-	-	-
	Guangopolo2	Pichincha		-	-	-	-	-	-	-	-	52,20	48,00	-	-	-	-
	Isabela*	Galapagos		-	-	-	-	-	-	-	-	5,06	4,09	-	-	-	-
	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 Rios		-	-	-	-	-	-	-	-	95,20	81,00	-	-	-	-
	Sacha	Orellana		-	-	-	-	-	-	-	-	20,40	18,40	-	-	-	-
	San Cristóbal*	Galapagos		-	-	-	-	-	-	-	-	7,41	5,91	-	-	-	-
	Santa Cruz*	Galapagos		-	-	-	-	-	-	-	-	14,81	13,42	-	-	-	-
	Santa Rosa	Pichincha		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71,10	51,00	-	-
	Sistemas Menores	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	-	-	9,60	9,40	-	-	-	-
Ecuagesa	Topo	Tungurahua	1	29,20	27,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	El Descanso	Cañar		-	-	-	-	-	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	
Elecaustro	Gualaceo	Azuay	5	0,97	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Ocaña	Cañar		26,10	26,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Saucay	Azuay		24,00	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Saymirín	Azuay		15,52	15,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Electrisol	Electrisol	Pichincha	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-		
EliEnergy	Pusuno	Napo	1	38,25	38,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
EMAC-BGP	Pichacay	Azuay	1	-	-	-	-	-	-	1,06	1,00	-	-	-	-		
Enersol	Enersol	Manabi	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		0,30	0,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	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 Rios		15,37	14,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Urvia	Pichincha		0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hidrosigchos	Sigchos	Cotopaxi	1	18,60	18,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hidrotambo	Hidrotambo	Bolivar	1	8,00	8,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Hidrotavalo	Otavalo I	Imbabura	2	0,40	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	Otavalo II	Imbabura		0,40	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hidrovictoria	Victoria	Napo	1	10,32	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	115,00	102,00	-	-		
IPNEGAL	Ipnegal	Pichincha	1	10,44	10,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,70	-	-	-	-	-	-		
Renova Loja	Renova Loja	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,70	-	-	-	-	-	-		
Sabiangosolar	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	-	-	-	-	-	-		
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-		
Total general			96	4.692,80	4.668,74	16,50	16,50	24,46	23,57	813,76	705,12	612,53	537,60	411,50	398,00		

*Las centrales Floreana, Isabela, San Cristóbal y Santa Cruz son administradas por CELEC-Termopichincha en la provincia de Galapagos.

A.2 Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central 1/2

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				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	Cami	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		-	-	9,61	7,85	-	-	-	-
	Hormiguero D	Orellana		-	-	3,73	3,00	-	-	-	-
	Hormiguero Sur	Orellana		-	-	4,08	4,08	-	-	-	-
	Kupi 1	Orellana		-	-	2,18	1,83	-	-	-	-
	Kupi 4	Orellana		-	-	1,91	1,50	-	-	-	-
	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		-	-	4,44	3,88	-	-	-	-
	Nantu C	Orellana		-	-	2,46	1,97	-	-	-	-
	Nantu D	Orellana		-	-	5,58	4,33	-	-	-	-
	Penke B	Orellana		-	-	1,36	1,09	-	-	-	-
	Pinco	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		-	-	6,56	5,83	-	-	-	-
	Tapir B	Orellana		-	-	1,52	1,30	-	-	-	-
	Tarapuy	Sucumbios		-	-	0,79	0,64	-	-	-	-
	TPP	Sucumbios		-	-	75,83	65,40	-	-	-	-
	Wanke 1	Orellana		-	-	4,85	4,08	-	-	-	-
Coazucar Consejo Provincial De Tungurahua	Ecudos A-G	Cañar	1	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60
Ecoelectric	Tilivi	Tungurahua	1	0,10	0,06	-	-	-	-	-	-
Ecoluz	Ecoelectric	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20
Electrocórdova	Loreto	Napo	2	2,30	2,20	-	-	-	-	-	-
	Papallacta	Napo		6,63	6,20	-	-	-	-	-	-
Enermax	Electrocórdova	Imbabura	1	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-
Hidroabánico	Calope	Cotopaxi	1	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-
Hidroalito	Abánico	Morona Santiago	1	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	Due	Sucumbios	1	49,71	49,71	-	-	-	-	-	-
Hidronormandía	Hidrocarolina	Imbabura	1	0,92	0,88	-	-	-	-	-	-
Hidrosanbartolo	Hidronormandía	Morona Santiago	1	49,58	49,58	-	-	-	-	-	-
I.m. mejía	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	1	49,98	49,95	-	-	-	-	-	-
Moderna	La Calera	Pichincha	1	2,50	1,98	-	-	-	-	-	-
Alimentos	Geppert	Pichincha	2	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-
Municipio Cantón Espejo	Kohler	Pichincha	2	-	-	1,60	1,40	-	-	-	-
OCP Ecuador	Espejo	Carchi	1	0,44	0,40	-	-	-	-	-	-
	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	6	-	-	0,14	0,12	-	-	-	-
	Estación ENO	Sucumbios		-	-	0,73	0,58	-	-	-	-
	Estación Mira	Sucumbios		-	-	0,18	0,17	-	-	-	-
	Estación Ocano	Sucumbios		-	-	0,77	0,61	-	-	-	-
	Estación Peña Blanca	Sucumbios		-	-	0,58	0,46	-	-	-	-
	Estación Ron	Sucumbios		-	-	0,28	0,22	-	-	-	-
Petroamazonas	Perlabí	Pichincha	1	2,70	2,46	-	-	-	-	-	-
	Aguajal	Orellana	82	-	-	5,80	2,02	-	-	-	-
	Aguarico	Sucumbios		-	-	15,17	10,68	-	-	-	-
	Anaconda	Orellana		-	-	2,35	0,98	-	-	-	-
	Angel Norte	Orellana		-	-	0,40	0,35	-	-	-	-
	Arazá	Sucumbios		-	-	1,05	0,82	-	-	-	-
	Arcolands	Sucumbios		-	-	10,15	8,14	-	-	-	-
	Shushufindi	Sucumbios		-	-	15,23	11,39	-	-	-	-
	Auca	Orellana		-	-	8,05	4,23	-	-	-	-
	Auca 51	Orellana		-	-	2,66	2,04	-	-	-	-
	Auca Central	Orellana		-	-	22,72	18,98	-	-	-	-
	Auca Sur	Orellana		-	-	0,73	0,45	-	-	-	-
	Cedros	Orellana		-	-	14,40	11,20	-	-	-	-
	CELEC Sacha	Orellana		-	-	-	-	-	-	-	-
	Central de Procesos Tiputini	Orellana		-	-	5,52	4,42	-	-	-	-
	Coca	Orellana		-	-	10,83	7,67	-	-	-	-
	Concordia	Orellana		-	-	0,89	0,31	-	-	-	-
	Cononaco	Pastaza		-	-	15,04	10,53	-	-	-	-
	CPF	Sucumbios		-	-	38,59	26,59	-	-	-	-
	Cuyabeno	Sucumbios		-	-	23,15	14,09	-	-	-	-
	Cuyabeno E	Sucumbios		-	-	3,65	2,74	-	-	-	-
	Dumbique	Orellana		-	-	2,90	2,60	-	-	-	-
	EPF-Eden Yuturi	Orellana		-	-	119,62	85,51	-	-	-	-
Frontera	Sucumbios	-		-	2,46	1,76	-	-	-	-	
Gacela	Orellana	-	-	5,26	3,82	-	-	-	-		

A.2 Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central 2/2

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turboas		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)						
Petroamazonas	Guanta	Sucumbios	82	-	-	12,41	9,77	-	-	-	-
	Indillana	Orellana		-	-	4,71	2,28	-	-	-	-
	Itaya A	Sucumbios		-	-	2,53	1,35	-	-	-	-
	Itaya B	Sucumbios		-	-	2,55	1,10	-	-	-	-
	Jaguar	Orellana		-	-	1,36	0,29	-	-	-	-
	Jivino A	Sucumbios		-	-	1,96	0,76	-	-	-	-
	Jivino C	Sucumbios		-	-	0,55	0,23	-	-	-	-
	Lago Agrio	Sucumbios		-	-	8,80	6,97	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	1,34	-	-	-	-
	Nenke	Orellana		-	-	4,08	1,58	-	-	-	-
	Oso	Napo		-	-	40,00	29,57	-	-	-	-
	Pacayacu	Sucumbios		-	-	0,35	0,28	-	-	-	-
	Paka Norte	Orellana		-	-	2,73	0,50	-	-	-	-
	Paka Sur	Orellana		-	-	8,74	4,75	-	-	-	-
	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
	Pañacocha	Orellana		-	-	1,8E-04	1,6E-04	-	-	-	-
	Pañayacu	Sucumbios		-	-	1,23	0,32	-	-	-	-
	Payamino	Orellana		-	-	16,72	10,98	-	-	-	-
	PCC-Tierras Orientales	Orellana		-	-	0,15	0,11	-	-	-	-
	Pichincha	Sucumbios		-	-	0,27	0,17	-	-	-	-
	Playas del Cuyabeno	Sucumbios		-	-	0,53	0,43	-	-	-	-
	Pucuna	Orellana		-	-	1,88	1,46	-	-	-	-
	Puerto Nuevo	Orellana		-	-	2,4E-04	1,8E-04	-	-	-	-
	RS ROTH	Sucumbios		-	-	7,16	4,79	-	-	-	-
	Shushufindi Drago 2	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	-	-
	RS ROTH	Sucumbios		-	-	3,19	2,40	-	-	-	-
	Shushufindi Drago N1	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	-	-
	Sacha	Orellana		-	-	37,94	31,17	4,00	3,20	-	-
	Sacha Norte 1	Orellana		-	-	17,45	3,26	-	-	-	-
	Sacha Norte 2	Orellana		-	-	15,33	11,49	-	-	-	-
	Sacha Sur	Orellana		-	-	3,90	3,09	-	-	-	-
	Sacha Sur GAS Wakesha	Orellana		-	-	4,20	3,60	-	-	-	-
	Sansahuari	Sucumbios		-	-	10,28	6,49	-	-	-	-
	Santa Elena	Sucumbios		-	-	2,50	1,31	-	-	-	-
	Secoya	Sucumbios		-	-	29,75	26,27	-	-	-	-
	Shushufindi	Sucumbios		-	-	-	-	11,75	10,00	-	-
	Shushufindi	Sucumbios		-	-	14,63	9,77	-	-	-	-
	Estación Sur-oeste	Sucumbios		-	-	3,15	2,37	-	-	-	-
	Shushufindi Norte	Sucumbios		-	-	0,83	0,35	-	-	-	-
	SRF Shushufindi	Sucumbios		-	-	2,13	1,84	-	-	-	-
Tambococha A	Orellana	-	-	0,37	0,29	-	-	-	-		
Tangay	Orellana	-	-	5,21	3,92	-	-	-	-		
Tapi	Sucumbios	-	-	4,61	2,81	-	-	-	-		
Tetete	Sucumbios	-	-	1,43	1,12	-	-	-	-		
Tipishca	Sucumbios	-	-	13,88	11,22	-	-	-	-		
Tiputi A-2	Orellana	-	-	14,62	11,30	-	-	-	-		
Tiputini A-1	Orellana	-	-	26,33	22,59	-	-	-	-		
Tiputini C-1	Orellana	-	-	17,49	14,12	-	-	-	-		
Tiputini C-2	Orellana	-	-	1,55	1,07	-	-	-	-		
Tumali	Orellana	-	-	12,32	8,70	-	-	-	-		
VHR	Sucumbios	-	-	3,51	2,64	-	-	-	-		
Vinita	Sucumbios	-	-	2,19	1,20	-	-	-	-		
Yamanunka	Sucumbios	-	-	1,64	1,15	-	-	-	-		
Yanaq Oeste	Orellana	-	-	6,95	5,48	-	-	-	-		
Yuca	Orellana	-	-	18,60	9,21	-	-	-	-		
Yuralpa	Napo	-	-	1,36	1,07	-	-	-	-		
ZEMI	Orellana	-	-	-	-	42,90	35,00	-	-		
Repsol YPF-NPF-1	Orellana	-	-	-	-	-	-	-	-		
Repsol YPF-NPF-2	Orellana	-	-	10,28	8,49	-	-	-	-		
Repsol YPF-SPF-1	Orellana	-	-	-	-	30,10	19,00	-	-		
Repsol YPF-SPF-2	Orellana	-	-	15,84	13,63	-	-	-	-		
Repsol YPF-SPF-3	Orellana	-	-	45,28	44,30	-	-	-	-		
Repsol YPF-SSFD	Sucumbios	-	-	2,12	1,35	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		0,79	0,61	-	-	-	-		
Sipac	MDC-CPF	Orellana	7	-	-	9,55	7,40	-	-	-	-
	PBH-Estación	Orellana		-	-	0,28	0,20	-	-	-	-
	PBH-HUA02	Orellana		-	-	0,72	0,70	-	-	-	-
	PBH-InchiA	Orellana		-	-	2,77	2,30	-	-	-	-
	PBH-InchiB	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 4B	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 general			181	231,44	227,33	1.145,89	863,02	101,25	76,95	159,93	149,90

A.3 Potencia nominal y efectiva de empresas distribuidoras por tipo de central

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turboagas		Turbovapor		
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)											
CNEL-Guayaquil	Alvaro Tinajero	Guayas	3	-	-	-	-	-	-	-	-	94,80	64,00	-	-	
	Anibal Santos (Gas)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	113,27	97,00	-	-
	Anibal Santos (Vapor)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,50	20,00
E.E. Ambato	Ligua	Tungurahua	3	-	-	-	-	-	-	5,00	3,60	-	-	-	-	
	Panel Fotovoltaico Peninsula	Tungurahua		3,00	2,90	-	-	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico Taisha	Morona Santiago	2	-	-	-	-	0,37	0,37	-	-	-	-	-	-	
		Morona Santiago		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,24	0,24
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Cotopaxi	5	0,30	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Catazacón	Cotopaxi		0,80	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	El Estado	Cotopaxi		1,70	1,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Illuchi No.1	Cotopaxi		4,19	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Illuchi No.2	Cotopaxi		5,20	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Galápagos	Baltra Eólico	Galapagos	10	-	-	2,25	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Baltra Solar	Galapagos		-	-	-	-	0,07	0,07	-	-	-	-	-	-	-
	Floreana Perla Solar	Galapagos		-	-	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-	-	-
	Floreana Solar aislados	Galapagos		-	-	-	-	5,5E-03	5,5E-03	-	-	-	-	-	-	-
	Isabela Solar	Galapagos		-	-	-	-	0,95	0,95	-	-	-	-	-	-	-
	Isabela Solar aislados	Galapagos		-	-	-	-	7,5E-03	7,5E-03	-	-	-	-	-	-	-
	San Cristóbal Eólico	Galapagos		-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Cristóbal Solar Eolicasa	Galapagos		-	-	-	-	1,3E-02	1,3E-02	-	-	-	-	-	-	-
	Santa Cruz Solar aislados	Galapagos		-	-	-	-	1,0E-02	1,0E-02	-	-	-	-	-	-	-
	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galapagos		-	-	-	-	1,52	1,52	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	4	8,00	7,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Buenos Aires	Imbabura		0,98	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	La Playa	Carchi		1,43	1,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	San Miguel de Car	Carchi		2,95	2,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
E.E. Quito	Cumbaya	Pichincha	6	40,00	40,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	G. Hernández	Pichincha		-	-	-	-	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-	-
	Guangopolo	Pichincha		20,92	20,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Los Chillios	Pichincha		1,76	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nayón	Pichincha		29,70	29,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Riobamba	Pasochoa	Pichincha	3	4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Alao	Chimborazo		10,40	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Nizag	Chimborazo		0,80	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
E.E. Sur	Río Blanco	Chimborazo	2	3,13	3,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Carlos Mora	Zamora Chinchipe		2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Catamayo	Loja		-	-	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	
Total general			38	142,16	140,36	4,65	4,65	3,17	3,17	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)
	Allgenotec	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-Enerjubones	270,00	270,00	-	-	270,00	270,00
	CELEC-Gensur	196,50	196,50	-	-	196,50	196,50
	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	1.756,90	-	-	1.732,00	1.756,90
	CELEC-Termoesmeraldas	193,10	175,50	50,10	42,00	243,20	217,50
	CELEC-Termogas Machala	275,36	249,60	-	-	275,36	249,60
	CELEC-Termomanabí	215,20	189,52	-	-	215,20	189,52
	CELEC-Termopichincha	385,38	329,97	-	-	385,38	329,97
	Ecuagesa	29,20	27,00	-	-	29,20	27,00
	Elecaustro	85,79	83,79	-	-	85,79	83,79
	Electrisol	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	EliEnergy	38,25	38,25	-	-	38,25	38,25
	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	23,46	23,06	-	-	23,46	23,06
	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
	Gonzenergy	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Gransolar	3,00	3,00	-	-	3,00	3,00
	Hidrosibimbe	17,35	16,16	-	-	17,35	16,16
	Hidrosigchos	18,60	18,39	-	-	18,60	18,39
	Hidrotambo	8,00	8,00	-	-	8,00	8,00
	Hidrotavalo	-	-	0,80	0,80	0,80	0,80
	HidroVictoria	10,32	10,00	-	-	10,32	10,00
	Intervisa Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
	IPNEGAL	10,44	10,36	-	-	10,44	10,36
	Lojaenergy	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
	Solhuaqui	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		6.520,65	6.306,73	50,90	42,80	6.571,55	6.349,53

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)
	Agip	-	-	55,06	48,21	55,06	48,21
	Agua Y Gas De Sillunchi	-	-	0,40	0,39	0,40	0,39
	Andes Petro	-	-	157,25	131,41	157,25	131,41
	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
	Hidroabánico	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
	Hidronormandia	49,58	49,58	-	-	49,58	49,58
	Hidrosanbartolo	49,98	49,95	-	-	49,98	49,95
	I.m. mejía	2,50	1,98	-	-	2,50	1,98
	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	-	-	2,68	2,16	2,68	2,16
	Perlábí	-	-	2,70	2,46	2,70	2,46
	Petroamazonas	-	-	812,90	577,17	812,90	577,17
	Repsol	-	-	154,02	127,37	154,02	127,37
	San Carlos	-	-	78,00	73,60	78,00	73,60
	SERMAA EP	1,19	0,93	-	-	1,19	0,93
	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		168,89	165,36	1.469,62	1.151,84	1.638,51	1.317,20
	CNEL-Guayaquil	242,57	181,00	-	-	242,57	181,00
	E.E. Ambato	8,20	6,70	-	-	8,20	6,70
	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	7,25	7,25	-	-	7,25	7,25
	E.E. Norte	13,36	12,55	-	-	13,36	12,55
	E.E. Quito	131,20	128,08	-	-	131,20	128,08
	E.E. Riobamba	14,33	13,75	-	-	14,33	13,75
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
Total Distribuidora		451,84	381,39	-	-	451,84	381,39

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-Enerjubones	Hidráulica	S.N.I.	1	270,00	270,00	
	Azuay	CELEC-Hidropaute	Hidráulica	S.N.I.	3	1.732,00	1.756,90	
	Azuay	Elecaastro	Hidráulica	S.N.I.	3	40,49	40,49	
	Azuay	EMAC-BGP	Biogás	S.N.I.	1	1,06	1,00	
	Bolívar	Hidrotambo	Hidráulica	S.N.I.	1	8,00	8,00	
	Cañar	CELEC-Hidroazogues	Hidráulica	S.N.I.	1	6,23	6,23	
	Cañar	Elecaastro	Hidráulica	S.N.I.	1	26,10	26,10	
	Cañar	Elecaastro	Térmica	S.N.I.	1	19,20	17,20	
	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	Solchacras	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	
	Galapagos	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	4	27,58	23,65	
	Guayas	Altgenotec	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	Wildtecsa	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	Hidrotavalo	Hidráulica	No Incorporado	1	0,40	0,40	
	Imbabura	Hidrotavalo	Hidráulica	S.N.I.	1	0,40	0,40	
	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	Sobiangosolar	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 Rios	CELEC-Hidronación	Hidráulica	S.N.I.	1	42,20	42,00	
	Los Rios	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	1	95,20	81,00	
	Los Rios	Hidrosibimbe	Hidráulica	S.N.I.	1	15,37	14,20	
	Manabí	Brineforcorp	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00	
	Manabí	CELEC-Termomanabí	Térmica	S.N.I.	4	215,20	189,52	
	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	ElitEnergy	Hidráulica	S.N.I.	1	38,25	38,25	
	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	23,40	23,00	
	Pichincha	Gasgreen	Biogás	S.N.I.	1	6,20	5,50	
	Pichincha	Hidrosibimbe	Hidráulica	S.N.I.	2	1,98	1,96	
	Pichincha	IPNEGAL	Hidráulica	S.N.I.	1	10,44	10,36	
	Santa Elena	CELEC-Electroguayas	Térmica	S.N.I.	2	131,80	105,03	
	Sucumbios	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	1	9,60	9,40	
	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	
	Zamora Chinchipe	CELEC-Gensur	Hidráulica	S.N.I.	1	180,00	180,00	
	Total Generadora					96	6.571,55	6.349,53
	Autogeneradora	Cañar	Coazucar	Biomasa	S.N.I.	1	29,80	27,60
Cañar		UCEM	Térmica	No Incorporado	1	3,63	2,50	
Carchí		Municipio Cantón Espejo	Hidráulica	S.N.I.	1	0,44	0,40	
Chimborazo		UCEM	Hidráulica	No Incorporado	1	2,00	1,90	
Cotopaxi		Enermax	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	1,19	0,93	
Imbabura		UNACEM	Térmica	S.N.I.	1	29,28	24,30	
Morona Santiago		Hidroabanico	Hidráulica	S.N.I.	1	38,45	37,99	
Morona Santiago		Hidronormandía	Hidráulica	S.N.I.	1	49,58	49,58	
Morona Santiago		Hidrosanbartolo	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	58,75	49,00	
Orellana		Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	44	472,99	341,34	
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	15,04	10,53	
Pichincha		Agua Y Gas De Sillunchi	Hidráulica	S.N.I.	2	0,40	0,39	
Pichincha		I.M. Mejía	Hidráulica	S.N.I.	1	2,50	1,98	
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		Hidroeléctrica Perlabí	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	6	2,68	2,16	
	Sucumbios	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	35	266,27	186,53	
	Sucumbios	Repsol	Térmica	No Incorporado	1	9,62	6,95	
	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					181	1.638,51	1.317,20	
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	
	Galapagos	E.E. Galápagos	Eólica	No Incorporado	2	4,65	4,65	
	Galapagos	E.E. Galápagos	Fotovoltaica	No Incorporado	8	2,60	2,60	
	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	
	Pastaza	E.E. Ambato	Fotovoltaica	No Incorporado	1	0,20	0,20	
	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					38	451,84	381,39
	Total general					315	8.661,90	8.048,11

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	34,5	138	125,00	156,00	-	156,00	
	CELEC-Electroguayas	2	Santa Elena III	1	Principal CSE III	T	13,8	69	50,00	-	-	50,00	
	Total CELEC-Electroguayas	2		2					175,00	156,00	-	206,00	
	CELEC-Gensur	1	Villonaco	1	TP1	T	69	34,5	23,00	25,00	-	25,00	
	Total CELEC-Gensur	1		1					23,00	25,00	-	25,00	
	CELEC-Hidroagoyán	CELEC-Hidroagoyán	3	San Francisco	2	TP1	T	13,8	230	-	-	127,50	127,50
					2	TP2	T	13,8	230	-	-	127,50	127,50
					2	TP1	T	13,8	145	-	-	85,00	85,00
					2	TP2	T	13,8	145	-	-	85,00	85,00
					2	TP1	T	13,8	141,5	-	-	40,00	40,00
					2	TP2	T	13,8	141,5	-	-	40,00	40,00
	Total CELEC-Hidroagoyán	3		6					-	-	505,00	505,00	
	CELEC-Hidroazogues	1	Alazán	1	TP1	T	6,6	69	10,00	12,50	-	12,50	
	Total CELEC-Hidroazogues	1		1					10,00	12,50	-	12,50	
	CELEC-Hidronación	1	Baba	2	TF1	T	13,8	230	37,00	-	51,00	51,00	
	CELEC-Hidronación	1	Baba	2	TF2	T	13,8	230	37,00	-	51,00	51,00	
	Total CELEC-Hidronación	1		2					74,00	-	102,00	102,00	
	CELEC-Termoesmeraldas	1	Esmeraldas I	3	MT1	T	13,8	138	90,00	120,00	160,00	160,00	
	CELEC-Termoesmeraldas	1	Esmeraldas I	3	STO	T	4,16	13,2	10,00	12,50	-	12,50	
	CELEC-Termoesmeraldas	1	Esmeraldas I	3	UT1	T	4,16	13,2	10,00	12,50	-	12,50	
	Total CELEC-Termoesmeraldas	1		3					110,00	145,00	160,00	185,00	
	CELEC-Termogas Machala	CELEC-Termogas Machala	1	Bajo Alto	4	TR-101A	T	13,8	138	50,00	67,00	93,00	93,00
					4	TR-101B	T	13,8	138	50,00	67,00	93,00	93,00
					4	GSU-1	T	13,8	138	60,00	80,00	100,00	100,00
					4	GSU-2	T	13,8	138	60,00	80,00	100,00	100,00
	Total CELEC-Termogas Machala	1		4					220,00	294,00	386,00	386,00	
	CELEC-Termomanabí	CELEC-Termomanabí	1	Jaramijó	4	TR1_JAR	T	13,8	138	50,00	62,50	-	62,50
					4	TR2_JAR	T	13,8	138	40,00	50,00	-	50,00
4					TR3_JAR	T	13,8	138	50,00	62,50	-	62,50	
4					TR4_JAR	T	13,8	138	40,00	50,00	-	50,00	
Total CELEC-Termomanabí	1		4					180,00	225,00	-	225,00		
CELEC-Termopichincha	CELEC-Termopichincha	1	Patio de Maniobras	2	B1	T	6,6	138	15,00	20,00	-	20,00	
				2	B2	T	6,6	138	15,00	20,00	-	20,00	
				3	P1	T	13,8	138	32,00	-	-	32,00	
CELEC-Termopichincha	1	Patio de Maniobras	3	P2	T	13,8	138	32,00	-	-	32,00		
CELEC-Termopichincha	1	Patio de Maniobras	3	P3	T	13,8	138	32,00	-	-	32,00		
Total CELEC-Termopichincha	2		5					126,00	40,00	-	136,00		
Elecaastro	Elecaastro	3	Saucay	3	TR1	T	4,16	69	10,00	-	-	10,00	
				3	TR2	T	4,16	69	10,00	-	-	10,00	
				3	TR3	T	4,16	69	10,00	-	-	10,00	
				2	TR6-1	T	13,8	69	15,00	-	-	15,00	
				2	TR6-2	T	13,8	69	15,00	-	-	15,00	
				2	T111	T	6,9	2,4	10,00	12,50	-	12,50	
CELECASTRO	1	Saymirin	2	T112	T	6,3	6,9	8,61	-	-	8,61		
Total Elecaastro	3		7					78,61	12,50	-	81,11		
EliEnergy	EliEnergy	2	Pusuno 1	1	Transformador-Pusuno 1	T	138	13,8	26,00	-	-	26,00	
				1	Transformador-Pusuno 2	T	138	13,8	20,00	-	-	20,00	
Total EliEnergy	2		2					46,00	-	-	46,00		
EMAC-BGP	1	Pichacay	1	T1	T	0,48	22	2,20	-	-	2,20		
Total EMAC-BGP	1		1					2,20	-	-	2,20		
Epifotovoltaica	2	EPMulalo	1	EPMulalo-T1	A	0,37	13,8	1,00	-	-	1,00		
Epifotovoltaica	2	EPPastocalle	1	EPPastocalle-T1	A	0,37	13,8	1,00	-	-	1,00		
Total Epifotovoltaica	2		2					1,99	-	-	1,99		
EPMAPS	2	El Carmen	1	T1	T	6,6	138	10,00	12,50	-	12,50		
EPMAPS	2	Recuperadora	1	T1	T	6,9	138	12,60	18,00	-	18,00		
Total EPMAPS	2		2					22,60	30,50	-	30,50		
Gransolar	Gransolar	1	Gransolar	3	TP3	T	13,8	0,27	1,00	-	-	1,00	
				3	TP1	T	13,8	0,27	1,00	-	-	1,00	
				3	TP2	T	13,8	0,27	1,00	-	-	1,00	
Total Gransolar	1		3					3,00	-	-	3,00		
Hidrosigchos	1	Hidrosigchos	1	Transformador 1	T	13,8	69	18,00	27,00	-	27,00		
Total Hidrosigchos	1		1					18,00	27,00	-	27,00		
Hidrovictoria	1	Cuyuja	1	THV	T	6,6	22,8	12,00	-	-	12,00		
Total Hidrovictoria	1		1					12,00	-	-	12,00		
Intervisa Trade	1	Intervisa	1	GSU XFORMER	T	13,8	138	90,00	120,00	150,00	150,00		
Total Intervisa Trade	1		1					90,00	120,00	150,00	150,00		
IPNEGAL	1	Palmira	1	Palmira	T	6,9	6,9	13,00	-	-	13,00		
Total IPNEGAL	1		1					13,00	-	-	13,00		
Total Elevación		28		49				1.205,40	1.087,50	1.303,00	2.149,30		

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 Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	Agip	1	CPF	5	Cf42-Tr001a	T	13,8	34,5	5,00	5,60	-	5,60
					Cf42-Tr001b	T	13,8	34,5	5,00	5,60	-	5,60
					Cf42-Tr001c	T	13,8	34,5	5,00	5,60	-	5,60
					Cf42-Tr003a	T	0,48	13,8	2,00	2,24	-	2,24
					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	7	T-001	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
					T-002	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
					T-005	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
					T-006	T	13,8	34,5	9,00	12,00	-	12,00
					T-008	T	13,8	34,5	12,00	20,00	-	20,00
					T-009	T	13,8	34,5	12,00	20,00	-	20,00
					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							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							5,50	6,25	-	6,25
	Ecoluz	2	Loreto	1	T3	T	0,69	22,8	2,50	-	-	2,50
			Papallacta	1	T4	A	22,8	43,8	6,60	-	-	6,60
	Total Ecoluz	2							9,10			9,10
	Enermax	1	Calope	1	Calope	T	6,9	69	20,80	-	-	20,80
	Total Enermax	1							20,80			20,80
	Hidroabanico	1	Hidroabanico I	2	Etapa I	T	4,16	69	18,00	-	-	18,00
					Etapa II	T	4,16	69	27,00	-	-	27,00
	Total Hidroabanico	1							45,00			45,00
	Hidroaito	1	Due	1	TP1	A	13,8	230	70,00	-	-	70,00
	Total Hidroaito	1							70,00			70,00
	Hidronormandía	1	Normandía	1	Transformador Totalizador	T	230	13,8	56,00	-	-	56,00
	Total Hidronormandía	1							56,00			56,00
	Hidosanbartolo	1	Hidosanbartolo	1	TP1	T	13,8	230	56,00	-	-	56,00
	Total Hidosanbartolo	1							56,00			56,00
	Perlábí	1	Perlábí	1	TE1	T	0,69	22,8	3,15	-	-	3,15
	Total Perlábí	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.	2	Lago transf 1	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Lago Agrio 69 kV.	1	Lago transf 2	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Sacha 13.8 kV.	2	Lago transf 3	T	13,8	69	6,25	6,25	6,25	6,25
			Sacha 69 kV.	1	Sacha transf 1	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Secoya	1	Sacha transf 2	T	4,16	13,8	4,00	4,00	4,00	4,00
			Shushufindi Cental Justice	1	Sacha transf 3	T	13,8	69	5,00	6,25	6,25	6,25
			Shushufindi Central- Sur	1	Secoya transf 1	T	13,8	69	15,00	15,00	15,00	15,00
			Shushufindi-Sacha- Atacapi	1	Shushufindi Central tranf JUSTICE	T	0,48	13,8	7,50	7,50	7,50	7,50
			Shushufindi Sur Justice	1	Shushufindi transf 2	T	13,8	69	5,00	6,25	6,25	6,25
			Sucumbios	2	Shushufindi transf 1	T	13,8	69	15,00	15,00	15,00	15,00
			Yuca 13.8 kV.	1	Shushufindi Sur transf JUSTICE	T	0,48	13,8	7,50	7,50	7,50	7,50
			Subestación Sacha 13.8 kV	1	Sucumbios transf 1	T	0,48	13,8	1,50	1,50	1,50	1,50
CPF			1	Sucumbios transf 2	T	0,48	13,8	1,50	1,50	1,50	1,50	
S/E Sacha 69kV			1	Yuca tranf 1	T	0,48	13,8	2,00	2,00	2,00	2,00	
EPF 34.5 kV			2	Transformador S/E Sacha 01	T	4,16	13,8	4,00	-	-	4,00	
Palo Azul			2	CPF Transf	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60	
				Sacha Trans	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60	
				EPF Trans 1	T	13,8	34,5	10,00	10,00	10,00	10,00	
				EPF Trans 2	T	13,8	34,5	10,00	10,00	10,00	10,00	
				PAZU Trans 1	T	13,8	69	20,00	26,60	26,60	26,60	
				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	4	X-1010	T	13,8	34,5	5,00	7,00	7,00	7,00	
				X-1020	T	13,8	34,5	10,00	15,00	25,00	25,00	
				X-1064	T	13,8	34,5	15,00	20,00	25,00	25,00	
				X-1060	T	13,8	34,5	10,00	12,50	14,00	14,00	
		Spf	6	X-2012	T	13,8	34,5	15,00	20,00	28,00	28,00	
				X-2013	T	13,8	34,5	15,00	20,00	28,00	28,00	
				X-2020	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00	
				X-2066	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00	
				X-2065	T	13,8	34,5	20,00	25,00	28,00	28,00	
				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	6	T3	T	13,8	69	25,00	31,25	-	31,25	
				T1	T	4,16	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
				T2	T	4,16	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
				T5	T	0,46	13,8	0,75	0,90	-	0,90	
				TB	T	4,16	13,8	5,00	6,50	-	6,50	
		T4	T	13,8	69	25,00	31,25	-	31,25			
Total San Carlos	1			6				65,75	82,40	-	82,40	
Sipec	2	Paraíso17	1	PSO-17	T	13,8	34,5	4,00	-	-	4,00	
		CPF	1	CPF	T	13,8	34,5	4,00	-	-	4,00	
Total Sipec	2			2				8,00			8,00	
Vicunha	1	Vindobona	2	TP1	T	0,4	13,8	5,00	-	-	5,00	
			2	TP2	T	0,69	13,8	4,00	-	-	4,00	
Total Vicunha	1			2				9,00			9,00	
Total Elevación		35		65				805,05	662,68	457,65	988,23	
Reducción	Agip	3	Villano A	5	Ws42-Tr001a	T	34,5	4,16	5,00	5,60	-	5,60
					Ws42-Tr001b	T	34,5	4,16	5,00	5,60	-	5,60
					Ws42-Tr001c	T	34,5	4,16	5,00	5,60	-	5,60
					Ws42-Tr002a	T	4,16	0,48	1,00	1,12	-	1,12
					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	2	Sar-Tr-001a	T	13,8	0,48	2,00	2,30	-	2,30		
			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	
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 tranf 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	

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	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	2	X-1903	T	33	2,4	7,00	7,84	9,80	-	9,80		
			Pompeya	1	X-1912	T	33	2,4	5,00	-	-	-	5,00		
			Amo A	2	X-4010	T	33	4,16	5,00	6,25	7,00	-	7,00		
			Amo B	2	X-2902A	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	-	7,00		
			WIP	1	X-2902B	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	-	7,00		
			Daimi A - Daimi B	4	X-2909	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	-	7,00		
			Iro 01 - Iro A	3	X-2901	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	-	7,00		
			Ginta A - Iro B	2	X-2904	T	34,4	2,4	10,00	12,50	-	-	12,50		
			Ginta B	2	X-2905	T	33	2,4	5,00	6,25	7,00	-	7,00		
			Total Repsol	11	21						142,00	172,59	72,80	186,30	
			UCEM	1	2	UCEM Principal	2	Principal 5MVA	T	69	4,16	5,60	7,00	-	7,00
			Total UCEM	1	2						15,40	19,00	-	19,00	
			UNACEM	1	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	
			Vicunha	1	2	Equinoccial	2	TP3	T	22,8	13,2	3,00	-	-	3,00
			Total Vicunha	1	2						6,00	-	-	6,00	
			Total Reducción		24		41				255,00	290,51	104,05	316,82	
			Total general		59		106				1.060,05	953,19	561,70	1.305,05	

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	57	Ambato	2	AT1	A	138	69	33,00	43,00	-	43,00		
		Baños	1	AT2	A	138	69	45,00	75,00	-	75,00		
		Chone	1	ATQ	A	138	69	20,00	26,70	33,30	-	33,30	
		Cuenca	1	ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	-	100,00	
		Cumbaratza	1	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	-	-	99,90	
		Dos Cerritos	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30	-	-	33,30	
		Esmeraldas	3	ATK	A	230	69	99,00	132,00	165,00	-	165,00	
		Gualaceo	1	ATR	A	138	69	44,80	59,73	75,00	75,00	-	75,00
		Ibarra	3	ATT	A	138	69	230	138	99,99	166,65	-	166,65
		Jivino	1	TRG	T	138	22	12,00	16,00	-	-	16,00	
		Limón	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	-	66,66	
		Loja	1	T1	T	138	34,5	30,00	50,00	-	-	50,00	
		Loreto	1	ATR	A	138	69	40,00	66,66	-	-	66,66	
		Macas	1	TRK	T	230	69	100,00	167,00	-	-	167,00	
		Machala	3	TRE	T	138	13,8	5,00	6,66	-	-	6,66	
		Milagro	2	ATQ	A	138	69	40,00	53,30	66,70	66,70	-	66,70
		Molino	2	ATQ	A	138	69	20,00	-	-	-	20,00	
		Montecristi	1	TRQ	T	138	69	40,00	66,70	-	-	66,70	
		Mulaló	1	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	-	-	99,90	
		Pascuales	4	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	166,50	-	166,50	
		Policentro	1	TRK	T	230	69	99,99	133,32	166,65	-	166,65	
		Pomasqui	2	ATU	A	230	138	135,00	225,00	-	-	225,00	
		Portoviejo	2	AT1	A	230	138	225,00	300,00	375,00	-	375,00	
		Posorja	1	AT2	A	230	138	225,00	300,00	375,00	-	375,00	
		Puyo	1	ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	-	100,00	
		Quevedo	2	ATQ	A	138	69	40,00	53,34	66,70	66,70	-	66,70
		Riobamba	2	ATU	A	230	138	225,00	300,00	375,00	-	375,00	
		Salitral	2	ATT	A	230	138	225,00	300,00	375,00	-	375,00	
		San Gregorio	2	ATR	A	138	69	120,00	200,00	-	-	200,00	
		San Rafael	1	ATQ	A	138	69	120,00	200,00	-	-	200,00	
		Santa Elena	2	ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	-	150,00	
		Santa Rosa	3	ATU	A	230	138	180,00	300,00	-	-	300,00	
				AA1	A	138	69	44,80	59,73	75,00	75,00	-	75,00
				AA2	A	138	69	45,00	75,00	-	-	75,00	
				ATQ	A	138	69	40,00	33,33	-	-	40,00	
				ATR	A	138	69	20,00	33,30	-	-	33,30	
				ATU	A	230	138	99,99	133,32	166,65	-	166,65	
				TRK	T	230	69	90,00	150,00	-	-	150,00	
				ATL	A	230	69	60,00	80,10	99,90	-	99,90	
				ATQ	A	138	69	135,00	225,00	-	-	225,00	
		ATR	A	138	69	90,00	150,00	-	-	150,00			
		ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	-	225,00			
		ATK	A	230	69	100,00	166,70	-	-	166,70			
		ATH	A	500	230	270,00	450,00	-	-	450,00			
		ATQ	A	138	69	40,00	53,30	66,70	66,70	-	66,70		
		ATR	A	138	69	40,00	66,70	-	-	66,70			
		ATU	A	230	138	225,00	300,00	375,00	-	375,00			
		ATT	A	230	138	225,00	300,00	375,00	-	375,00			
		TRN	T	138	46	45,00	75,00	-	-	75,00			

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	57	Santo Domingo	4	ATU	A	230	138	99,99	133,32	166,65	166,65
				ATR	A	138	69	60,00	80,00	99,99	99,99
				ATT	A	230	138	99,99	166,65	-	166,65
				ATQ	A	138	69	100,00	167,00	-	167,00
		Shushufindi	1	ATT	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
		Sinincay	1	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
				ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	100,00
		Trinitaria	2	ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
				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	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		Caraguay	1	ATQ	A	138	69	135,00	225,00	-	225,00
		Esclusas	1	ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		Méndez	1	TRE	T	138	13,8	5,00	6,66	-	6,66
		Móvil MITSUBISHI	1	AMQ	A	138	69	30,00	-	-	30,00
		Nueva Babahoyo	2	ATQ	A	138	69	40,00	60,00	-	60,00
				ATR	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		Móvil EFACEC 1	1	TMK	T	230	69	-	-	45,00	45,00
		Manta	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,33	-	33,33
		Móvil EFACEC 3	1	AMQ	A	138	69	-	-	60,00	60,00
		Móvil EFACEC 2	1	AMQ	A	138	69	-	-	60,00	60,00
		Quinindé	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		El Inga	5	ATI	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
				ATI	A	500	230	360,00	600,00	-	600,00
				ATJ	A	500	230	360,00	600,00	-	600,00
				ATH	A	500	230	360,00	600,00	-	600,00
				ATU	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
				ATI	A	500	230	270,00	450,00	-	450,00
				ATJ	A	500	230	270,00	450,00	-	450,00
				ATQ	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
				ATL	A	230	69	135,00	180,00	225,00	225,00
ATK	T			230	69	20,00	33,00	-	33,00		
Chorrillos	2	ATI	A	500	230	450,00	-	450,00			
		ATJ	A	500	230	450,00	-	450,00			
		ATQ	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70		
		ATL	A	230	69	135,00	180,00	225,00	225,00		
Yanacocha	1	ATK	T	230	69	20,00	33,00	-	33,00		
		ATI	T	500	230	450,00	-	450,00			
Durán	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66		
		ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66		
Bomboiza	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66		
		ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66		
Tisaleo	1	ATI	T	500	230	450,00	-	450,00			
		ATI	T	500	230	450,00	-	450,00			
Francisco de Orellana	1	ATQ	T	138	69	40,00	66,66	-	66,66		
		ATQ	T	138	69	40,00	66,66	-	66,66		
Total general			89					9.025,45	13.547,89	3.171,57	14.821,30

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	6	Floreana	2	Elevación	T	0,22	13,2	0,03	-	-	0,03		
					Elevación	T	0,44	13,2	0,08	-	-	0,08		
			Isabela	2	Elevación grupos térmicos	T	0,48	13,8	1,25	-	-	1,25		
					Elevación grupos térmicos	T	0,48	13,8	1,25	-	-	1,25		
			San Cristóbal	14	Elevación grupo 7 y 8	T	4,16	13,8	4,00	-	-	4,00		
					Elevación Banco grupo 5	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 5	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 5	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 9	T	0,48	13,8	1,50	-	-	1,50		
					Elevación Banco grupo 4	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 3	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 3	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 3	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
					Elevación Banco grupo 4	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33		
Balra Subtransmisión	1	Elevación - Reducción	T	13,8	34,5	7,50	10,00	10,00	10,00					
Santa Cruz Térmica	3	Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,8	5,00	-	-	5,00					
		Elevación (grupo Hyundai 10-13)	T	4,16	13,8	3,75	-	-	3,75					
		Elevación (grupo Hyundai 8-9)	T	4,16	13,8	3,75	-	-	3,75					
Subestación Isabela	2	Elevación grupos térmicos	T	0,48	13,8	1,00	-	-	1,00					
		Elevación banco de baterías	T	0,384	13,8	1,00	-	-	1,00					
Total E.E. Galápagos	6	24						34,07	10,00	10,00	36,57			
E.E. Norte	1	Ambi	2	T1	T	4,16	34,5	5,00	6,25	-	6,25			
				T2	T	4,16	34,5	5,00	6,25	-	6,25			
Total E.E. Norte	1	2						10,00	12,50	-	12,50			
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	8	27						49,08	29,49	10,00	56,06			
Reducción	CNEL-Bolívar	6	Cochabamba	2	Cochabamba	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50		
					Cochabamba	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Guanaju	1	Guanaju	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Guaranda	2	Guaranda	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00		
					Guaranda	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			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		
			Echeandía	1	Echeandía	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			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	2			T2	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50		
					T1	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00		
	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	2			T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
					T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
	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					

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	34	El Manglero	1	TR01	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00			
			El Recreo	2	TR2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00			
			Juan Bautista Aguirre	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00			
			La Toma	1	TR01	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50			
			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	2	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00			
			Samborondón	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00			
			Tennis Club	2	TR2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
			Valencia	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00			
			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	2	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00			
			Daule Norte	1	TR2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
			Mocolí	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00			
			Lagos del Batán	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00			
			Daule Sur	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			
			Saibaba	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			
			El Rosario	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
			Villa del Rey	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00			
			Total CNEL-Guayas Los Ríos	34	40						527,50	672,50	467,00	680,50	
			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	16,00	20,00	24,00	24,00
						Nelson Mera	1	TRA-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
						Puebloviejo	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						128,00	160,00	24,00	164,00				
Reducción	CNEL-Manabí	30	Calceta	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	2	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00			
					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	2	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
					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			
			Rocafuerte	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 Estancilla	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
			Manta 1	3	Tranf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00			
					Tranf 2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00			
					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	2	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
					Tranf 2	T	69	13,8	2,50	2,80	-	2,80			
			Portoviejo 1	3	Tranf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00			
					Tranf 3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
					Tranf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00			
			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	2	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00						
		Tranf 2	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00						
Chone	2	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	-	-	12,50						
		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						
Jaramijó	1	Transf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00						
Portoviejo 4	2	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50						
		Transf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00						
Pto. López	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50						
Total CNEL-Manabí	30	40						435,50	499,65	-	534,65				
Reducción	CNEL-Milagro	13	Naranjal	1	Naranjal	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00			
			Milagro Sur	2	Sur 1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00			
					Sur 3	T	66	13,8	12,00	16,00	-	16,00			
			Milagro Norte	1	Norte	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00			
			Montero	2	Montero 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25			
					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				
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			

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	Cerecita	1	Cerecita	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Chanduy	2	Chanduy	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25		
			Chipipe	1	AGUAPEN (P)	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75		
			Colonche	1	Chipipe	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Manglaralto	1	Colonche	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Playas	1	Manglaralto	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25		
			Posorja	1	Playas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Salinas	1	Posorja	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			San Vicente	1	Salinas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Santa Rosa	1	San Vicente	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Punta Blanca	1	Santa Rosa	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			San Lorenzo Del Mate	1	Punta Blanca	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			Pechiche	1	San Lorenzo Del Mate	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75		
			Libertad	1	Pechiche	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
			San Lorenzo de Salinas	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	16	16	El Carmen	1	T1	T	69	13,8	12,00	16,00	-
	El Centenario	2				T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	El Rocío	1				T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	Jama	1				T1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
	La Cadena	1				T1	T	69	34,5	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	26,00	32,50	-	32,50	
	Quevedo	3				T2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	Quevedo	3				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	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	
	Valle Hermoso	1				T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	Pedernales (1 - Trs)	2				T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	12,50	
	Pedernales (1 - Trs)	2				T2	T	69	34,5	6,25	-	-	6,25	
	Sesme 2	2				T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	Sesme 2	2				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	
	La Concordia	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00				
	Vía Colorados del Búa	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00				
	Alluriquín	2	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25				
	Alluriquín	2	T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25				
	Total CNEL-Sto. Domingo	16	22						223,00	262,13	44,00	279,88		
	CNEL-Sucumbíos	9	9	Coca	2	TCoca2 Nuevo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
				Coca	2	T_Coca	T	69	13,8	15,00	20,00	25,00	25,00	
				Jivino	1	TJivino	T	69	13,8	5,00	-	6,25	6,25	
				Jivino	1	TLago	T	69	13,8	10,00	-	12,50	12,50	
				Lago Agrio	2	TLago_Nuevo	T	69	13,8	15,00	-	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	TCelso Castellano	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50				
	Total CNEL-Sucumbíos	9	11						105,00	95,00	68,75	143,75		
	E.E. Ambato	18	18	Atocha	2	Atocha 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
				Atocha	2	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	2	Huachi 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
				Huachi	2	Huachi 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
				Loreto	2	Loreto 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
				Loreto	2	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	2	Oriente 1	T	69	13,8	12,00	15,00	-	15,00	
				Oriente	2	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	
				Puyo	2	Puyo 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
				Puyo	2	Puyo 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
				Samanga	2	Samanga	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50	
				Samanga	2	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	
	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				
	Agoyán	1	Agoyán 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25				
	Píllaro	2	Píllaro 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25				
	Píllaro	2	Píllaro 2	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00				
	Mushullacta	1	Musullacta	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25				
	Tena Norte	1	Tena 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00				
	Total E.E. Ambato	18	25						264,00	326,75	-	331,75		
	E.E. Azogues	2	2	Azogues I - Gis	1	TR-1-A1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
	Azogues	2	2	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	22	22	Cañar	2	T1 SE 18	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
				Cañar	2	T2 SE 18	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				Centenario	2	T1 SE 02	T	22	6,3	10,00	12,50	-	12,50	
				Centenario	2	T2 SE 02	T	22	6,3	5,00	6,50	-	6,50	
				El Arenal	2	T1 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				El Arenal	2	T2 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				El Descanso	2	T1 SE 12	T	69	22	10,00	-	-	10,00	
				El Descanso	2	T2 SE 12	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
				Luis Cordero	2	T2 SE 01	T	22	6,3	5,00	6,50	-	6,50	
				Luis Cordero	2	T1 SE 01	T	22	6,3	10,00	12,50	-	12,50	
				Macas	2	T2 SE 21	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				Macas	2	T3 SE 21	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
				Monay	2	T1 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				Monay	2	T2 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				Ricaurte	2	T1 SE 07	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
				Ricaurte	2	T2 SE 07	T	69	22	12,50	12,50	-	12,50	
				Parque Industrial	2	T1 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
				Parque Industrial	2	T2 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00	
	Turi	1	T1 SE 08	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00				
La Troncal	1	T2 SE 50	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00					
Verdillo	1	T1 SE 06	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50					

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)			
E.E. Centro Sur		22	Léntag	2	T1 SE 14	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50			
			Léntag		T2 SE 14	T	69	22	24,00	32,00	-	32,00			
			Chaulayacu	1	T1 SE 13	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50			
			Huablinca	1	T1 SE 09	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50			
			Total E.E. Centro Sur	22		25					392,50	495,50	-	505,50	
			E.E. Cotopaxi		9	El Calvario	4	T1 calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
								T2 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
								T3 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
								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
						Mulalo	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
			Pujilí	2	T6 Pujilí	T	69	13,8	4,00	5,20	-	5,20			
								T22 Pujilí	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
			Total E.E. Cotopaxi	9		13					106,25	126,45	-	131,90	
			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	2	T1				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
		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 Chota	2	T1				T	69	13,8	5,00	5,00	-	5,00			
		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			
Ajví	1	T1				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
El Angel	1	T1	T	69	13,8	2,50	-	-	-	2,50					
Total E.E. Norte	15		17					162,50	198,75	-	201,25				
Reducción		43	Carolina	1	S/E No. 24	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00			
			Pomasqui	2	S/E No. 57	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 57	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			San Rafael	1	S/E No. 27	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 37	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00			
			Santa Rosa	3	S/E No. 37	T	138	46	45,00	60,00	75,00	75,00			
					S/E No. 37	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			Selva Alegre	2	S/E No. 41	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00			
					S/E No. 41	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00			
			Vicentina	2	T1	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00			
					T2	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00			
			San Antonio	1	S/E No. 22	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			Epilachima	2	S/E No. 21	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 21	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			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	15,00	20,00	-	20,00			
					S/E No. 16	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00			
			Cotacollao	3	S/E No. 19	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00			
					S/E No. 19	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 19	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			Tumbaco	2	S/E No. 36	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 36	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00			
			Eugenio Espejo	2	S/E No. 59	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 59	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			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	15,00	20,00	-	20,00			
					S/E No. 28	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00			
			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	15,00	20,00	-	20,00			
			La Floresta	1	S/E No. 12	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00			
			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			
			Cristiánia	2	S/E No. 18	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
					S/E No. 18	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00			
			Luluncoto	1	S/E No. 02	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00			
			Barrionuevo	2	S/E No. 03	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00			
					S/E No. 03	T	46	6,3	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	8,00	10,00	-	10,00			
			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						
Sangolquí	2	S/E No. 55	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00						
		S/E No. 55	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00						
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	12,00	16,00	-	16,00						
Conocoto	1	S/E No. 23	T	138	22,86	20,00	27,00	33,00	33,00						
Tababela	1	S/E No. 31	T	138	22,86	20,00	27,00	33,00	33,00						
Aeropuerto	1	S/E No. 33	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00						
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						
Papallacta Móvil	1	S/E No. 42	T	138	22,86	17,00	-	-	17,00						
Plataforma Financiera	1	S/E No. 30	T	46	23	8,00	10,00	-	10,00						
Pérez Guerrero	1	S/E No. 53	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00						
Nueva Cumbayá	1	S/E No. 29	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00						
Alangasí	1	S/E No. 26	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00						
Total E.E. Quito	43		58					1.196,00	1.576,00	1.321,00	1.844,00				
E.E. Riobamba		11	Aloa	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			

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)			
E.E. Riobamba		11	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			
				2	TSE602	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
			Total E.E. Riobamba		11		12				104,00	121,63	-	-	128,13
			Reducción	E.E. Sur	21	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			
	2	T2				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
Celica	1	T1				T	69	13,8	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 Panguí	1	T1				T	69	22	5,00	6,25	-	6,25			
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			
Obrapia	1	T2				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
	2	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	1,00	-	-	1,00			
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			
	3	T3				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50			
Sur	1	T1				T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25			
	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			
Amaluza	1	T1				T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25			
Gonzanamá	1	T1				T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13			
Total E.E. Sur		21		25				147,60	168,75	-	-	181,35			
Total Reducción		350		441				5.687,60	7.112,36	2.130,30	-	7.588,94			
Punto de Transformación	CNEL-Guayaquil	3	Anibal Santos	1	Central A. S.	T	13,8	13,8	-	-	-	-			
				Vapor 1a	T	13,8	69	15,00	20,00	28,00	28,00				
				Vapor 1b	T	13,8	69	15,00	20,00	28,00	28,00				
				Gas 1	T	13,8	69	16,50	22,00	27,50	27,50				
				Gas 2	T	13,8	69	16,50	22,00	27,50	27,50				
				Gas 3	T	13,8	69	16,80	22,40	28,00	28,00				
				Gas 5	T	13,8	69	20,00	26,70	29,90	29,90				
			Gas 6	1	T	13,8	69	20,00	26,70	29,90	29,90				
				2	T	13,8	68,8	25,00	33,00	-	33,00				
			Álvaro Tinajero	1	T	13,8	68,8	18,00	24,00	-	24,00				
				10						162,80	216,80	198,80	255,80		
			CNEL-Guayas Los Ríos	1	Puná Nueva	1	TR1	T	0,24	13,8	1,00	1,00	1,00	1,00	
			CNEL-Guayas Los Ríos	1		1		T			1,00	1,00	1,00	1,00	
			CNEL-Sucumbíos	1	Sistemas Aislados	1	Ttiputini	T	0,24	13,2	0,30	-	-	0,30	
			CNEL-Sucumbíos	1		1		T			0,30	-	-	0,30	
E.E. Ambato	2	2	Península	1	Península 2	T	6,9	13,8	3,50	3,50	-	3,50			
			Ligua 1	2	Ligua 1	T	4,16	13,8	3,13	-	-	3,13			
			Ligua 2	2	Ligua 2	T	4,16	13,8	3,13	-	-	3,13			
Total E.E. Ambato		2		3				9,76	3,50	-	-	9,76			
E.E. Cotopaxi	5	5	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			
			Illuchi I	1	T13 Illuchi	T	2,4	22	1,75	-	-	1,75			
			Illuchi II	1	T15 Illuchi	T	2,4	13,8	6,50	-	-	6,50			
Total E.E. Cotopaxi		5		5				11,76	-	-	-	11,76			
E.E. Galápagos	5	5	San Cristóbal	3	T1	T	1	13,8	1,00	-	-	1,00			
				T2	T	1	13,8	1,00	-	-	1,00				
				T3	T	1	13,8	1,00	-	-	1,00				
			Puerto Ayora Solar	1	Elevación	T	0,38	13,8	1,50	-	-	1,50			
				Elevación	T	0,69	13,8	0,90	-	-	0,90				
			Baltra Eólico	3	Elevación	T	0,69	13,8	0,90	-	-	0,90			
				Elevación	T	0,69	13,8	0,90	-	-	0,90				
Baltra Solar	1	Elevación - Reducción	T	0,48	13,8	1,50	-	-	1,50						
Isabela Solar	1	Elevación planta Fotovoltaica	T	0,27	13,8	1,00	-	-	1,00						
Total E.E. Galápagos		5		9				9,70	-	-	-	9,70			
E.E. Norte	4	4	El Rosal	2	T1	T	34,5	69	5,00	-	-	5,00			
			T1	T	34,5	69	5,00	-	-	5,00					
			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	3	Alao	5	TGA01	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28			
				TGA02	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28				
				TGA03	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28				
				TGA04	T	44,2	2,4	3,28	-	-	3,28				
				ATA	A	69	44	6,56	-	-	6,56				
			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		25		42				272,63	267,80	252,30	-	383,13			
Total general		358		468				6.009,30	7.409,65	2.392,60	-	8.028,14			

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	Altgenotec	Algenotec Genrenotec	Algenotec Genrenotec	Punto Enlace	13,8	1	0,60
	CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos - Gonzalo Zevallos	Gonzalo Zevallos - Gas	Gonzalo Zevallos	69	3	0,78
		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
		Villonaco - Loja	Villonaco	Loja	69		1
	CELEC-Hidroazogues	Alazán - Colectora	Alazán	Colectora	69	2	10,40
		Colectora - Azogues 2	Colectora	Azogues 1 - Gis	69		23,64
	CELEC-Hidronación	Baba	Baba	Baba	230	1	1,40
	Ecuagesa	Topo	Topo	Topo	138	1	6,67
	EliEnergy	L/T Pusuno 2 - Puerto Napo	Pusuno 2	Puerto Napo	138	1	25,62
	EMAC-BGP	Pichacay	Pichacay	Empalme Alimentador	22	1	0,80
	EPMAPS	Booster 2 - Booster 1	Booster 2	Booster 1	138	4	5,00
		Recuperadora - Booster 2	Recuperadora	Booster 2	138		19,00
		Alangasí - El Inga (T)	Alangasí	El Inga	138		8,10
		El Inga (T) - Recuperadora	El Inga	Recuperadora	138		33,70
	Generoca	Generoca - HOLCIM	Generoca	Interior	69	1	0,30
	Hidrosibimbe	Hidrosibimbe - 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
	Hidrovictoria	Cuyuja - Papallacta	Cuyuja	Papallacta	22,8	1	0,40
Intervisa Trade	Intervisa - Esclusas	Intervisa	Esclusas	138	1	0,60	
IPNEGAL	Palmira - Los Bancos	Palmira	Los Bancos	69	1	26,00	
Total Simple						22	215,96
Doble	CELEC-Hidropaute	Mazar - Zhoray (T)	Mazar	Zhoray	230	1	2,51
	Elecaastro	Ocaña - Cañar	Ocaña	Cañar	69	1	41,00
		Ocaña - La Troncal	Ocaña	La Troncal	69	1	21,00
EPMAPS	Sta. Rosa (T) - Alangasí	Santa Rosa	Alangasí	138	1	45,91	
Total Doble						4	110,42

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		
		Villano A - Villano B	Villano A	Villano B	34,5		3,20		
	Agua y Gas de Sillunchi	Línea A	Sillunchi I	Derivación Linde	6,3	2	0,75		
		Línea B	Sillunchi II	Derivación Linde	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		
		Papallacta - Pifo	Papallacta	Pifo	46		29,19		
	Enermax	Calope-Quevedo	Calope	Quevedo	69	1	29,70		
	Hidroabanico	Hidroabanico I - Hidroabanico I	Hidroabanico I	Hidroabanico II	69	1	11,50		
	Hidroalto	Due - San Rafael (T)	Due	San Rafael	230	1	24,00		
	Hidronormandía	Línea Normandía - San Bartolo	Normandía	Hidrosanbartolo	230	1	85,00		
	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Punto de enlace	13,2	1	0,20		
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Sopladora	230	11	18,87		
		Atacapi-Secoya	Atacapi	Secoya	69		17,00		
		Atacapi-Shushufindi	Atacapi	Shushufindi Central- Sur	69		27,00		
		CPF-Sacha	S/E Sacha 69kV	CPF	69		37,00		
		Culebra-Yuca	Culebra	Yuca 69 kV.	69		16,00		
		Lago-Parahuacu	Lago Agrío 69 kV.	Parahuacu	69		20,00		
		Palo Azul - El Vergel	Palo Azul	El Vergel	69		21,00		
		Parahuacu-Atacapi	Parahuacu	Atacapi	69		6,00		
		Sacha-Culebra	Sacha 69 kV.	Culebra	69		20,00		
		Shushufindi-Sacha	Shushufindi-Sacha- Atacapi	Sacha 69 kV.	69		41,00		
		Ssfal Centra-Sur	Shushufindi Central- Sur	Shushufindi Sur	69		8,00		
		EPF-PCC	EPF 34,5 kV	Pañacocha 34,5 kV	34,5		25,90		
		Repsol	NPF - Bogi	Npf	Bogi		34,5	11	6,10
			NPF - Capiron	Npf	Capiron		34,5		5,70
	NPF - Pompeya		Npf	Pompeya	34,5	44,00			
	NPF - SPF		Npf	Spf	34,5	53,90			
	NPF - Tivacuno		Npf	Tivacuno	34,5	8,90			
SPF - Amo A	Spf		Amo A	34,5	12,80				
SPF - Amo B	Spf		Amo B	34,5	6,00				
SPF - Ginta B	Spf		Ginta B	34,5	13,50				
Spf - Daimi A-B	Spf		Daimi A - Daimi B	34,5	1,20				
Spf - Osw	Spf		Iro 01 - Iro A	34,5	9,00				
Spf - Pcr	Spf		Ginta A - Iro B	34,5	9,00				
San Carlos	San Carlos-Milagro	San Carlos	Milagro	69	1	0,85			
Sípec	CPF - Paraiso	CPF	Paraiso 17	34,5	1	31,00			
UCEM	P. Chimborazo - Chimborazo	Planta Chimborazo	UCEM Principal	22	2	17,00			
	Gatazo-Chimborazo	Gatazo	UCEM Principal	69		1,00			
Vicunha	Vindoboma - Equinoccial	Vindobona	Equinoccial	13,2	1	5,00			
Total Simple						41	722,62		
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

Numero 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	5	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	1,732.05		123,89	
	San Rafael - El Inga 2	San Rafael	El Inga	1,732.05	123,45			
	Tisaleo - Chorrillos	Tisaleo	Chorrillos	1,732.05	197,00			
	230	Dos Cerritos - Pascuales	Dos Cerritos	Pascuales	353.00		22	9,90
	Esclusas - Termoguayas	Esclusas	Termoguayas	247.00	0,20			
	Esclusas - Trinitaria	Esclusas	Trinitaria	494.00	7,40			
	Milagro - Dos Cerritos	Milagro	Dos Cerritos	353.00	42,90			
	Milagro - Machala	Milagro	Machala	494.00	135,20			
	Milagro - Pascuales	Milagro	Pascuales	353.00	52,80			
	Nueva Prosperina - Trinitaria*	Nueva Prosperina	Trinitaria	353.00	20,60			
	Pascuales - Nueva Prosperina*	Pascuales	Nueva Prosperina	353.00	11,40			
	Quevedo - Baba	Quevedo	Baba	353.00	43,00			
	Santo Domingo - Baba	Santo Domingo	Baba	353.00	62,00			
	Santo Domingo - Quevedo	Santo Domingo	Quevedo	353.00	104,60			
	Totoras - Riobamba	Totoras	Riobamba	342.00	42,90			
	Zhoray - Sinincay	Zhoray	Sinincay	332.00	52,00			
	Sopladora - Esclusas	Sopladora	Esclusas	494.00	182,70			
	Sopladora - Milagro	Sopladora	Milagro	494.00	181,70			
	Taday - Riobamba	Taday	Riobamba	332.00	135,50			
	Taday - Totoras	Taday	Totoras	332.00	178,40			
	Milagro - Minas San Francisco	Milagro	Minas San Francisco	332.00	153,30			
	Minas San Francisco - Machala	Minas San Francisco	Machala	332.00	60,40			
	Milagro - Durán	Milagro	Durán	494.00	36,80			
	Durán - Esclusas	Durán	Esclusas	494.00	37,50			
	Chorrillos-Esclusas	Chorrillos	Esclusas	297.00	37,90			
	138	Chone - Severino	Chone	Severino	113.00	33		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			
	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 - Mantá	Jaramijó	Mantá	112.00	6,40			
	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	332.00	41,30			
	Mulaló - Vicentina	Mulaló	Vicentina	112.00	68,20			
	Portoviejo - San Gregorio	Portoviejo	San Gregorio	110.00	8,00			
	Pucará - Ambato	Pucará	Ambato	112.00	25,74			
	Pucará - Mulaló	Pucará	Mulaló	148.00	42,30			
	Quinindé - Esmeraldas	Quinindé	Esmeraldas	113.00	73,78			
	San Gregorio - Montecristi	San Gregorio	Montecristi	110.00	26,26			
	Santo Domingo - Esmeraldas	Santo Domingo	Esmeraldas	113.00	154,80			
	Santo Domingo - Quinindé	Santo Domingo	Quinindé	113.00	80,50			
	Totoras - Ambato	Totoras	Ambato	148.00	7,66			
	Tulcán - Panamericana	Tulcán	Panamericana	112.00	15,50			
	Vicentina - Guangopolo	Vicentina	Patio De Maniobras	112.00	7,00			
	Chongón - Santa Elena 2	Chongón	Santa Elena	266.00	84,67			
	Pomasqui - San Antonio	Pomasqui	San Antonio	112.00	6,00			
	Tena - Loreto	Tena	Loreto	90.00	86,40			
	Loreto - Francisco de Orellana	Loreto	Orellana	90.00	55,70			
	Baños - Topo	Baños	Topo	90.00	21,10			
	Topo - Puyo	Topo	Puyo	90.00	27,80			
	Delsitanisagua - Cumbaratza	Delsitanisagua	Cumbaratza	90.00	18,10			
	San Antonio - Ibarra	San Antonio	Ibarra	112.00	54,50			
	Puyo-Puerto Napo	Puyo	Puerto Napo	90.00	62,00			
	Puerto Napo-Tena	Puerto Napo	Tena	90.00	4,50			
Total Simple						60	3.508,25	
Doble	230	El Inga - Pomasqui	El Inga	Pomasqui	494.00	22	34,84	
		Machala - Zorritos	Machala	Zorritos	332.00		110,00	
		Milagro - Zhoray	Milagro	Zhoray	342.00		120,70	
		Molino - Pascuales	Molino	Pascuales	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	332.00		113,48	
		San Francisco - Totoras	San Francisco	Totoras	282.00		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	
		Jivino - Shushufindi	Jivino	Shushufindi	297.00		28,00	
	San Rafael - Jivino	San Rafael	Jivino	297.00	82,20			
	Quevedo - Chorrillos	Quevedo	Chorrillos	332.00	143,40			
	Chorrillos - Pascuales 1	Chorrillos	Pascuales	332.00	4,80			
	Molino - Taday	Molino	Taday	332.00	41,40			
	Santo Domingo - Esmeraldas 2	Santo Domingo	Esmeraldas	332.00	156,80			
	Taday - Bomboiza	Taday	Bomboiza	332.00	111,76			
	Chorrillos - Pascuales L2	Chorrillos	Pascuales	332.00	4,60			
	138	Baños - Agoyán	Baños	Agoyán	165.00	17	1,90	
	Cuenca - Yanacocha	Cuenca	Yanacocha	100.00	131,86			
	Daule Peripa - Portoviejo	Daule Peripa	Portoviejo	113.20	91,20			
	Esclusas - Caraguay	Esclusas	Caraguay	148.00	5,40			
	Milagro - San Idelfonso	Milagro	San Idelfonso	113.00	112,80			
	Molino - Cuenca	Molino	Cuenca	100.00	67,08			
	Pascuales - Chongón	Pascuales	Chongón	113.00	24,20			
	Pascuales - Salitral	Pascuales	Salitral	126.00	17,40			
	Policentro - Pascuales	Pascuales	Policentro	126.00	15,10			
	Pomasqui - Ibarra	Pomasqui	Ibarra	112.00	60,50			
	Quevedo - Daule Peripa	Quevedo	Daule Peripa	113.00	43,20			
Salitral - Trinitaria	Salitral	Trinitaria	110.00	11,00				
San Idelfonso - Machala	San Idelfonso	Machala	113.00	20,99				
Totoras - Baños	Totoras	Baños	165.00	31,70				
Yanacocha - Loja	Yanacocha	Loja	100.00	13,60				
San Idelfonso - Bajo Alto	San Idelfonso	Bajo Alto	296.00	11,20				
Yanacocha - Delsitanisagua	Yanacocha	Delsitanisagua	332.00	33,50				
Total Doble							39	2.654,01

*Las líneas de transmisión Nueva Prosperina - Trinitaria y Pascuales - Nueva Prosperina de 230 kV estan en operación a 138 kV.

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	1,10	0,01	1,09	1,09	-
	Brineforcop	1,22	0,00	1,22	1,22	-
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.488,44	-	6.488,44	6.488,44	-
	CELEC-Electroguayas	1.610,49	112,03	1.498,46	1.498,46	-
	CELEC-Enerjubones	101,48	0,23	101,25	101,25	-
	CELEC-Gensur	335,41	3,92	331,49	331,49	-
	CELEC-Hidroagoyán	2.094,80	12,22	2.082,58	2.082,58	-
	CELEC-Hidroazogues	22,30	0,16	22,14	22,14	-
	CELEC-Hidronación	992,33	9,56	982,77	982,77	-
	CELEC-Hidropaute	7.732,61	27,54	7.705,08	7.705,08	-
	CELEC-Termoesmeraldas	739,70	65,50	674,20	586,16	88,04
	CELEC-Termogas Machala	899,98	22,25	877,73	877,73	-
	CELEC-Termomanabí	356,63	4,52	352,11	352,11	-
	CELEC-Termopichincha	393,84	10,53	383,30	383,30	-
	Ecuagesa	210,60	2,60	208,00	208,00	-
	Elecaastro	410,88	5,85	405,03	405,03	-
	Electrisol	1,67	0,09	1,58	1,58	-
	ElitEnergy	7,31	0,08	7,24	7,24	-
	EMAC-BGP	5,28	0,11	5,16	5,16	-
	Enersol	0,67	0,04	0,64	0,64	-
	Epfotovoltaica	2,98	0,03	2,96	2,96	-
	EPMAPS	96,99	33,12	63,87	41,22	22,64
	Gasgreen	40,25	0,73	39,52	39,52	-
	Generoca	40,67	1,83	38,84	38,84	-
	Genrenotec	1,12	0,01	1,11	1,11	-
	Gonzanergy	1,65	-	1,65	1,65	-
	Gransolar	5,82	-	5,82	5,82	-
	Hidrosibimbe	80,42	-	80,42	80,42	-
	Hidrosigchos	99,17	0,02	99,15	99,15	-
	Hidrotambo	40,56	-	40,56	40,56	-
	Hidrotavalo	4,89	-	4,89	4,89	-
	Hidrovictoria	46,08	0,01	46,08	46,08	-
	IPNEGAL	57,84	0,63	57,21	57,21	-
	Lojaenergy	1,55	-	1,55	1,55	-
	Renova Loja	1,37	-	1,37	1,37	-
	Sabiangosolar	1,56	-	1,56	1,56	-
	San Pedro	1,68	-	1,68	1,68	-
	Sanersol	1,21	-	1,21	1,21	-
	Sansau	1,19	0,00	1,19	1,19	-
	Saracaysol	1,22	-	1,22	1,22	-
	Solchacras	1,15	-	1,15	1,15	-
	Solhuaqui	1,14	-	1,14	1,14	-
	Solsantonio	1,16	-	1,16	1,16	-
	Solsantos	1,26	-	1,26	1,26	-
	Surenergy	1,46	-	1,46	1,46	-
Valsolar	1,40	0,02	1,39	1,39	-	
Wildtecsa	1,19	0,00	1,19	1,19	-	
Total Generadora		22.943,70	313,62	22.630,08	22.519,40	110,68
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	68,58	0,49	68,09	68,09	-
	E.E. Ambato	12,92	-	12,92	12,92	-
	E.E. Centro Sur	0,72	-	0,72	0,72	-
	E.E. Cotopaxi	58,96	0,06	58,90	58,90	-
	E.E. Galápagos	9,11	0,93	8,18	8,18	-
	E.E. Norte	56,03	-	56,03	56,03	-
	E.E. Quito	401,20	2,42	398,77	398,77	-
	E.E. Riobamba	90,62	0,10	90,52	90,52	-
E.E. Sur	16,77	0,27	16,50	16,50	-	
Total Distribuidora	714,92	4,28	710,63	710,63	-	
Autogeneradora	Agip	248,67	5,45	243,22	-	243,22
	Agua y Gas de Sillunchi	1,76	-	1,76	0,00	1,76
	Andes Petro	482,72	6,39	476,33	-	476,33
	Coazucar	81,84	-	81,84	34,68	47,16
	Ecoelectric	121,31	8,94	112,37	39,47	72,90
	Ecoluz	39,26	0,48	38,77	18,06	20,72
	Electrocordova	1,23	-	1,23	-	1,23
	Enermax	82,17	-	82,17	33,30	48,87
	Hydroabanico	322,44	0,01	322,43	77,87	244,55
	Hidroalto	333,04	-	333,04	103,61	229,42
	Hidroimbabura	1,60	-	1,60	-	1,60
	Hidronormandia	126,94	1,20	125,74	92,30	33,44
	Hidrosanbartolo	404,41	0,17	404,24	152,87	251,36
	I.M. Mejía	3,19	-	3,19	3,19	-
	Moderna Alimentos	7,62	0,00	7,62	2,25	5,37
	Municipio Cantón Espejo	0,97	-	0,97	0,97	-
	OCP Ecuador	18,27	1,89	16,38	0,00	16,38
	Orion	15,11	1,16	13,96	-	13,96
	Perlabí	8,80	0,04	8,76	0,00	8,76
	Petroamazonas	2.163,78	43,48	2.120,30	0,00	2.120,30
	Repsol	651,95	12,40	639,55	0,00	639,55
	San Carlos	179,29	1,69	177,61	121,22	56,38
	SERMAA EP	3,31	-	3,31	3,23	0,08
	Sipac	56,56	3,38	53,18	0,00	53,18
	Tecpetrol	26,52	0,02	26,50	-	26,50
	UCEM	1,41	-	1,41	-	1,41
UNACEM	164,62	8,34	156,29	7,63	148,65	
Vicunha	36,16	1,55	34,61	0,12	34,49	
Total Autogeneradora	5.584,96	96,57	5.488,39	692,39	4.796,00	
Total general	29.243,59	414,48	28.829,10	23.922,42	4.906,68	

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)	
Eólica	Generadora	CELEC-Gensur	72.493,11	
	Total Generadora		72.493,11	
	Distribuidora	E.E. Galápagos	5.871,59	
	Total Distribuidora		5.871,59	
Total Eólica			78.364,70	
Fotovoltaica	Generadora	Allgenotec	1.091,15	
		Brineforcorp	1.219,68	
		Electrisol	1.577,85	
		Enersol	636,16	
		Epofotovoltaica	2.956,85	
		Genenotec	1.108,06	
		Gonzanergy	1.645,57	
		Gransolar	5.822,04	
		Lojaenergy	1.545,80	
		Renova Loja	1.368,10	
		Sabiangosolar	1.556,72	
		San Pedro	1.681,75	
		Sanersol	1.209,44	
		Sansau	1.191,96	
		Saracaysol	1.219,68	
		Solchacras	1.150,36	
		Solhuaqui	1.138,57	
		Solsantonio	1.163,49	
		Solsantos	1.257,23	
		Surenergy	1.457,08	
		Valsolar	1.385,44	
		Wildtecsa	1.189,63	
		Total Generadora		34.572,60
		Distribuidora	E.E. Ambato	32,55
			E.E. Centro Sur	721,75
			E.E. Galápagos	2.306,21
		Total Distribuidora		3.060,51
Total Fotovoltaica			37.633,11	
Hidráulica	Generadora	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.488.439,93	
		CELEC-Enerjubones	101.247,65	
		CELEC-Gensur	258.994,04	
		CELEC-Hidroagoyán	2.082.581,60	
		CELEC-Hidroazogues	22.140,34	
		CELEC-Hidronación	982.774,90	
		CELEC-Hidropaute	7.705.075,38	
		Ecuagesa	208.000,97	

Tipo de Energía	Generadora	Hidrosibimbe	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)		
Eólica	Generadora	Elecaustro	375.280,93	-		
		ElitEnergy	7.238,47	-		
		EPMAPS	41.224,19	22.643,47		
		Hidrosibimbe	80.424,24	-		
		Hidrosigchos	99.149,08	-		
		Hidrotambo	40.560,88	-		
		Hidrotavalo	4.887,84	-		
		Hidrovictoria	46.075,33	-		
		IPNEGAL	57.209,04	-		
		Total Generadora		18.601.304,81	22.643,47	
Distribuidora	Distribuidora	E.E. Ambato	12.885,91	-		
		E.E. Cotopaxi	58.904,86	-		
		E.E. Norte	56.027,04	-		
		E.E. Quito	350.822,21	-		
		E.E. Riobamba	90.519,11	-		
		E.E. Sur	16.358,26	-		
Total Distribuidora		585.517,39	-			
Hidráulica	Autogeneradora	Agua y Gas de Sillunchi	0,01	1.762,74		
		Ecoluz	18.056,29	20.717,85		
		Electrocardova	-	1.233,02		
		Enermax	33.302,57	48.867,08		
		Hidroabanico	77.872,80	244.553,88		
		Hidroalto	103.614,03	229.424,26		
		Hidroimbabura	1.598,15	-		
		Hidronormandía	92.301,08	33.441,58		
		Hidrosanbartolo	152.873,98	251.362,58		
		I.M. Mejía	3.189,75	-		
		Moderna Alimentos	2.251,44	5.370,30		
		Municipio Cantón Espejo	971,00	-		
		Perlabí	0,00	8.764,21		
		SERMAA EP	3.233,85	77,56		
		UCEM	-	1.382,28		
		Vicunha	119,75	34.493,12		
		Total Autogeneradora		489.384,70	881.450,46	
		Total Hidráulica		19.676.206,90	904.093,93	
		Térmica MCI	Generadora	CELEC-Electroguayas	381.162,33	-
				CELEC-Termoesmeraldas	62.994,99	88.038,79
				CELEC-Termomanabí	383.662,57	-
				CELEC-Termopichincha	383.036,35	-
				Elecaustro	29.746,86	-
				EMAC-BGP	5.164,97	-

Tipo de Energía	Autogeneradora	Moderna Alimentos	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Térmica MCI	Generadora	Gasgreen	39.519,38	-
		Generoca	38.838,51	-
		Total Generadora	1.324.125,96	88.038,79
		Distribuidora	E.E. Quito	47.950,05
Total Distribuidora		143,37	-	
Térmica MCI	Autogeneradora	Agip	-	243.216,02
		Andes Petro	-	476.332,06
		OCP Ecuador	-	16.382,33
		Orion	-	13.956,46
		Petroamazonas	-	2.000.662,96
		Repsol	-	380.651,68
		Sipec	-	53.178,85
		Tecpetrol	-	26.497,38
		UNACEM	7.631,20	148.654,45
		Total Autogeneradora		7.631,20
Total Térmica MCI		1.379.850,58	3.447.570,97	
Térmica Turbogas	Generadora	CELEC-Electroguayas	46.648,59	-
		CELEC-Termoesmeraldas	42,26	-
		CELEC-Termogas Machala	877.730,18	-
		CELEC-Termomanabí	972,19	-
		CELEC-Termopichincha	265,26	-
		Total Generadora		925.658,48
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	68.090,22	-	
Total Distribuidora		68.090,22	-	
Térmica Turbogas	Autogeneradora	Petroamazonas	-	54.294,71
		Repsol	-	258.902,36
Total Autogeneradora		0,00	313.197,07	
Total Térmica Turbogas		993.748,70	313.197,07	
Térmica Turbopapor	Generadora	CELEC-Electroguayas	1.070.646,37	-
		CELEC-Termoesmeraldas	490.596,88	-
		Total Generadora	1.561.243,25	-
		Distribuidora	E.E. Centro Sur	1,69
Total Distribuidora		1,69	-	
Térmica Turbopapor	Autogeneradora	Coazucar	34.677,04	47.163,82
		Ecoelectric	39.471,98	72.895,44
		Petroamazonas	-	65.346,43
		San Carlos	121.224,64	56.382,49
		UCEM	-	31,97
Total Autogeneradora		195.373,66	241.820,15	
Total Térmica Turbopapor		1.756.618,60	241.820,15	
Total general		23.922.422,60	4.906.682,13	



F.3 Energía bruta y potencia efectiva de las generadoras

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)		
Renovable	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	6.200,71	Renovable	Solar	Solsantonio	Solsantonio	1,16		
			Manduriacu	287,73			Solsantros	Solsantros	1,26		
		CELEC-Gensur	Delsitanisagua	261,71			Surenergy	Surenergy	1,46		
		CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	913,44			Valsolar	Paragachi	1,40		
			Pucará	209,02			Wildtecsa	Wildtecsa	1,19		
			San Francisco	972,35			Total Solar		34,77		
		CELEC-Hidroazogues	Alazán	22,30			Biogas	EMAC-BGP	Pichacay	5,28	
		CELEC-Hidronación	Baba	104,35				Gasgreen	El Inga	40,25	
			Marcel Laniado	887,98			Total Biogas		45,52		
		CELEC-Hidropaute	Mazar	691,10			Total Renovable		18.871,33		
			Paute	4.903,85	No Renovable	Térmica	CELEC-Electroguayas	Enrique García	39,85		
			Sopladora	2.137,67				Gonzalo Zevallos (Gas)	7,23		
		Ecuagesa	Topo	210,60				Gonzalo Zevallos (Vapor)	641,11		
		Elecaustro	Gualaceo	4,08				Santa Elena II	390,26		
			Ocaña	185,46				Santa Elena III	13,76		
			Saucay	103,85				Trinitaria	518,29		
			Saymirín	86,42				Esmeraldas I	549,13		
		EPMAPS	El Carmen	47,64				Esmeraldas II	123,20		
			Noroccidente	0,99				La Propicia	1,60		
			Recuperadora	48,21				Manta II	1,56		
			Carcelén	0,15			Miraflores	0,77			
		Hidrosibimbe	Corazón	7,99			Pedernales	0,08			
			Sibimbe	64,63			Jaramijó	63,38			
			Urvía	7,80			CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	699,01		
		Hidrosigchos	Sigchos	99,17				Termogas Machala II	200,96		
		Hidrotambo	Hidrotambo	40,56				Celso Castellanos	0,43		
		Hidrovictoria	Victoria	46,08				Dayuma	2,03		
		Hidrotavalo	Otavalo II	2,57				Floreana	0,28		
			Otavalo I	2,32				Guangopolo	19,42		
		IPNEGAL	Ipnegal	57,84				Guangopolo2	66,43		
		ElifEnergy	Pusuno	7,31				Isabela	4,05		
		CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	101,48				Jivino I	0,10		
		Total Hidráulica		18.717,33				Jivino II	7,49		
		Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco			73,70		Jivino III	59,08	
		Total Eólica		73,70				Loreto	0,44		
		Renovable	Solar	Altgenotec			Altgenotec	1,10	CELEC-Termopichincha	Payamino	0,14
				Brineforcorp			Brineforcorp	1,22		Puná Nueva	3,84
				Electrisol			Electrisol	1,67		Quevedo II	60,22
				Enersol			Enersol	0,67		Sacha	108,83
Epfotovoltaica	Pastocalle			1,51			San Cristóbal	12,68			
	Mulaló			1,47			Santa Cruz	29,49			
	Genrenotec			1,12			Santa Rosa	0,27			
	Gonzanergy			1,65			Secoya	10,99			
	Gransolar			3,88			Sistemas Menores	7,60			
	Tren Salinas			1,94			Macas	0,02			
	Lojaenergy			Lojaenergy			1,55	Elecaustro	El Descanso	31,07	
	Renova Loja			Renova Loja			1,37	Generoca	Generoca	40,67	
	Sabiangosolar			Sabiangosolar			1,56		Manta II	27,99	
	San Pedro			San Pedro			1,68		Miraflores	8,49	
	Sanersol			Sanersol	1,21		Pedernales	0,13			
	Sansau			Sansau	1,19		Jaramijó	320,02			
	Saracaysol			Saracaysol	1,22	Total Térmica	4.072,38				
	Solchacras			Solchacras	1,15	Total No Renovable	4.072,38				
	Solhuaqui			Solhuaqui	1,14	Total	22.943,70				

F.4 Consumo de combustibles de las generadoras 1/2

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	39.851,49	3.481.350,40	11.496,47	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Gas)	7.227,13	775.461,06	2.560,81	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	641.105,77	56.681,85	187,18	48.012.712,03	163.470,61	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena II	390.257,06	397.828,65	1.313,75	23.142.072,77	78.792,65	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena III	13.760,40	8.186,82	27,04	754.363,22	2.568,41	-	-	-	-	-	-
		Trinitaria	518.287,50	36.657,72	121,05	33.936.848,00	115.546,01	-	-	-	-	-	-
		Total CELEC-Electroguayas	1.610.489,36	4.756.166,50	15.706,30	105.845.996,02	360.377,67	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	549.125,07	43.457,00	143,51	36.900.723,00	125.637,22	-	-	-	-	-	-
		Esmeraldas II	123.195,26	467.602,54	1.544,17	6.412.571,99	21.833,11	-	-	-	-	-	-
		La Propicia	1.599,39	63.036,12	208,16	56.154,81	191,19	-	-	-	-	-	-
		Manta II	1.556,00	11.990,63	39,60	90.901,79	309,50	-	-	-	-	-	-
		Miraflores	771,69	64.689,00	213,62	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pedernales	77,30	6.257,00	20,66	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termoesmeraldas	739.703,47	773.678,79	2.554,92	47.147.329,48	160.524,21	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	699.012,53	-	-	-	-	8.095.553,65	180.359,78	-	-	-	-
		Termogas Machala II	200.964,73	324.580,99	1.071,86	-	-	2.218.983,87	49.436,45	-	-	-	-
	Total CELEC-Termogas Machala	899.977,27	324.580,99	1.071,86	-	-	-	10.314.537,52	229.796,23	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	428,05	33.801,85	111,62	-	-	-	-	-	-	-	-
		Dayuma	2.028,55	181.035,00	597,83	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guangopolo	19.417,99	172.289,80	568,95	-	-	-	-	951.031,00	3.140,59	-	-
		Guangopolo2	66.430,84	688.234,86	2.272,76	-	-	-	-	3.132.781,00	10.345,39	-	-
		Jivino I	102,71	9.672,19	31,94	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jivino II	7.488,37	183.693,91	606,61	-	-	-	-	1.172.575,26	3.872,20	-	-
		Jivino III	59.079,78	449.829,61	1.485,47	-	-	-	-	2.880.859,63	9.513,47	-	-
		Loreto	439,67	44.282,00	146,23	-	-	-	-	-	-	-	-
		Payamino	137,13	10.830,00	35,76	-	-	-	-	4.732,00	15,63	-	-
		Quevedo II	60.223,50	484.851,40	1.601,13	3.220.914,84	10.966,36	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termopichincha	216.064,36	2.290.597,03	7.564,25	3.220.914,84	10.966,36	-	-	8.141.978,89	26.887,28	-	-	-
	Elecaustro	El Descanso	31.070,32	247.699,69	817,98	-	-	-	-	1.664.427,23	5.496,44	-	-
	Total Elecaustro		31.070,32	247.699,69	817,98	-	-	-	-	1.664.427,23	5.496,44	-	-



F.4 Consumo de combustibles de las generadoras 2/2

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	Gasgreen	El Inga	40.245,86	-	-	-	-	-	-	-	-	23.975.472,36	13.186,15	
	Total Gasgreen		40.245,86	-	-	-	-	-	-	-	-	23.975.472,36	13.186,15	
	Generoca	Generoca	40.672,55	82.241,99	271,59	-	-	-	-	2.502.160,84	8.262,89	-	-	
	Total Generoca		40.672,55	82.241,99	271,59	-	-	-	-	2.502.160,84	8.262,89	-	-	
	EMAC-BGP	Pichacay	5.277,64	-	-	-	-	-	-	-	-	2.647.241,79	1.455,94	
	Total EMAC-BGP		5.277,64	-	-	-	-	-	-	-	-	2.647.241,79	1.455,94	
	CELEC-Termomanabí	Manta II		27.986,26	60.512,62	199,83	1.680.632,96	5.722,11	-	-	-	-	-	-
		Miraflores		8.490,64	687.149,00	2.269,17	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pedernales		134,72	26.266,00	86,74	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jaramijó		320.017,36	277.217,66	915,46	18.893.376,91	64.326,96	-	-	-	-	-	-
Total CELEC-Termomanabí		356.628,98	1.051.145,28	3.471,20	20.574.009,87	70.049,07	-	-	-	-	-	-		
Total S.N.I		3.940.129,79	9.526.110,27	31.458,10	176.788.250,21	601.917,32	10.314.537,52	229.796,23	12.308.566,97	40.646,62	26.622.714,15	14.642,10		
No Inc.	CELEC-Termopichincha	Floreana	283,55	49.772,50	164,36	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Isabela	4.048,24	433.504,42	1.431,56	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Puná Nueva	3.842,64	302.097,00	997,62	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Sacha	108.829,67	697.091,01	2.302,01	-	-	-	-	5.846.558,18	19.307,11	-	-	
		San Cristóbal	12.680,53	1.000.418,56	3.303,69	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Santa Cruz	29.491,52	2.090.431,64	6.903,24	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Secoya	10.994,60	843.697,97	2.786,15	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Sistemas Menores	7.601,48	631.367,01	2.084,97	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total CELEC-Termopichincha		177.772,23	6.048.380,11	19.973,58	-	-	-	5.846.558,18	19.307,11	-	-			
Total No Inc.		177.772,23	6.048.380,11	19.973,58	-	-	-	5.846.558,18	19.307,11	-	-			
Total general		4.117.902,02	15.574.490,38	51.431,69	176.788.250,21	601.917,32	10.314.537,52	229.796,23	18.155.125,14	59.953,73	26.622.714,15	14.642,10		

F.5 Energía bruta de empresas autogeneradoras 1/2

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	0,40
			Sillunchi II	1,37
		Ecoluz	Loreto	14,59
			Papallacta	24,66
		Electrocordova	Electrocórdova	1,23
			Enermax	82,17
		Hidroabanico	Abanico	322,44
			Hidroalto	333,04
		Hidroimbabura	Hidrocarolina	1,60
			Hidrosanbartolo	404,41
		I.M. Mejía	La Calera	3,19
			Moderna Alimentos	Geppert
		Municipio Cantón Espejo	ESPEJO	0,97
			Perlabí	Perlabí
		SERMAA EP	Atuntaqui	2,71
			Fábrica Imbabura	0,60
		UCEM	Planta Chimborazo	1,38
			Vicunha	36,16
	Hidronormandía	HIDRONORMANDÍA	126,94	
		Total Hidráulica		
Biomasa		Coazucar	Ecudos A-G	81,84
		Ecoeléctric	Ecoeléctric	121,31
		San Carlos	San Carlos	179,29
Total Biomasa				382,44
Total Renovable				1.756,73
No Renovable	Térmica	Agip	CPF	236,35
			Sarayacu	12,31
		Andes Petro	Cami	0,13
			CDP	0,53
			Chorango A	0,89
			CPH	2,43
			Dorine Battery	8,43
			Dorine H	0,58
			Estación Dayuma	0,03
			Fanny 50	1,33
			Hormiguero A	0,46
			Hormiguero B	3,38
			Hormiguero C	15,65
			Hormiguero D	3,48
			Hormiguero SUR	4,90
			Kupi 1	2,03
			Kupi 4	3,39
			Lago Agrío LTF	0,09
			Mariann 30	2,83

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	
No Renovable	Térmica	Andes Petro	Mariann 4A	5,07	
			Mariann 5-8	2,26	
			Mariann 9	1,49	
			Mariann Battery	2,67	
			Mariann Vieja	6,41	
			Nantu B	5,54	
			Nantu C	2,92	
			Nantu D	17,42	
			Penke B	5,23	
			Pindo	0,85	
			Shiripuno	0,10	
			Sunka 1	3,71	
			Tapir A	6,40	
			Tarapuy	3,39	
			TPP	362,45	
			Wanke 1	6,25	
			OCP Ecuador	Amazonas	9,96
				Cayagama	0,06
				Chiquilpe	0,00
				Páramo	0,01
		Puerto Quito		0,00	
		Sardinas		8,22	
		Orion	Terminal Marítimo	0,02	
			Estación CFE	0,51	
			Estación ENO	5,71	
			Estación Ocano	2,53	
			Estación Peña Blanca	3,85	
		Petroamazonas	Estación Ron	2,31	
			Estación Mira	0,20	
			Agujal	7,66	
			Anaconda	11,86	
			Angel Norte	4,09	
			Arazá	0,88	
			Arcolands Shushufindi	14,95	
			Auca	39,92	
			Auca 51	16,50	
			Auca Central	0,96	
			Auca Sur	67,50	
			Cedros	0,67	
			CELEC Sacha	71,58	
			Coca	25,61	
			Concordia	1,52	
Cononaco	18,43				
CPF	151,68				



F.5 Energía bruta de empresas autogeneradoras 2/2

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	Petroamazonas	Cuyabeno	59,02	No Renovable	Térmica	Petroamazonas	Yamanunka	9,14
			Dumbique	1,16				Yuca	20,09
			EPF-Eden Yuturi	475,90				Yuralpa	58,37
			Frontera	5,15				Yanaq Oeste	1,74
			Gacela	6,22				Aguarico	48,08
			Guanta	23,18				Pucuna	0,54
			Indillana	8,17				Central de Procesos	-
			Itaya B	0,32				Tiputini	10,94
			Jaguar	1,79				Tiputini C-1	55,25
			Jivino C	0,56				Tiputini C-2	41,49
			Lago Agrío	35,68				Tiputini A-1	18,02
			Limoncocha	39,11				Tiputi A-2	19,32
			Lobo	1,71				ZEMI	1,14
			Mono	2,83				PCC-Tierras Orientales	0,10
			Nenke	7,40				Puerto Nuevo	0,11
			Oso	123,69				Pañacocha	0,02
			Paka Norte	5,06				Playas del Cuyabeno	0,12
			Paka Sur	19,16				Sacha Sur GAS	-
			Pakay	3,29				Wakesha	1,06
			Palmar Oeste	12,97				REPSOL YPF-NPF-1	149,58
			Palo Azul PGE	184,71				REPSOL YPF-NPF-2	27,92
			Payamino	22,11				REPSOL YPF-SPF-1	106,58
			Pichincha	0,63				REPSOL YPF-SPF-2	8,34
			RS Roth Shushufindi Drago 2	3,10				REPSOL YPF-SPF-3	350,35
			RS Roth Shushufindi Drago N1	1,51				REPSOL YPF-SSFD	9,18
			Sacha	93,96				MDC-CPF	42,79
			Sacha Norte 1	2,29				PBH-HUA02	2,86
			Sacha Norte 2	22,73				PBH-PAR12	2,89
			Sacha Sur	1,88				PBH-PSO24	0,76
			Sansahuari	16,96				PBHI-InchiA	6,70
			Santa Elena	1,94				PBHI-InchiB	0,56
			Secoya	141,01				Bermejo Este	0,05
			Shushufindi	32,85				Bermejo Sur 1008	3,74
			Shushufindi Estación Sur-oeste	35,19				Bermejo Sur 12	3,40
			Shushufindi Norte	4,52				Estación Norte	2,06
			SRF Shushufindi	0,01				Estación Rayo	1,24
			Tangay	0,00				Estación Sur	7,14
			Tapi	8,05				Planta de Agua	7,88
			Tetete	5,47				Subestación 4B	1,02
			Tipishca	1,23				UNACEM	0,03
			Tumali	1,06				UNACEM	164,62
			VHR	27,15				Total Térmica	3.828,24
			Vinita	3,71				Total No Renovable	3.828,24
								Total	5.584,96

F.6 Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras

Sistema	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Residuo		Bagazo	
					gal	TEP	gal	TEP	ton	TEP
S.N.I	Biomasa	Ecoelectric	Ecoelectric	121.310,18	-	-	-	-	477.103,70	86.831,67
		San Carlos	San Carlos	179.293,11	-	-	-	-	624.177,06	113.598,65
		Coazucar	Ecudos A-G	81.840,87	-	-	-	-	335.798,71	61.114,52
		Total Biomasa		382.444,16	-	-	-	-	1.437.079,48	261.544,84
		Térmica	UNACEM	Selva Alegre	164.624,92	583.667,04	1.927,45	10.449.286,24	34.506,71	-
	Total Térmica			164.624,92	583.667,04	1.927,45	10.449.286,24	34.506,71	-	-
Total S.N.I				547.069,07	583.667,04	1.927,45	10.449.286,24	34.506,71	1.437.079,48	261.544,84

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		GLP	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
Agip	Agip	CPF	236.354,10	174.054,26	574,78	-	-	14.445.966,56	49.184,70	-	-
		Sarayacu	12.311,82	4.479,38	14,79	-	-	840.223,93	2.860,74	-	-
	Total Agip		248.665,92	178.533,64	589,57	-	-	15.286.190,49	52.045,44	-	-
No Inc.	Andes Petro	Cami	125,36	9.225,00	30,46	-	-	-	-	-	-
		CDP	533,49	278.943,00	921,15	-	-	-	-	-	-
		Chorongo A	886,56	88.106,00	290,95	-	-	-	-	-	-
		CPH	2.430,39	160.355,00	529,54	8.228,73	183,33	-	-	-	-
		Dorine Battery	8.427,67	613.591,83	2.026,27	-	-	-	-	-	-
		Dorine H	582,50	60.563,00	200,00	-	-	-	-	-	-
		Estación Dayuma	25,08	1.992,00	6,58	-	-	-	-	-	-
		Fanny 50	1.332,07	104.146,99	343,92	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero A	461,28	51.813,00	171,10	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero B	3.375,37	288.612,50	953,09	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero C	15.652,16	1.274.666,00	4.209,33	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero D	3.482,64	293.453,00	969,07	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero SUR	4.896,43	462.600,00	1.527,65	-	-	-	-	-	-
		Kupi 1	2.029,54	204.191,84	674,30	-	-	-	-	-	-
		Kupi 4	3.386,73	179.001,92	591,12	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrío LTF	92,53	10.243,70	33,83	-	-	-	-	-	-
		Mariann 30	2.827,83	324.814,00	1.072,63	-	-	-	-	-	-
		Mariann 4A	5.073,85	465.431,00	1.536,99	-	-	-	-	-	-
		Mariann 5-8	2.261,12	239.689,00	791,53	-	-	-	-	-	-
		Mariann 9	1.486,14	142.654,00	471,09	-	-	-	-	-	-
		Mariann Battery	2.672,17	283.540,43	936,34	-	-	-	-	-	-
		Mariann Vieja	6.413,87	518.740,00	1.713,04	25.796,24	574,71	-	-	-	-
		Nantu B	5.537,19	475.438,98	1.570,04	-	-	-	-	-	-
		Nantu C	2.920,92	251.043,00	829,02	-	-	-	-	-	-
		Nantu D	17.422,67	97.917,02	323,35	152.104,84	3.388,72	-	-	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		GLP	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Andes Petro	Penke B	5.233,08	439.078,52	1.449,97	-	-	-	-	-	-
		Pindo	849,60	73.653,00	243,22	-	-	-	-	-	-
		Shiripuno	99,76	29.103,00	96,11	-	-	-	-	-	-
		Sunka I	3.714,76	354.042,16	1.169,15	-	-	-	-	-	-
		Tapir A	6.397,65	59.019,00	194,90	80.244,05	1.787,75	-	-	-	-
		Tarapuy	3.391,22	370.269,00	1.222,74	-	-	-	-	-	-
		TPP	362.450,50	1.462.021,25	4.828,04	1.731.209,00	38.569,38	11.831.561,70	40.283,34	7.897.936,20	17.487,63
		Wanke I	6.250,92	519.371,20	1.715,12	-	-	-	-	-	-
		Total Andes Petro	482.723,06	10.187.329,33	33.641,65	1.997.582,86	44.503,89	11.831.561,70	40.283,34	7.897.936,20	17.487,63
		Orion	Estación CFE	508,79	44.859,00	148,14	-	-	-	-	-
	Estación ENO		5.712,97	427.244,00	1.410,89	-	-	-	-	-	-
	Estación Ocano		2.529,02	211.569,00	698,66	-	-	-	-	-	-
	Estación Peña Blanca		3.846,73	301.881,00	996,90	-	-	-	-	-	-
	Estación Ron		2.312,05	182.189,00	601,64	-	-	-	-	-	-
	Estación Mira		203,74	35.288,00	116,53	-	-	-	-	-	-
	Total Orion	15.113,31	1.203.030,00	3.972,77	-	-	-	-	-	-	
	OCP Ecuador	Amazonas	9.962,33	3.018,00	9,97	-	-	658.382,34	2.241,62	-	-
		Cayagama	62,86	6.008,03	19,84	-	-	-	-	-	-
		Chiquilpe	1,92	460,97	1,52	-	-	-	-	-	-
		Páramo	6,24	935,96	3,09	-	-	-	-	-	-
		Puerto Quito	0,38	243,11	0,80	-	-	-	-	-	-
		Sardinas	8.217,73	3.191,61	10,54	-	-	571.415,46	1.945,52	-	-
		Terminal Marítimo	16,71	2.486,72	8,21	-	-	-	-	-	-
		Total OCP Ecuador	18.268,17	16.344,40	53,97	-	-	1.229.797,80	4.187,14	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	gal	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Aguajal	7.663,49	657.515,41	2.171,32	-	-	-	-	-	-
		Anaconda	11.863,78	962.937,88	3.179,91	-	-	-	-	-	-
		Angel Norte	4.089,26	329.929,17	1.089,53	-	-	-	-	-	-
		Arozá	880,76	64.824,62	214,07	-	-	-	-	-	-
		Arcolands Shushufindi	14.946,71	-	-	-	-	208.527,00	4.645,75	-	-
		Auca	39.916,73	2.915.901,09	9.629,19	-	-	-	-	-	-
		Auca 51	16.504,35	1.609.984,52	5.316,66	-	-	660.000,00	14.704,05	-	-
		Auca Central	961,23	127.856,24	422,22	-	-	-	-	-	-
		Auca Sur	67.504,45	4.035.296,33	13.325,77	-	-	7.399,51	164,85	669.309,73	2.278,82
		Cedros	665,87	96.939,14	320,12	-	-	-	-	-	-
		CELEC Sacha	71.580,21	457.060,05	1.509,35	4.243.229,22	14.447,08	-	-	-	-
		Coca	25.607,86	2.370.738,76	7.828,90	-	-	-	-	-	-
		Concordia	1.516,79	101.720,34	335,91	-	-	-	-	-	-
		Cononaco	18.426,97	1.344.502,95	4.439,96	-	-	-	-	-	-
		CPF	151.676,51	1.377.902,98	4.550,25	-	-	561.790,74	12.516,06	5.405.605,75	18.404,66
		Cuyabeno	59.017,88	3.056.948,96	10.094,97	-	-	304.959,63	6.794,16	-	-
		Dumbique	1.160,25	114.250,22	377,29	-	-	-	-	-	-
		EPP-Eden Yuturi	475.898,89	2.648.531,77	8.746,25	68.795,11	234,23	218.448,61	4.866,79	27.465.702,91	93.513,47
		Frontera	5.145,94	395.662,83	1.306,60	-	-	-	-	-	-
		Gacela	6.218,67	494.766,00	1.633,87	-	-	-	-	-	-
		Guanta	23.179,01	1.812.443,60	5.985,24	-	-	-	-	-	-
		Inallana	8.174,40	625.259,52	2.064,80	-	-	-	-	-	-
		Itaya B	318,64	26.126,79	86,28	-	-	-	-	-	-
		Jaguar	1.792,72	152.579,25	503,86	-	-	-	-	-	-
		Jivino C	556,31	42.728,39	141,10	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrío	35.683,69	958.754,09	3.166,10	-	-	8.538,63	190,23	1.912.957,45	6.513,12
		Limoncocha	39.114,14	-	-	-	-	533.873,45	11.894,10	-	-
		Lobo	1.709,74	167.502,82	553,15	-	-	-	-	-	-
		Mono	2.829,59	261.684,25	864,16	-	-	-	-	-	-
		Nenke	7.404,09	571.837,19	1.888,38	-	-	-	-	-	-
		Oso	123.690,98	4.778.950,82	15.781,54	-	-	-	-	4.304.535,19	14.655,81
		Paka Norte	5.059,23	422.077,20	1.393,83	-	-	-	-	-	-
		Paka Sur	19.158,54	629.091,83	2.077,45	-	-	123.836,61	2.758,94	-	-
		Pakay	3.289,09	285.142,79	941,63	-	-	-	-	-	-
		Palmar Oeste	12.969,04	1.137.574,62	3.756,62	-	-	-	-	-	-
		Palo Azul PGE	184.706,81	9.269,39	30,61	-	-	715.144,00	15.932,60	11.432.064,83	38.923,16
		Payamino	22.114,10	1.941.073,84	6.410,01	-	-	-	-	-	-
		Pichincha	630,28	54.649,40	180,47	-	-	-	-	-	-
		RS Roth Shushufindi Drago 2	3.098,86	266.502,49	880,07	-	-	-	-	-	-
		RS Roth Shushufindi Drago N1	1.506,68	117.306,88	387,38	-	-	-	-	-	-
		Sacha	93.955,59	2.500.431,13	8.257,18	2.017.470,47	6.868,95	517.937,08	11.539,05	-	-
		Sacha Norte 1	2.293,24	217.422,14	717,99	-	-	-	-	-	-
		Sacha Norte 2	22.727,49	434.666,40	1.435,40	-	-	244.547,39	5.448,24	-	-
		Sacha Sur	1.876,78	165.446,94	546,36	-	-	-	-	-	-
		Sansahuari	16.963,54	1.362.316,55	4.498,78	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena	1.941,80	208.990,52	690,15	-	-	-	-	-	-
		Secoya	141.009,27	905.012,34	2.988,63	-	-	441.270,00	9.831,00	6.133.147,02	20.881,75
		Shushufindi	32.847,78	4.781,00	15,79	-	-	783.491,52	17.455,31	-	-
		Shushufindi Estación Sur-oeste	35.192,81	2.365.322,14	7.811,01	-	-	-	-	-	-
		Shushufindi Norte	4.520,28	322.404,16	1.064,68	-	-	-	-	-	-
		SRF Shushufindi	6,66	863,02	2,85	-	-	-	-	-	-
		Tangay	1,27	179,00	0,59	-	-	-	-	-	-
		Tapi	8.048,86	600.123,65	1.981,79	-	-	-	-	-	-
		Tetete	5.465,45	415.987,60	1.373,72	-	-	-	-	-	-
		Tipishca	1.225,54	110.862,82	366,10	-	-	-	-	-	-
		Tumali	1.061,90	119.499,19	394,62	-	-	-	-	-	-
		VHR	27.152,89	874.396,30	2.887,52	-	-	-	-	1.119.518,85	3.811,67
		Vinita	3.714,92	312.354,97	1.031,49	-	-	-	-	-	-
		Yamanunka	9.138,55	-	-	-	-	113.805,30	2.535,45	-	-
		Yuca	20.090,61	1.444.053,29	4.768,70	-	-	916,03	20,41	-	-
		Yuralpa	58.371,46	17.907,48	59,14	-	-	-	-	3.663.206,79	12.472,25
		Aguarico	48.079,24	3.331.023,21	11.000,05	-	-	-	-	-	-
		Yanaq Oeste	1.740,35	140.920,77	465,36	-	-	-	-	-	-
		Pucuna	536,20	45.874,00	151,49	-	-	-	-	-	-
		Central de Procesos Tiputini	10.941,74	874.102,00	2.886,55	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-1	55.246,03	4.215.164,00	13.919,75	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-2	41.494,74	3.144.156,00	10.382,96	-	-	-	-	-	-
		Tiputi A-2	19.323,62	1.451.445,00	4.793,11	-	-	-	-	-	-
		Tiputini A-1	18.020,86	1.382.762,00	4.566,30	-	-	-	-	-	-
		ZEMI	1.144,15	75.431,00	249,10	-	-	-	-	-	-
PCC-Tierras Orientales	101,38	7.931,90	26,19	-	-	-	-	-	-		
Puerto Nuevo	112,17	8.668,29	28,63	-	-	-	-	-	-		
Pañacocha	21,83	1.689,13	5,58	-	-	-	-	-	-		
Playas del Cuyabeno	122,05	13.483,00	44,52	-	-	-	-	-	-		
Sacha Sur GAS Wakesha	1.055,63	-	-	-	-	15.490,07	345,10	-	-		
Total Petroamazonas	2.163.779,21	64.499.495,36	212.996,89	6.329.494,80	21.550,26	5.459.975,57	121.642,08	62.106.048,52	211.454,70		



Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	149.583,00	12.584.170,31	41.556,75	-	-	-	-
		REPSOL YPF-NPF-2	27.915,03	481,60	1,59	386.286,26	8.606,02	-	-
		REPSOL YPF-SPF-1	106.583,46	1.401.223,99	4.627,27	1.356.597,00	30.223,45	-	-
		REPSOL YPF-SPF-2	8.340,68	71.587,86	236,40	139.279,01	3.102,98	-	-
		REPSOL YPF-SPF-3	350.346,21	-	-	-	-	21.421.504,99	72.934,57
		REPSOL YPF-SSFD	9.182,21	1.628.889,94	5.379,09	-	-	-	-
	Total Repsol		651.950,59	15.686.353,70	51.801,10	1.882.162,27	41.932,45	21.421.504,99	72.934,57
	Sipac	MDC-CPF	42.789,97	331,98	1,10	322.537,75	7.185,78	-	-
		PBH-HUA02	2.861,02	230.551,00	761,35	-	-	-	-
		PBH-PAR12	2.893,26	237.729,20	785,05	-	-	-	-
		PBH-PSO24	760,34	80.757,00	266,68	-	-	-	-
		PBHI-InchiA	6.700,07	134.756,58	445,01	37.729,12	840,56	-	-
		PBHI-InchiB	558,16	44.557,00	147,14	-	-	-	-
	Total Sipac		56.562,82	728.682,76	2.406,33	360.266,87	8.026,34	-	-
	Tecipetrol	Bermejo Este	53,08	-	-	427,65	9,53	-	-
		Bermejo Sur 1008	3.735,85	-	-	32.701,21	728,55	-	-
		Bermejo Sur 12	3.398,47	-	-	26.422,43	588,66	-	-
		Estación Norte	2.057,50	-	-	15.996,64	356,39	-	-
		Estación Rayo	1.237,03	-	-	9.617,63	214,27	-	-
		Estación Sur	7.139,25	-	-	55.506,23	1.236,62	-	-
		Planta de Agua	7.880,32	-	-	48.598,64	1.082,72	-	-
		Subestación 4B	1.015,38	-	-	9.701,26	216,13	-	-
	Total Tecipetrol		26.516,88	-	-	198.971,68	4.432,86	-	-
	UCEM	Planta Guapán	31,97	2.527,00	8,34	-	-	-	-
	Total UCEM		31,97	2.527,00	8,34	-	-	-	-

F.7 Energía vendida por las empresas generadoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELEC-Hidropaute	7.705,08	94.589.869,05	1,23
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.488,44	61.212.237,26	0,94
	CELEC-Hidroagoyán	2.082,51	43.415.526,60	2,08
	CELEC-Electroguayas	1.498,46	131.477.677,17	8,77
	CELEC-Hidronación	982,40	25.297.531,49	2,58
	CELEC-Termogas Machala	877,73	53.611.379,55	6,11
	CELEC-Termoesmeraldas	586,16	50.960.238,94	8,69
	Elecaastro	404,23	24.484.232,73	6,06
	CELEC-Termopichincha	383,30	81.469.215,44	21,25
	CELEC-Termomanabi	352,11	43.005.425,32	12,21
	CELEC-Gensur	331,23	7.340.796,03	2,22
	CELEC-Enerjubones	101,25	202.495,30	0,20
	IPNEGAL	57,27	4.469.160,08	7,80
	Hidrosibimbe	44,49	1.379.340,67	3,10
	EPMAPS	41,47	570.787,33	1,38
	Generoca	38,84	3.349.324,12	8,62
	CELEC-Hidroazogues	22,14	1.660.925,38	7,50
	EMAC-BGP	5,16	571.937,17	11,08
	ElifEnergy	4,99	324.830,41	6,51
	Electrisol	1,58	632.005,46	40,03
Valsolar	1,39	554.590,43	40,03	
Enersol	0,62	249.666,13	40,03	
Total Contratos		22.010,84	630.829.192,08	2,87
T. de corto plazo	Ecuagesa	208,00	14.310.440,34	6,88
	Hidrosigchos	99,29	6.532.521,67	6,58
	Hidrovictoria	46,08	3.303.603,29	7,17
	Hidrotambo	40,56	2.908.214,53	7,17

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	
T. de corto plazo	Gasgreen	28,09	4.223.907,10	15,04	
	Gransolar	5,82	2.330.561,38	40,03	
	Epfovoltaica	2,96	1.183.627,99	40,03	
	San Pedro	1,68	673.204,43	40,03	
	Gonzanergy	1,65	658.721,69	40,03	
	Sabiangosolar	1,56	623.156,88	40,03	
	Lojaenergy	1,55	618.783,99	40,03	
	Surenergy	1,46	583.267,43	40,03	
	Renova Loja	1,37	547.649,98	40,03	
	Solsantros	1,26	503.268,62	40,03	
	Brineforcorp	1,22	488.962,10	40,03	
	Saracaysol	1,22	488.238,59	40,03	
	Sanersol	1,21	484.139,06	40,03	
	Sansau	1,19	476.888,14	40,00	
	Wildtecsa	1,19	475.875,60	40,00	
	Solsantonio	1,16	465.745,80	40,03	
	Solchacras	1,15	460.487,43	40,03	
	Solhuauqui	1,14	455.767,64	40,03	
	Genrenotec	1,11	443.541,25	40,03	
	Altgenotec	1,08	434.234,16	40,03	
	Elecaastro	0,80	55.655,02	6,94	
	CELEC-Hidronación	0,30	18.603,10	6,21	
	CELEC-Gensur	0,26	23.506,54	9,05	
	Total T. de corto plazo		454,34	43.772.573,74	9,63
	Otros	Hidrosibimbe	35,92	915.427,86	2,55
	Total Otros		35,92	915.427,86	2,55
	Total general		22.501,10	675.517.193,69	3,00

F.8 Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT 1/4

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Ambato	138,00	Max	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,04	1,03	1,05	1,04	1,04	1,05
Ambato	138,00	Min	0,98	0,98	0,97	0,95	1,00	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,97	0,95
Ambato	69,00	Max	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,02	1,02	1,04	1,03	1,03	1,20
Ambato	69,00	Min	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,95	0,95
Baños	138,00	Max	1,05	1,05	1,07	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06	1,07	1,06	1,06	1,07
Baños	138,00	Min	0,98	0,99	0,96	0,96	0,98	0,99	1,00	0,99	1,00	0,95	0,99	0,99	0,95
Baños	69,00	Max	1,05	1,03	1,05	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,05	1,04	1,04	1,05
Baños	69,00	Min	0,94	0,96	0,97	0,95	0,98	0,97	0,98	0,95	0,95	0,97	0,95	0,95	0,94
Caraguay	138,00	Max	1,06	1,06	1,14	1,07	1,07	1,06	1,08	1,06	1,12	1,10	1,07	1,07	1,14
Caraguay	138,00	Min	0,96	0,95	0,95	0,97	0,99	0,97	0,99	1,00	0,95	0,97	0,95	0,95	0,95
Caraguay	69,00	Max	1,04	1,04	1,12	1,20	1,04	1,04	1,05	1,05	1,10	1,08	1,04	1,04	1,20
Caraguay	69,00	Min	0,95	0,95	0,95	0,97	0,98	0,95	0,98	0,98	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94
Chone	138,00	Max	1,00	1,01	1,05	1,01	1,01	1,04	1,05	1,04	1,00	1,06	1,01	1,01	1,06
Chone	138,00	Min	0,93	0,93	0,96	0,96	0,97	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,93
Chone	69,00	Max	1,05	1,08	1,05	1,05	1,04	1,08	1,07	1,09	1,06	1,09	1,04	1,04	1,09
Chone	69,00	Min	0,93	0,93	0,96	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93
Chongón	138,00	Max	1,03	1,04	1,09	1,05	1,04	1,03	1,04	1,03	1,08	1,07	1,04	1,04	1,09
Chongón	138,00	Min	0,93	0,94	0,97	0,96	0,95	0,96	0,97	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,93
Chorrillos	500,00	Max	1,05	1,04	1,12	1,04	1,03	1,02	0,97	1,01	1,02	1,00	1,00	1,00	1,12
Chorrillos	500,00	Min	0,96	0,97	0,96	0,97	0,98	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Chorrillos	230,00	Max	1,02	1,03	1,12	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,09	1,09	1,04	1,04	1,12
Chorrillos	230,00	Min	0,97	0,92	0,96	0,97	0,97	0,98	0,99	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,92
Cuenca	138,00	Max	1,02	1,02	1,06	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,05	1,03	1,03	1,06
Cuenca	138,00	Min	0,95	0,97	0,97	0,97	0,98	0,95	0,97	0,97	0,95	0,95	0,97	0,97	0,95
Cuenca	69,00	Max	1,03	1,04	1,08	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,08
Cuenca	69,00	Min	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,95	0,99	0,99	0,97	0,95	0,99	0,99	0,95
Cumbaratza	138,00	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06	1,08	1,04	1,04	1,08
Cumbaratza	138,00	Min	0,94	0,93	0,96	0,96	0,98	0,95	0,97	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93

F.8 Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT 3/4

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Pascuales	69,00	Max	1,04	1,03	1,13	1,03	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,13
Pascuales	69,00	Min	0,93	0,91	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,95	0,98	0,95	0,95	0,95	0,91
Policentro	138,00	Max	1,02	1,03	1,09	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,07	1,06	1,03	1,03	1,09
Policentro	138,00	Min	0,98	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96
Policentro	69,00	Max	1,09	1,04	1,10	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,08	1,06	1,04	1,04	1,10
Policentro	69,00	Min	0,96	0,98	0,98	0,96	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96	0,98	0,96	0,96	0,96
Pomasqui	230,00	Max	1,03	1,03	1,05	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,06	1,04	1,04	1,06
Pomasqui	230,00	Min	0,98	0,98	0,99	0,96	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	1,00	1,00	1,00	0,96
Pomasqui	138,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,08	1,05	1,05	1,08
Pomasqui	138,00	Min	0,99	0,99	0,96	0,97	0,98	0,98	0,99	1,00	0,97	0,99	0,97	0,97	0,96
Portoviejo	138,00	Max	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07	1,09	1,08	1,08	1,09
Portoviejo	138,00	Min	0,96	0,98	0,95	0,97	0,97	0,99	0,96	0,99	0,97	1,00	0,99	0,99	0,95
Portoviejo	69,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,07	1,07	1,06	1,06	1,07
Portoviejo	69,00	Min	0,95	0,97	0,95	0,97	0,96	0,97	0,98	0,95	0,95	0,98	0,97	0,97	0,95
Posorja	138,00	Max	1,03	1,02	1,10	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,06	1,06	1,03	1,03	1,10
Posorja	138,00	Min	0,94	0,92	0,95	0,96	0,97	0,95	0,97	0,95	0,95	0,96	0,95	0,95	0,92
Posorja	69,00	Max	1,04	1,04	1,11	1,06	1,04	1,04	1,05	1,04	1,07	1,07	1,04	1,04	1,11
Posorja	69,00	Min	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,98	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,94
Puyo	138,00	Max	1,06	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,08	1,05	1,05	1,08
Puyo	138,00	Min	0,98	0,96	0,96	0,97	0,97	0,95	0,96	0,94	0,96	0,95	0,95	0,95	0,94
Puyo	69,00	Max	1,03	1,04	1,04	1,04	1,20	1,04	1,04	1,03	1,04	1,07	1,04	1,04	1,20
Puyo	69,00	Min	0,97	0,93	0,96	0,97	0,95	0,97	0,95	0,97	0,95	0,87	0,95	0,95	0,87
Quevedo	230,00	Max	1,02	1,03	1,06	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,08	1,04	1,04	1,08
Quevedo	230,00	Min	0,95	0,93	0,95	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,98	0,98	0,98	0,98	0,93
Quevedo	138,00	Max	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,10	1,06	1,06	1,10
Quevedo	138,00	Min	0,93	0,97	0,98	0,96	0,97	0,99	0,98	0,98	1,00	1,00	1,01	1,01	0,93
Quevedo	69,00	Max	1,03	1,05	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,08	1,03	1,03	1,08
Quevedo	69,00	Min	0,93	0,95	0,97	0,96	0,96	0,95	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,93
Quinindé	138,00	Max	1,04	1,04	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,07	1,04	1,04	1,07
Quinindé	138,00	Min	0,99	0,93	0,95	0,96	0,96	0,95	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,97	0,93
Quinindé	69,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,07	1,04	1,04	1,07
Quinindé	69,00	Min	0,98	0,93	0,96	0,96	0,95	0,96	0,97	0,95	0,95	0,95	0,97	0,97	0,93
Riobamba	230,00	Max	1,03	1,03	1,06	1,03	1,03	1,02	1,03	1,02	1,03	1,05	1,03	1,03	1,06
Riobamba	230,00	Min	0,98	0,99	0,96	0,98	0,97	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	1,01	1,01	0,96
Riobamba	69,00	Max	1,03	1,03	1,08	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,06	1,04	1,04	1,08
Riobamba	69,00	Min	0,98	0,98	0,96	0,97	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,96	0,98	0,98	0,96
Salitral	138,00	Max	1,01	1,03	1,11	1,03	1,02	1,03	1,04	1,04	1,09	1,07	1,04	1,04	1,11
Salitral	138,00	Min	1,00	1,00	1,00	0,98	0,98	0,98	0,97	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Salitral	69,00	Max	1,03	1,04	1,13	1,20	1,02	1,02	1,04	1,03	1,09	1,06	1,03	1,03	1,20
Salitral	69,00	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
San Gregorio	230,00	Max	1,03	1,07	2,17	1,06	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05	1,08	1,06	1,06	2,17
San Gregorio	230,00	Min	1,00	1,00	0,98	0,96	0,98	0,97	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95
San Gregorio	138,00	Max	1,02	1,06	1,04	1,06	1,07	1,05	1,07	1,05	1,07	1,09	1,09	1,09	1,09
San Gregorio	138,00	Min	1,00	1,00	1,00	0,96	0,97	0,99	1,02	0,95	0,95	1,04	1,00	1,00	0,95
San Idelfonso	138,00	Max	1,05	1,04	1,12	1,07	1,04	1,06	1,05	1,05	1,12	1,08	1,04	1,04	1,12
San Idelfonso	138,00	Min	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
San Rafael	500,00	Max	1,06	1,05	1,10	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07	1,10	1,08	1,08	1,10
San Rafael	500,00	Min	0,98	0,98	0,96	0,98	0,99	1,00	0,98	0,95	0,98	0,95	0,98	0,98	0,95
San Rafael	230,00	Max	1,05	1,05	1,12	1,04	1,04	1,04	1,04	1,08	1,09	1,29	1,08	1,08	1,29
San Rafael	230,00	Min	0,98	0,99	0,96	1,00	0,98	1,00	0,99	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	0,95
Santa Elena	138,00	Max	1,05	1,04	1,09	1,05	1,05	1,05	1,04	1,06	1,07	1,09	1,05	1,05	1,09
Santa Elena	138,00	Min	0,95	0,93	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,93
Santa Elena	69,00	Max	1,04	1,04	1,09	1,04	1,05	1,04	1,04	1,06	1,07	1,09	1,04	1,04	1,09
Santa Elena	69,00	Min	0,97	0,93	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,93
Santa Rosa	230,00	Max	1,03	1,02	1,04	1,02	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,09	1,04	1,04	1,09
Santa Rosa	230,00	Min	0,97	0,95	0,96	0,96	0,98	0,97	0,97	0,95	0,95	0,95	0,97	0,97	0,95
Santa Rosa	138,00	Max	1,05	1,04	1,06	1,04	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,10	1,05	1,05	1,10
Santa Rosa	138,00	Min	0,97	0,97	0,96	0,95	0,97	0,98	0,97	0,95	0,96	0,95	0,98	0,98	0,95
Santa Rosa	46,00	Max	1,04	1,04	1,08	1,03	1,20	1,03	1,04	1,03	1,03	1,10	1,04	1,04	1,20
Santa Rosa	46,00	Min	0,94	0,93	0,95	0,96	0,97	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,93
Santo Domingo	230,00	Max	1,03	1,03	1,04	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,08	1,04	1,04	1,08
Santo Domingo	230,00	Min	0,98	0,97	0,97	0,95	0,97	0,96	0,98	0,99	0,96	1,00	0,96	0,96	0,95
Santo Domingo	138,00	Max	1,04	1,04	1,05	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,03	1,03	1,06
Santo Domingo	138,00	Min	0,98	0,94	0,98	0,95	0,97	0,98	0,97	1,00	0,98	0,96	0,96	0,96	0,94
Santo Domingo	69,00	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,08	1,04	1,04	1,08
Santo Domingo	69,00	Min	0,95	0,94	0,96	0,96	0,96	0,98	0,99	0,95	0,95	0,96	0,95	0,95	0,94
Shushufindi	230,00	Max	1,05	1,06	1,11	1,05	1,05	1,04	1,04	1,02	1,05	1,10	1,08	1,08	1,11
Shushufindi	230,00	Min	0,98	0,98	0,96	0,98	1,00	0,99	0,96	1,01	1,00	0,99	0,99	0,99	0,96
Sinincay	230,00	Max	1,05	1,05	1,06	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,06	1,07	1,05	1,05	1,07
Sinincay	230,00	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98
Sinincay	69,00	Max	1,03	1,04	1,07	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,07
Sinincay	69,00	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
Sopladora	230,00	Max	1,05	1,05	1,13	1,05	1,09	1,07	1,06	1,06	1,13	1,09	1,13	1,13	1,13
Sopladora	230,00	Min	0,99	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99	0,98	1,00	0,99	0,99	0,98
Taday	230,00	Max	-	-	-	-	-	-	1,06	1,05	1,08	1,06	1,06	1,06	1,08
Taday	230,00	Min	-	-	-	-	-	-	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
Tena	138,00	Max	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,07	1,07	1,06	1,10	1,08	1,08	1,10
Tena	138,00	Min	0,93	0,95	0,95	0,96	0,97	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,86	0,86	0,86
Tena	69,00	Max	1,06	1,06	1,05	1,05	1,20	1,05	1,04	1,04	1,04	1,09	1,05	1,05	1,20
Tena	69,00	Min	0,93	0,95	0,95	0,96	0,96	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,93
Tisaleo	500,00	Max	1,06	1,06	1,15	1,06	0,98	1,02	1,00	1,05	1,05	1,03	1,02	1,02	1,15
Tisaleo	500,00	Min	1,02	0,96	0,97	0,96	0,97	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,99	0,99	0,95
Topo	138,00	Max	-	-	1,06	1,08	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06	1,06	1,08
Topo	138,00	Min	-	-	0,96	0,97	0,98	0							

F.8 Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT 4/4

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/ Min
Tulcán	138,00	Max	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,07	1,03	1,03	1,07
Tulcán	138,00	Min	0,96	0,95	0,96	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,95
Tulcán	69,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,05	1,02	1,02	1,05
Tulcán	69,00	Min	0,97	0,96	0,96	0,95	0,96	0,97	0,97	0,95	0,98	0,96	0,95	0,95	0,95
Yanacocha	138,00	Max	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,06	1,06	1,03	1,03	1,06	1,02	1,02	1,07
Yanacocha	138,00	Min	0,93	0,94	0,95	0,96	0,99	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,97	0,97	0,93
Yanacocha	69,00	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,02	1,02
Yanacocha	69,00	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96	0,96	-
Zhoray	230,00	Max	1,05	1,05	1,09	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,09
Zhoray	230,00	Min	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

F.9 Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT

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	26,29	31,64	30,33	30,06	27,46	27,21	27,21	27,33	29,06	29,78	33,58	27,60	33,58
Ambato	AT2	75	-	22,46	22,46	22,46	27,29	27,21	27,21	27,33	28,87	29,78	33,58	27,60	33,58
Baños	33,30	20,49	15,75	15,68	15,68	15,95	15,59	15,40	20,55	15,55	15,70	16,13	17,39	20,55	
Caraguay	ATQ	225	119,46	118,81	121,82	126,15	119,56	105,61	105,61	104,58	109,48	118,78	111,91	115,40	126,15
Chone	ATQ	100	69,48	73,99	68,07	69,87	78,45	65,35	65,35	68,26	69,54	69,54	69,06	69,06	78,45
Chorrillos	ATI	450	125,83	99,14	57,58	114,72	73,84	50,54	50,54	94,63	85,84	87,80	79,23	137,01	137,01
Chorrillos	ATJ	450	113,65	97,69	49,32	57,83	61,09	50,74	50,74	86,53	87,35	121,39	124,18	143,02	143,02
Cuenca	ATQ	99,90	74,10	64,21	77,51	77,39	72,64	74,63	74,63	70,22	94,61	95,81	97,07	105,12	105,12
Cumbaratza	ATQ	33,30	24,92	18,38	14,82	15,25	11,24	10,57	10,57	11,64	16,23	12,24	18,36	19,90	24,92
Dos Cerritos	ATK	165	134,38	135,54	124,63	136,99	126,04	116,31	116,31	121,00	150,47	131,04	136,81	169,82	169,82
El Inga	ATI	300	52,95	49,17	65,22	48,37	45,42	40,41	40,41	39,45	43,16	43,28	48,66	47,50	65,22
El Inga	ATU	300	-	44,36	39,99	48,88	45,53	40,24	40,24	39,08	145,85	43,11	75,94	46,95	145,85
El Inga	ATI	600	549,66	470,84	344,85	351,75	459,00	357,11	357,11	355,52	340,35	341,54	344,56	347,56	549,66
El Inga	ATJ	600	538,11	484,71	344,61	350,51	350,87	358,56	358,56	354,93	338,99	340,23	343,04	345,91	538,11
El Inga	ATH	600	548,84	472,62	345,88	355,58	460,50	358,78	358,78	357,13	339,81	344,33	346,53	349,29	548,84
Esclusas	ATI	225	122,86	122,69	125,12	129,22	121,44	107,93	107,93	103,37	111,39	119,79	112,49	115,69	122,86
Esmeraldas	ATQ	75	46,57	58,50	45,37	44,65	45,68	43,18	43,18	48,29	47,24	37,69	12,12	-	58,50
Esmeraldas	ATR	75	41,49	41,01	41,66	43,13	41,16	47,11	47,11	42,14	-	-	-	-	47,11
Gualaceo	TRG	16	13,59	10,35	11,69	10,02	9,45	9,32	9,32	9,10	9,52	10,05	10,93	13,44	13,59
Ibarra	ATQ	66,66	45,63	45,80	42,72	41,29	48,90	41,78	41,78	43,07	44,34	45,71	44,64	41,77	48,90
Ibarra	ATR	66,66	45,64	45,75	41,57	41,16	50,65	42,61	42,61	43,04	47,68	45,80	44,47	41,64	50,65
Ibarra	T1	50	6,44	6,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,60
Jivino	TRK	167	76,85	80,21	78,80	78,34	80,62	83,35	83,35	86,28	115,56	85,85	98,04	88,23	115,56
Limón	TRE	6,66	1,57	2,10	1,68	1,42	1,42	1,48	1,48	1,37	1,42	3,35	1,44	1,36	3,35
Loja	ATQ	66,70	29,04	54,99	54,76	54,88	53,78	49,51	49,51	51,62	54,52	57,94	56,18	53,93	57,94
Macas	TRQ	66,70	34,57	35,88	34,42	35,23	34,35	35,25	35,25	35,02	34,89	34,85	35,55	34,47	35,88
Machala	ATQ	99,90	86,19	67,61	87,44	63,87	58,89	59,24	59,24	68,63	59,34	66,09	59,24	53,51	87,44
Machala	ATR	99,90	72,44	67,86	80,72	69,58	58,55	58,63	58,63	65,90	56,17	63,22	84,82	50,83	84,82
Machala	TRK	166,50	90,18	91,68	100,12	100,11	103,26	89,00	89,00	109,84	123,92	88,99	117,45	124,19	124,19
Manta	ATQ	33,33	28,02	28,48	28,33	29,55	32,08	27,66	27,66	29,14	30,45	24,20	30,58	30,85	32,08
Méendez	TRE	6,66	3,96	4,39	4,06	2,73	3,70	4,53	4,53	4,59	4,72	5,99	4,70	3,06	5,99
Milagro	ATK	166,65	160,44	155,44	149,72	154,93	151,73	152,98	152,98	121,11	115,21	125,61	143,96	125,06	160,44
Milagro	ATU	225	77,83	81,85	82,91	87,88	81,49	99,00	99,00	95,04	117,51	94,67	91,77	90,01	117,51
Molino	AT1	375	303,65	228,00	202,75	218,06	220,32	227,93	227,93	220,26	258,09	251,67	266,05	251,18	303,65
Molino	AT2	375	262,33	239,91	214,09	229,49	229,12	257,62	257,62	255,64	269,24	271,33	307,54	266,60	307,54
Montecristi	ATQ	100	94,03	98,99	95,30	95,27	92,06	88,37	88,37	85,46	84,32	79,51	86,50	90,88	98,99
Móvil Efacec 1	TMK	45	42,49	45,93	42,30	42,74	41,57	40,21	37,88	33,52	35,98	34,50	38,23	39,44	45,93
Móvil Efacec 2	AMQ	60	43,28	40,99	46,23	44,84	43,53	41,51	43,12	41,47	44,75	43,33	45,21	44,82	46,23
Móvil Efacec 3	AMQ	60	26,98	31,56	-	-	-	-	-	49,59	47,98	48,79	51,43	59,34	-
Móvil Mitsubishi	AMQ	30	15,79	14,74	25,44	15,06	19,00	15,91	21,09	18,06	16,38	19,44	16,80	17,84	25,44
Mulaló	ATQ	66,70	48,14	44,17	43,85	48,89	39,15	41,19	41,19	45,63	51,54	52,76	48,95	44,36	52,76
Nueva Babahoyo	ATQ	60,00	33,68	32,43	36,19	62,09	31,13	28,33	28,33	33,32	16,35	40,89	34,44	53,15	62,09
Nueva Babahoyo	ATR	66,70	45,39	54,64	49,36	43,69	46,02	40,98	40,98	46,10	61,67	45,22	49,37	50,66	61,67
Nueva Prosperina	ATQ	150	110,61	108,48	113,91	114,93	111,40	105,34	105,34	104,08	106,44	104,92	111,75	108,79	114,93
Orellana	ATQ	66,66	28,02	24,24	30,43	19,83	30,92	20,53	20,53	38,35	29,14	49,07	29,97	32,22	49,07
Pascuales	ATQ	200	101,90	116,24	107,73	108,41	103,90	98,66	98,66	99,27	101,67	98,29	105,81	299,93	299,93
Pascuales	ATR	200	99,18	118,38	107,08	110,14	105,82	100,57	100,57	109,67	102,76	99,98	107,26	110,08	118,38
Pascuales	ATI	375	344,73	320,88	348,83	328,28	343,21	330,03	330,03	335,45	344,63	279,16	344,51	344,92	348,83
Pascuales	ATU	375	334,43	324,84	328,51	300,01	308,86	301,03	301,03	307,10	316,39	253,87	332,54	334,47	334,43
Policentro	ATQ	150	125,72	120,91	121,02	122,33	118,91	113,08	113,08	110,29	120,85	110,86	117,49	119,13	125,72
Pomasqui	ATI	300	174,53	171,97	179,25	184,58	179,07	178,56	178,56	172,54	212,61	174,14	184,06	171,39	212,61
Pomasqui	ATU	300	173,50	171,71	178,56	184,36	177,84	177,85	177,85	172,04	197,44	173,37	183,04	170,62	197,44
Portoviejo	AA1	75	55,60	56,57	57,54	57,88	57,77	56,15	56,15	53,58	57,91	58,01	56,03	60,82	60,82
Portoviejo	AA2	75	55,59	57,05	60,29	57,97	57,36	56,33	56,33	54,13	58,35	58,11	55,88	61,81	61,81
Posorja	ATQ	33,33	29,04	27,31	26,13	26,77	27,10	28,39	28,39	25,55	25,55	24,95	24,71	28,68	29,04
Puyo	ATQ	33,30	13,77	13,76	13,84	14,36	13,78	13,92	13,92	13,70	13,74	13,68	13,99	10,49	14,36
Quevedo	ATR	150	41,33	30,23	17,26	73,44	37,25	34,12	34,12	39,37	43,56	43,87	41,22	42,11	73,44
Quevedo	ATI	166,65	127,37	137,67	157,93	119,08	129,69	111,43	111,43	128,04	144,80	96,19	129,23	133,08	157,93
Quinindé	ATQ	66,70	22,38	26,10	31,12	19,42	22,47	19,86	19,86	18,36	20,01	17,95	17,99	23,14	31,12
Riobamba	TRK	99,90	29,84	41,04	48,51	26,13	23,21	24,26	24,26	23,20	24,72	27,10	31,05	24,38	48,51
Riobamba	ATI	225	56,44	62,20	58,25	61,33	56,26	57,21	57,21	56,81	57,69	59,41	61,61	57,98	62,20
Salitral	ATQ	150	117,83	117,95	119,56	127,19	129,51	120,17	120,17	121,59	135,66	110,66	135,11	120,99	135,66
Salitral	ATR	150	118,97	118,95	120,41	122,39	136,01	126,30	126,30	127,33	142,08	115,38	142,49	127,20	142,49
San Gregorio	ATI	225	127,01	128,35	123,74	132,71	137,86	158,02	158,02	125,11	126,62	87,41	129,16	134,01	158,02
San Rafael	ATH	450	65,23	80,64	80,24	84,50	84,80	75,73	75,73	76,32	90,85	86,12	86,79	92,83	92,83
Santa Elena	ATQ	66,70	36,19	38,58	39,54	38,68	35,99	32,03							

F.10 Nivel de uso de transformadores del SNT

Subestación	Transformador	Nivel de uso de transformadores del SNT (%)												
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Ambato	AT1	61,14	73,59	70,54	69,90	63,87	63,27	63,27	63,28	63,55	67,57	69,25	78,10	64,19
Ambato	AT2	-	29,95	29,95	29,95	36,39	36,28	36,28	36,44	38,49	39,70	44,77	44,77	36,80
Baños	ATQ	61,53	47,28	47,08	47,91	46,80	46,24	46,24	61,71	46,69	47,15	48,44	48,44	52,23
Caraguay	ATQ	53,09	52,81	54,14	56,07	53,14	46,94	46,94	46,48	48,66	52,79	49,74	49,74	51,29
Chone	ATQ	69,48	73,99	68,07	69,87	78,45	65,35	65,35	65,97	68,26	69,54	69,54	69,74	69,06
Chorrillos	ATI	27,96	22,03	12,80	25,49	16,41	11,23	11,23	21,03	19,08	19,51	17,61	30,45	30,45
Chorrillos	ATJ	25,26	21,71	10,96	12,85	13,58	11,27	11,27	19,23	19,41	26,97	27,60	31,78	31,78
Cuenca	ATQ	74,17	64,27	77,59	77,46	72,72	74,70	74,70	70,29	94,71	95,91	97,17	105,23	105,23
Cumbaratza	ATQ	74,84	55,18	44,52	45,80	33,76	31,73	31,73	34,96	48,73	36,74	55,12	59,76	59,76
Dos Cerritos	ATK	81,44	82,15	75,53	83,02	76,39	70,49	70,49	73,33	91,19	79,42	82,91	102,92	102,92
El Inga	ATT	17,65	16,39	21,74	16,12	15,14	13,47	13,47	13,15	14,39	14,43	16,22	15,83	15,83
El Inga	ATU	-	14,79	13,33	16,29	15,18	13,41	13,41	13,03	48,62	14,37	25,31	15,65	15,65
El Inga	ATI	91,61	78,47	57,48	58,62	76,50	59,52	59,52	59,25	56,72	56,92	57,43	57,93	57,93
El Inga	ATJ	89,69	80,78	57,44	58,42	58,48	59,76	59,76	59,15	56,50	56,71	57,17	57,65	57,65
El Inga	ATH	91,47	78,77	57,65	59,26	76,75	59,80	59,80	59,52	56,63	57,39	57,76	58,21	58,21
Esclusas	ATT	54,60	54,53	55,61	57,43	53,97	47,97	47,97	45,94	49,50	53,24	49,99	51,42	51,42
Esmeraldas	ATQ	62,09	78,00	60,49	59,53	60,91	57,57	57,57	64,39	62,99	50,26	16,16	-	-
Esmeraldas	ATR	55,32	54,69	55,55	57,51	54,88	62,82	62,82	56,19	-	-	-	-	-
Gualaceo	TRG	84,93	64,70	73,09	62,60	59,06	58,24	58,24	56,88	59,52	62,83	68,33	84,01	84,01
Ibarra	ATQ	68,45	68,70	64,09	61,95	73,36	62,68	62,68	64,61	66,51	68,57	66,97	62,66	62,66
Ibarra	ATR	68,46	68,63	62,36	61,74	75,98	63,92	63,92	64,57	71,52	68,70	66,71	62,47	62,47
Ibarra	TI	12,87	13,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jivino	TRK	46,02	48,03	47,18	46,91	48,27	49,91	49,91	51,67	69,20	51,41	58,71	52,83	52,83
Limón	TRE	23,64	31,48	25,20	21,29	21,26	22,24	22,24	20,53	21,25	50,31	21,66	20,37	20,37
Loja	ATQ	43,55	82,44	82,09	82,29	80,63	74,22	74,22	77,39	81,74	86,87	84,23	80,85	80,85
Macas	TRQ	51,82	53,79	51,61	52,82	51,50	52,85	52,85	52,51	52,31	52,25	53,30	51,68	51,68
Machala	ATQ	86,27	67,68	87,53	63,93	58,95	59,30	59,30	68,70	59,40	66,15	85,88	53,56	53,56
Machala	ATR	72,52	67,93	80,80	69,65	58,61	58,68	58,68	65,97	56,23	63,28	84,90	50,88	50,88
Machala	TRK	54,16	55,06	60,13	60,13	62,02	53,45	53,45	65,97	74,43	53,45	70,54	74,59	74,59
Manta	ATQ	84,06	85,00	85,00	88,66	96,24	82,99	82,99	87,43	91,37	72,61	91,75	92,57	92,57
Méndez	TRE	59,39	65,91	61,03	40,92	55,51	68,00	68,00	68,85	70,88	89,93	70,56	45,91	45,91
Milagro	ATK	96,27	93,27	89,84	92,96	91,04	91,80	91,80	72,67	69,13	75,37	86,39	75,04	75,04
Milagro	ATU	34,59	36,38	36,85	39,06	36,22	44,00	44,00	42,24	52,23	42,07	40,79	40,00	40,00
Molino	ATI	80,97	60,80	54,07	58,15	58,75	60,78	60,78	58,73	68,82	67,11	70,95	66,98	66,98
Molino	AT2	69,95	63,98	57,09	61,20	63,98	68,70	68,70	68,17	71,80	72,36	82,01	71,09	71,09
Montecristi	ATQ	94,03	98,99	95,30	95,27	92,06	88,37	88,37	85,46	84,32	79,51	86,50	90,88	90,88
Móvil Efacec 1	TMK	94,42	102,07	93,99	94,99	92,39	89,36	84,18	74,49	79,96	76,67	84,97	87,65	87,65
Móvil Efacec 2	AMQ	72,14	68,32	77,05	74,73	72,56	69,18	71,87	69,12	74,58	72,21	75,35	74,70	74,70
Móvil Efacec 3	AMQ	44,96	52,61	-	-	-	-	-	82,65	79,97	81,31	85,72	98,90	98,90
Móvil Mitsubishi	AMQ	52,62	49,14	84,80	50,21	63,35	53,03	70,30	60,20	54,59	64,78	56,00	59,47	59,47
Mulaló	ATQ	72,17	66,22	65,74	73,30	58,70	61,76	61,76	68,41	77,27	79,10	73,39	66,51	66,51
Nueva Babahoyo	ATQ	56,13	54,04	60,32	103,48	51,89	47,22	47,22	55,53	27,25	68,16	57,40	88,58	88,58
Nueva Babahoyo	ATR	68,05	81,92	74,01	65,50	69,00	61,44	61,44	69,11	92,47	67,79	74,01	75,96	75,96
Nueva Prosperina	ATQ	73,74	72,32	75,94	76,62	74,27	70,23	70,23	69,39	70,96	69,94	74,50	72,53	72,53
Orellana	ATQ	42,04	36,36	45,66	29,75	46,38	30,80	30,80	57,53	43,72	73,61	44,97	48,33	48,33
Pascuales	ATQ	50,95	58,12	53,87	54,20	51,95	49,33	49,33	49,64	50,83	49,14	52,91	149,97	149,97
Pascuales	ATR	49,59	59,19	53,54	55,07	52,91	50,29	50,29	54,84	51,38	49,99	53,63	55,04	55,04
Pascuales	ATT	91,93	85,57	93,02	87,54	91,52	88,01	88,01	89,45	91,90	74,44	91,87	91,98	91,98
Pascuales	ATU	89,18	86,62	87,60	80,00	82,36	80,27	80,27	81,89	84,37	67,70	86,01	88,66	88,66
Policentro	ATQ	83,82	80,61	80,68	81,55	79,27	75,39	75,39	73,53	80,57	73,91	78,32	79,42	79,42
Pomasqui	ATT	58,18	57,32	59,75	61,53	59,69	59,52	59,52	57,51	70,87	58,05	61,35	57,13	57,13
Pomasqui	ATU	57,83	57,24	59,52	61,45	59,28	59,28	59,28	57,35	65,81	57,79	61,01	56,87	56,87
Portoviejo	AA1	74,14	75,42	76,71	77,17	77,03	74,86	74,86	71,45	77,21	77,35	74,71	81,09	81,09
Portoviejo	AA2	74,13	76,07	80,39	77,30	76,48	75,10	75,10	72,18	77,80	77,48	74,51	82,41	82,41
Posorja	ATQ	87,14	81,94	78,39	80,31	81,31	85,17	85,17	75,99	76,64	74,86	74,14	86,05	86,05
Puyo	ATQ	41,34	41,33	41,55	43,13	41,39	41,80	41,80	41,14	41,25	41,08	42,02	31,52	31,52
Quevedo	ATR	27,55	20,16	11,50	48,96	24,84	22,75	22,75	26,25	29,04	29,25	27,48	28,07	28,07
Quevedo	ATT	76,43	82,61	94,77	71,46	77,82	66,87	66,87	76,83	86,89	57,72	77,55	79,86	79,86
Quinindé	ATQ	33,56	39,12	46,66	29,12	33,69	29,77	29,77	30,01	26,91	26,97	34,69	34,69	34,69
Riobamba	TRK	29,87	41,08	48,56	26,16	23,24	24,29	24,29	23,23	24,75	27,12	31,08	24,40	24,40
Riobamba	ATL	25,08	27,65	25,89	27,26	25,00	25,43	25,43	25,25	25,64	26,40	27,38	25,77	25,77
Salitral	ATQ	78,56	78,63	79,71	84,80	86,34	80,12	80,12	81,06	90,44	73,77	90,07	80,66	80,66
Salitral	ATR	79,32	79,30	80,27	81,59	90,67	84,20	84,20	84,89	94,72	76,92	94,99	84,80	84,80
San Gregorio	ATT	56,45	57,04	55,00	58,98	61,27	70,23	70,23	55,61	56,28	38,85	57,41	59,56	59,56
San Rafael	ATH	14,50	17,92	17,83	18,78	18,84	16,83	16,83	16,96	20,19	19,14	19,29	20,63	20,63
Santa Elena	ATQ	54,26	57,84	59,29	57,99	53,96	48,03	48,03	51,75	91,60	49,10	55,50	69,97	69,97
Santa Elena	ATR	60,73	64,82	65,14	64,50	59,66	53,21	53,21	56,97	53,00	53,43	56,22	77,72	77,72
Santa Rosa	ATT	53,35	54,61	64,98	53,08	53,45	53,66	53,66	46,74	75,26	49,02	49,96	47,49	47,49
Santa Rosa	ATU	44,38	45,02	52,90	43,78	44,15	44,71	44,71	47,05	46,44	40,50	41,17	39,80	39,80
Santa Rosa	TRN	84,56	85,78	84,73	88,43	83,64	83,48	83,48	82,32	89,42	77,95	89,20	86,26	86,26
Santa Rosa	TRP	87,87	89,19	88,07	91,81	87,07	87,04	87,04	85,57	93,22	80,87	85,44	89,50	89,50
Santo Domingo	ATQ	32,16	31,46	31,65	33,41	45,07	32,25	32,25	34,41	68,83	44,02	54,08	34,80	34,80
Santo Domingo	ATR	54,56	55,57	53,80	56,55	54,03	54,75	54,75	58,65	60,66	82,73	82,96	59,02	59,02
Santo Domingo	ATT	43,82	76,88	41,98	54,86	56,56	54,48	54,48	56,75	57,15	42,07	37,63	49,60	49,60
Santo Domingo	ATU	42,79	58,04	44,52	58,23	60,25	58,13	58,13	60,53	64,06	46,13	54,38	38,25	38,25
Sinincay	TRK	45,69	38,56	54,15	47,18	42,10	37,20	37,20	38,00	43,80	41,44	34,49	35,09	35,09
Tena	TRQ	59,18	40,33	86,24	38,42	38,68	47,37	47,37	58,60	57,70	39,03	60,74	50,47	50,47
Totoras	ATQ	43,14	43,41	48,99	40,02	23,35	22,18	22,18	23,89	23,79	35,36	42,87	30,41	30,41
Totoras	ATT	113,34	99,03	90,71	75,65	92,67	87,14	87,14	78,81	85,57	82,31	94,70	84,32	84,32
Trinitaria	ATQ	73,44	70,80	70,80	70,80	70,80	70,80	70,80	70,80	70,80	70,80	70,80	78,00	78,00
Trinitaria	ATT	69,15	58,70	62,49	64,68	67,79	71,06	71,06	62,91	66,13	56,04	79,48	63,56	63,56
Tulcán	ATQ	57,46	53,23	47,43	49,71	50,26	51,07	51,07	50,55	50,41	53,58	47,84	45,89	45,89
Yanacocha														

F.11 Nivel de uso de líneas de transmisión de 138 kV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Nivel de uso de líneas de transmisión del SNT (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
138	Baños - Agoyán	C1	165	49,38	48,27	51,81	48,74	60,00	48,35	48,36	48,87	48,84	47,95	51,38	51,38
138	Baños - Agoyán	C2	165	49,18	49,37	51,03	48,68	60,00	47,90	47,91	48,80	48,58	47,65	52,01	52,01
138	Baños - Puyo	C1	90	40,43	41,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
138	Baños - Topo	C1	90	-	-	40,07	56,40	37,31	51,27	33,60	52,19	36,45	61,61	43,12	43,12
138	Chongón - Posorja	C1	113	37,91	61,32	52,51	87,61	45,37	32,20	34,98	32,83	41,15	34,02	32,24	32,24
138	Chongón - Santa Elena	C1	113	31,56	48,21	32,49	87,61	29,63	15,43	28,19	17,98	27,49	26,67	24,63	24,63
138	Chongón - Santa Elena 2	C1	266	15,83	14,21	14,72	37,22	12,79	7,91	10,27	7,69	14,09	10,90	10,51	10,51
138	Cuenca - Gualaceo	C1	88,8	31,93	41,38	32,81	31,34	30,50	72,42	31,43	32,05	31,54	39,10	38,32	38,32
138	Cuenca - Loja	C1	100	33,83	33,55	34,98	35,28	34,32	32,40	32,92	31,60	-	-	-	-
138	Cuenca - Yanacocha	C1	100	32,73	33,15	37,03	33,16	32,53	30,19	30,89	32,31	51,86	45,54	54,09	54,09
138	Daule Peripa - Chone	C1	113,2	68,93	77,02	65,16	64,64	65,80	65,50	68,76	69,56	70,55	70,62	71,09	71,09
138	Daule Peripa - Portoviejo	C1	113,2	34,68	49,31	66,62	85,64	70,82	48,26	34,08	45,15	41,96	31,47	38,92	38,92
138	Daule Peripa - Portoviejo	C2	113,2	34,63	49,59	67,47	85,46	70,82	33,73	33,70	55,49	41,86	31,09	41,83	41,83
138	Esclusas - Caraguay	C1	148	40,78	40,60	41,60	66,89	66,89	36,15	34,77	35,94	37,80	40,66	38,13	38,13
138	Esclusas - Caraguay	C2	148	40,21	39,98	40,93	66,89	66,89	35,51	34,27	35,40	40,30	48,64	37,66	37,66
138	Gualaceo - Limón	C1	88,8	35,48	71,07	70,33	35,89	35,72	37,35	37,82	37,76	36,08	39,04	36,07	36,07
138	Ibarra - Tulcán	C1	115,5	43,22	26,63	20,22	15,00	17,77	15,41	15,69	15,35	26,14	15,42	28,50	28,50
138	Jaramijó - Manta	C1	110	48,15	27,06	32,08	34,86	31,04	26,45	29,18	27,26	31,03	18,83	28,41	28,41
138	Jaramijó - Montecristi	C1	138	66,16	93,41	91,62	75,02	71,73	17,95	24,95	56,61	39,97	78,64	65,43	65,43
138	Limón - Méndez	C1	88,8	36,90	37,02	36,78	36,82	36,87	40,01	38,44	40,43	37,69	44,29	38,39	38,39
138	Loreto - Francisco de Orellana	C1	90	39,02	44,45	40,06	33,66	42,31	35,69	20,91	37,61	34,44	55,78	43,67	43,67
138	Méndez - Macas	C1	88,8	39,25	39,42	38,97	39,89	38,96	41,08	39,88	39,89	39,70	46,14	40,35	40,35
138	Milagro - Nueva Babahoyo	C1	247	33,41	34,89	35,51	57,02	40,08	40,08	28,89	35,83	37,86	32,23	38,49	38,49
138	Milagro - San Idelfonso	C1	113,5	36,39	40,69	25,54	29,90	27,80	87,22	31,88	27,88	32,15	30,48	29,59	29,59
138	Milagro - San Idelfonso	C2	113,5	36,35	40,90	22,10	29,98	29,52	87,22	32,95	27,54	32,18	27,16	32,04	32,04
138	Molino - Cuenca	C1	100	61,58	58,52	65,14	63,29	59,48	54,60	58,42	54,28	64,82	75,76	52,08	52,08
138	Molino - Cuenca	C2	100	62,47	58,87	66,12	63,59	59,83	55,02	59,10	54,64	65,13	78,33	51,96	51,96
138	Mulaló - Vicentina	C1	112	62,51	50,21	59,06	41,89	44,07	43,30	42,88	57,32	54,41	49,85	58,64	58,64
138	Pascuales - Chongón	C1	113	91,51	87,38	94,87	96,87	95,63	98,71	96,04	92,95	95,57	95,13	97,11	97,11
138	Pascuales - Chongón	C2	113	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
138	Pascuales - Salitral	C1	126	79,62	62,20	64,39	78,57	80,84	68,10	78,10	98,55	85,75	53,35	74,74	74,74
138	Pascuales - Salitral	C2	126	75,96	62,69	74,24	82,46	81,09	68,69	70,73	74,28	85,94	86,46	75,22	75,22
138	Policentro - Pascuales	C1	126	62,20	55,50	58,86	78,57	78,57	53,84	54,44	54,92	63,24	52,37	56,92	56,92
138	Policentro - Pascuales	C2	126	63,86	54,83	56,96	78,57	78,57	52,95	55,53	52,86	63,41	60,53	57,40	57,40
138	Pomasquí - Ibarra	C1	112	55,82	82,49	75,87	56,07	53,86	53,90	62,08	54,49	60,82	59,61	55,51	55,51
138	Pomasquí - Ibarra	C2	112	48,09	49,00	45,51	60,40	66,61	45,50	63,45	75,55	48,41	49,00	46,99	46,99
138	Portoviejo - San Gregorio	C1	110	66,28	83,22	79,51	78,41	61,45	93,53	60,14	58,12	85,19	77,10	79,01	79,01
138	Pucará - Ambato	C1	112	68,94	47,21	62,91	55,78	47,46	60,79	60,76	63,09	58,11	46,76	63,87	63,87
138	Pucará - Mulaló	C1	148	66,53	62,81	54,29	48,93	43,01	56,67	58,55	70,38	69,64	56,42	56,48	56,48
138	Puyo - Tena	C1	90	56,24	57,48	53,88	42,83	60,08	43,30	40,11	51,92	43,74	69,95	48,90	48,90
138	Quevedo - Daule Peripa	C1	113,2	35,37	45,17	51,62	57,03	48,42	23,07	32,95	31,76	35,66	60,59	39,19	39,19
138	Quevedo - Daule Peripa	C2	113,2	37,30	47,12	52,37	57,61	48,98	26,22	34,86	33,74	36,59	59,21	33,69	33,69
138	Quinindé - Esmeraldas	C1	113,2	46,93	59,33	75,15	33,64	30,49	29,43	29,03	32,81	13,87	13,26	11,13	11,13
138	Salitral - Trinitaria	C1	190	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
138	Salitral - Trinitaria	C2	190	61,96	61,74	67,58	57,55	65,31	62,44	62,99	80,11	67,00	75,33	57,07	57,07
138	San Gregorio - Montecristi	C1	110	80,15	87,13	94,84	98,56	90,62	85,76	91,92	84,16	96,28	77,24	82,63	82,63
138	San Idelfonso - Bajo Alto	C1	296	52,21	52,29	57,91	46,30	44,21	45,20	45,80	61,14	49,83	50,70	52,86	52,86
138	San Idelfonso - Machala	C1	113,5	60,06	60,39	59,87	56,05	57,05	51,73	52,00	75,75	52,04	60,54	52,55	52,55
138	San Idelfonso - Machala	C2	113,5	57,50	60,50	59,68	56,27	56,24	52,31	54,68	76,46	53,08	60,50	64,49	64,49
138	Santo Domingo - Esmeraldas	C1	113,2	37,71	60,54	60,51	64,49	61,15	37,67	36,00	40,44	11,88	8,97	8,07	8,07
138	Santo Domingo - Quinindé	C1	113,2	28,73	45,35	57,47	44,00	45,99	44,06	41,95	46,19	19,07	8,59	10,10	10,10
138	Tena - Loreto	C1	90	38,57	53,24	43,42	36,51	48,92	34,44	44,44	55,14	35,77	61,28	51,05	51,05
138	Topo - Puyo	C1	90	-	-	64,42	58,44	63,72	54,20	58,57	62,52	57,71	88,54	62,82	62,82
138	Totoras - Ambato	C1	148	68,86	74,42	73,84	79,70	69,58	85,47	75,41	81,50	82,69	62,28	79,50	79,50
138	Totoras - Baños	C1	165	49,46	45,30	48,02	49,04	47,35	44,51	48,45	45,27	44,96	52,61	49,78	49,78
138	Totoras - Baños	C2	165	50,12	46,10	53,00	49,62	51,80	44,95	49,32	46,06	45,47	53,17	50,64	50,64
138	Tulcán - Panamericana	C1	115,5	1,08	1,07	1,06	1,07	38,72	1,04	1,06	1,07	20,76	1,16	1,08	1,08
138	Yanacocha - Cumbaratza	C1	90,1	33,78	30,71	17,77	17,61	19,94	11,85	16,61	15,97	19,41	26,36	19,38	19,38
138	Yanacocha - Loja	C1	100	23,93	24,34	24,68	21,56	20,84	20,07	19,73	24,60	27,17	29,20	32,55	32,55

F.12 Nivel de uso de líneas de transmisión de 230 kV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Nivel de uso de líneas de transmisión del SNT (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
230	Chorrillos - Pascuales 1	C1	332	40,74	53,67	79,73	40,79	30,21	22,32	17,10	23,77	23,85	28,21	20,45	20,45
230	Chorrillos - Pascuales 1	C2	332	48,21	53,29	28,19	57,75	29,92	22,32	17,53	19,17	24,05	27,69	20,57	20,57
230	Dos Cerritos - Pascuales	C1	353	39,98	79,92	66,58	50,28	46,05	29,81	47,70	39,68	43,65	33,12	58,74	58,74
230	El Inga - Pomasqui	C1	494	57,31	44,13	46,79	53,90	49,81	48,52	46,88	48,81	44,42	40,17	41,61	41,61
230	El Inga - Pomasqui	C2	494	57,99	44,24	60,25	54,07	49,89	49,08	46,97	48,98	50,18	39,92	40,48	40,48
230	Esclusas - Termoguyayas	C1	247	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Esclusas - Trinitaria	C1	494	32,21	27,16	31,57	29,87	32,17	33,24	25,25	29,48	30,85	26,10	37,37	37,37
230	Jivino - Shushufindi	C1	297	71,00	2,63	2,81	2,71	33,33	2,59	2,59	12,01	2,65	17,27	2,76	2,76
230	Jivino - Shushufindi	C2	297	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Machala - Zorritos	C1	332	9,85	12,96	10,71	9,89	9,46	12,32	13,00	13,63	13,91	10,31	10,19	10,19
230	Machala - Zorritos	C2	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Milagro - Dos Cerritos	C1	353	55,68	55,60	59,32	56,01	61,32	60,90	62,33	69,06	74,94	55,38	85,78	85,78
230	Milagro - Esclusas	C1	494	56,85	58,19	58,09	57,83	64,18	73,67	51,99	62,80	65,87	60,88	66,76	66,76
230	Milagro - Machala	C1	494	1,25	1,22	1,40	1,18	20,04	11,38	12,40	17,20	12,95	-	-	-
230	Milagro - Machala	C2	494	16,65	19,02	23,01	17,52	20,04	20,04	20,01	20,91	22,86	15,85	17,42	17,42
230	Milagro - Pascuales	C1	353	48,74	49,55	48,63	49,75	57,21	55,37	57,91	65,47	70,62	48,47	79,90	79,90
230	Milagro - Zhoray	C1	342	71,03	69,09	65,07	62,27	75,61	75,46	73,42	73,43	77,42	51,77	74,86	74,86
230	Milagro - Zhoray	C2	342	71,76	70,68	70,85	64,18	77,41	77,12	74,08	74,46	79,64	58,35	75,98	75,98
230	Molino - Pascuales	C1	342	72,13	68,76	58,27	65,20	68,86	75,84	70,35	74,99	75,24	53,30	73,01	73,01
230	Molino - Pascuales	C2	342	71,28	68,00	57,76	64,58	68,11	75,18	72,55	74,34	74,49	52,85	72,36	72,36
230	Molino - Riobamba	C1	342	46,77	52,08	56,58	42,02	31,65	40,28	-	-	-	-	-	-
230	Molino - Taday	C1	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Molino - Taday	C2	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Molino - Totoras	C1	342	50,40	57,62	61,17	43,06	34,82	36,02	-	-	-	-	-	-
230	Nueva Prosperina - Trinitaria	C1	353	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Pascuales - Esclusas	C1	353	20,32	23,88	25,37	28,05	19,83	-	-	-	-	-	-	-
230	Pascuales - Nueva Prosperina	C1	353	30,00	26,44	38,42	24,35	28,84	27,08	48,83	25,82	28,08	24,75	31,12	31,12
230	Pomasqui - Jamondino 1	C1	332	30,51	19,45	64,21	52,02	29,82	24,61	16,68	21,64	27,54	22,39	19,55	19,55
230	Pomasqui - Jamondino 1	C2	332	36,18	19,57	64,13	51,81	25,85	22,49	12,08	19,29	30,24	37,92	24,74	24,74
230	Pomasqui - Jamondino 2	C1	332	36,42	19,80	23,17	41,69	29,82	26,04	16,42	21,49	44,80	26,52	90,90	90,90
230	Pomasqui - Jamondino 2	C2	332	36,53	19,49	19,96	41,73	29,82	26,04	16,79	22,29	18,96	23,57	90,84	90,84
230	Quevedo - Baba	C1	353	62,36	66,80	60,96	57,99	60,39	62,33	44,69	44,96	55,85	46,63	53,73	53,73
230	Quevedo - Chorrillos	C1	332	40,63	53,59	79,56	45,71	39,58	36,82	33,53	28,25	30,35	47,18	45,90	45,90
230	Quevedo - Chorrillos	C2	332	40,96	54,86	56,76	45,65	39,37	36,48	23,50	29,81	35,04	47,45	38,58	38,58
230	Quevedo - San Gregorio	C1	353	34,98	35,69	67,79	37,91	45,63	45,15	36,71	39,34	36,97	25,28	37,08	37,08
230	San Francisco - Totoras	C1	332	33,93	32,89	48,95	33,38	33,28	32,99	33,70	33,99	33,55	29,68	3,02	3,02
230	San Francisco - Totoras	C2	332	33,77	32,68	44,28	33,22	33,10	32,79	33,51	33,80	33,47	29,66	2,96	2,96
230	San Rafael - Jivino	C1	297	15,03	16,67	26,52	14,13	33,33	15,40	14,80	17,67	24,35	15,12	19,53	19,53
230	San Rafael - Jivino	C2	297	13,11	16,87	26,38	15,07	33,33	15,51	14,88	16,19	24,42	18,12	15,61	15,61
230	Santa Rosa - El Inga	C1	494	65,58	56,61	58,94	59,39	59,86	57,59	59,74	57,85	56,91	62,46	59,64	59,64
230	Santa Rosa - El Inga	C2	494	65,88	56,81	58,15	59,52	60,05	57,76	60,04	57,98	56,93	62,58	59,69	59,69
230	Santa Rosa - Pomasqui	C1	332	20,85	17,05	16,31	32,30	29,82	15,44	19,37	15,23	16,23	27,86	21,74	21,74
230	Santa Rosa - Pomasqui	C2	332	20,80	17,52	16,63	31,25	29,82	15,31	18,13	15,38	16,21	27,66	22,23	22,23
230	Santa Rosa - Santo Domingo	C1	342	63,98	61,90	55,56	61,29	62,60	84,53	62,79	61,83	67,26	61,05	56,89	56,89
230	Santa Rosa - Santo Domingo	C2	342	64,14	62,54	55,35	60,94	62,39	84,33	62,69	62,46	67,02	60,63	56,59	56,59
230	Santa Rosa - Totoras	C1	342	49,94	46,40	49,55	46,59	37,56	44,59	38,31	46,36	54,71	51,39	38,44	38,44
230	Santa Rosa - Totoras	C2	342	51,40	47,29	49,62	45,54	36,28	43,95	37,62	45,45	53,31	51,43	37,45	37,45
230	Santo Domingo - Baba	C1	353	62,72	56,89	51,23	48,60	50,42	62,54	39,96	44,90	55,88	46,94	45,82	45,82
230	Santo Domingo - Quevedo	C1	353	63,05	61,24	55,28	52,78	54,09	62,24	40,18	45,07	56,23	46,94	53,86	53,86
230	Sopladora - Esclusas	C1	494	50,58	49,95	53,43	51,73	52,89	50,58	52,60	63,32	69,15	54,83	70,93	70,93
230	Sopladora - Milagro	C1	494	59,14	58,75	59,87	59,67	60,60	61,20	43,42	60,99	67,04	62,17	67,52	67,52
230	Taday - Riobamba	C1	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Taday - Totoras	C1	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	Totoras - Riobamba	C1	342	59,95	64,29	70,18	53,80	48,24	32,12	31,04	35,99	52,50	54,05	39,33	39,33
230	Zhoray - Molino	C1	353	67,70	52,82	65,13	60,04	87,84	64,60	68,74	62,38	63,64	44,96	58,36	58,36
230	Zhoray - Molino	C2	353	67,90	52,54	80,20	60,13	84,48	64,60	69,10	62,65	64,38	45,10	58,58	58,58

F.13 Nivel de uso de líneas de transmisión de 500 kV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Nivel de uso de líneas de transmisión del SNT (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1	C1	1.732,05	42,77	28,49	34,14	32,78	32,61	42,27	31,93	38,37	31,57	45,72	38,03	38,03
500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	C1	1.732,05	32,07	50,65	30,71	32,49	32,25	32,09	31,57	41,17	31,25	31,58	30,87	30,87
500	San Rafael - El Inga 1	C1	1.732,01	62,83	27,31	29,92	30,46	30,45	30,93	30,64	49,79	29,87	30,22	31,46	31,46
500	San Rafael - El Inga 2	C1	1.732,05	31,91	58,52	56,57	30,92	30,90	31,32	30,95	39,51	29,78	31,38	30,31	30,31
500	Tisaleo - Chorrillos	C1	1.732,05	6,74	5,80	6,99	6,64	6,60	5,73	5,85	5,59	5,97	7,05	7,57	7,57

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	19,50	20,03	19,24	19,56	19,20	19,09	19,04	19,36	19,38	19,45	19,49	20,29
	USD	55.101,08	56.720,65	54.470,87	55.224,64	54.246,09	54.073,09	53.970,51	54.807,79	54.793,92	55.111,21	55.137,37	57.339,25
CNEL-EI Oro	MW	188,32	190,40	191,04	196,19	197,33	180,92	173,54	174,40	176,93	176,35	183,31	188,14
	USD	532.197,56	539.108,60	540.809,98	553.920,42	557.564,21	512.338,24	491.933,94	493.687,46	500.155,94	499.719,42	518.596,09	531.544,50
CNEL-Esmeraldas	MW	93,59	91,53	94,78	95,52	94,84	89,79	92,00	94,23	92,18	90,92	90,96	96,94
	USD	264.480,23	259.164,00	268.299,30	269.691,84	267.983,51	254.253,81	260.811,17	266.764,03	260.568,01	257.650,03	257.321,55	273.896,89
CNEL-Guayaquil	MW	877,05	867,90	885,80	906,70	880,89	802,40	784,49	786,66	823,01	776,73	843,43	856,68
	USD	2.478.597,46	2.457.449,08	2.507.555,93	2.560.007,22	2.488.980,40	2.272.227,17	2.223.846,34	2.226.910,45	2.326.551,28	2.201.001,42	2.386.136,16	2.420.367,93
CNEL-Guayas Los Ríos	MW	344,39	326,99	330,20	357,96	334,68	333,63	312,19	317,02	340,39	320,94	347,94	338,99
	USD	973.265,20	925.862,49	934.732,10	1.010.681,57	945.657,12	944.784,06	884.975,93	897.426,97	962.247,63	909.422,44	984.359,52	957.734,84
CNEL-Los Ríos	MW	79,60	76,28	78,35	80,91	79,18	75,57	72,07	72,09	74,81	72,46	79,61	77,11
	USD	224.963,89	215.991,04	221.797,47	228.430,61	223.731,63	213.993,81	204.311,70	204.078,39	211.485,29	205.323,32	225.225,74	217.862,67
CNEL-Manabí	MW	288,06	283,50	288,17	290,25	289,37	267,92	272,00	272,12	274,58	273,61	278,67	291,38
	USD	814.070,20	802.737,71	815.756,73	819.492,00	817.614,77	758.688,62	771.048,50	770.332,20	776.191,88	775.329,16	788.395,70	823.232,19
CNEL-Milagro	MW	112,03	126,80	113,92	151,92	144,61	132,90	129,27	133,06	147,21	141,66	152,36	152,25
	USD	316.602,24	359.022,08	322.495,12	428.937,07	408.585,61	376.347,67	366.444,31	376.683,18	416.133,07	401.408,16	431.037,08	430.164,13
CNEL-Sta. Elena	MW	109,60	113,43	110,16	109,62	107,26	96,28	98,94	101,13	99,34	97,89	98,70	130,73
	USD	309.722,36	321.162,07	311.855,42	309.494,00	303.066,79	272.658,56	280.459,56	286.276,53	280.830,05	277.379,48	279.223,46	369.364,35
CNEL-Sto. Domingo	MW	103,49	102,81	103,51	108,30	106,75	104,97	104,62	107,45	109,38	107,21	108,35	107,72
	USD	292.482,31	291.104,82	293.005,97	305.778,98	301.636,45	297.263,55	296.579,04	304.168,41	309.213,61	303.804,76	306.525,39	304.352,30
CNEL-Sucumbios	MW	92,02	94,21	94,48	93,99	99,75	102,00	100,20	100,73	109,48	107,33	107,93	107,89
	USD	260.044,23	266.768,68	267.465,40	265.370,34	281.835,37	288.855,06	284.033,59	285.153,22	309.475,00	304.141,38	305.349,45	304.819,87
Coazucar	MW	0,97	1,01	0,96	0,90	0,99	1,84	2,45	20,61	19,18	16,14	17,53	25,21
	USD	2.607,39	2.720,03	2.582,39	2.404,87	2.661,03	4.939,94	6.587,03	55.381,13	51.545,41	43.362,02	47.100,46	67.748,44
E.E. Ambato	MW	120,66	121,98	122,32	122,98	122,83	122,38	121,44	121,60	124,11	125,38	126,67	124,99
	USD	182.401,40	184.750,35	185.219,94	185.726,38	185.640,13	185.365,30	184.142,91	184.135,22	187.672,08	190.045,38	191.681,38	188.886,33
E.E. Azogues	MW	18,75	18,71	18,98	18,99	19,17	18,93	18,74	11,54	11,87	12,18	12,21	12,10
	USD	14.975,76	14.964,93	15.180,22	15.148,29	15.303,28	15.149,26	15.010,22	9.232,70	9.483,64	9.748,73	9.757,31	9.658,86
E.E. Centro Sur	MW	184,02	186,57	189,32	187,90	189,02	189,76	185,63	183,62	190,19	193,53	194,93	192,28
	USD	360.200,80	365.902,10	371.201,33	367.457,71	369.924,24	372.189,91	364.468,69	360.022,64	372.395,48	379.836,16	381.975,21	376.266,08
E.E. Cotopaxi	MW	83,30	86,45	97,65	84,15	83,31	85,64	89,03	87,12	102,56	88,05	84,78	86,35
	USD	148.035,32	153.936,04	173.844,27	149.414,63	148.029,67	152.518,04	158.713,84	155.085,85	182.324,16	156.908,88	150.834,56	153.429,36
E.E. Norte	MW	107,51	107,88	102,95	102,44	101,31	100,37	99,58	100,51	103,18	105,53	103,67	102,60
	USD	234.782,11	236.026,79	225.191,78	223.503,62	221.187,65	219.637,31	218.121,15	219.869,43	225.378,35	231.067,82	226.629,74	223.986,75
E.E. Quito	MW	702,26	698,85	706,19	708,07	700,47	704,16	687,32	656,63	709,73	678,95	671,02	667,35
	USD	2.252.340,26	2.245.717,26	2.268.771,31	2.268.863,61	2.246.181,28	2.263.024,18	2.211.226,12	2.109.557,17	2.276.975,57	2.183.459,27	2.154.472,10	2.139.813,21
E.E. Riobamba	MW	71,18	71,86	70,83	71,99	69,93	71,11	69,62	62,14	62,67	64,20	63,75	61,91
	USD	76.037,12	76.909,53	75.789,22	76.832,12	74.688,66	76.121,46	74.600,72	66.493,99	66.971,11	68.760,72	68.177,20	66.113,23
E.E. Sur	MW	64,70	68,54	65,98	65,90	65,57	65,32	64,49	65,45	66,65	66,72	67,00	66,57
	USD	44.184,76	46.896,98	45.137,65	44.966,10	44.774,37	44.700,83	44.180,13	44.778,32	45.532,44	45.687,25	45.804,67	45.451,85
Ecoelectric	MW	6,06	-	-	-	-	11,83	7,35	20,52	22,61	19,97	19,97	19,06
	USD	16.275,38	-	-	-	-	31.778,32	19.745,32	53.805,34	55.129,63	60.748,18	53.654,75	51.206,09
Ecoluz	MW	4,95	5,05	5,19	5,08	5,33	5,23	5,25	5,24	5,10	4,84	4,84	3,99
	USD	13.291,82	13.559,64	13.939,92	13.640,66	14.326,07	14.052,60	14.107,22	14.074,79	13.714,38	13.016,92	12.993,41	10.724,97
Enermax	MW	8,94	8,85	11,34	16,00	15,81	15,44	20,21	20,14	20,51	20,44	20,92	21,44
	USD	24.011,25	23.766,55	30.473,19	42.981,68	42.488,23	41.476,10	54.296,97	54.117,81	55.099,61	54.933,38	56.210,31	57.607,42
EPMAPS	MW	4,28	4,26	4,42	4,39	4,45	4,54	4,53	4,58	4,73	4,74	4,62	4,58
	USD	11.487,22	11.453,58	11.866,54	11.805,24	11.967,23	12.187,77	12.163,96	12.314,84	12.716,78	12.743,52	12.410,74	12.311,40
Hidroabánico	MW	44,55	38,24	37,67	37,89	38,74	39,04	38,35	39,72	39,55	39,78	43,15	43,84
	USD	119.695,39	102.743,93	101.222,19	101.815,48	104.084,76	104.887,43	103.042,15	106.727,06	106.275,03	106.899,09	115.937,10	117.808,19
Hidroabánico_Novopan	MW	-	6,34	6,86	6,24	6,49	6,17	6,18	0,00	5,65	6,14	5,63	7,34
	USD	-	17.038,18	18.438,96	16.762,76	17.436,32	16.590,88	16.602,38	4,59	15.189,06	16.495,64	15.127,96	19.719,48
Hidroalto	MW	42,91	43,21	43,82	43,44	44,00	43,27	42,96	43,91	43,55	43,81	45,07	44,08
	USD	115.287,66	116.093,83	117.753,97	116.735,39	118.227,59	116.279,79	115.440,91	117.982,74	117.022,03	117.721,15	121.109,86	118.434,99
Hidronormandía	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,70	26,59	29,16
	USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.670,03	71.445,18	78.350,15
Hidrosanbartolo	MW	53,20	52,10	44,50	41,67	41,82	40,87	40,90	40,53	42,02	40,47	44,48	43,67
	USD	142.950,99	139.981,64	119.560,76	111.955,25	112.378,78	109.810,12	109.893,22	108.914,48	112.903,14	108.752,46	119.522,58	117.328,36
Otros Sistemas	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	USD	495.682,86	128.111,95	30.982,70	86.722,78	30,31	6.247,39	4.182,41	9.886,98	15.695,59	687,62	923,97	111.145,30
San Carlos	MW	-	-	-	-	-	7,15	1,79	0,97	8,89	0,00	-	2,66
	USD	-	-	-	-	-	19.208,44	4.817,40	2.606,59	23.900,11	11,84	-	7.142,69
Potencia Máxima (MW)		3.825,86	3.813,75	3.838,64	3.928,93	3.863,12	3.738,52	3.664,15	3.662,60	3.847,37	3.741,78	3.867,57	3.927,30
Valor Fijo (USD)		10.775.774,25	10.375.664,53	10.345.400,63	10.643.765,26	10.380.231,53	10.051.648,71	9.849.757,34	9.851.280,30	10.353.569,28	10.054.846,84	10.393.076,00	10.663.812,08

G.1 Energía producida por tipo de empresa, periodo 2009-2018 (GWh) 1/2

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Eólica	Eólica	CELEC-Gensur	-	-	-	-	53,25	75,84	92,46	78,02	67,19	73,70		
		Eolicisa	3,20	3,43	3,34	2,40	3,45	3,86	3,40	1,31	-	-		
	Total Eólica		3,20	3,43	3,34	2,40	56,70	79,70	95,86	79,33	67,19	73,70		
	Hidráulica	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65	6.488,44	
			CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	101,48
			CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	261,71
			CELEC-Hidroagoyán	1.197,82	1.056,84	1.084,56	2.326,64	2.592,75	2.551,88	2.893,12	2.436,28	2.379,54	2.094,80	
			CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	-	-	6,84	20,37	22,30
			CELEC-Hidronación	599,27	773,79	657,39	1.051,04	832,86	948,18	1.080,85	1.224,90	1.208,97	992,33	
			CELEC-Hidropaute	4.796,31	4.311,05	6.757,90	7.128,86	5.866,05	6.129,63	7.003,82	6.910,98	7.527,61	7.732,61	
			Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	-	-	36,73	212,35	210,60
			Elecaustro	204,73	173,23	240,95	325,60	385,03	394,87	442,54	381,32	418,16	379,80	
			ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,31
			EPMAPS	150,32	137,41	145,60	146,80	177,62	171,78	171,77	170,39	170,55	96,99	
			Hidropastaza	1.064,82	1.043,88	913,52	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrosibimbe			86,19	87,95	105,23	100,50	85,71	99,35	106,25	99,80	100,62	80,42		
Hidrosigchos			-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,60	99,17	
Hidotambo			-	-	-	-	-	-	-	-	32,04	42,29	40,56	
Hidotavalo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,64	4,89			
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	-	-	1,79	28,59	46,08			
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57,84			
Total Hidráulica		8.099,47	7.584,15	9.905,14	11.079,45	9.940,02	10.295,69	11.842,66	14.565,07	18.380,96	18.717,33			
Generadora	Solar	Altgenotec	-	-	-	-	-	0,84	0,92	1,11	1,07	1,10		
		Brineforcorp	-	-	-	-	-	0,34	1,40	1,21	1,17	1,22		
		Electrisol	-	-	-	-	-	1,54	1,71	1,65	1,61	1,67		
		Enersol	-	-	-	-	0,54	0,73	0,69	0,67	0,67	0,67		
		Epfotovoltaica	-	-	-	-	1,22	2,99	3,00	3,06	2,91	2,98		
		Genrenotec	-	-	-	-	-	0,82	1,09	1,12	1,09	1,12		
		Gonzanergy	-	-	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64	1,65		
		Gransolar	-	-	-	-	-	2,72	5,80	5,93	5,65	5,82		
		Lojaenergy	-	-	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52	1,55		
		Renova Loja	-	-	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37	1,37		
		Sabiangosolar	-	-	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50	1,56		
		San Pedro	-	-	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66	1,68		
		Sanersol	-	-	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25	1,21		
		Sansau	-	-	-	-	-	0,72	1,29	1,31	1,04	1,19		
		Saracaysol	-	-	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27	1,22		
		Solchacras	-	-	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10	1,15		
		Solhuaqui	-	-	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14	1,14		
		Solsantonio	-	-	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15	1,16		
		Solsantros	-	-	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28	1,26		
		Surenergy	-	-	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45	1,46		
Valsolar	-	-	-	-	1,34	1,34	1,46	1,51	1,44	1,40				
Wildtecsa	-	-	-	-	-	0,72	1,29	1,31	1,26	1,19				
Total Solar		-	-	-	-	3,10	14,71	33,30	35,81	34,24	34,77			
Térmica	Térmica	CELEC-Electroguayas	2.015,02	2.884,65	2.288,59	2.056,05	2.606,03	2.847,47	2.518,55	2.017,98	1.111,24	1.610,49		
		CELEC-Termoesmeraldas	1.013,24	486,15	780,06	1.446,95	1.763,33	1.862,64	1.795,73	1.426,80	803,23	739,70		
		CELEC-Termogas Machala	921,02	1.030,25	717,58	1.244,23	1.460,36	1.631,17	1.506,70	1.470,41	1.238,74	899,98		
		CELEC-Termomanabí	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	356,63	
		CELEC-Termopichincha	285,55	1.081,52	885,71	891,24	1.066,17	1.151,09	1.264,75	1.091,71	436,00	393,84		
		Elecaustro	86,49	59,41	73,59	69,45	88,30	92,37	86,18	55,21	14,48	31,07		
		Electroquil	546,23	514,78	228,88	225,22	258,28	280,48	373,73	241,42	-	-		
		Generoca	172,82	170,41	141,64	126,93	129,40	132,77	116,98	89,90	6,15	40,67		
		Intervisa Trade	136,92	328,90	229,03	60,78	169,81	183,13	297,25	126,58	-	-		
		Termoguayas	577,93	595,79	540,97	546,45	632,93	623,19	622,91	432,17	64,87	-		
Total Térmica		5.755,23	7.151,87	5.886,05	6.667,29	8.174,60	8.804,31	8.582,79	6.952,18	3.674,72	4.072,38			
Biogas	Biogas	EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	-	3,62	5,28		
		Gasgreen	-	-	-	-	-	-	-	12,88	24,21	40,25		
Total Biogas		-	-	-	-	-	-	-	12,88	27,82	45,52			
Total Generadora			13.857,90	14.739,45	15.794,54	17.749,14	18.174,42	19.194,41	20.554,61	21.645,27	22.184,93	22.943,70		
Distribuidora	Eólica	E.E. Galápagos	-	-	-	-	-	0,04	2,95	4,63	6,21	6,56		
		Total Eólica		-	-	-	-	-	0,04	2,95	4,63	6,21	6,56	
	Hidráulica	Hidráulica	CNEL-Bolívar	3,28	4,51	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	
			CNEL-Sucumbios	0,96	0,74	0,90	0,66	-	-	-	-	-	-	
			E.E. Ambato	11,02	10,02	8,87	12,60	9,64	9,89	12,70	11,47	13,08	12,89	
			E.E. Centro Sur	0,55	0,39	-	-	-	-	-	-	-	-	
			E.E. Cotopaxi	53,94	51,55	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80	58,96	
			E.E. Norte	46,83	50,24	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30	56,03	
			E.E. Quito	408,44	357,99	463,08	395,74	342,67	378,32	306,54	303,48	367,78	351,26	
			E.E. Riobamba	96,28	104,07	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90	90,62	
			E.E. Sur	16,41	15,60	16,84	18,09	17,79	18,46	13,84	16,73	18,12	16,62	
	Total Hidráulica		637,70	595,10	722,76	647,59	585,08	639,77	556,17	538,39	625,98	586,39		
	Solar	Solar	E.E. Ambato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	
			E.E. Centro Sur	-	-	0,05	0,31	0,54	0,59	0,66	0,73	0,74	0,72	
			E.E. Galápagos	0,01	-	0,01	0,02	0,02	1,18	2,09	2,22	2,50	2,56	
Total Solar		0,01	-	0,06	0,33	0,56	1,77	2,76	2,94	3,24	3,31			
Térmica	Térmica	CNEL-Bolívar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
		CNEL-EI Oro	1,95	0,09	0,03	-	-	-	-	-	-	-		
		CNEL-Guayaquil	399,47	603,35	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78	68,58		
		CNEL-Manabí	5,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
		CNEL-Milagro	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
		CNEL-Sucumbios	54,57	61,21	46,59	14,49	-	-	-	-	-	-		
		E.E. Ambato	0,67	0,21	0,51	0,42	0,83	0,30	0,38	0,50	0,00	-		
		E.E. Centro Sur	-	-	-	0,34	0,94	0,68	0,02	0,00	-	0,00		
		E.E. Galápagos	28,39	29,27	31,89	36,73	37,04	42,32	45,46	13,98	-	-		
		E.E. Norte	4,29	2,42	-	-	-	-	-	-	-	-		
E.E. Quito	193,25	199,65	156,33	147,53	176,56	172,96	178,63	109,87	23,41	49,93				
E.E. Riobamba	2,79	1,63	-	-	-	-	-	-	-	-				
E.E. Sur	33,21	23,29	14,14	9,95	15,98	8,42	9,60	7,14	0,08	0,15				
Total Térmica		723,59	921,12	586,06	584,66	608,76	640,49	640,00	351,22	70,27	118,67			
Total Distribuidora			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	714,92		

G.1 Energía producida por tipo de empresa, periodo 2009-2018 (GWh) 2/2

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Biomasa		Coazucar	69,27	96,48	94,04	97,80	87,29	102,76	100,38	105,40	104,96	81,84	
		Ecoelectric	76,64	70,51	110,99	110,84	122,56	117,31	105,46	129,32	115,81	121,31	
		San Carlos	70,60	68,57	73,17	87,72	85,93	179,40	201,92	241,79	210,08	179,29	
Total Biomasa			216,52	235,56	278,20	296,35	295,79	399,47	407,75	476,52	430,85	382,44	
Hidráulica		Agua y Gas de Sillunchi	2,53	2,82	1,66	2,19	2,45	2,17	1,74	1,44	2,38	1,76	
		Consejo Provincial De Tungurahua	0,34	0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,20	0,25	-	
		Ecoluz	39,67	30,58	39,58	39,79	42,14	42,24	47,33	46,07	33,98	39,26	
		Electroandina	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Electrocordova	0,10	0,05	0,47	0,13	0,09	0,01	0,31	1,30	1,45	1,23	
		Enermax	81,19	88,35	87,78	92,50	85,38	97,46	104,27	90,28	93,28	82,17	
		Hidroabanico	318,49	299,63	324,82	315,40	321,76	321,85	317,27	319,70	317,47	322,44	
		Hidroalto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146,14	333,04
		Hidroimbabura	-	-	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56	1,95	3,07	-	1,60
		Hidronormandía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126,94
		Hidrosanbartolo	-	-	-	-	-	-	166,01	204,09	417,99	404,41	
		Hidroservice	0,29	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		I.M. Mejía	5,63	7,60	9,88	8,51	7,82	6,94	5,31	2,37	1,78	3,19	
		Moderna Alimentos	4,70	1,70	7,00	6,58	4,82	7,85	3,82	7,24	5,95	7,62	
	Autogeneradora		Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	1,29	1,03	1,32	0,97
		Perlabí	13,95	7,14	14,58	13,49	7,20	7,97	6,32	7,57	11,20	8,80	
		SERMAA EP	1,57	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	1,67	4,67	3,75	3,31	
		UCEM	-	-	-	-	-	-	5,10	4,39	2,67	1,38	
		Vicunha	19,72	17,57	16,96	29,15	37,31	33,45	35,20	38,09	38,99	36,16	
Total Hidráulica			488,24	457,15	505,18	510,69	513,72	522,44	697,44	730,38	1.081,67	1.374,28	
		Agip	192,32	208,71	221,71	229,33	231,94	237,24	210,91	215,32	231,54	248,67	
Térmica		Andes Petro	388,58	362,23	467,85	470,62	471,27	474,03	483,40	471,48	463,15	482,72	
		Moderna Alimentos	-	-	-	0,36	0,52	-	0,02	-	-	-	
		OCP Ecuador	25,03	24,97	24,04	24,05	24,24	21,20	19,14	17,81	18,13	18,27	
		Orion	-	-	-	-	-	-	0,60	6,31	11,26	15,11	
		Petroamazonas	443,28	696,94	712,32	1.071,29	1.309,12	1.137,63	1.283,43	1.813,09	1.980,16	2.163,78	
		Petrobras	68,90	69,26	82,09	-	-	-	-	-	-	-	
		Petroproducción	287,35	227,29	213,76	258,22	-	-	-	-	-	-	
		Repsol	786,81	815,89	805,19	812,85	842,47	831,46	809,79	777,81	691,03	651,95	
		Río Napo	-	-	-	-	-	-	39,45	22,89	-	-	
		Sippec	31,96	28,56	33,45	36,28	42,38	43,26	40,19	38,22	51,07	56,56	
		Tecpetrol	-	-	-	-	-	-	28,96	29,80	28,17	26,52	
		UCEM	-	-	-	-	-	-	-	0,01	0,05	0,03	
		UNACEM	116,44	127,62	96,93	156,21	160,04	163,99	172,63	171,77	155,21	164,62	
		Vicunha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Total Térmica			2.340,66	2.561,47	2.657,34	3.059,20	3.081,99	2.908,82	3.088,51	3.564,51	3.629,76	3.828,24
Total Autogeneradora			3.045,42	3.254,19	3.440,72	3.866,24	3.891,50	3.830,73	4.193,70	4.771,41	5.142,28	5.584,96	
Total general			18.264,62	19.509,85	20.544,14	22.847,96	23.260,33	24.307,21	25.950,19	27.313,86	28.032,91	29.243,59	

G.2 Energía producida por empresa generadora 1/3

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2009	CELEC-Electroguayas	2.015,02	1.912,70	0,17	1.912,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.197,82	1.195,67	-	1.195,67
	CELEC-Hidronación	599,27	589,39	-	589,39
	CELEC-Hidropaute	4.796,31	4.737,89	-	4.737,89
	CELEC-Termoesmeraldas	1.013,24	943,53	-	943,53
	CELEC-Termogas Machala	921,02	901,84	-	901,84
	CELEC-Termopichincha	285,55	275,16	-	275,16
	Elecaastro	291,22	286,06	-	286,06
	Electroquil	546,23	527,58	-	527,58
	Eolicisa	3,20	3,20	-	3,20
	EPMAPS	150,32	124,28	0,09	124,19
	Generoca	172,82	165,35	-	165,35
	Hidropastaza	1.064,82	1.062,76	-	1.062,76
	Hidrosibimbe	86,19	86,19	-	86,19
	Intervisa Trade	136,92	136,53	-	136,53
Termoguayas	577,93	577,93	-	577,93	
Total 2009		13.857,90	13.526,06	0,27	13.525,79
2010	CELEC-Electroguayas	2.884,65	2.756,81	0,15	2.756,67
	CELEC-Hidroagoyán	1.056,84	1.055,19	-	1.055,19
	CELEC-Hidronación	773,79	762,86	-	762,86
	CELEC-Hidropaute	4.311,05	4.296,97	-	4.296,97
	CELEC-Termoesmeraldas	486,15	449,54	-	449,54
	CELEC-Termogas Machala	1.030,25	1.008,96	0,03	1.008,93
	CELEC-Termopichincha	1.081,52	1.075,93	-	1.075,93
	Elecaastro	232,64	228,65	-	228,65
	Electroquil	514,78	498,16	-	498,16
	Eolicisa	3,43	3,43	-	3,43
	EPMAPS	137,41	138,74	49,95	88,79
	Generoca	170,41	162,91	-	162,91
	Hidropastaza	1.043,88	1.042,43	-	1.042,43
	Hidrosibimbe	87,95	87,95	-	87,95
	Intervisa Trade	328,90	327,94	-	327,94
Termoguayas	595,79	595,79	-	595,79	
Total 2010		14.739,45	14.492,27	50,13	14.442,15

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2011	CELEC-Electroguayas	2.288,59	2.169,62	0,25	2.169,36
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	1.083,23	-	1.083,23
	CELEC-Hidronación	657,39	647,83	-	647,83
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	6.737,44	-	6.737,44
	CELEC-Termoesmeraldas	780,06	719,71	-	719,71
	CELEC-Termogas Machala	717,58	702,95	-	702,95
	CELEC-Termopichincha	885,71	861,59	104,00	757,59
	Elecaastro	314,54	309,26	-	309,26
	Electroquil	228,88	221,74	-	221,74
	Eolicisa	3,34	3,34	-	3,34
	EPMAPS	145,60	142,18	29,13	113,05
	Generoca	141,64	135,38	-	135,38
	Hidropastaza	913,52	912,61	-	912,61
	Hidrosibimbe	105,23	105,23	-	105,23
	Intervisa Trade	229,03	228,34	-	228,34
Termoguayas	540,97	540,97	-	540,97	
Total 2011		15.794,54	15.521,44	133,38	15.388,06
2012	CELEC-Electroguayas	2.056,05	1.945,18	0,21	1.944,97
	CELEC-Hidroagoyán	2.326,64	2.323,05	-	2.323,05
	CELEC-Hidronación	1.051,04	1.035,85	-	1.035,85
	CELEC-Hidropaute	7.128,86	7.098,56	-	7.098,56
	CELEC-Termoesmeraldas	1.446,95	1.383,28	-	1.383,28
	CELEC-Termogas Machala	1.244,23	1.219,92	-	1.219,92
	CELEC-Termopichincha	891,24	857,34	100,03	757,31
	Elecaastro	395,05	387,15	-	387,15
	Electroquil	225,22	217,06	-	217,06
	Eolicisa	2,40	2,40	-	2,40
	EPMAPS	146,80	144,18	36,82	107,36
	Generoca	126,93	121,18	-	121,18
	Hidrosibimbe	100,50	100,50	-	100,50
	Intervisa Trade	60,78	60,54	-	60,54
	Termoguayas	546,45	546,45	-	546,45
Total 2012		17.749,14	17.442,64	137,06	17.305,58
2013	CELEC-Electroguayas	2.606,03	2.486,29	1,12	2.485,17
	CELEC-Gensur	53,25	53,06	-	53,06
	CELEC-Hidroagoyán	2.592,75	2.588,27	-	2.588,27

G.2 Energía producida por empresa generadora 2/3

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2013	CELEC-Hidronación	832,86	820,34	-	820,34
	CELEC-Hidropaute	5.866,05	5.830,68	-	5.830,68
	CELEC-Termoesmeraldas	1.763,33	1.699,50	-	1.699,50
	CELEC-Termogas Machala	1.460,36	1.429,52	-	1.429,52
	CELEC-Termopichincha	1.066,17	1.026,78	121,91	904,87
	Elecaastro	473,33	462,92	-	462,92
	Electroquil	258,28	248,99	-	248,99
	Enersol	0,54	0,52	-	0,52
	Eolicisa	3,45	3,45	-	3,45
	Epíotovoltaica	1,22	1,21	-	1,21
	EPMAPS	177,62	175,22	53,19	122,03
	Generoca	129,40	123,25	-	123,25
	Hidrosibimbe	85,71	85,71	-	85,71
	Intervisa Trade	169,81	164,20	-	164,20
	Termoguayas	632,93	632,93	-	632,93
	Valsolar	1,34	1,31	-	1,31
Total 2013		18.174,42	17.834,16	176,22	17.657,94
2014	Allgenotec	0,84	0,83	-	0,83
	Brineforcorp	0,34	0,34	-	0,34
	CELEC-Electroguayas	2.847,47	2.704,22	-	2.704,22
	CELEC-Gensur	75,84	74,70	-	74,70
	CELEC-Hidroagoyán	2.551,88	2.532,19	-	2.532,19
	CELEC-Hidronación	948,18	933,86	-	933,86
	CELEC-Hidropaute	6.129,63	6.094,77	-	6.094,77
	CELEC-Termoesmeraldas	1.862,64	1.747,88	-	1.747,88
	CELEC-Termogas Machala	1.631,17	1.597,45	-	1.597,45
	CELEC-Termopichincha	1.151,09	1.105,74	-	1.105,74
	Elecaastro	487,24	476,66	-	476,66
	Electrisol	1,54	1,45	-	1,45
	Electroquil	280,48	268,66	-	268,66
	Enersol	0,73	0,71	-	0,71
	Eolicisa	3,86	3,86	-	3,86
	Epíotovoltaica	2,99	2,96	-	2,96
	EPMAPS	171,78	168,50	61,58	106,92
	Generoca	132,77	126,94	-	126,94
	Genrenotec	0,82	0,81	-	0,81
	Gonzanergy	0,25	0,25	-	0,25
	Gransolar	2,72	2,72	-	2,72
	Hidrosibimbe	99,35	99,35	-	99,35
	Intervisa Trade	183,13	174,93	-	174,93
	Lojaenergy	0,07	0,07	-	0,07
	Renova Loja	0,05	0,05	-	0,05
	Sabiangosolar	0,04	0,04	-	0,04
	San Pedro	0,26	0,26	-	0,26
	Sanersol	0,25	0,25	-	0,25
	Sansau	0,72	0,71	-	0,71
	Saracaysol	0,25	0,25	-	0,25
	Solchacras	0,15	0,15	-	0,15
	Solhuaqui	0,14	0,14	-	0,14
	Solsantonio	0,12	0,12	-	0,12
Solsantros	0,25	0,25	-	0,25	
Surenergy	0,12	0,12	-	0,12	
Termoguayas	623,19	623,19	-	623,19	
Valsolar	1,34	1,32	-	1,32	
Wildtecsa	0,72	0,71	-	0,71	
Total 2014		19.194,41	18.747,42	61,58	18.685,84
2015	Allgenotec	0,92	0,91	-	0,91
	Brineforcorp	1,40	1,39	-	1,39
	CELEC-Coca Codo Sinclair	144,31	144,31	-	144,31
	CELEC-Electroguayas	2.518,55	2.383,88	-	2.383,88
	CELEC-Gensur	92,46	90,92	-	90,92
	CELEC-Hidroagoyán	2.893,12	2.866,61	-	2.866,61
	CELEC-Hidronación	1.080,85	1.066,03	-	1.066,03
	CELEC-Hidropaute	7.003,82	6.971,29	-	6.971,29
	CELEC-Termoesmeraldas	1.795,73	1.711,79	-	1.711,79
	CELEC-Termogas Machala	1.506,70	1.475,65	-	1.475,65
	CELEC-Termopichincha	1.264,75	1.218,81	-	1.218,81
	Elecaastro	528,73	517,91	-	517,91
	Electrisol	1,71	1,62	-	1,62
	Electroquil	373,73	358,36	-	358,36

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2015	Enersol	0,69	0,67	-	0,67
	Eolicisa	3,40	3,40	-	3,40
	Epíotovoltaica	3,00	2,97	-	2,97
	EPMAPS	171,77	169,33	66,71	102,62
	Generoca	116,98	111,28	-	111,28
	Genrenotec	1,09	1,08	-	1,08
	Gonzanergy	1,56	1,56	-	1,56
	Gransolar	5,80	5,80	-	5,80
	Hidrosibimbe	106,25	106,25	0,64	105,60
	Intervisa Trade	297,25	283,70	-	283,70
	Lojaenergy	1,08	1,08	-	1,08
	Renova Loja	0,95	0,95	-	0,95
	Sabiangosolar	0,59	0,59	-	0,59
	San Pedro	1,58	1,58	-	1,58
	Sanersol	1,34	1,34	-	1,34
	Sansau	1,29	1,28	-	1,28
	Saracaysol	1,35	1,35	-	1,35
	Solchacras	0,99	0,99	-	0,99
	Solhuaqui	1,21	1,21	-	1,21
	Solsantonio	1,15	1,15	-	1,15
Solsantros	1,38	1,38	-	1,38	
Surenergy	1,46	1,46	-	1,46	
Termoguayas	622,91	622,91	-	622,91	
Valsolar	1,46	1,44	-	1,44	
Wildtecsa	1,29	1,28	-	1,28	
Total 2015		20.554,61	20.135,54	67,36	20.068,19
2016	Allgenotec	1,11	1,10	-	1,10
	Brineforcorp	1,21	1,19	-	1,19
	CELEC-Coca Codo Sinclair	3.264,01	3.264,01	-	3.264,01
	CELEC-Electroguayas	2.017,98	1.912,58	-	1.912,58
	CELEC-Gensur	78,02	76,73	-	76,73
	CELEC-Hidroagoyán	2.436,28	2.413,73	-	2.413,73
	CELEC-Hidroazogues	6,84	6,75	-	6,75
	CELEC-Hidronación	1.224,90	1.209,72	-	1.209,72
	CELEC-Hidropaute	6.910,98	6.884,07	-	6.884,07
	CELEC-Termoesmeraldas	1.426,80	1.370,50	-	1.370,50
	CELEC-Termogas Machala	1.470,41	1.439,41	-	1.439,41
	CELEC-Termopichincha	1.091,71	1.055,48	-	1.055,48
	Ecuagesa	36,73	36,16	-	36,16
	Elecaastro	436,53	427,99	-	427,99
	Electrisol	1,65	1,56	-	1,56
	Electroquil	241,42	231,75	-	231,75
	Enersol	0,67	0,63	-	0,63
	Eolicisa	1,31	1,31	-	1,31
	Epíotovoltaica	3,06	3,04	-	3,04
	EPMAPS	170,39	169,89	78,38	91,51
	Gasgreen	12,88	12,44	-	12,44
	Generoca	89,90	85,23	-	85,23
	Genrenotec	1,12	1,11	-	1,11
	Gonzanergy	1,71	1,71	-	1,71
	Gransolar	5,93	5,93	-	5,93
	Hidrosibimbe	99,80	99,80	1,49	98,30
Hidrotambo	32,04	32,04	-	32,04	
Hidrovictoria	1,79	1,78	-	1,78	
Intervisa Trade	126,58	121,01	-	121,01	
Lojaenergy	1,57	1,57	-	1,57	
Renova Loja	1,38	1,38	-	1,38	
Sabiangosolar	1,32	1,32	-	1,32	
San Pedro	1,71	1,71	-	1,71	
Sanersol	1,32	1,32	-	1,32	
Sansau	1,31	1,30	-	1,30	
Saracaysol	1,35	1,35	-	1,35	
Solchacras	1,24	1,24	-	1,24	
Solhuaqui	1,25	1,25	-	1,25	
Solsantonio	1,27	1,27	-	1,27	
Solsantros	1,35	1,35	-	1,35	
Surenergy	1,47	1,47	-	1,47	
Termoguayas	432,17	432,17	-	432,17	
Valsolar	1,51	1,49	-	1,49	
Wildtecsa	1,31	1,31	-	1,31	
Total 2016		21.645,27	21.320,15	79,87	21.240,27



G.2 Energía producida por empresa generadora 3/3

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2017	Altgenotec	1,07	1,06	-	1,06
	Brineforcorp	1,17	1,17	-	1,17
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6,242,65	6,242,65	-	6,242,65
	CELEC-Electroguayas	1.111,24	1.031,11	-	1.031,11
	CELEC-Gensur	67,19	66,10	-	66,10
	CELEC-Hidroaogayán	2.379,54	2.359,80	-	2.359,80
	CELEC-Hidroazogues	20,37	20,18	-	20,18
	CELEC-Hidronación	1.208,97	1.196,50	-	1.196,50
	CELEC-Hidropaute	7.527,61	7.497,37	-	7.497,37
	CELEC-Termoesmeraldas	803,23	754,59	10,51	744,09
	CELEC-Termogas Machala	1.238,74	1.210,13	-	1.210,13
	CELEC-Termopichincha	436,00	424,97	-	424,97
	Ecuagesa	212,35	209,58	-	209,58
	Elecaustro	432,64	424,97	-	424,97
	Electrisol	1,61	1,52	-	1,52
	EMAC-BGP	3,62	3,55	-	3,55
	Enersol	0,67	0,63	-	0,63
	Epfotovoltaica	2,91	2,88	-	2,88
	EPMAPS	170,55	167,68	94,43	73,25
	Gasgreen	24,21	23,16	-	23,16
	Generoca	6,15	5,83	-	5,83
	Genrenotec	1,09	1,08	-	1,08
	Gonzanergy	1,64	1,64	-	1,64
	Gransolar	5,65	5,65	-	5,65
	Hidrosibimbe	100,62	100,62	0,21	100,41
	Hidrosigchos	25,60	25,59	-	25,59
	Hidrotambo	42,29	42,29	-	42,29
	Hidrotavalo	3,64	3,64	3,64	-
	Hidrovictoria	28,59	28,57	-	28,57
	Lojaenergy	1,52	1,52	-	1,52
	Renova Loja	1,37	1,37	-	1,37
	Sabiangosolar	1,50	1,50	-	1,50
	San Pedro	1,66	1,66	-	1,66
	Sanersol	1,25	1,25	-	1,25
	Sansau	1,04	1,03	-	1,03
	Saracaysol	1,27	1,27	-	1,27
	Solchacras	1,10	1,10	-	1,10
	Solhuaguí	1,14	1,14	-	1,14
	Solsantonió	1,15	1,15	-	1,15
	Solsantros	1,28	1,28	-	1,28
	Surenergy	1,45	1,45	-	1,45
	Termoguayas	64,87	64,87	-	64,87
	Valsolar	1,44	1,42	-	1,42
Wildtecsa	1,26	1,25	-	1,25	
Total 2017		22.184,93	21.937,79	108,79	21.829,01
2018	Altgenotec	1,10	1,09	-	1,09
	Brineforcorp	1,22	1,22	-	1,22
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.488,44	6.488,44	-	6.488,44
	CELEC-Electroguayas	1.610,49	1.498,46	-	1.498,46
	CELEC-Enerjubones	101,48	101,25	-	101,25
	CELEC-Gensur	335,41	331,49	-	331,49
	CELEC-Hidroaogayán	2.094,80	2.082,58	-	2.082,58
	CELEC-Hidroazogues	22,30	22,14	-	22,14
	CELEC-Hidronación	992,33	982,77	-	982,77
	CELEC-Hidropaute	7.732,61	7.705,08	-	7.705,08
	CELEC-Termoesmeraldas	739,70	674,20	88,04	586,16
	CELEC-Termogas Machala	899,98	877,73	-	877,73
	CELEC-Termomanabí	356,63	352,11	-	352,11
	CELEC-Termopichincha	393,84	383,30	-	383,30
	Ecuagesa	210,60	208,00	-	208,00
	Elecaustro	410,88	405,03	-	405,03
	Electrisol	1,67	1,58	-	1,58
	ElitEnergy	7,31	7,24	-	7,24
	EMAC-BGP	5,28	5,16	-	5,16
	Enersol	0,67	0,64	-	0,64
	Epfotovoltaica	2,98	2,96	-	2,96
	EPMAPS	96,99	63,87	22,64	41,22
	Gasgreen	40,25	39,52	-	39,52
	Generoca	40,67	38,84	-	38,84
	Genrenotec	1,12	1,11	-	1,11
	Gonzanergy	1,65	1,65	-	1,65
	Gransolar	5,82	5,82	-	5,82
	Hidrosibimbe	80,42	80,42	-	80,42
	Hidrosigchos	99,17	99,15	-	99,15
	Hidrotambo	40,56	40,56	-	40,56
	Hidrotavalo	4,89	4,89	-	4,89
	Hidrovictoria	46,08	46,08	-	46,08
	IPNEGAL	57,84	57,21	-	57,21
	Lojaenergy	1,55	1,55	-	1,55
	Renova Loja	1,37	1,37	-	1,37
	Sabiangosolar	1,56	1,56	-	1,56
	San Pedro	1,68	1,68	-	1,68
	Sanersol	1,21	1,21	-	1,21
	Sansau	1,19	1,19	-	1,19
	Saracaysol	1,22	1,22	-	1,22
	Solchacras	1,15	1,15	-	1,15
	Solhuaguí	1,14	1,14	-	1,14
	Solsantonió	1,16	1,16	-	1,16
Solsantros	1,26	1,26	-	1,26	
Surenergy	1,46	1,46	-	1,46	
Valsolar	1,40	1,39	-	1,39	
Wildtecsa	1,19	1,19	-	1,19	
Total 2018		22.943,70	22.630,08	110,68	22.519,40

G.3 Energía producida por empresa autogeneradora 1/3

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)	
2009	Agip	192.316,55	183.581,60	183.581,60	-	
	Agua y Gas de Sillunchi	2.530,58	2.530,57	2.494,56	36,01	
	Andes Petro	388.581,43	374.453,83	374.453,83	-	
	Consejo Provincial De Tungurahua	335,16	335,16	-	335,16	
	Ecoelectric	76.644,08	69.374,80	29.187,74	40.187,06	
	Ecoluz	39.670,04	36.902,69	-	36.902,69	
	Electroandina	58,24	58,24	-	58,24	
	Electrocordova	102,00	102,00	-	102,00	
	Enermax	81.188,64	98.378,84	51.036,78	47.342,06	
	Hidroabanico	318.494,33	321.138,82	-	321.138,82	
	Hidroservice	290,00	290,00	-	290,00	
	I.M. Mejía	5.630,60	5.630,60	-	5.630,60	
	Moderna Alimentos	4.696,23	4.696,08	65,41	4.630,67	
	Perlabí	13.953,68	13.900,18	13.900,18	0,00	
	Petroamazonas	443.276,77	434.144,33	434.144,33	0,00	
	Petrobras	68.899,46	60.927,08	60.927,08	0,00	
	Petroproducción	287.350,82	278.730,30	278.730,30	0,00	
	Repsol	786.813,54	773.926,74	773.926,74	0,00	
	San Carlos	70.603,52	68.016,87	34.717,49	33.299,38	
	Sipéc	31.955,18	31.434,67	31.434,67	-	
	Vicunha	19.715,24	18.693,65	17.132,92	1.560,73	
	SERMAA EP	1.571,00	1.571,00	-	1.571,00	
	UNACEM	116.441,40	142.054,78	132.254,72	9.800,06	
	OCP Ecuador	25.026,33	31.071,41	31.071,41	-	
	Coazucar	69.272,20	69.602,07	38.919,55	30.682,52	
	Total 2009		3.045.417,01	3.021.546,30	2.487.979,30	533.566,99
	2010	Agip	208.709,19	199.960,74	199.960,74	0,00
Agua y Gas de Sillunchi		2.821,84	2.821,84	2.790,32	31,52	
Andes Petro		362.230,13	348.474,78	348.474,78	-	
Consejo Provincial de Tungurahua		325,62	325,62	-	325,62	
Ecoelectric		70.513,13	63.288,41	28.541,67	34.746,75	
Ecoluz		30.581,15	29.718,24	-	29.718,24	
Electrocordova		52,33	52,33	-	52,33	
Enermax		88.351,66	91.099,28	-	91.099,28	
Hidroabanico		299.626,80	310.759,89	-	310.759,89	
Hidroservice		49,90	49,90	-	49,90	
I.M. Mejía		7.599,50	7.599,50	-	7.599,50	
Moderna Alimentos		1.696,87	1.696,70	982,07	714,63	
Perlabí		7.140,69	7.102,77	7.102,77	-	
Petroamazonas		696.944,85	683.438,73	683.438,73	0,00	
Petrobras		69.260,52	61.529,47	61.529,47	0,00	
Petroproducción		227.289,45	220.470,77	220.470,77	0,00	
Repsol		815.886,97	801.731,23	801.731,23	0,00	
San Carlos		68.568,61	65.952,36	36.396,14	29.556,22	
Sipéc		28.556,14	27.962,99	27.962,99	-	
Vicunha		17.569,60	16.785,24	16.472,29	312,95	
SERMAA EP		1.335,40	1.335,40	-	1.335,40	
UNACEM		127.621,69	151.536,59	145.420,35	6.116,24	
OCP Ecuador		24.973,60	28.727,20	28.727,20	0,00	
Coazucar		96.480,14	96.591,92	45.570,61	51.021,31	
Total 2010			3.254.185,78	3.219.011,90	2.655.572,11	563.439,78

G.3 Energía producida por empresa autogeneradora 2/3

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2011	Agip	221.710,04	213.062,94	213.062,94	-
	Agua y Gas de Sillunchi	1.662,12	1.662,12	1.634,48	27,64
	Andes Petro	467.850,02	452.971,82	452.971,82	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	590,28	590,28	-	590,28
	Ecoelectric	110.991,41	104.029,10	39.104,86	64.924,24
	Ecoluz	39.579,51	38.430,51	-	38.430,51
	Electrocordova	469,57	469,57	-	469,57
	Enermax	87.782,09	87.768,13	-	87.768,13
	Hidroabánico	324.815,09	327.121,14	-	327.121,14
	Hidroimbabura	504,12	504,12	-	504,12
	I.M. Mejía	9.877,56	9.877,56	-	9.877,56
	Moderna Alimentos	7.004,42	7.004,19	-	7.004,19
	Perlabí	14.577,51	14.539,11	-	14.539,11
	Petroamazonas	712.321,05	697.646,65	697.646,65	0,00
	Petrobras	82.094,89	73.821,64	73.821,64	-
	Petroproducción	213.757,04	207.344,33	207.344,33	0,00
	Repsol	805.192,87	789.923,91	789.923,91	0,00
	San Carlos	73.173,19	71.536,25	38.207,17	33.329,08
	Sipac	33.445,44	32.345,88	32.345,88	0,00
	Vicunha	16.962,75	15.693,45	15.562,34	131,11
	SERMAA EP	1.357,15	1.357,15	-	1.357,15
UNACEM	96.926,15	157.127,55	156.649,53	478,02	
OCP Ecuador	24.038,69	28.895,55	28.895,55	0,00	
Coazucar	94.035,77	94.395,22	45.378,59	49.016,63	
Total 2011		3.440.718,72	3.428.118,15	2.792.549,68	635.568,47
2012	Agip	229.331,28	220.436,19	220.436,15	0,04
	Agua y Gas de Sillunchi	2.193,94	2.193,94	2.121,66	72,28
	Andes Petro	470.623,91	464.169,91	464.169,91	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	638,06	638,06	-	638,06
	Ecoelectric	110.839,82	103.836,01	42.031,40	61.804,61
	Ecoluz	39.793,83	38.701,00	-	38.701,00
	Electrocordova	134,10	134,10	-	134,10
	Enermax	92.501,27	92.486,84	-	92.486,84
	Hidroabánico	315.402,45	321.162,38	-	321.162,38
	Hidroimbabura	1.986,27	1.986,27	-	1.986,27
	I.M. Mejía	8.510,72	8.510,72	-	8.510,72
	Moderna Alimentos	6.942,48	6.942,25	-	6.942,25
	Perlabí	13.485,17	13.446,77	13.347,83	98,94
	Petroamazonas	1.071.288,68	1.046.428,64	1.046.428,64	-
	Petroproducción	258.215,11	250.845,32	250.845,32	0,00
	Repsol	812.847,95	798.173,48	798.173,48	0,00
	San Carlos	87.715,63	86.110,02	43.092,48	43.017,54
	Sipac	36.277,49	34.114,03	34.114,03	0,00
	Vicunha	29.151,45	27.257,00	26.957,22	299,78
	SERMAA EP	310,40	310,40	-	310,40
	UNACEM	156.209,46	161.261,38	152.217,51	9.043,87
OCP Ecuador	24.046,58	29.181,61	29.181,61	0,00	
Coazucar	97.797,79	98.105,92	47.277,84	50.828,07	
Total 2012		3.866.243,82	3.806.432,22	3.170.395,08	636.037,14
2013	Agip	231.941,21	218.810,41	218.810,35	0,06

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2013	Agua y Gas de Sillunchi	2.445,23	2.445,23	2.201,00	244,24
	Andes Petro	471.265,43	465.912,43	465.912,43	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	120,42	120,42	-	120,42
	Ecoelectric	122.560,82	114.616,05	36.339,92	78.276,13
	Ecoluz	42.142,09	40.920,73	-	40.920,73
	Electrocordova	92,78	92,78	-	92,78
	Enermax	85.376,54	85.337,98	-	85.337,98
	Hidroabánico	321.764,53	325.815,04	-	325.815,04
	Hidroimbabura	2.116,24	2.116,24	-	2.116,24
	I.M. Mejía	7.824,24	7.824,24	-	7.824,24
	Moderna Alimentos	5.346,34	5.346,12	-	5.346,12
	Perlabí	7.204,86	7.166,46	7.165,79	0,67
	Petroamazonas	1.309.118,97	1.271.636,66	1.270.937,30	699,36
	Repsol	842.470,13	827.574,37	827.574,37	-
	San Carlos	85.934,26	84.668,58	45.592,87	39.075,71
	Sipac	42.382,33	39.854,22	39.854,22	0,00
	Vicunha	37.313,75	34.889,12	16.668,63	18.220,49
	SERMAA EP	2.500,82	2.500,82	-	2.500,82
	UNACEM	160.041,55	172.152,75	166.018,47	6.134,28
	OCP Ecuador	24.242,92	29.345,10	29.345,10	0,00
	Coazucar	87.292,85	88.123,00	44.449,89	43.673,11
Total 2013		3.891.498,32	3.827.268,77	3.170.870,34	656.398,42
2014	Agip	237.237,29	226.635,39	226.635,34	0,06
	Agua y Gas de Sillunchi	2.165,66	2.165,66	1.891,43	274,23
	Andes Petro	474.028,49	467.603,49	467.603,49	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	352,80	352,80	-	352,80
	Ecoelectric	117.314,21	108.693,57	44.566,96	64.126,61
	Ecoluz	42.244,73	41.189,91	2.092,00	39.097,91
	Electrocordova	8,50	8,50	-	8,50
	Enermax	97.462,26	98.850,98	55.176,03	43.674,95
	Hidroabánico	321.849,00	327.678,51	287.197,43	40.481,08
	Hidroimbabura	122,26	122,26	-	122,26
	I.M. Mejía	6.941,79	6.941,79	-	6.941,79
	Moderna Alimentos	7.853,88	7.853,65	-	7.853,65
	Perlabí	7.968,72	7.930,32	7.930,32	0,00
	Petroamazonas	1.137.632,83	1.094.877,51	1.094.877,51	0,00
	Repsol	831.464,79	817.617,67	817.617,67	0,00
	San Carlos	179.396,71	176.767,23	60.956,67	115.810,56
	Sipac	43.264,00	40.671,65	40.671,65	0,00
	Vicunha	33.453,76	31.686,32	30.916,01	770,31
	SERMAA EP	2.016,54	2.016,54	-	2.016,54
	UNACEM	163.987,66	172.006,28	163.293,72	8.712,55
	OCP Ecuador	21.204,54	28.155,01	28.155,01	0,00
Coazucar	102.760,26	102.890,37	53.306,89	49.583,48	
Total 2014		3.830.730,68	3.762.715,42	3.382.888,13	379.827,29
2015	Agip	210.908,77	200.573,94	200.573,92	0,02
	Agua y Gas de Sillunchi	1.741,78	1.741,78	1.700,49	41,29
	Andes Petro	483.398,54	477.467,54	477.467,54	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	245,17	245,17	-	245,17
Ecoelectric	105.456,44	98.878,62	41.239,67	57.638,96	

G.3 Energía producida por empresa autogeneradora 3/3

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2015	Ecoluz	47.331,89	46.481,36	2.158,90	44.322,46
	Electrocordova	312,50	312,50	312,50	-
	Enermax	104.268,23	104.462,57	53.118,51	51.344,07
	Hidroabánico	317.266,30	325.687,13	279.967,13	45.720,00
	Hidroimbabura	1.557,12	1.557,12	-	1.557,12
	I.M. Mejía	5.313,00	5.313,00	-	5.313,00
	Moderna Alimentos	3.839,96	3.839,74	878,36	2.961,38
	Perlabí	6.319,05	6.280,65	6.280,65	0,00
	Petroamazonas	1.283.431,14	1.233.679,29	1.233.679,29	0,00
	Repsol	809.785,32	796.088,21	796.088,21	0,00
	San Carlos	201.919,10	199.119,53	59.482,10	139.637,43
	Sipac	40.193,79	37.787,53	37.787,53	0,00
	Vicunha	35.195,91	33.400,94	32.465,05	935,89
	Hidrosanbartolo	166.007,22	166.581,41	12.105,01	154.476,40
	Municipio Cantón Espejo	1.294,73	1.294,73	-	1.294,73
	Tecpetrol	28.960,94	28.941,74	28.941,74	-
	UCEM	5.096,04	5.096,04	5.096,04	-
	Río Napo	39.445,60	39.445,50	39.445,50	-
	SERMAA EP	1.672,57	1.672,57	-	1.672,57
	Orion	595,64	534,04	534,04	0,00
	UNACEM	172.628,98	174.486,02	161.475,98	13.010,04
	OCP Ecuador	19.143,11	17.210,78	17.210,78	0,00
	Coazucar	100.375,51	100.869,28	51.480,26	49.389,02
Total 2015		4.193.704,34	4.109.048,74	3.539.489,19	569.559,55
2016	Agip	215.323,35	209.510,05	209.510,05	0,01
	Agua y Gas de Sillunchi	1.436,58	1.436,58	1.378,38	58,20
	Andes Petro	471.478,42	464.962,42	464.950,16	12,26
	Consejo Provincial De Tungurahua	195,85	195,85	-	195,85
	Ecoelectric	129.322,10	120.076,93	53.118,00	66.958,93
	Ecoluz	46.070,59	45.445,41	18.690,34	26.755,07
	Electrocordova	1.295,00	1.295,00	1.222,50	72,50
	Enermax	90.276,84	90.276,84	34.777,56	55.499,28
	Hidroabánico	319.703,73	319.700,31	263.526,02	56.174,28
	Hidroimbabura	1.945,38	1.945,38	-	1.945,38
	I.M. Mejía	2.368,14	2.368,14	-	2.368,14
	Moderna Alimentos	7.239,55	7.239,31	5.672,00	1.567,31
	Perlabí	7.572,91	7.534,51	7.534,50	0,01
	Petroamazonas	1.813.089,28	1.774.687,72	1.774.687,72	-
	Repsol	777.806,93	760.391,81	760.391,81	0,00
	San Carlos	241.793,60	216.484,26	69.643,09	146.841,17
	Sipac	38.224,19	35.933,52	35.933,42	0,10
	Vicunha	38.089,32	35.945,06	35.632,74	312,32
	Hidrosanbartolo	204.087,19	203.990,49	52.505,87	151.484,62
	Municipio Cantón Espejo	1.033,53	1.033,53	-	1.033,53
	Tecpetrol	29.802,42	29.782,82	29.782,42	0,40
	UCEM	4.401,71	4.401,71	3.160,50	1.241,21
	Río Napo	22.893,76	22.893,76	20.663,16	2.230,60
SERMAA EP	4.671,80	4.671,80	50,06	4.621,74	
Orion	6.309,39	5.830,28	5.830,26	0,02	
UNACEM	171.766,91	162.067,20	145.220,47	16.846,73	
OCP Ecuador	17.810,49	15.989,87	14.624,98	1.364,89	
Coazucar	105.403,94	105.403,94	52.521,66	52.882,28	
Total 2016		4.771.412,91	4.651.494,50	4.061.027,65	590.466,85
2017	Agip	231.535,86	226.213,76	226.213,76	-

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2017	Agua y Gas de Sillunchi	2.380,99	2.380,99	2.380,99	-
	Andes Petro	463.147,00	456.680,00	456.680,00	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	253,50	253,50	-	253,50
	Ecoelectric	115.813,02	106.333,29	52.410,30	53.923,00
	Ecoluz	33.981,22	33.558,16	20.355,66	13.202,50
	Electrocordova	1.448,00	1.448,00	1.448,00	-
	Enermax	93.277,21	93.277,21	35.936,06	57.341,15
	Hidroabánico	317.469,78	317.464,24	273.372,97	44.091,28
	Hidroimbabura	3.065,86	3.065,86	-	3.065,86
	I.M. Mejía	1.777,53	1.777,53	-	1.777,53
	Moderna Alimentos	5.952,65	5.952,45	4.281,64	1.670,82
	Perlabí	11.197,26	11.158,86	11.158,86	-
	Petroamazonas	1.980.155,23	1.939.875,69	1.939.875,69	0,00
	Repsol	691.025,97	676.643,97	676.643,97	0,00
	San Carlos	210.083,32	170.508,62	60.814,35	109.694,27
	Sipac	51.074,75	48.019,76	48.019,76	0,00
	Vicunha	38.994,73	37.113,25	36.999,19	114,06
	Hidrosanbartolo	417.985,90	417.813,10	250.957,78	166.855,33
	Municipio Cantón Espejo	1.318,40	1.318,40	-	1.318,40
	Tecpetrol	28.168,08	28.147,38	28.147,38	-
	UCEM	2.714,51	2.714,51	2.714,51	-
	SERMAA EP	3.754,66	3.754,66	183,76	3.570,90
	Orion	11.264,50	10.238,50	10.238,50	0,00
UNACEM	155.209,88	147.088,40	140.677,08	6.411,32	
OCP Ecuador	18.134,18	16.287,51	16.287,51	0,00	
Coazucar	104.957,03	104.957,03	50.344,65	54.612,38	
Hidroalto	146.141,38	146.141,38	89.937,49	56.203,89	
Total 2017		5.142.282,39	5.010.186,01	4.436.079,84	574.106,17
2018	Agip	248.665,92	243.216,02	243.216,02	-
	Agua y Gas de Sillunchi	1.762,75	1.762,75	1.762,74	0,01
	Andes Petro	482.723,06	476.332,06	476.332,06	-
	Ecoelectric	121.310,18	112.367,42	72.895,44	39.471,98
	Ecoluz	39.255,18	38.774,13	20.717,85	18.056,29
	Electrocordova	1.233,02	1.233,02	1.233,02	-
	Enermax	82.169,65	82.169,65	48.867,08	33.302,57
	Hidroabánico	322.435,50	322.426,69	244.553,88	77.872,80
	Hidroimbabura	1.598,15	1.598,15	-	1.598,15
	I.M. Mejía	3.189,75	3.189,75	-	3.189,75
	Moderna Alimentos	7.621,97	7.621,74	5.370,30	2.251,44
	Perlabí	8.802,62	8.764,22	8.764,21	0,00
	Petroamazonas	2.163.779,21	2.120.304,10	2.120.304,10	0,00
	Repsol	651.950,59	639.554,04	639.554,04	0,00
	San Carlos	179.293,11	177.607,13	56.382,49	121.224,64
	Sipac	56.562,82	53.178,85	53.178,85	0,00
	Vicunha	36.159,94	34.612,87	34.493,12	119,75
	Hidrosanbartolo	404.409,35	404.236,55	251.362,58	152.873,98
	Municipio Cantón Espejo	971,00	971,00	-	971,00
	Tecpetrol	26.516,88	26.497,38	26.497,38	-
	UCEM	1.414,25	1.414,25	1.414,25	-
	SERMAA EP	3.311,42	3.311,42	77,56	3.233,85
	Orion	15.113,31	13.956,46	13.956,46	-
UNACEM	164.624,92	156.285,65	148.654,45	7.631,20	
OCP Ecuador	18.268,17	16.382,33	16.382,33	0,00	
Coazucar	81.840,87	81.840,87	47.163,82	34.677,04	
Hidroalto	333.038,29	333.038,29	229.424,26	103.614,03	
Hidronormandía	126.941,39	125.742,66	33.441,58	92.301,08	
Total 2018		5.584.963,25	5.488.389,44	4.795.999,87	692.389,57





CRÉDITOS

Coordinación General:

Coordinación Nacional de Regulación
del Sector Eléctrico - ARCONEL
Geovanny Pardo

Dirección General:

Dirección Nacional de Estudios
Eléctricos y Energéticos - ARCONEL
Santiago Flores

Elaboración:

Dirección Nacional de Estudios Eléctricos
y Energéticos - ARCONEL
Alexandra Maldonado
Ana López
Andrea Torres
Andrés Chiles
César Tipán
Christian Junia
Luis Yajamín
Marisol Díaz
Sara Dávila

Revisión:

Participantes del sector
eléctrico ecuatoriano
Coordinación Nacional de Regulación
del Sector Eléctrico - ARCONEL
Coordinación Nacional de Control
del Sector Eléctrico - ARCONEL
Coordinación General de Planificación y
Gestión Estratégica - ARCONEL

Fotografías:

Ministerio de Turismo
Dirección Nacional de Estudios Eléctricos
y Energéticos - ARCONEL
Fundación Natura
Participantes del sector eléctrico ecuatoriano
VISIONSPROF

Diseño y Diagramación:

Mario Alejandro Tapia
Ma. Luisa Bermeo
VISIONSPROF

Auspicio:



ISBN: 978-9942-07-946-6

Citar este documento como:

ARCONEL. Estadística Anual y Multianual del Sector
Eléctrico Ecuatoriano 2018

Quito – Ecuador, agosto 2019

Todos los derechos reservados



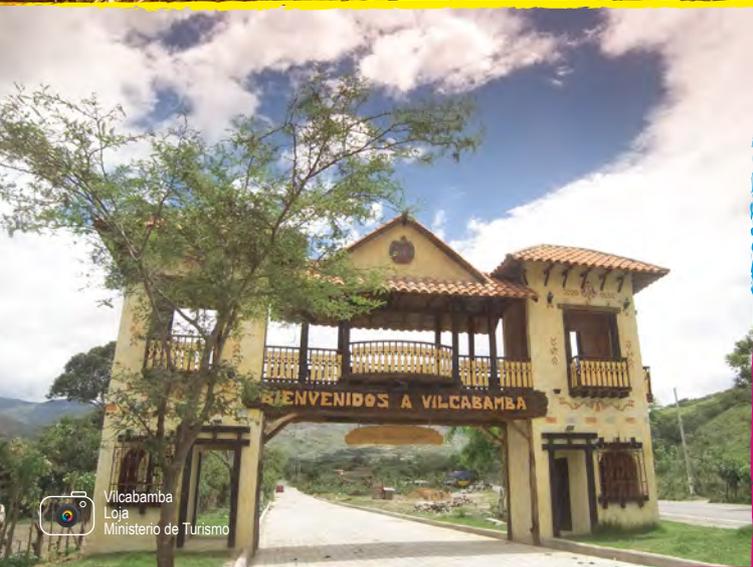
Iglesia de La Compañía
Pichincha
Ministerio de Turismo



Puyango Bosque Petrificado
El Oro
Ministerio de Turismo



Tren a la Nariz del Diablo
Chimborazo
Ministerio de Turismo



Vilcabamba
Loja
Ministerio de Turismo



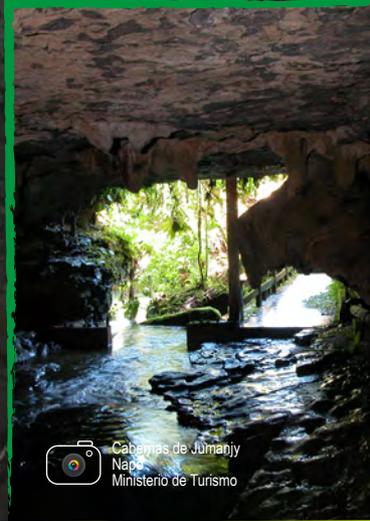
Comunidad Tsáchila
Santo Domingo de los Tsáchilas
Ministerio de Turismo



Montañita
Santa Elena
Ministerio de Turismo



Paja Toquilla
Manabí
Ministerio de Turismo



Cavernas de Jumanjy
Napo
Ministerio de Turismo



El Paillón del Diablo
Tungurahua
Manabí



Riobamba
Chimborazo
Ministerio de Turismo



Aeropuerto de Quito
Pichincha
Mario Tapia



Chicha de Yuca
Orellana
Ministerio de Turismo



Laguna del Quiltoa
Cotopaxi
Mario Tapia



Cascada Amazónica
Orellana
Ministerio de Turismo



Puerto Pesquero Manta
Manabí
Mario Tapia



Isla Santa Cruz
Galapagos
Mario Tapia



Leñuzas
Imbabura
Mario Tapia



Volcán Pichincha y Quito
Pichincha
Mario Tapia



Tortillas de Maiz
Azuay
Ministerio de Turismo



El Arca
Napó
Mario Tapia

SISDAT

AGENCIA DE REGULACIÓN Y
CONTROL DE ELECTRICIDAD



EL
GOBIERNO
DE TODOS

Quito:

Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyrís
Teléfono: (593-2) 2268 744

Guayaquil:

Av. Francisco de Orellana y Justino Cornejo, 5to.piso
Código postal: *090506

Manta:

Av. 24 de Mayo, entre Avenida 8 y Avenida Malecón
Edificio Administrativo de CNEL EP – Unidad de Negocio Manabí

www.regulacioneolica.gob.ec

ISBN 978-9942-07-946-6



9 789942 079466