



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL  
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES  
NO RENOVABLES

# ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 2019





 Surf en Canoa - Manabí  
Autor: Ministerio de Turismo



 Laguna de Cuicocha - Imbabura  
Autor: Ministerio de Turismo



 Chimborazo - Provincia de Chimborazo  
Autor: Ministerio de Turismo



 Aventura Buceo - Galápagos  
Autor: Ministerio de Turismo



 Río Machala - Provincia del Oro  
Autor: Ministerio de Turismo



 Mompiche - Esmeraldas  
Autor: Ministerio de Turismo



 Volcán Cotopaxi - Cotopaxi  
Autor: Ministerio de Turismo



 Piquero Patas Azules, Isla San Cristobal - Galápagos  
Autor: Mario Alejandro Tapia



 Surfista - Galápagos  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Carnaval de Guaranda** - Bolívar  
Autor: Ministerio de Turismo



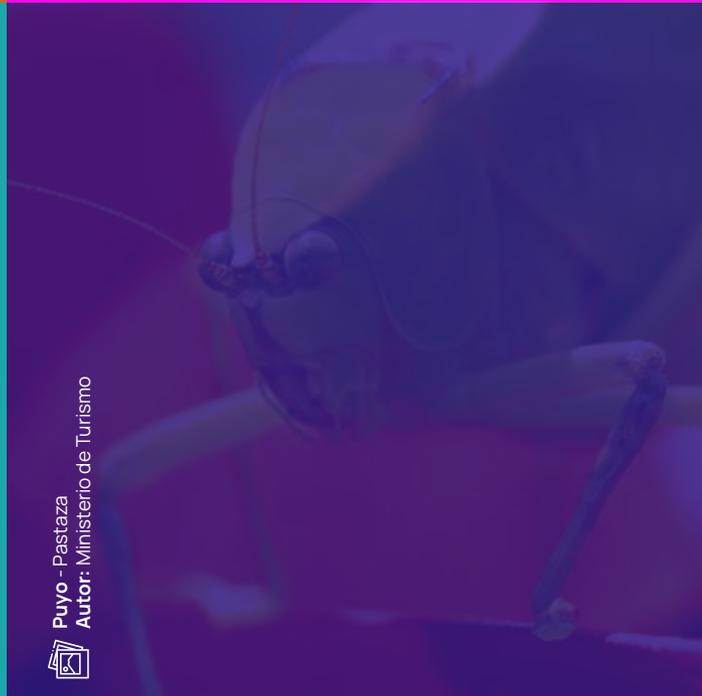
 **Fauna Yasuni** - Orellana  
Autor: Ministerio de Turismo



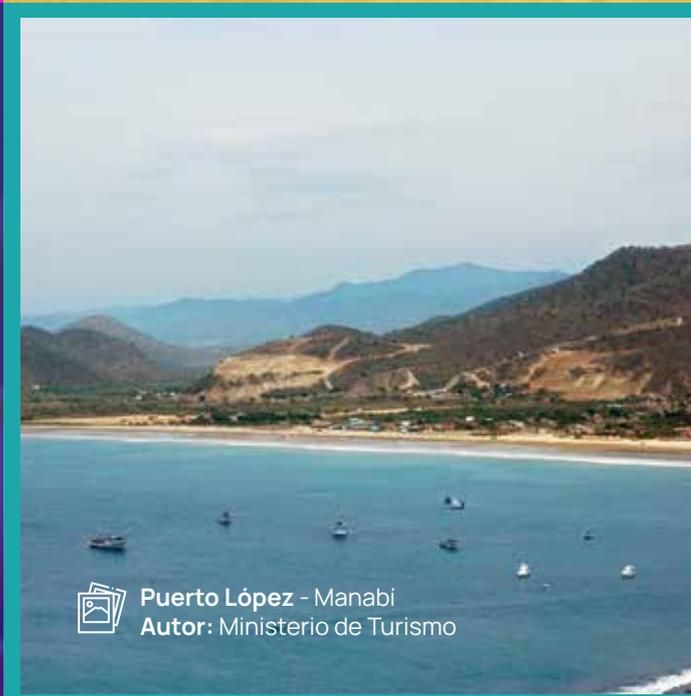
 **Cara del Indio Ingapirca** - Cañar  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Guayaquil** - Guayas  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Puyo** - Pastaza  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Puerto López** - Manabí  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Laguna Aguas Negras** - Orellana  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Etnias** - Pastaza  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Tortuga Marina** - Galápagos  
Autor: Ministerio de Turismo

# REPÚBLICA DEL ECUADOR

**Lenín Boltaire Moreno Garcés**  
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

**María Alejandra Muñoz Seminario**  
Vicepresidente de la República del Ecuador



**René Ortiz Durán**  
Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables

---



**Hernando Merchán Manzano**  
Viceministro de Electricidad y Energía Renovable

---



**Santiago Aguilar Espinoza**  
Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control  
de Energía y Recursos Naturales No Renovables



La energía eléctrica se constituye en un motor de desarrollo para el Ecuador, tiene un gran valor económico y social, ya que abastece actividades esenciales como las comerciales, industriales, entre otras; y, llega hasta el núcleo de la sociedad, la familia, para suplir necesidades cotidianas en los hogares ecuatorianos.

En la actualidad, es impensable hablar de una sociedad que no cuente con un sector eléctrico que responda eficientemente a la demanda de sus habitantes. Mucho más, en el contexto que el mundo entero y el país vive, a causa de la pandemia del Covid - 19, que nos ha llevado a cambiar nuestra dinámica de vida, volcando a los miembros de la familia a realizar la mayoría de sus actividades desde casa. Estudios, trabajo, comercio, etc., cada actividad encontró su centro de operaciones, en el mismo lugar, el hogar; lo que hizo que el servicio de energía eléctrica sea un factor impulsador.

Es primordial contar con cifras y datos del sector eléctrico, adecuadamente sistematizados y presentados, ya que la información posibilita el análisis y proyección de escenarios para la toma oportuna de decisiones en los diferentes niveles de gobierno y en el sector privado.

En este contexto, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC) elabora la publicación Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019, producto de un trabajo coordinado con todas las empresas del sector.

El proceso de sistematización estadística, generado por la Agencia, se ha nutrido desde hace varios años atrás con la información del sector eléctrico ecuatoriano, consolidándose como una publicación de gran importancia documental y estadística para el sector y para las entidades públicas y privadas del país.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece como atribución de la Agencia la operación del sistema único de información estadística, que utiliza el Sistema de Sistematización del Datos del Sector Eléctrico SISTAD para recolectar la información, a través de un proceso de minería de datos para garantizar su calidad. La prolijidad técnica de esta publicación hace que cuente con la certificación de calidad otorgada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC),

La Estadística Anual y Multianual recopila las principales variables técnicas y económicas del sector eléctrico como: cobertura nacional del servicio de energía eléctrica; indicadores de calidad; número de usuarios; infraestructura del sector por etapas funcionales del servicio; transacciones internacionales de electricidad; áreas de concesión de las empresas eléctrica de distribución, etc.

Es grato presentar a ustedes la publicación "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019", documento que se constituirá en un valioso aporte para el desarrollo del sector y del país.



# Presentación

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), según lo establece la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), tiene como atribución y deber la implementación, operación y mantenimiento del Sistema único de información estadística del sector eléctrico, SISDAT 2.0; en el cual interactúan los participantes del sector eléctrico en las actividades inherentes a los servicio público de energía eléctrica y al servicio de alumbrado público general.

En este sentido, la ARCERNNR gestiona, valida, actualiza y publica la información estadística y geográfica de los participantes del sector eléctrico ecuatoriano, permitiendo el libre acceso a información completa, oportuna y de calidad relacionada con las actividades de generación, autogeneración transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; así como también, la importación y exportación de electricidad.

En consecuencia, la extinta Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), cuyas atribuciones y funciones son asumidas<sup>1</sup> por la ARCERNNR, recibió del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) la Certificación de Calidad de la Operación Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano en 2019.

Esta certificación avala el proceso de operación estadística del sector eléctrico, dentro del marco de criterios de calidad; comprometiendo a la Agencia a mantener y fortalecer las etapas de este proceso, para contar con información esencial para la ejecución de procesos y acciones de regulación y control, para la elaboración de estudios y análisis técnicos, para la operación y planificación; para la gestión empresarial; entre otras.

Dentro del proceso de operación estadística, los participantes del sector eléctrico reportan a la Agencia, a través del aplicativo SISDAT, la información estadística y geográfica de su actividad específica y de acuerdo con los plazos establecidos en el Plan Anual de Operación Estadística (PAO). Esta información es analizada y verificada, mediante minería de datos y herramientas especializadas de análisis estadístico; de encontrarse inconsistencias, estas se gestionan hasta validar la información; luego es procesada y publicada en varios productos estadísticos que la Agencia pone a disposición de la ciudadanía.

Entre ellos, la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019, que se conforma con información de infraestructura; transacciones; e, indicadores relevantes de las actividades inherentes a los servicios de electricidad, desde la generación hasta el usuario final. Este documento coadyuva a promover la eficiencia y transparencia de la gestión pública; y, se constituye como una herramienta de apoyo para la investigación y toma de decisiones en el sector eléctrico, en beneficio del desarrollo del país.

<sup>1</sup> Conforme lo establece el Artículo 2 del Decreto Ejecutivo Nro. 1036 de 06 de mayo de 2020.



## Proceso del Manejo de la Información Estadística y Geográfica





## Capítulo 01



# 01

## Introducción

Introducción .....	01
--------------------	----

## Infraestructura

<b>1</b>	<b>Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano.....</b>	<b>07</b>
1.1	Centrales de generación de energía eléctrica.....	07
1.1.1	Potencia nominal y efectiva a nivel nacional.....	07
1.1.2	Potencia nominal y efectiva nacional por tipo de fuente.....	08
1.1.3	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.....	09
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.....	13
1.2.1	Subestaciones.....	13
1.2.1.1	Subestaciones de empresas generadoras y autogeneradoras.....	14
1.2.1.2	Subestaciones de transformadores de CELEC EP - Transelectric.....	14
1.2.1.3	Subestaciones de empresas distribuidoras.....	16
1.2.2	Transformadores asociados a generación.....	16
1.2.2.1	Transformadores de empresas generadoras.....	16
1.2.2.2	Transformadores de empresas distribuidoras.....	17
1.3.	Líneas de transmisión y subtransmisión.....	18
1.3.1	Líneas de empresas generadoras y autogeneradoras.....	18
1.3.2	Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric.....	19
1.3.3	Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras.....	19
1.4	Elementos de compensación de potencia reactiva en el SNT.....	20
1.5	Redes de medio voltaje.....	21
1.6	Transformadores de Distribución.....	23
1.7	Redes Secundarias.....	24
1.8	Luminarias.....	25
1.9	Medidores.....	25
1.10	Acometidas.....	26
1.11	Clientes.....	28
1.12	Personal.....	32

# 02

## Transacciones

<b>2</b>	<b>Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano.....</b>	<b>37</b>
2.1	Energía producida y consumo de combustibles.....	37
2.1.1	Producción de energía y consumo de combustibles.....	37
2.1.2	Energía disponible de las empresas del sector eléctrico.....	42
2.1.3	Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras.....	43
2.1.4	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación.....	46
2.1.5	Producción de energía y consumo de combustibles de las autogeneradoras.....	49
2.2	Energía vendida.....	52
2.2.1	Energía vendida por las generadoras.....	53
2.2.2	Energía vendida por las distribuidoras con generación.....	54
2.2.3	Energía vendida por las autogeneradoras.....	54
2.3	Desempeño Operativo y Transacciones de Energía en el Sistema Nacional de Transmisión.....	55



## Capítulo 02





# 02

2.3.1	Características operativas del SNT.....	57
2.3.2	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT.....	61
2.3.3	Facturación de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric .....	62
2.4	Compra y venta de energía eléctrica de las distribuidoras.....	62
2.4.1	Compra de energía eléctrica por las distribuidoras.....	63
2.4.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución.....	64
2.4.3	Energía y valores facturados a clientes regulados de las distribuidoras.....	66
2.4.4	Recaudación de valores facturados por las distribuidoras a clientes regulados.....	72
2.4.5	Facturación a clientes no regulados.....	74
2.5	Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC).....	75
2.5.1	Tarifa residencial para el Programa PEC.....	76
2.5.2	Clientes, energía facturada y subsidiada por programa PEC.....	77
2.6	Pérdidas en los sistemas de distribución .....	83
2.6.1	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	83
2.7	Precios medios.....	86
2.7.1	Precio medio de la energía vendida por las generadoras .....	87
2.7.2	Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras con generación.....	88
2.7.3	Precio medio de la energía vendida por las autogeneradoras.....	88
2.7.4	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras.....	89
2.7.5	Precio medio de la energía facturada a clientes regulados.....	89
2.7.5.1	Costo del servicio público de energía eléctrica.....	89
2.7.5.2	Precio medio de la energía facturada.....	90
2.7.6	Evolución mensual del precio medio de la energía facturada a clientes regulados.....	91
2.8	Interconexiones.....	93
2.8.1	Exportación de energía eléctrica.....	93
2.8.2	Importación de energía eléctrica.....	96
2.8.3	Comparativo del precio medio de transacciones internacionales.....	96
2.9	Información operativa del sector eléctrico.....	97
2.9.1	Características de la operación del Sistema Nacional Interconectado, SNI.....	97
2.9.1.1	Producción.....	97
2.9.1.1.1	Factores de planta SNI.....	97
2.9.1.2	Demanda de potencia mensual SNI.....	99
2.9.2	Hidrología .....	100
2.9.3	Reservas e indisponibilidades.....	100
2.9.3.1	Reservas de generación.....	100
2.9.3.2	Indisponibilidad de generación.....	101
2.9.4	Principales mantenimientos en el sistema nacional interconectado, SNI.....	102
2.9.5	Cumplimiento plan de mantenimientos.....	102
2.9.6	Mantenimientos por unidad de negocios de generación.....	103
2.9.7	Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión.....	104
2.9.8	Mantenimientos por empresa distribuidora.....	104
2.9.9	Energía no suministrada.....	105
2.9.10	Histórico de las horas equivalentes a desconexión.....	105
2.10	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	106



# 03

## Indicadores

3	<b>Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano.....</b>	<b>109</b>
3.1	Balance nacional de energía.....	109
3.1.1	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución.....	113
3.2	Consumo per cápita anual.....	115
3.3	Pérdidas de energía en distribución.....	117
3.4	Consumo promedio de energía eléctrica por cliente final.....	119
3.5	Cobertura de servicio eléctrico.....	123



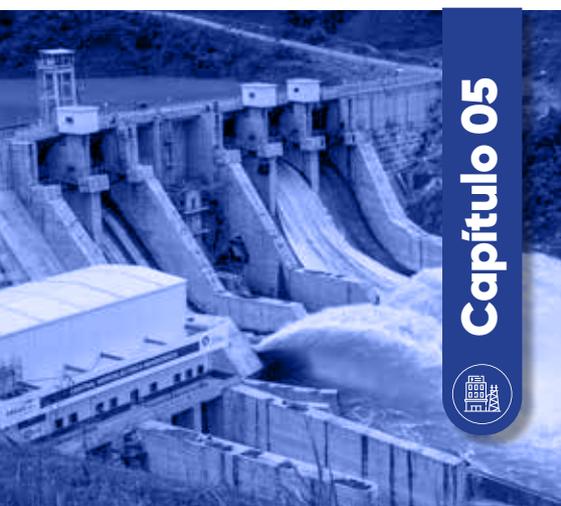
## Capítulo 04



# 04

## Infraestructura 2010 -2019

<b>4</b>	<b>Infraestructura del Sector Eléctrico 2010-2019.....</b>	<b>131</b>
4.1	Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica, periodo 2010-2019.....	131
4.1.1	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.....	131
4.1.2	Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente.....	131
4.1.3	Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio.....	132
4.2	Evolución histórica de la capacidad de transformación, periodo 2010-2019.....	133
4.2.1	Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras.....	133
4.2.2	Capacidad de transformación en subestaciones de la CELEC EP - Transelectric.....	134
4.2.3	Capacidad de transformación en subestaciones de empresas distribuidoras.....	134
4.3	Evolución histórica de líneas de transmisión y subtransmisión, periodo 2010-2019.....	135
4.3.1	Líneas de transmisión de empresas generadoras y autogeneradoras.....	135
4.3.2	Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric.....	135
4.3.3	Líneas de transmisión y subtransmisión de las empresas distribuidoras.....	136
4.4	Evolución histórica de clientes, periodo 2010-2019.....	137
4.4.1	Clientes.....	137



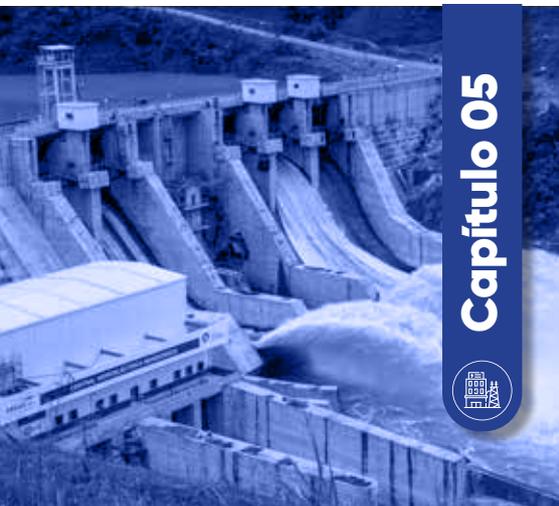
## Capítulo 05



# 05

## Transacciones 2010 -2019

<b>5</b>	<b>Transacciones del Sector Eléctrico 2010-2019.....</b>	<b>141</b>
5.1	Evolución histórica de la producción de energía, periodo 2010-2019.....	141
5.1.1	Producción de energía.....	141
5.1.2	Producción histórica de las generadoras.....	142
5.1.3	Producción histórica de las distribuidoras con generación.....	142
5.1.4	Producción histórica de las autogeneradoras.....	144
5.1.5	Consumo de combustibles periodo 2010-2019.....	144
5.2	Evolución histórica de la energía vendida 2010-2019.....	147
5.2.1	Energía vendida por las generadoras.....	148
5.2.2	Energía vendida por las distribuidoras con generación.....	149
5.2.3	Energía vendida por las autogeneradoras.....	149
5.2.4	Evolución histórica de la energía vendida.....	150
5.2.4.1	Valores económicos de la energía vendida por tipo de empresa.....	150
5.2.4.2	Valor de la energía vendida por las generadoras.....	150
5.2.4.3	Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación.....	151
5.2.4.4	Valor de la energía por las autogeneradoras.....	151
5.3	Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión -SNT, periodo 2010-2019.....	153
5.3.1	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT.....	153
5.3.2	Valores facturados por el transmisor.....	153
5.4	Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica, periodo 2010-2019.....	154
5.4.1	Compra de energía eléctrica por las distribuidoras.....	154
5.4.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución.....	154
5.4.3	Energía facturada a clientes regulados.....	155
5.4.4	Recaudación de valores facturados por las distribuidoras a clientes regulados.....	159
5.4.5	Facturación a clientes no regulados.....	159
5.5	Evolución histórica de pérdidas en los sistemas de distribución, periodo 2010-2019.....	160
5.5.1	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	160



## Capítulo 05



# 05

5.5.2	Comparativo de los valores de pérdidas de las distribuidoras para el 2010 y 2019 .....	161
5.6	Evolución histórica de precios medios periodo 2010-2019.....	162
5.6.1	Precio medio de la energía vendida por tipo de empresa y transacción.....	162
5.6.2	Precio medio de la energía vendida por las generadoras.....	163
5.6.3	Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras con generación.....	164
5.6.4	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras.....	164
5.6.5	Precio medio de la energía facturada a clientes regulados.....	165
5.7	Interconexiones.....	165
5.7.1	Exportación de energía.....	165
5.7.1.1	Valores económicos por exportación de energía.....	166
5.7.1.2	Precio medio de la energía exportada.....	166
5.7.2	Importación de energía.....	166
5.7.2.1	Valores económicos por importación de energía.....	167
5.7.2.2	Precio medio de energía importada.....	167
5.7.3	Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales a través del SNT.....	167



## Capítulo 06



# 06

## Indicadores 2010 - 2019

6	<b>Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano 2010 - 2019.....</b>	<b>171</b>
6.1	Balance nacional de energía eléctrica.....	171
6.1.1	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución.....	173
6.2	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución.....	173
6.3	Consumo promedio mensual de energía eléctrica.....	174
6.4	Cobertura del servicio eléctrico.....	175



## Capítulo 07



# 07

## Glosario

7	<b>Glosario.....</b>	<b>179</b>
7.1	Términos.....	179
7.2	Siglas.....	182
7.3	Unidades de medida.....	183

## Anexos

Anexos.....	187
-------------	-----

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla Nro. 1:</b>	Centrales que entraron en operación en el 2019.....	08
<b>Tabla Nro. 2:</b>	Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente.....	08
<b>Tabla Nro. 3:</b>	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa a nivel nacional.....	09
<b>Tabla Nro. 4:</b>	Potencia y número de centrales por provincia y tipo de fuente de energía.....	12
<b>Tabla Nro. 5:</b>	Subestaciones por tipo de empresa.....	13
<b>Tabla Nro. 6:</b>	Subestaciones de elevación de las generadoras.....	14
<b>Tabla Nro. 7:</b>	Subestaciones de seccionamiento de las generadoras.....	14
<b>Tabla Nro. 8:</b>	Subestaciones de elevación y reducción de las autogeneradoras.....	15
<b>Tabla Nro. 9:</b>	Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras.....	15
<b>Tabla Nro. 10:</b>	Subestaciones de reducción de la CELEC EP -Transelectric.....	15
<b>Tabla Nro. 11:</b>	Subestaciones de seccionamiento de la CELEC EP - Transelectric.....	15
<b>Tabla Nro. 12:</b>	Subestaciones de elevación y reducción de las distribuidoras.....	16
<b>Tabla Nro. 13:</b>	Subestaciones de seccionamiento de las distribuidoras.....	16
<b>Tabla Nro. 14:</b>	Transformadores asociados a las generadoras.....	17
<b>Tabla Nro. 15:</b>	Transformadores asociados a generación de las distribuidoras.....	17
<b>Tabla Nro. 16:</b>	Longitud de líneas por tipo de empresa.....	18
<b>Tabla Nro. 17:</b>	Detalle de líneas de las generadoras.....	18
<b>Tabla Nro. 18:</b>	Detalle de líneas de las autogeneradoras.....	19
<b>Tabla Nro. 19:</b>	Líneas de transmisión por tipo de circuito.....	19
<b>Tabla Nro. 20:</b>	Líneas de transmisión para interconexión.....	19
<b>Tabla Nro. 21:</b>	Detalle de líneas de las distribuidoras.....	20
<b>Tabla Nro. 22:</b>	Compensación capacitiva instalada en el SNT.....	20
<b>Tabla Nro. 23:</b>	Compensación inductiva instalada en el SNT.....	21
<b>Tabla Nro. 24:</b>	Redes de medio voltaje por distribuidora.....	21
<b>Tabla Nro. 25:</b>	Número y capacidad de transformadores por distribuidora.....	23
<b>Tabla Nro. 26:</b>	Longitud de redes secundarias por distribuidora.....	24
<b>Tabla Nro. 27:</b>	Detalle de luminarias por distribuidora.....	25
<b>Tabla Nro. 28:</b>	Cantidad de medidores por distribuidora.....	26
<b>Tabla Nro. 29:</b>	Detalle de acometidas de las distribuidoras.....	27
<b>Tabla Nro. 30:</b>	Número de clientes regulados y no regulados de las distribuidoras.....	28
<b>Tabla Nro. 31:</b>	Número de clientes regulados por provincia.....	29
<b>Tabla Nro. 32:</b>	Cantidad de personal de las generadoras.....	32
<b>Tabla Nro. 33:</b>	Cantidad de personal de las autogeneradoras.....	33
<b>Tabla Nro. 34:</b>	Cantidad de personal de las distribuidoras.....	33
<b>Tabla Nro. 35:</b>	Producción de energía bruta por sistema.....	37
<b>Tabla Nro. 36:</b>	Producción de energía bruta por tipo de energía.....	38
<b>Tabla Nro. 37:</b>	Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh).....	39
<b>Tabla Nro. 38:</b>	Consumo de combustibles por tipo de empresa.....	41
<b>Tabla Nro. 39:</b>	Consumo total de combustibles (TEP).....	41
<b>Tabla Nro. 40:</b>	Energía disponible de centrales incorporadas en el 2019.....	42
<b>Tabla Nro. 41:</b>	Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras.....	46
<b>Tabla Nro. 42:</b>	Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica.....	48
<b>Tabla Nro. 43:</b>	Energía vendida por tipo de transacción.....	52
<b>Tabla Nro. 44:</b>	Energía vendida por tipo de transacción y empresa.....	52
<b>Tabla Nro. 45:</b>	Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras.....	54
<b>Tabla Nro. 46:</b>	Venta de energía eléctrica de las distribuidoras con generación.....	54
<b>Tabla Nro. 47:</b>	Energía vendida por las autogeneradoras.....	55
<b>Tabla Nro. 48:</b>	Límites de variación de voltaje para la operación del SNI.....	57
<b>Tabla Nro. 49:</b>	Pérdidas de energía en el SNT.....	61
<b>Tabla Nro. 50:</b>	Energía comprada por distribuidora.....	63
<b>Tabla Nro. 51:</b>	Energía disponible en los sistemas de distribución.....	64
<b>Tabla Nro. 52:</b>	Energía facturada por grupo de consumo (GWh).....	66
<b>Tabla Nro. 53:</b>	Energía facturada por provincia (GWh).....	68
<b>Tabla Nro. 54:</b>	Valores facturados por grupo de consumo (MUSD).....	69
<b>Tabla Nro. 55:</b>	Valores facturados por provincia y grupo de consumo (MUSD).....	70
<b>Tabla Nro. 56:</b>	Recaudación de valores facturados por grupo de consumo (MUSD).....	72
<b>Tabla Nro. 57:</b>	Energía y potencia facturada por concepto de peaje a clientes no regulados.....	74
<b>Tabla Nro. 58:</b>	Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2019.....	77
<b>Tabla Nro. 59:</b>	Energía facturada y subsidiada por programa PEC por distribuidora.....	78
<b>Tabla Nro. 60:</b>	Energía facturada y subsidiada por programa PEC por provincia.....	82
<b>Tabla Nro. 61:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	83
<b>Tabla Nro. 62:</b>	Precio medio de la energía vendida por tipo de transacción.....	86
<b>Tabla Nro. 63:</b>	Precio medio de la energía vendida en generación por tipo de transacción y empresa.....	86
<b>Tabla Nro. 64:</b>	Precio medio de la energía vendida por las generadoras.....	87
<b>Tabla Nro. 65:</b>	Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras con generación.....	88
<b>Tabla Nro. 66:</b>	Precio medio de la energía vendida por las autogeneradoras.....	88
<b>Tabla Nro. 67:</b>	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras.....	89
<b>Tabla Nro. 68:</b>	Precio medio de la energía facturada de las distribuidoras.....	90
<b>Tabla Nro. 69:</b>	Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo.....	91
<b>Tabla Nro. 70:</b>	Precio medio mensual de la energía facturada por las distribuidoras.....	91
<b>Tabla Nro. 71:</b>	Energía exportada.....	94
<b>Tabla Nro. 72:</b>	Energía exportada a través del SNT.....	94
<b>Tabla Nro. 73:</b>	Energía exportada a través de redes de distribución.....	95
<b>Tabla Nro. 74:</b>	Energía importada SNT y redes de distribución.....	96
<b>Tabla Nro. 75:</b>	Comparativo precio medio SNT (USD ¢/kWh).....	97
<b>Tabla Nro. 76:</b>	Factor de planta por central de generación (%).....	98
<b>Tabla Nro. 77:</b>	Evolución mensual de la demanda de potencia (MW).....	99
<b>Tabla Nro. 78:</b>	Detalle por cuenca hidrológica.....	100
<b>Tabla Nro. 79:</b>	Energía no suministrada (%).....	105
<b>Tabla Nro. 80:</b>	Balance nacional de energía eléctrica.....	110
<b>Tabla Nro. 81:</b>	Balance de energía en los sistemas de distribución.....	114
<b>Tabla Nro. 82:</b>	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución.....	115
<b>Tabla Nro. 83:</b>	Consumo per cápita anual por provincia.....	115
<b>Tabla Nro. 84:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	117
<b>Tabla Nro. 85:</b>	Consumo promedio mensual de energía eléctrica por distribuidora y grupo de consumo (kWh/cliente).....	120
<b>Tabla Nro. 86:</b>	Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia (datos 2018).....	124

<b>Tabla Nro. 87:</b>	Potencia nominal por tipo de empresa (MW).....	131
<b>Tabla Nro. 88:</b>	Potencia efectiva por tipo de empresa (MW).....	131
<b>Tabla Nro. 89:</b>	Potencia nominal por tipo de fuente (MW).....	132
<b>Tabla Nro. 90:</b>	Potencia efectiva por tipo de fuente (MW).....	132
<b>Tabla Nro. 91:</b>	Potencia nominal por tipo de servicio (MW).....	133
<b>Tabla Nro. 92:</b>	Potencia efectiva por tipo de servicio (MW).....	133
<b>Tabla Nro. 93:</b>	Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras.....	134
<b>Tabla Nro. 94:</b>	Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras.....	134
<b>Tabla Nro. 95:</b>	Evolución de la capacidad de transformación del transmisor.....	134
<b>Tabla Nro. 96:</b>	Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras.....	134
<b>Tabla Nro. 97:</b>	Histórico de líneas de empresas generadoras.....	135
<b>Tabla Nro. 98:</b>	Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras.....	135
<b>Tabla Nro. 99:</b>	Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric.....	136
<b>Tabla Nro. 100:</b>	Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras.....	136
<b>Tabla Nro. 101:</b>	Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras.....	137
<b>Tabla Nro. 102:</b>	Energía producida 2010-2019.....	141
<b>Tabla Nro. 103:</b>	Energía producida por las generadoras.....	142
<b>Tabla Nro. 104:</b>	Energía producida por las distribuidoras con generación.....	142
<b>Tabla Nro. 105:</b>	Energía bruta producida por distribuidora con generación.....	143
<b>Tabla Nro. 106:</b>	Energía producida por las autogeneradoras.....	144
<b>Tabla Nro. 107:</b>	Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica.....	145
<b>Tabla Nro. 108:</b>	Consumo de combustibles (TEP).....	145
<b>Tabla Nro. 109:</b>	Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP).....	147
<b>Tabla Nro. 110:</b>	Energía vendida por tipo de empresa (GWh).....	147
<b>Tabla Nro. 111:</b>	Energía vendida por generadoras (GWh).....	148
<b>Tabla Nro. 112:</b>	Energía vendida por las distribuidoras con generación (GWh).....	149
<b>Tabla Nro. 113:</b>	Energía vendida por autogeneradoras (GWh).....	149
<b>Tabla Nro. 114:</b>	Valor de la energía vendida por generadoras (MUSD).....	150
<b>Tabla Nro. 115:</b>	Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación (MUSD).....	151
<b>Tabla Nro. 116:</b>	Valor de la energía vendida por autogeneradoras (USD).....	152
<b>Tabla Nro. 117:</b>	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT.....	153
<b>Tabla Nro. 118:</b>	Valores facturados por la CELEC EP - Transelectric.....	153
<b>Tabla Nro. 119:</b>	Compra de energía eléctrica de las distribuidoras.....	154
<b>Tabla Nro. 120:</b>	Energía disponible en el sistema de distribución.....	154
<b>Tabla Nro. 121:</b>	Energía facturada por grupo de consumo (GWh).....	155
<b>Tabla Nro. 122:</b>	Energía facturada por provincia (GWh).....	156
<b>Tabla Nro. 123:</b>	Facturación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD).....	157
<b>Tabla Nro. 124:</b>	Facturación por servicio eléctrico por provincia (MUSD).....	158
<b>Tabla Nro. 125:</b>	Recaudación de valores facturados por grupo de consumo (MUSD).....	159
<b>Tabla Nro. 126:</b>	Energía y potencia facturada a clientes no regulados.....	159
<b>Tabla Nro. 127:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en distribución.....	160
<b>Tabla Nro. 128:</b>	Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2010 vs. 2019.....	161
<b>Tabla Nro. 129:</b>	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD ¢/kWh).....	162
<b>Tabla Nro. 130:</b>	Precio medio de la energía vendida por las generadoras.....	163
<b>Tabla Nro. 131:</b>	Precio medio de la energía vendida por generadora (USD ¢/ kWh).....	163
<b>Tabla Nro. 132:</b>	Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras.....	164
<b>Tabla Nro. 133:</b>	Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación (USD ¢/ kWh).....	164

<b>Tabla Nro. 134:</b>	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras.....	164
<b>Tabla Nro. 135:</b>	Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras.....	165
<b>Tabla Nro. 136:</b>	Energía exportada por tipo de cliente (GWh).....	165
<b>Tabla Nro. 137:</b>	Valor de la energía exportada (MUSD).....	166
<b>Tabla Nro. 138:</b>	Precio medio de la energía exportada (USD ¢/ kWh).....	166
<b>Tabla Nro. 139:</b>	Energía importada a través del SNT (GWh).....	166
<b>Tabla Nro. 140:</b>	Valor de la energía importada (MUSD).....	167
<b>Tabla Nro. 141:</b>	Precio medio de la energía importada (USD ¢/ kWh).....	167
<b>Tabla Nro. 142:</b>	Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional.....	171
<b>Tabla Nro. 143:</b>	Balance de energía para servicio público.....	172
<b>Tabla Nro. 144:</b>	Balance de energía en el sistema de distribución.....	173
<b>Tabla Nro. 145:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución.....	173
<b>Tabla Nro. 146:</b>	Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente).....	174
<b>Tabla Nro. 147:</b>	Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia.....	176

# ÍNDICE DE MAPAS

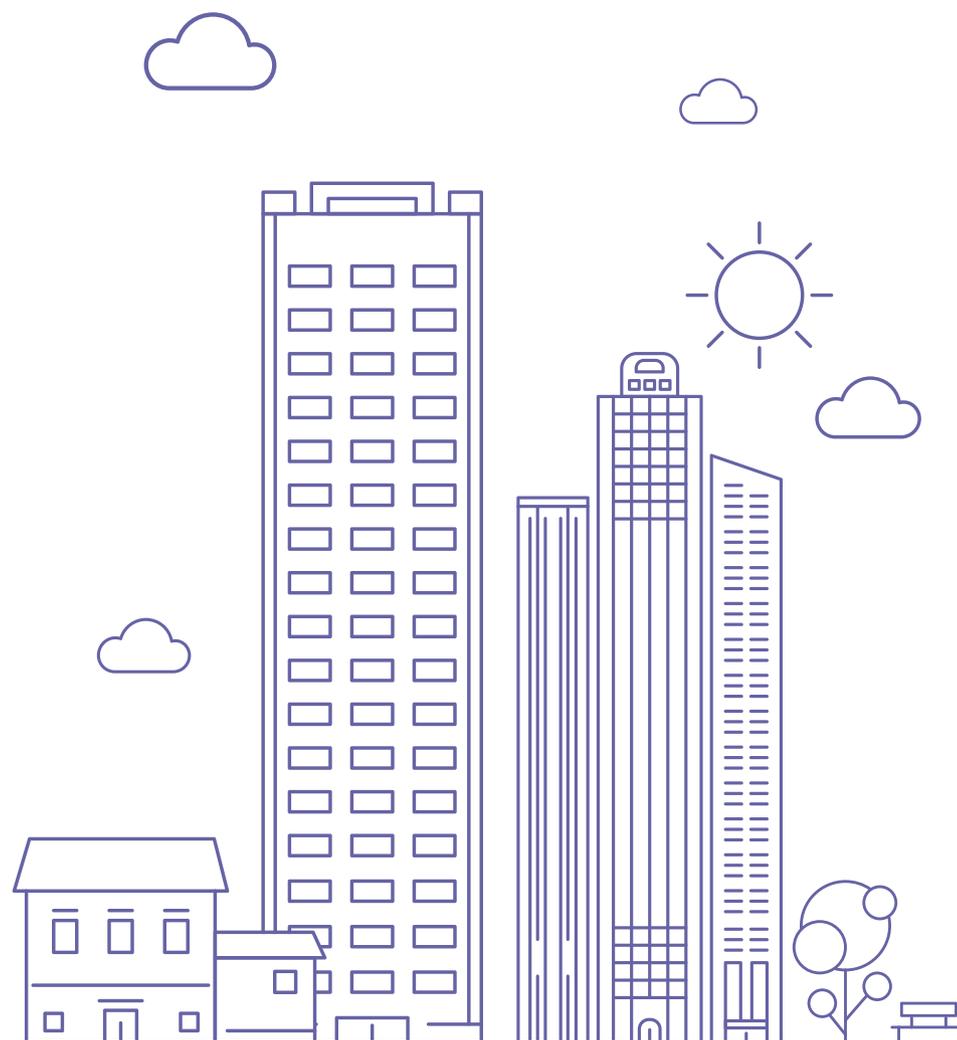
<b>Mapa Nro. 1:</b>	Clientes regulados por grupo de consumo y por provincia.....	31
<b>Mapa Nro. 2:</b>	Producción de energía renovable de empresas generadoras.....	44
<b>Mapa Nro. 3:</b>	Producción de energía no renovable de empresas generadoras.....	45
<b>Mapa Nro. 4:</b>	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación.....	47
<b>Mapa Nro. 5:</b>	Producción de energía renovable de empresas autogeneradoras.....	50
<b>Mapa Nro. 6:</b>	Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras.....	51
<b>Mapa Nro. 7:</b>	Sistema nacional de transmisión (SNT).....	56
<b>Mapa Nro. 8:</b>	Energía disponible en los sistemas de distribución.....	65
<b>Mapa Nro. 9:</b>	Demanda de energía eléctrica por grupo de consumo.....	67
<b>Mapa Nro. 10:</b>	Energía facturada por grupo de consumo.....	71
<b>Mapa Nro. 11:</b>	Recaudación de energía eléctrica por grupo de consumo.....	73
<b>Mapa Nro. 12:</b>	Clientes PEC – cocción por inducción.....	79
<b>Mapa Nro. 13:</b>	Clientes PEC – calentamiento de agua.....	80
<b>Mapa Nro. 14:</b>	Clientes PEC – cocción por inducción y calentamiento de agua.....	81
<b>Mapa Nro. 15:</b>	Pérdidas en los sistemas de distribución.....	85
<b>Mapa Nro. 16:</b>	Precios medios de energía facturada.....	92
<b>Mapa Nro. 17:</b>	Consumo per cápita por provincia.....	116
<b>Mapa Nro. 18:</b>	Consumo promedio de energía eléctrica.....	121
<b>Mapa Nro. 19:</b>	Cobertura eléctrica.....	125

# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura Nro. 1:</b>	Potencia nominal por tipo de sistema (MW).....	07	<b>Figura Nro. 40:</b>	Energía bruta producida por las distribuidoras con generación.....	48
<b>Figura Nro. 2:</b>	Potencia efectiva por tipo de sistema (MW).....	07	<b>Figura Nro. 41:</b>	Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica.....	48
<b>Figura Nro. 3:</b>	Potencia efectiva por tipo de central (MW).....	08	<b>Figura Nro. 42:</b>	Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica.....	49
<b>Figura Nro. 4:</b>	Potencia por tipo de empresa (MW).....	09	<b>Figura Nro. 43:</b>	Composición de energía de las autogeneradoras.....	49
<b>Figura Nro. 5:</b>	Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW).....	09	<b>Figura Nro. 44:</b>	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras.....	49
<b>Figura Nro. 6:</b>	Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW).....	09	<b>Figura Nro. 45:</b>	Energía vendida por tipo de empresa.....	52
<b>Figura Nro. 7:</b>	Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW).....	10	<b>Figura Nro. 46:</b>	Energía vendida por las generadoras.....	53
<b>Figura Nro. 8:</b>	Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW).....	10	<b>Figura Nro. 47:</b>	Valor de la energía vendida por las generadoras.....	53
<b>Figura Nro. 9:</b>	Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW).....	10	<b>Figura Nro. 48:</b>	Voltajes en subestaciones de 500 kV (pu).....	57
<b>Figura Nro. 10:</b>	Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa.....	10	<b>Figura Nro. 49:</b>	Voltajes en subestaciones de 230 kV (pu).....	58
<b>Figura Nro. 11:</b>	Potencia efectiva de centrales térmicas de turbogás por tipo de empresa (MW).....	10	<b>Figura Nro. 50:</b>	Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu).....	58
<b>Figura Nro. 12:</b>	Potencia efectiva de centrales térmicas de turbovapor por tipo de empresa (MW).....	10	<b>Figura Nro. 51:</b>	Nivel de uso de transformadores del SNT.....	59
<b>Figura Nro. 13:</b>	Potencia efectiva por tipo de servicio.....	11	<b>Figura Nro. 52:</b>	Nivel de uso de líneas de 500 kV.....	60
<b>Figura Nro. 14:</b>	Potencia efectiva por provincia (MW).....	13	<b>Figura Nro. 53:</b>	Nivel de uso de líneas de 230 kV.....	60
<b>Figura Nro. 15:</b>	Longitud de redes de medio voltaje por distribuidora (km).....	22	<b>Figura Nro. 54:</b>	Nivel de uso de líneas de 138 kV.....	61
<b>Figura Nro. 16:</b>	Capacidad en transformadores de distribución (MVA).....	24	<b>Figura Nro. 55:</b>	Pérdidas de energía en el SNT.....	62
<b>Figura Nro. 17:</b>	Longitud de redes secundarias por distribuidora (km).....	24	<b>Figura Nro. 56:</b>	Demanda máxima no coincidente y facturación mensual.....	62
<b>Figura Nro. 18:</b>	Potencia instalada de luminarias por distribuidora (kW).....	25	<b>Figura Nro. 57:</b>	Energía comprada por distribuidora.....	63
<b>Figura Nro. 19:</b>	Cantidad de medidores por distribuidora.....	26	<b>Figura Nro. 58:</b>	Energía comprada por Unidad de Negocio de CNELEP.....	63
<b>Figura Nro. 20:</b>	Número de clientes regulados por grupo de consumo.....	29	<b>Figura Nro. 59:</b>	Energía disponible por distribuidora.....	64
<b>Figura Nro. 21:</b>	Número de clientes regulados por provincia.....	30	<b>Figura Nro. 60:</b>	Energía disponible por Unidad de Negocio de CNELEP.....	64
<b>Figura Nro. 22:</b>	Porcentaje de clientes regulados por región.....	30	<b>Figura Nro. 61:</b>	Energía facturada por grupo de consumo (GWh).....	66
<b>Figura Nro. 23:</b>	Distribución del personal por tipo de empresa.....	32	<b>Figura Nro. 62:</b>	Porcentaje de energía facturada por región.....	69
<b>Figura Nro. 24:</b>	Producción de energía bruta por tipo de central.....	37	<b>Figura Nro. 63:</b>	Facturación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD).....	69
<b>Figura Nro. 25:</b>	Producción bruta por tipo de energía.....	38	<b>Figura Nro. 64:</b>	Porcentaje de facturación por servicio eléctrico por región.....	70
<b>Figura Nro. 26:</b>	Composición de la energía renovable.....	38	<b>Figura Nro. 65:</b>	Recaudación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD).....	72
<b>Figura Nro. 27:</b>	Composición de la energía no renovable.....	39	<b>Figura Nro. 66:</b>	Valor de peaje por energía facturada a clientes no regulados (Miles de USD).....	75
<b>Figura Nro. 28:</b>	Producción de energía de empresas generadoras (GWh).....	40	<b>Figura Nro. 67:</b>	Valor de peaje por potencia facturada a clientes no regulados (Miles de USD).....	75
<b>Figura Nro. 29:</b>	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (GWh).....	40	<b>Figura Nro. 68:</b>	Clientes PEC por distribuidora.....	78
<b>Figura Nro. 30:</b>	Producción de energía de empresas autogeneradoras (GWh).....	40	<b>Figura Nro. 69:</b>	Clientes PEC de la CNELEP.....	78
<b>Figura Nro. 31:</b>	Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa (GWh).....	40	<b>Figura Nro. 70:</b>	Energía subsidiada por programa PEC por distribuidora (GWh).....	82
<b>Figura Nro. 32:</b>	Energía disponible para servicio público y no público.....	41	<b>Figura Nro. 71:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh).....	84
<b>Figura Nro. 33:</b>	Consumo total de combustibles (TEP).....	41	<b>Figura Nro. 72:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (%).....	84
<b>Figura Nro. 34:</b>	Energía disponible por tipo de empresa.....	42	<b>Figura Nro. 73:</b>	Precio medio mensual de la energía por contratos y transacciones de corto plazo.....	86
<b>Figura Nro. 35:</b>	Energía entregada para servicio público.....	42	<b>Figura Nro. 74:</b>	Precio medio de la energía comprada por distribuidora.....	89
<b>Figura Nro. 36:</b>	Energía entregada para servicio no público.....	43	<b>Figura Nro. 75:</b>	Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras.....	90
<b>Figura Nro. 37:</b>	Composición de energía de las generadoras.....	43	<b>Figura Nro. 76:</b>	Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo.....	91
<b>Figura Nro. 38:</b>	Consumo de combustibles de las generadoras (TEP).....	43	<b>Figura Nro. 77:</b>	Precio medio mensual de la energía facturada por las distribuidoras.....	91
<b>Figura Nro. 39:</b>	Producción de energía de las distribuidoras con generación por tipo decentral.....	48	<b>Figura Nro. 78:</b>	Comparativo precio medio SNT (USD ¢/kWh).....	97
			<b>Figura Nro. 79:</b>	Demanda de potencia 2018 (MW).....	99
			<b>Figura Nro. 80:</b>	Demanda de potencia 2019 (MW).....	99
			<b>Figura Nro. 81:</b>	Crecimiento de la demanda de potencia (%).....	99
			<b>Figura Nro. 82:</b>	Caudales medios afluentes a los embalses del SNI (m <sup>3</sup> /s).....	100
			<b>Figura Nro. 83:</b>	Reserva energética, 2019 (GWh).....	101
			<b>Figura Nro. 84:</b>	Reserva mensual de energía (GWh).....	101
			<b>Figura Nro. 85:</b>	Reserva energética mensual por embalse (m <sup>3</sup> /s).....	101
			<b>Figura Nro. 86:</b>	Potencia promedio indisponible mensual (MW).....	101
			<b>Figura Nro. 87:</b>	Mantenimientos en los elementos del SNI.....	102
			<b>Figura Nro. 88:</b>	Aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento.....	102
			<b>Figura Nro. 89:</b>	Cumplimiento del plan de mantenimientos de generación.....	102
			<b>Figura Nro. 90:</b>	Cumplimiento del plan de mantenimientos de transmisión.....	103
			<b>Figura Nro. 91:</b>	Mantenimientos de empresas distribuidoras con desconexión de carga (horas).....	103

<b>Figura Nro. 92:</b>	Mantenimientos por unidad de negocio de generación.....	103
<b>Figura Nro. 93:</b>	Mantenimientos por unidad de negocio de la CELEC EP.....	104
<b>Figura Nro. 94:</b>	Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión.....	104
<b>Figura Nro. 95:</b>	Porcentaje de mantenimientos por empresa distribuidora.....	104
<b>Figura Nro. 96:</b>	Mantenimientos por cada unidad de negocio de CNEL EP.....	105
<b>Figura Nro. 97:</b>	Energía no suministrada durante el 2019.....	105
<b>Figura Nro. 98:</b>	Horas equivalentes de desconexión, 2011 – 2019.....	106
<b>Figura Nro. 99:</b>	Evolución de las emisiones de CO2 (Miles de Toneladas) y la demanda de energía (GWh).....	106
<b>Figura Nro. 100:</b>	Potencia nominal (MW).....	110
<b>Figura Nro. 101:</b>	Potencia efectiva (MW).....	110
<b>Figura Nro. 102:</b>	Producción de energía e importaciones (GWh).....	111
<b>Figura Nro. 103:</b>	Producción de energía e importaciones SNI (GWh).....	111
<b>Figura Nro. 104:</b>	Energía entregada para servicio público (GWh).....	112
<b>Figura Nro. 105:</b>	Consumo de energía y pérdidas (GWh).....	113
<b>Figura Nro. 106:</b>	Balance de energía en los sistemas de distribución.....	113
<b>Figura Nro. 107:</b>	Demanda máxima anual por empresa distribuidora.....	113
<b>Figura Nro. 108:</b>	Composición de la energía disponible del sistema eléctrico de distribución.....	115
<b>Figura Nro. 109:</b>	Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab).....	117
<b>Figura Nro. 110:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	118
<b>Figura Nro. 111:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	119
<b>Figura Nro. 112:</b>	Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución.....	119
<b>Figura Nro. 113:</b>	Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo (kWh/cliente).....	120
<b>Figura Nro. 114:</b>	Consumo promedio mensual de clientes residenciales.....	122
<b>Figura Nro. 115:</b>	Consumo promedio mensual de clientes comerciales.....	122
<b>Figura Nro. 116:</b>	Consumo promedio mensual de clientes industriales.....	123
<b>Figura Nro. 117:</b>	Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico.....	123
<b>Figura Nro. 118:</b>	Evolución histórica de potencia nominal y efectiva.....	131
<b>Figura Nro. 119:</b>	Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2010 - 2019 (MW).....	133
<b>Figura Nro. 120:</b>	Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2010 - 2019 (MW).....	133
<b>Figura Nro. 121:</b>	Capacidad máxima de transformación (MVA).....	135
<b>Figura Nro. 122:</b>	Número de clientes totales.....	137
<b>Figura Nro. 123:</b>	Energía bruta y disponible, periodo 2010-2019.....	141
<b>Figura Nro. 124:</b>	Energía para servicio público y no público, periodo 2010-2019.....	141
<b>Figura Nro. 125:</b>	Evolución de la producción de energía de las generadoras.....	142
<b>Figura Nro. 126:</b>	Energía bruta producida por las distribuidoras con generación.....	143
<b>Figura Nro. 127:</b>	Evolución de la producción de energía de las autogeneradoras.....	144
<b>Figura Nro. 128:</b>	Consumo de combustible (TEP).....	146
<b>Figura Nro. 129:</b>	Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP).....	146
<b>Figura Nro. 130:</b>	Energía vendida por tipo de empresa (GWh).....	148
<b>Figura Nro. 131:</b>	Valor de la energía vendida por tipo de empresa.....	150
<b>Figura Nro. 132:</b>	Pérdidas de energía en el SNT.....	153
<b>Figura Nro. 133:</b>	Energía comprada por las distribuidoras (GWh).....	154
<b>Figura Nro. 134:</b>	Energía disponible del sistema de distribución (GWh).....	155
<b>Figura Nro. 135:</b>	Energía facturada por grupo de consumo en 2010 (GWh).....	155
<b>Figura Nro. 136:</b>	Energía facturada por grupo de consumo en 2019 (GWh).....	155
<b>Figura Nro. 137:</b>	Evolución de la energía facturada por grupo de consumo (GWh).....	156
<b>Figura Nro. 138:</b>	Energía facturada por región (GWh).....	157
<b>Figura Nro. 139:</b>	Facturación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD).....	157
<b>Figura Nro. 140:</b>	Facturación por servicio eléctrico por región (MUSD).....	159
<b>Figura Nro. 141:</b>	Recaudación de valores facturados por grupo de consumo (MUSD).....	159
<b>Figura Nro. 142:</b>	Valor de peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados (MUSD).....	160

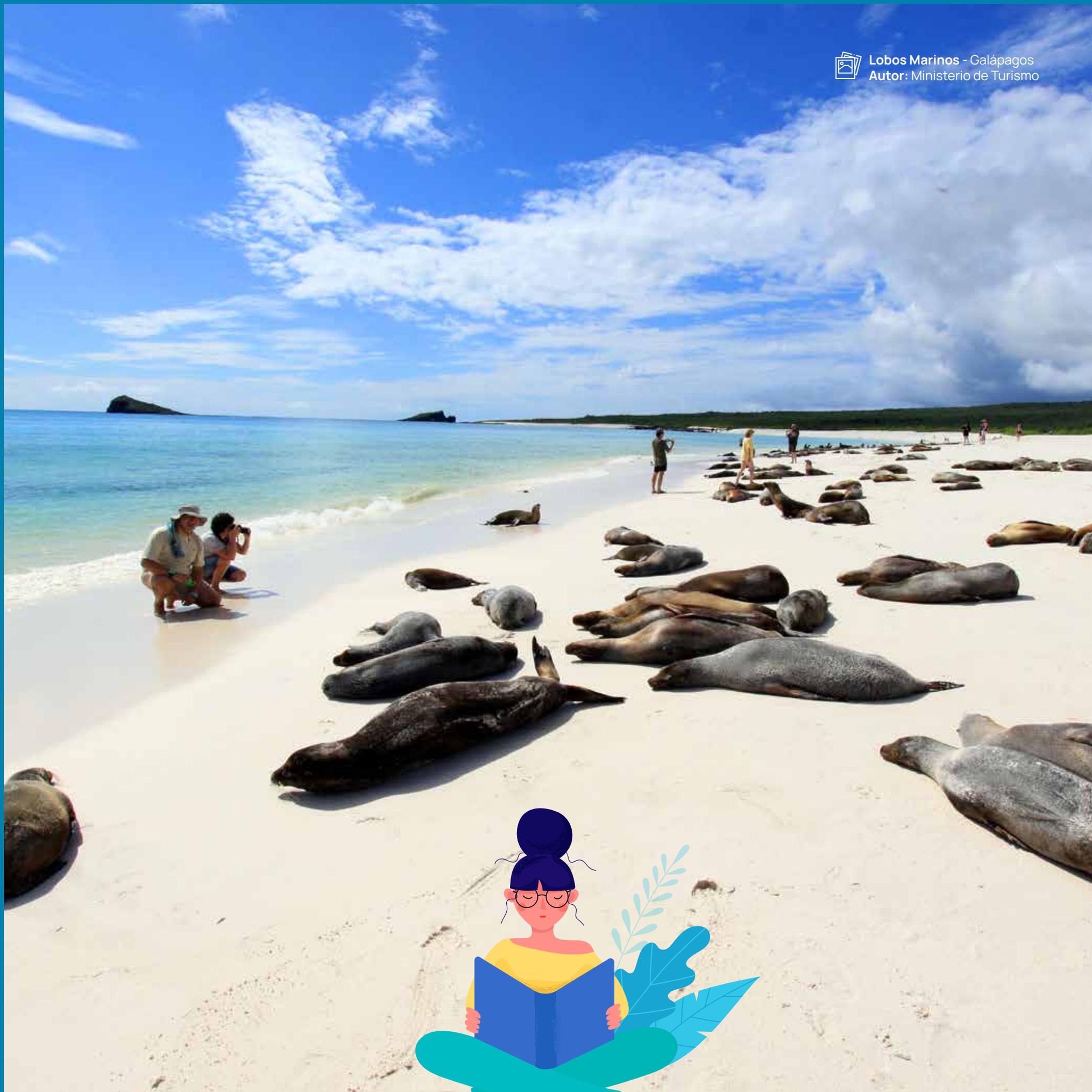
<b>Figura Nro. 143:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en distribución (GWh).....	160
<b>Figura Nro. 144:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en distribución (%).....	161
<b>Figura Nro. 145:</b>	Comparativo de pérdidas (GWh) 2010 vs. 2019.....	162
<b>Figura Nro. 146:</b>	Comparativo de pérdidas (%) 2010 vs. 2019.....	162
<b>Figura Nro. 147:</b>	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa.....	163
<b>Figura Nro. 148:</b>	Precio medio de la energía vendida por las generadoras.....	164
<b>Figura Nro. 149:</b>	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras.....	165
<b>Figura Nro. 150:</b>	Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras.....	165
<b>Figura Nro. 151:</b>	Energía exportada periodo 2010-2019.....	166
<b>Figura Nro. 152:</b>	Energía importada periodo 2010-2019.....	167
<b>Figura Nro. 153:</b>	Comparativo del precio medio de transacciones con Colombia (USD ¢/kWh).....	167
<b>Figura Nro. 154:</b>	Comparativo del precio medio de transacciones con Perú (USD ¢/kWh).....	167
<b>Figura Nro. 155:</b>	Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución (GWh).....	173
<b>Figura Nro. 156:</b>	Pérdidas de energía en el sistema de distribución (GWh).....	174
<b>Figura Nro. 157:</b>	Pérdidas porcentuales de energía en el sistema de distribución (%).....	174
<b>Figura Nro. 158:</b>	Consumo promedio mensual de clientes regulados (kWh/cliente).....	175
<b>Figura Nro. 159:</b>	Cobertura de servicio eléctrico.....	175



# ÍNDICE DE ANEXOS

A.1.	Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central .....	187
A.2.	Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central.....	189
A.3.	Potencia nominal y efectiva de empresas de distribución por tipo de central.....	193
B.1.	Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio.....	194
C.1.	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia.....	195
D.1.	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras.....	198
D.2.	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras.....	199
D.3.	Características de subestaciones de elevación y reducción de CELEC EP – Transelectric .....	203
D.4.	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras.....	205
E.1.	Características de las líneas de transmisión de empresas generadoras.....	214
E.2.	Características de las líneas de transmisión de empresas autogeneradoras.....	215
E.3.	Características de las líneas de transmisión de CELEC EP – Transelectric.....	216
F.1.	Energía bruta y entregada para servicio público y no público.....	218
F.2.	Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía.....	220
F.3.	Energía bruta y potencia efectiva de las generadoras.....	224
F.4.	Consumo de combustibles de las generadoras.....	225
F.5.	Energía bruta de empresas autogeneradoras.....	226
F.6.	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras.....	229
F.7.	Energía vendida por las empresas generadoras.....	233
F.8.	Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT.....	234
F.9.	Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT.....	239
F.10.	Porcentaje de uso de transformadores del SNT.....	241
F.11.	Cargabilidad de líneas de transmisión de 138 kV.....	243
F.12.	Cargabilidad de líneas de transmisión de 230 kV.....	244
F.13.	Cargabilidad de líneas de transmisión de 500 kV.....	245
F.14.	Demanda máxima de empresas y valores facturados.....	246
F.15.	Factor de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Nacional Interconectado, 2019.....	247
G.1.	Energía producida por tipo de empresa, periodo 2010-2019 (GWh).....	250
G.2.	Energía producida por empresa generadora.....	253
G.3.	Energía producida por empresa autogeneradora.....	262





# Introducción

El sector eléctrico es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo de un país por su aporte en el crecimiento económico y como herramienta para la innovación tecnológica; debido a que promueve un mejor nivel de vida en aspectos tales como: productividad, empleo, educación, salud, comunicación, entre otros.

La eficiencia energética y las energías renovables tienen un impacto positivo en la economía y en el ambiente; en Ecuador, para el abastecimiento de la demanda de electricidad se ha priorizado la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable (hidráulica, fotovoltaica, eólica y biomasa), con el objetivo de tener una matriz energética limpia, propendiendo a reducir el consumo de combustibles fósiles. La energía eléctrica generada es entregada al sistema eléctrico ecuatoriano, verificándose en las etapas de generación, transmisión y distribución, condiciones de calidad y seguridad; abasteciendo así la demanda de la industria, el comercio y los de hogares de los ecuatorianos.

La Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019 es una herramienta relevante que permite conocer la situación del sector eléctrico y sustentar la toma de decisiones; además de ser insumo esencial en la elaboración de distintos análisis y estudios técnicos, en los ámbitos: técnico, económico, prospectivo o de la planificación energética del país.

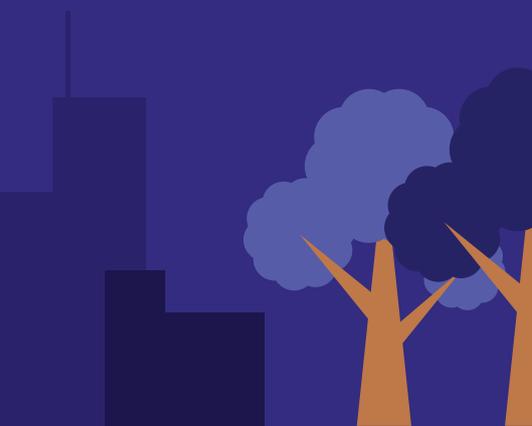
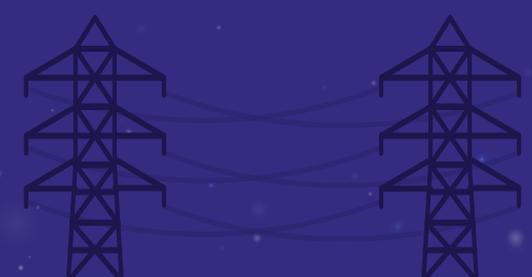
El presente documento se compone de 6 capítulos; los tres primeros presentan la información del sector eléctrico durante el 2019, y los tres restantes abordan la información histórica del sector durante el periodo 2010 – 2019.

El capítulo 1 presenta la información de infraestructura de las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico, desde la generación hasta el usuario final; el capítulo 2 detalla la transacciones que se efectúan en el sector en las actividades de producción, compra y venta de energía a nivel nacional y a través de interconexiones; mientras que el capítulo 3 presenta los principales indicadores del sector como las pérdidas de energía y la cobertura de servicio eléctrico.

En los capítulos 4, 5 y 6 se realiza un análisis de la evolución que ha tenido el sector eléctrico en los últimos 10 años respecto a la información de infraestructura, transacciones e indicadores, respectivamente.

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 validada.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> La información estadística y geográfica está en permanente revisión y actualización, por lo tanto podría estar sujeta a cambios.





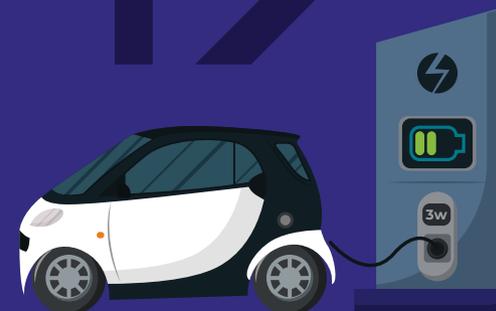
# ESTADÍSTICA ANUAL



DEL SECTOR ELÉCTRICO  
ECUATORIANO



20  
19





Panorámica nocturna - Loja  
Autor: E. E. Sur



# Infraestructura

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

## Capítulo 01







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 y No Incorporado), fuente de energía, central, servicio, empresa y ubicación (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. 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.

En 2019, a nivel nacional se registraron 8.685,01 MW de potencia nominal y 8.072,81 MW de potencia efectiva, las mismas consideran las capacidades registradas por los generadores, autogeneradores y distribuidores con generación. Cabe mencionar que la mayoría de las empresas petroleras corresponden a los autogeneradores.

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

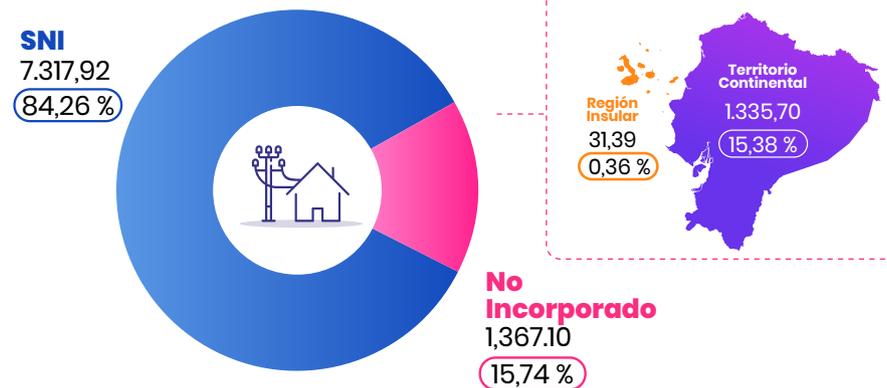
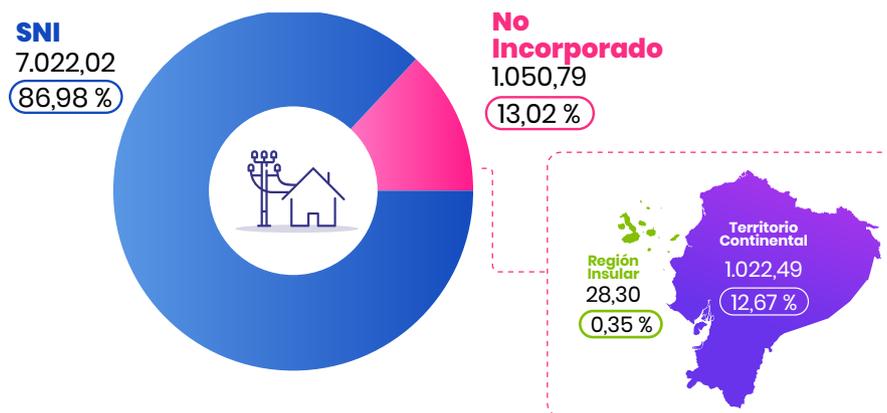


Figura Nro. 2: Potencia efectiva por tipo de sistema (MW)



La tabla Nro. 1 muestra las centrales que entraron en operación en 2019.

**Tabla Nro. 1:** Centrales que entraron en operación en 2019

Tipo de Empresa	Empresa	Central	Tipo de Central	Sistema	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	CELEC- Termopichincha	CAMPO ITT	Térmica	No Incorporado	34,00	30,00
	Hidrosierra	Rio Verde Chico	Hidráulica	SNI	10,00	10,20
<b>Total Generadora</b>					<b>44,00</b>	<b>40,20</b>
Autogeneradora	Andes Petro	Aurora	Térmica	No Incorporado	2,43	1,95
	Petroamazonas	Tambococha D	Térmica	No Incorporado	1,07	0,92
		Tiputini Gas	Térmica	No Incorporado	5,25	4,75
	Sipac	MDC-LOC40	Térmica	No Incorporado	1,29	0,95
<b>Total Autogeneradora</b>					<b>10,04</b>	<b>8,57</b>
<b>Total general</b>					<b>54,04</b>	<b>48,77</b>

### 1.1.2 Potencia nominal y efectiva nacional por tipo de fuente

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

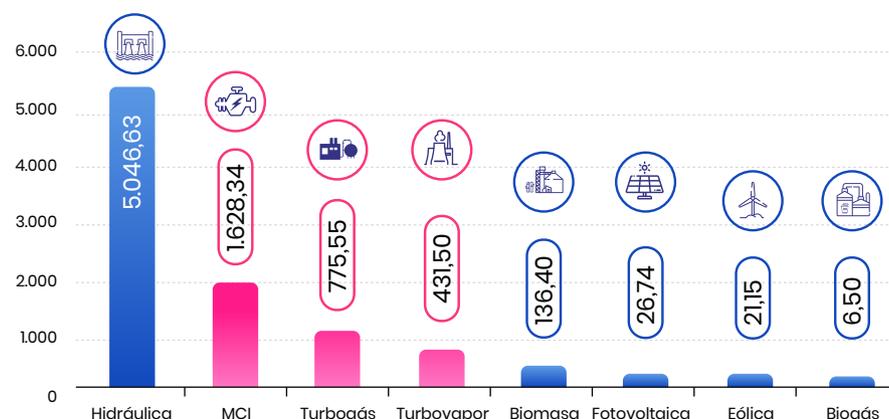
**Tabla Nro. 2:** Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

Tipo de Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva	
				(MW)	%
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	5.076,40	5.046,63	62,51
	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
<b>Total Renovable</b>			<b>5.276,74</b>	<b>5.237,42</b>	<b>64,88</b>
No Renovable	Térmica	MCI	2.024,80	1.628,34	20,17
		Turbogás	921,85	775,55	9,61
		Turbovapor	461,63	431,50	5,35
<b>Total No Renovable</b>			<b>3.408,27</b>	<b>2.835,39</b>	<b>35,12</b>
<b>Total general</b>			<b>8.685,01</b>	<b>8.072,81</b>	<b>100,00</b>

En 2019, de la potencia efectiva total (8.072,81 MW) destacó la participación mayoritaria de las centrales hidráulicas con 5.046,63 MW, correspondiente al 62,51 %; seguida de las centrales térmicas no renovables tipo MCI, con una participación de 1.628,34 MW, correspondiente al 20,17 %.

La figura Nro. 3 presenta la potencia efectiva por tipo de central (en el caso de las centrales térmicas no renovables se muestra por tipo de unidad).

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



### 1.1.3 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa

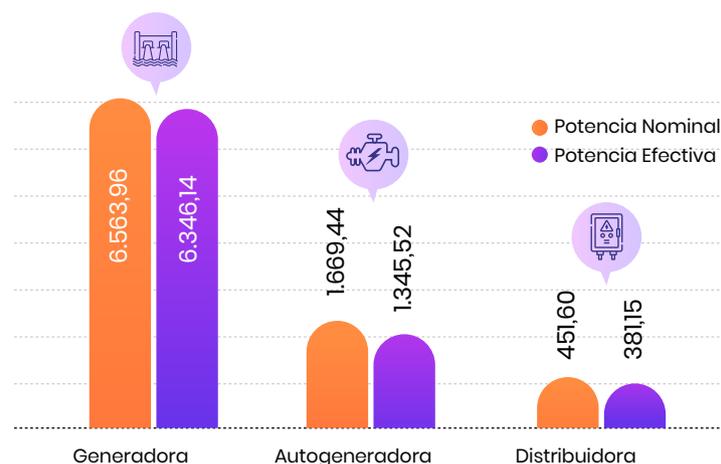
En la tabla Nro. 3 se presentan los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.

**Tabla Nro. 3:** Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa a nivel nacional

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Hidráulica	Hidráulica	4.702,80	4.678,94
	Térmica	MCI	788,92	685,03
	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
<b>Total Generadora</b>			<b>6.563,96</b>	<b>6.346,14</b>
Autogeneradora	Térmica	MCI	1.176,82	891,34
	Hidráulica	Hidráulica	231,44	227,33
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Térmica	Turbogás	101,25	76,95
	Térmica	Turbovapor	15,63	13,50
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>1.669,44</b>	<b>1.345,52</b>
Distribuidora	Térmica	Turbogás	208,07	161,00
	Hidráulica	Hidráulica	142,16	140,36
	Térmica	MCI	59,06	51,97
	Térmica	Turbovapor	34,50	20,00
	Eólica	Eólica	4,65	4,65
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	3,17	3,17
<b>Total Distribuidora</b>			<b>451,60</b>	<b>381,15</b>
<b>Total general</b>			<b>8.685,01</b>	<b>8.072,81</b>

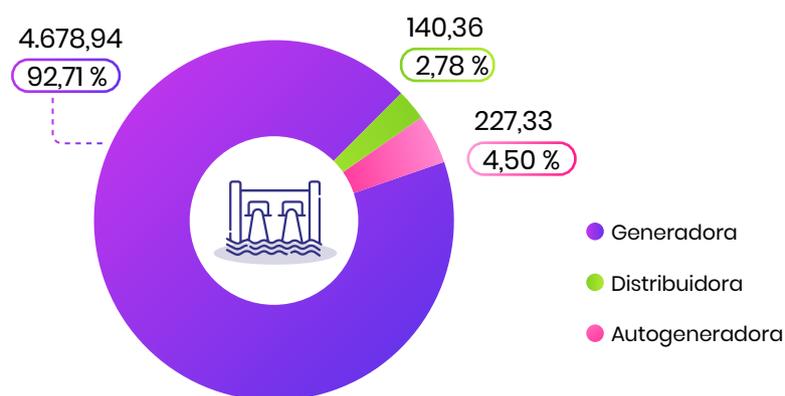
La figura Nro. 4 clasifica las potencias nominal y efectiva por tipo de empresa; la potencia de las distribuidoras, se refiere a la generación no escindida propiedad de dichas empresas.

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



En las figuras Nros. 5 a 12 se muestran la potencia efectiva desglosada por tipo de empresa y central. Para detalles de esta información remitase a los anexos A (A.1., A.2., A.3.).

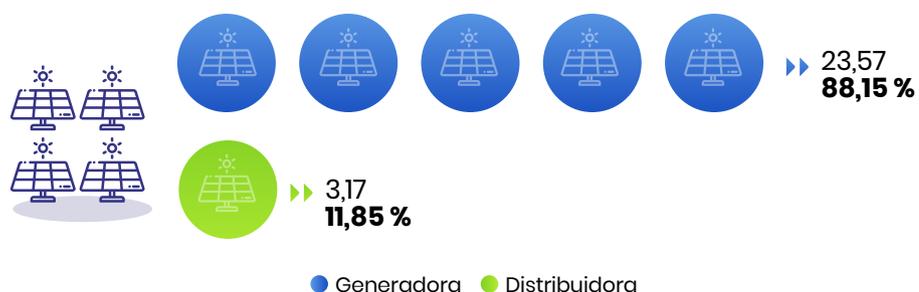
**Figura Nro. 5:** Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW)



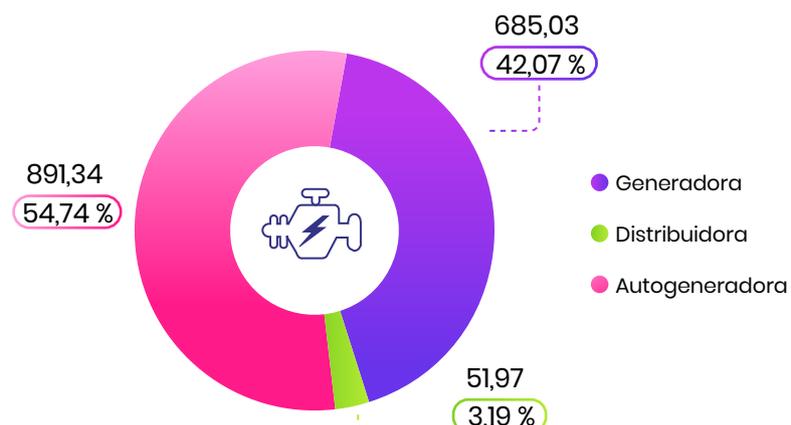
**Figura Nro. 6:** Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW)



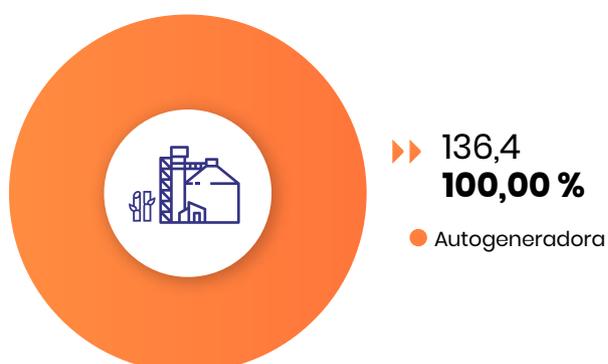
**Figura Nro. 7:** Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW)



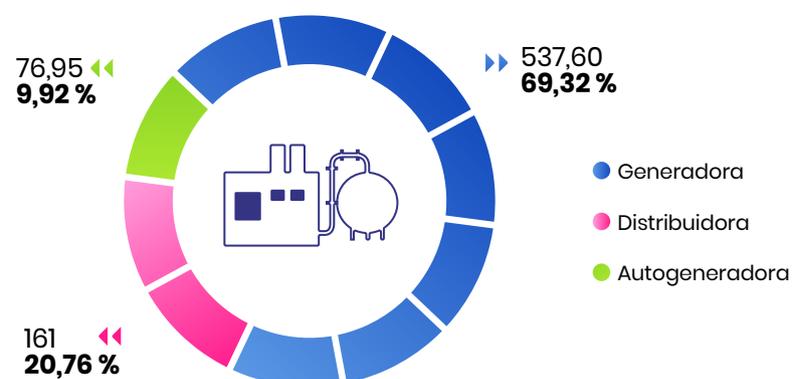
**Figura Nro. 10:** Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa



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



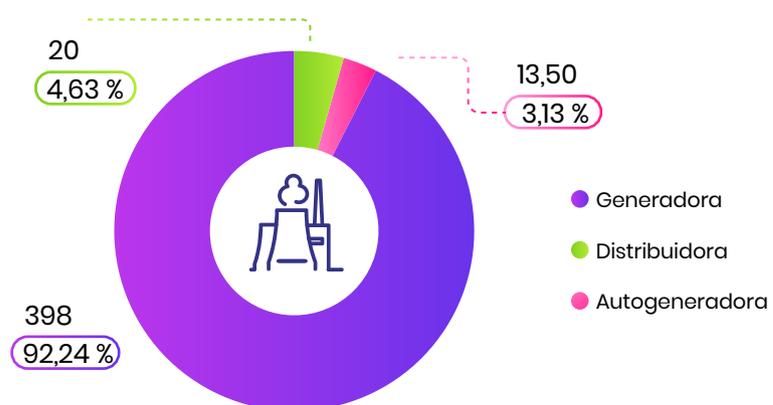
**Figura Nro. 11:** Potencia efectiva de centrales térmicas de turbogás por tipo de empresa (MW)



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



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

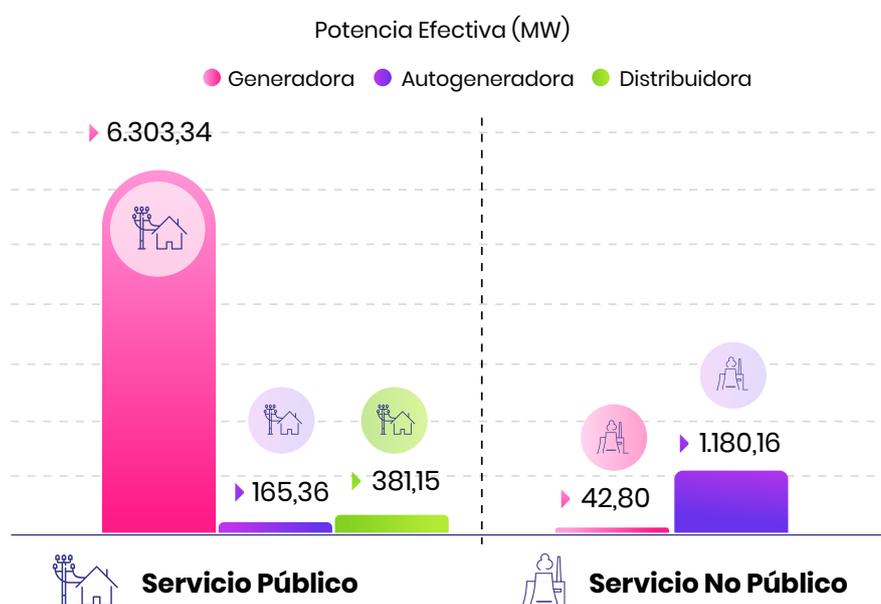


## 1.1.4 Potencia por tipo de servicio y empresa

En la figura Nro. 13 se presenta la clasificación de la potencia efectiva según el tipo de servicio; sea éste público, para el caso de empresas generadoras (6.303,34 MW), distribuidoras con generación (381,15 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 (1.180,16 MW).

Mayor detalle de la potencia nominal y efectiva por tipo de servicio, se encuentra en el anexo B.1.

**Figura Nro. 13:** Potencia efectiva por tipo de servicio



## 1.1.5 Potencia y número de centrales por provincia

La tabla Nro. 4 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.



La figura Nro. 14 muestra, en orden decreciente, 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.

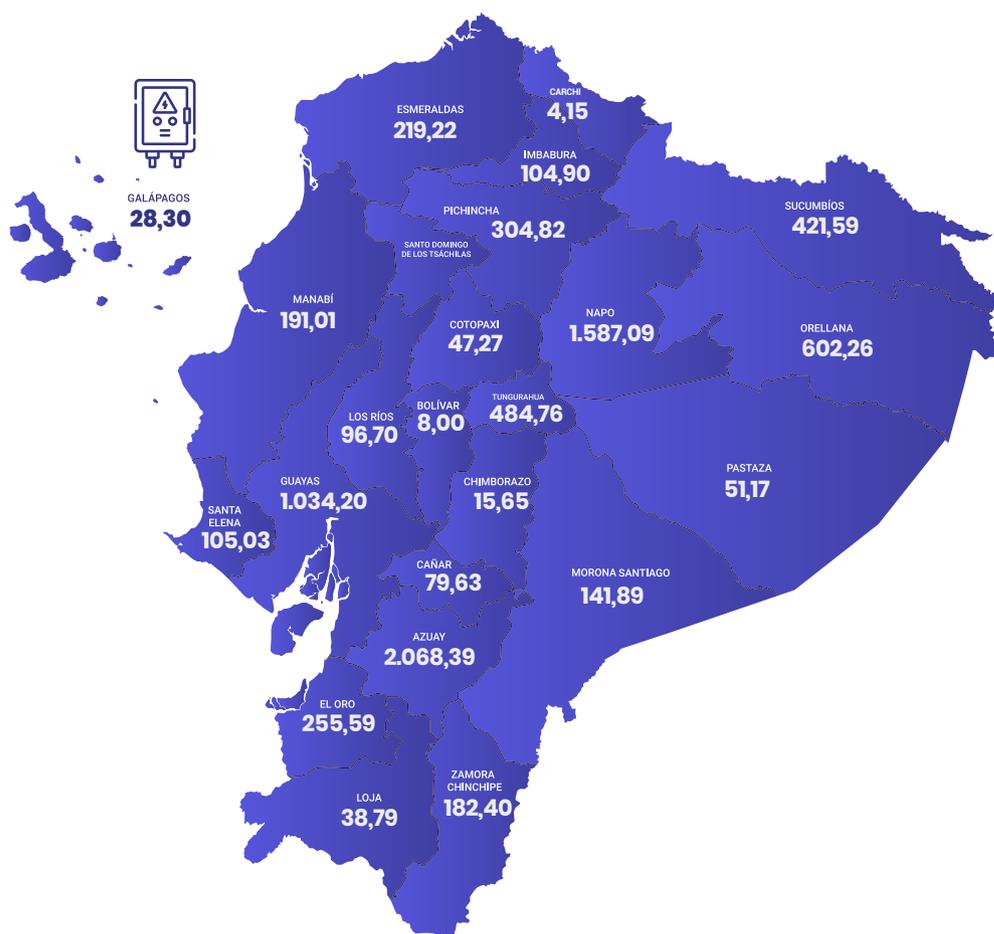
Es importante mencionar que de los 1.587,09 MW de potencia efectiva de las centrales ubicadas en la provincia de Napo el mayor porcentaje corresponde a la central Coca Codo Sinclair<sup>2</sup>.

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

**Tabla Nro. 4:** Potencia y número de centrales por provincia y tipo de fuente 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	24,15	21,06	14	31,39	28,30
Guayas	7	331,48	325,78	10	805,21	708,43	17	1.136,68	1.034,20
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	47,60	40,50	3	105,17	96,70
Manabí	2	1,50	1,49	4	215,20	189,52	6	216,70	191,01
Morona Santiago	4	138,38	137,89	1	4,50	4,00	5	142,88	141,89
Napo	5	1.557,50	1.532,65	5	77,63	54,44	10	1.635,13	1.587,09
Orellana	-	-	-	87	781,08	602,26	87	781,08	602,26
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	480,86	371,88	72	530,57	421,59
Tungurahua	7	505,30	481,16	1	5,00	3,60	8	510,30	484,76
Zamora Chinchipe	2	182,40	182,40	-	-	-	2	182,40	182,40
<b>Total general</b>	<b>114</b>	<b>5.276,74</b>	<b>5.237,42</b>	<b>206</b>	<b>3.408,27</b>	<b>2.835,39</b>	<b>320</b>	<b>8.685,01</b>	<b>8.072,81</b>

Figura Nro. 14: Potencia efectiva por 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 define 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 en 2019. Se clasifican 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	
Generadora	Capacidad máxima (MVA)	2.161,30	-	-	2.161,30
	Número de subestaciones	29	-	9	38
	Número de transformadores	50	-	-	50
Autogeneradora	Capacidad máxima (MVA)	969,73	316,82	-	1.286,55
	Número de subestaciones	32	24	2	58
	Número de transformadores	60	41	-	101
Transmisor	Capacidad máxima (MVA)	-	14.858,85	-	14.858,85
	Número de subestaciones	-	57	8	65
	Número de transformadores	-	89	-	89
Distribuidora	Capacidad máxima (MVA)	43,56	7.806,65	-	7.850,21
	Número de subestaciones	7	346	24	377
	Número de transformadores	25	445	-	470



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

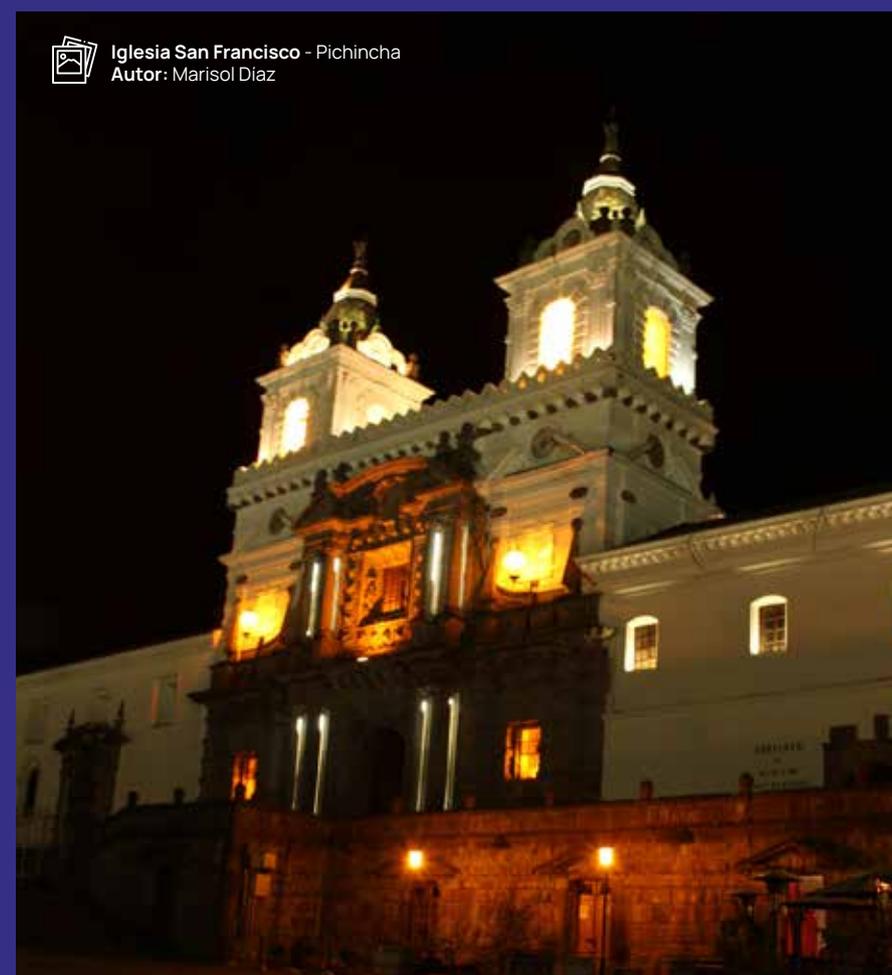
Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	CELEC- Electroguayas	2	2	206,00
	CELEC-Gensur	1	1	25,00
	CELEC-Hidroagoyán	3	6	505,00
	CELEC-Hidroazogues	1	1	12,50
	CELEC-Hidronación	1	2	102,00
	CELEC-Termoesmeraldas	1	3	185,00
	CELEC-Termogas Machala	1	4	386,00
	CELEC-Termomanabí	1	4	225,00
	CELEC-Termopichincha	2	5	136,00
	Elecaastro	3	7	81,11
	ElitEnergy	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
	Hidrosierra	1	1	12,00
	Hidrosigchos	1	1	27,00
	Hidrovictoria	1	1	12,00
	Intervisa Trade	1	1	150,00
	IPNEGAL	1	1	13,00
<b>Total general</b>		<b>29</b>	<b>50</b>	<b>2.161,30</b>

**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
	Daule Peripa	138	1
CELEC-Hidronación	Baba	230	1
	Mazar	230	1
Sansau	Sansau Wildtecsa	13,8	1
<b>Total general</b>			<b>9</b>



**Iglesia San Francisco - Pichincha**  
Autor: Marisol Díaz



**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	14	17	204,15
	Andes Petro	1	7	108,00
	San Carlos	1	6	82,40
	Hidroalto	1	1	70,00
	Hidrosanbartolo	1	1	56,00
	Hidronormandía	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
Perlabi	1	1	3,15	
Reducción	Repsol	11	21	186,30
	UNACEM	1	1	35,00
	Petroamazonas	5	5	31,25
	Agip	3	8	24,00
	UCEM	1	2	19,00
	Coazucar	1	1	8,67
	Ecoluz	1	1	6,60
	Vicunha	1	2	6,00
<b>Total general</b>		<b>56</b>	<b>101</b>	<b>1.286,55</b>

**Tabla Nro. 9:** Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras

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

## 1.2.1.2 Subestaciones y transformadores de la CELEC EP -Transelectric

En 2019, la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric registró 53 subestaciones con 85 transformadores, los cuales conforman una capacidad máxima de 14.663,85 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 la CELEC EP -Transelectric

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	53	85	14.663,85
Reducción*	4	4	195,00
<b>Total general</b>	<b>57</b>	<b>89</b>	<b>14.858,85</b>

\*Subestaciones móviles de la CELEC EP - Transelectric

**Tabla Nro. 11:** Subestaciones de seccionamiento de la CELEC EP - Transelectric

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Subestaciones
Manduriacu	230	8
Sopladora		
Taday		
Zhoray		
Chongón	138	
Puerto Napo		
San Idelfonso		
Topo		

### 1.2.1.3 Subestaciones de empresas distribuidoras

A nivel de subtransmisión las empresas distribuidoras registraron 353 subestaciones con una capacidad instalada de 7.850,21 MVA y 24 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. Galápagos	6	24	36,57	
	E.E. Quito	1	1	6,99	
Reducción	CNEL-Bolívar	6	8	76,25	
	CNEL-El Oro	18	26	404,00	
	CNEL-Esmeraldas	15	16	233,00	
	CNEL-Guayaquil	41	58	1.360,00	
	CNEL-Guayas Los Rios	35	41	706,25	
	CNEL-Los Rios	10	10	164,00	
	CNEL-Manabí	30	40	534,65	
	CNEL-Milagro	14	16	252,50	
	CNEL-Sta. Elena	17	20	242,50	
	CNEL-Sto. Domingo	15	19	260,25	
	CNEL-Sucumbios	9	11	143,75	
	E.E. Ambato	18	26	360,50	
	E.E. Azogues	2	2	32,50	
	E.E. Centro Sur	15	25	505,50	
	E.E. Cotopaxi	9	13	131,90	
	E.E. Galápagos	1	1	10,00	
	E.E. Norte	16	18	226,25	
	E.E. Quito	43	58	1.844,00	
	E.E. Riobamba	11	12	137,50	
	E.E. Sur	21	25	181,35	
	<b>Total general</b>		<b>353</b>	<b>470</b>	<b>7.850,21</b>

**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	2
	Tap Chobo	69	
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	
<b>Total general</b>			<b>24</b>

## 1.2.2 Transformadores asociados a generación

### 1.2.2.1 Transformadores de empresas generadoras

La capacidad de transformación asociada a las empresas generadoras se muestra en la tabla Nro. 14 y se detalla en los anexos D.1. y D.2. De la misma se concluye que la mayor potencia asociada a generación (~68% del total) corresponde a las Unidades de Negocio de CELEC EP Coca Codo Sinclair e Hidropaute.

**Tabla Nro. 14:** Transformadores asociados a 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-Termomanabi	4	9	77,19
CELEC-Termopichincha	1	1	4,00
Ecuagesa	1	1	35,00
Elecaastro	2	2	25,25
Electrisol	1	1	1,25
EPMAPS	2	2	36,00
Gasgreen	1	2	3,20
Generoca	1	2	66,66
Gonzanergy	1	1	1,25
Hidrosibimbe	1	1	18,00
Hidrotambo	1	1	10,00
Hidrotavalo	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
<b>Total general</b>	<b>46</b>	<b>85</b>	<b>5.615,10</b>

## 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 24 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 al anexo D.4.

**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-Sucumbios	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	20,80
E.E. Quito	1	1	52,50
E.E. Riobamba	3	7	24,01
<b>Total general</b>	<b>25</b>	<b>42</b>	<b>385,63</b>



## 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
Transmisor	3.681,61	2.631,10
Distribuidora	5.353,14	138,93
<b>Total general</b>	<b>9.973,33</b>	<b>2.881,85</b>

### 1.3.1 Líneas de empresas generadoras y autogeneradoras

Las líneas de interconexión que entregan la energía producida por un centro de generación al sistema de transmisión o de distribución, se clasifican 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 2019.

**Tabla Nro. 17:** Detalle de líneas de las 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
	ElitEnergy	138	1	25,62
	Ecuagesa	138	1	6,67
	Intervisa Trade	138	1	0,60
	CELEC-Electroguayas	138	1	0,50
	CELEC-Hidroazogues	69	2	34,04
	Hidrotambo	69	1	26,50
	IPNEGAL	69	1	26,00
	Hidrosibimbe	69	1	14,00
	Hidrosigchos	69	1	8,00
	CELEC-Gensur	69	1	3,20
	CELEC-Electroguayas	69	2	1,53
	Generoca	69	1	0,30
	Hidrovictoria	22,8	1	0,40
EMAC-BGP	22	1	0,80	
Altgenotec	13,8	1	0,60	
<b>Total Simple Circuito</b>			<b>22</b>	<b>215,96</b>
Doble Circuito	CELEC-Hidropaute	230	1	2,51
	EPMAPS	138	1	45,91
	Elecaastro	69	2	62,00
<b>Total Doble Circuito</b>			<b>4</b>	<b>110,42</b>

En 2019, las empresas autogeneradoras registraron una mayor longitud de líneas en simple circuito, las mismas alcanzaron los 722,62 km, destacándose en este grupo las empresas Petroamazonas y Repsol.

**Tabla Nro. 18:** Detalle de líneas de las autogeneradoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple Circuito	Hidroalto	230	1	24,00
	Hidronormandía	230	1	85,00
	Hidrosanbartolo	230	1	18,87
	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
	Sipac	34,5	1	31,00
	Petroamazonas	34,5	1	25,90
	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
<b>Total Simple Circuito</b>			<b>41</b>	<b>722,62</b>
Doble Circuito	Repsol	34,5	1	1,40
<b>Total Doble Circuito</b>			<b>1</b>	<b>1,40</b>

### 1.3.2 Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric

El transmisor operó líneas a niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV. En simple circuito, se registró un total de 62 líneas con 3.681.61 km de longitud; y, en doble circuito, un total de 37 líneas con 2.631.10 km (ver tabla Nro. 19). Adicionalmente, se registraron 4 líneas para interconexiones internacionales, 3 con Colombia y 1 con Perú, las cuales se detallan en la tabla Nro. 20. Más detalles de estas líneas se presentan en el anexo E.3.

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

Tipo de Circuito	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Líneas	# Estructuras	Longitud (km)
Simple Circuito	138	36	4.096	1.513,43
	230	20	2.851	1.558,18
	500	6	1.328	610,00
<b>Total Simple Circuito</b>		<b>62</b>	<b>8.275</b>	<b>3.681,61</b>
Doble Circuito	138	15	2.098	670,44
	230	22	3.454	1.960,66
<b>Total Doble Circuito</b>		<b>37</b>	<b>5.552</b>	<b>2.631,10</b>

**Tabla Nro. 20:** Líneas de transmisión para interconexión

Tipo de Circuito	Nivel de Voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
<b>Total Simple Circuito</b>			<b>7,50</b>	<b>15,50</b>
Doble Circuito	230	Machala - Zorritos	55,72	110,00
		Pomasqui - Jamondino 1	135,51	212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	136,11	214,00
<b>Total Doble Circuito</b>			<b>327,34</b>	<b>536,20</b>

### 1.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras operaron un total de 5.353,14 km de líneas en simple circuito; y, 138,93 km en 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).

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. y la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos son las distribuidoras que poseen mayor infraestructura de líneas en simple circuito a 69 kV: 524,95 km; y, 460,39 km, respectivamente.

**Tabla Nro. 21:** Detalle de líneas de las distribuidoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje	Longitud (km)	
Simple Circuito	CNEL-Bolívar	69	195,26	
	CNEL-El Oro	69	253,16	
	CNEL-Esmaldas	69	379,85	
	CNEL-Guayaquil	69	277,28	
	CNEL-Guayas Los Ríos	69	460,39	
	CNEL-Los Ríos	69	165,20	
	CNEL-Manabí	69	439,13	
	CNEL-Milagro	69	319,50	
	CNEL-Sta. Elena	69	204,79	
	CNEL-Sto. Domingo	69	308,83	
	CNEL-Sucumbios	69	189,60	
	<b>CNELEP</b>			<b>3.193,00</b>
	E.E. Ambato	69	146,44	
	E.E. Azogues	69	26,88	
	E.E. Centro Sur	69	269,09	
		22	28,25	
	E.E. Cotopaxi	69	79,35	
		22	9,46	
		13,8	7,65	
	E.E. Galápagos	34,5	50,00	
		13,8	22,21	
	E.E. Norte	69	256,11	
		34,5	17,59	
	E.E. Quito	138	253,16	
		69	52,00	
		46	233,61	
	E.E. Riobamba	69	166,39	
E.E. Sur	69	524,95		
	22	17,00		
<b>Empresas Eléctricas</b>			<b>2.160,14</b>	
<b>Total Simple Circuito</b>			<b>5.353,14</b>	
Doble Circuito	CNEL-El Oro	69	39,17	
	CNEL-Manabí	69	27,66	
	<b>CNELEP</b>			<b>66,83</b>
	E.E. Cotopaxi	69	32,66	
	E.E. Quito	138	19,80	
		46	11,76	
	E.E. Riobamba	69	7,09	
	E.E. Sur	69	0,79	
<b>Empresas Eléctricas</b>			<b>72,10</b>	
<b>Total Doble Circuito</b>			<b>138,93</b>	

## 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.

En 2019, el SNT registró un total de 618 MVAR de equipos de compensación capacitiva y 135 MVAR de compensación inductiva, distribuidos en determinadas subestaciones.

**Tabla Nro. 22:** Compensación capacitiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje	Capacidad Unitaria	Condensadores	Capacidad Total
	(kV)	(MVAR)	(u)	(MVAR)
Las Esclusas	230	60	2	120
	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
Esmaldas	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
<b>Total general</b>				<b>618</b>

Fuente: CELEC EP - Transelectric

**Tabla Nro. 24:** Redes de medio voltaje por distribuidora

Empresa	Nivel de Voltaje	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(kV)	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Bolívar	13,8	2.387,44	0,29	731,55	3.119,28
CNEL-EI Oro	13,8	3.326,82	12,17	2.016,99	5.355,98
CNEL-Esmeraldas	13,8	3.196,43	14,98	1.336,32	4.547,73
	13,2	61,12	-	45,89	107,02
CNEL-Guayaquil	13,8	1.314,24	202,01	1.274,49	2.790,74
CNEL-Guayas Los Rios	13,8	5.987,01	372,64	1.869,15	8.228,81
CNEL-Los Ríos	13,8	2.707,17	24,28	850,62	3.582,07
CNEL-Manabí	13,8	5.951,21	212,75	1.491,26	7.655,22
CNEL-Milagro	13,8	2.889,34	44,42	1.104,94	4.038,70
CNEL-Sta. Elena	13,8	988,62	56,57	1.018,69	2.063,89
	13,2	64,85	0,61	105,54	171,00
CNEL-Sto Domingo	34,5	1.519,93	4,06	231,35	1.755,34
	13,8	6.643,96	54,78	1.169,18	7.867,92
CNEL-Sucumbios	13,8	3.870,52	0,14	1.308,71	5.179,37
<b>Total CNELEP</b>		<b>40.908,67</b>	<b>999,71</b>	<b>14.554,68</b>	<b>56.463,06</b>
E.E. Ambato	13,8	3.642,47	24,92	1.945,85	5.613,24
E.E. Azogues	22,0	573,27	-	239,20	812,47
E.E. Centro Sur	22,0	5.853,04	11,65	2.541,30	8.405,99
	13,8	1.118,76	3,91	305,89	1.428,56
	6,3	-	1,06	53,78	54,84
E.E. Cotopaxi	13,8	3.140,09	12,97	1.109,39	4.262,46
E.E. Galápagos	13,8	224,57	0,24	79,06	303,87
	13,2	11,74	-	0,43	12,17
E.E. Norte	13,8	4.271,76	43,76	1.658,49	5.974,01
E.E. Quito	22,8	3.435,31	133,10	2.783,94	6.352,36
	13,8	1.335,02	28,74	333,80	1.697,56
	6,3	-	79,73	792,78	872,52
E.E. Riobamba	13,8	3.401,67	68,60	669,43	4.139,70
E.E. Sur	22,0	1.758,14	1,27	563,85	2.323,26
	13,8	4.598,89	40,07	1.277,77	5.916,73
<b>Total Empresas Eléctricas</b>		<b>33.364,75</b>	<b>450,03</b>	<b>14.354,95</b>	<b>48.169,74</b>
<b>Total general</b>		<b>74.273,41</b>	<b>1.449,74</b>	<b>28.909,64</b>	<b>104.632,80</b>



Línea de Transmisión Coca Codo Sinclair - Napo  
Autor: Daniel Sánchez

**Tabla Nro. 23:** Compensación inductiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje	Capacidad Unitaria	Reactores	Capacidad Total
	(kV)	(MVar)	(u)	(MVar)
El Inga	500	10	3	30
Pomasqui	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
<b>Total general</b>				<b>135</b>

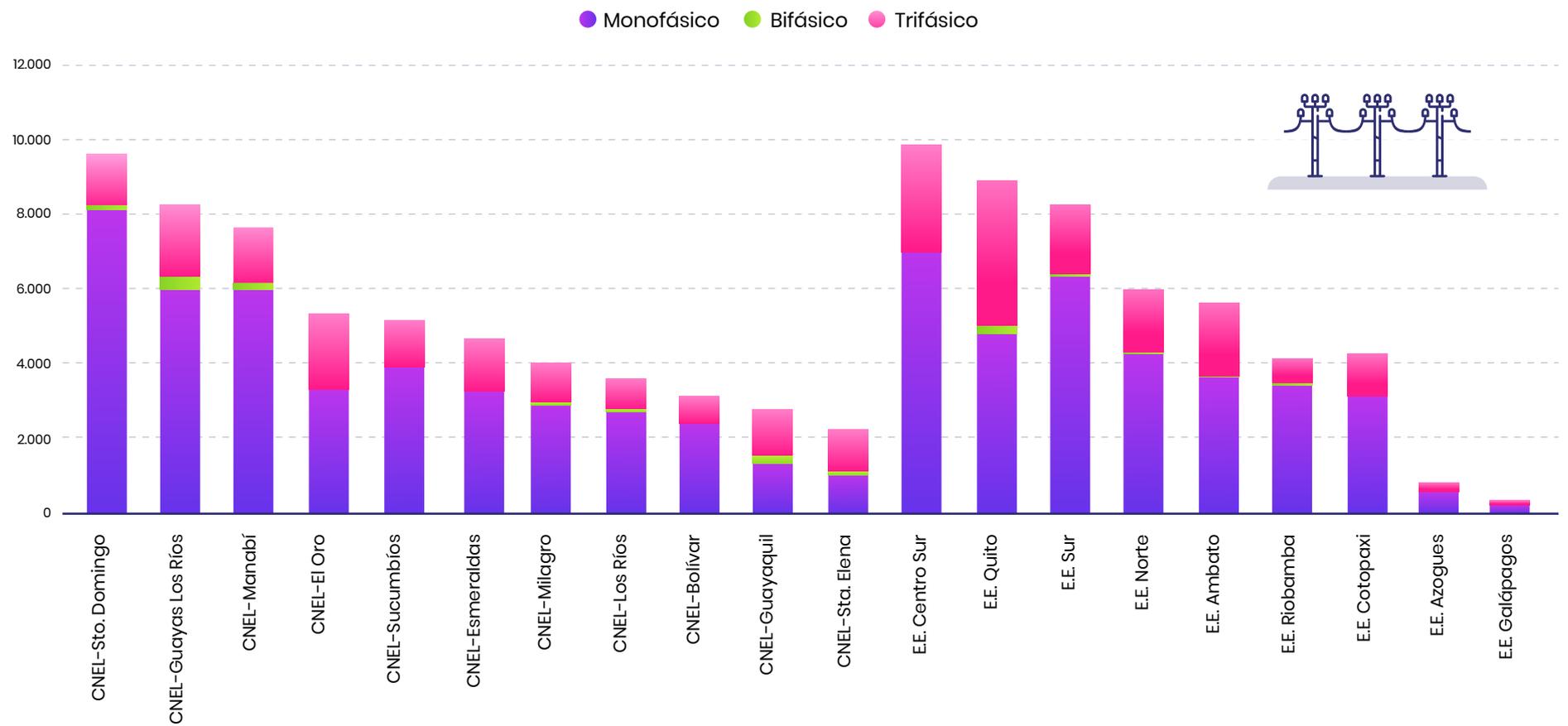
Fuente: CELEC EP - Transelectric

## 1.5 Redes de medio voltaje

Las redes de 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 104.632,80 km.

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



## 1.6

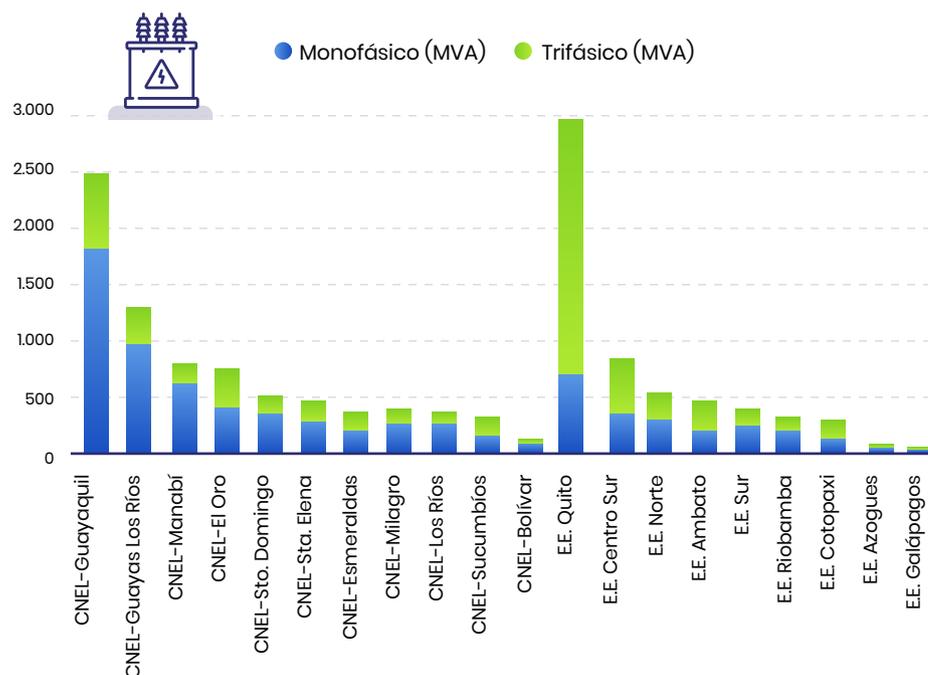
## Transformadores de Distribución

En la tabla Nro. 25 se presenta el número y capacidad de transformadores monofásicos y trifásicos por empresa.

**Tabla Nro. 25:** Número y capacidad de transformadores por distribuidora

Empresa	Monofásico	Trifásico	Total	Monofásico	Trifásico	Total
	(u)	(u)	(u)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
CNEL-Guayaquil	33.869	2.068	35.937	1.779,41	623,85	2.403,26
CNEL-Guayas Los Ríos	30.363	1.293	31.656	958,26	268,55	1.226,81
CNEL-Manabí	25.681	944	26.625	605,77	143,42	749,19
CNEL-EI Oro	14.668	1.498	16.166	402,83	295,07	697,91
CNEL-Sto. Domingo	22.215	1.093	23.308	346,41	115,24	461,65
CNEL-Sta. Elena	8.896	603	9.499	283,75	128,28	412,03
CNEL-Esmeraldas	8.875	836	9.711	191,76	120,98	312,74
CNEL-Milagro	11.596	449	12.045	256,64	91,55	348,19
CNEL-Los Ríos	9.930	417	10.347	260,40	54,39	314,79
CNEL-Sucumbios	8.800	1.076	9.876	152,78	111,67	264,45
CNEL-Bolívar	5.448	243	5.691	65,49	17,87	83,36
<b>Total CNELEP</b>	<b>180.341</b>	<b>10.520</b>	<b>190.861</b>	<b>5.303,51</b>	<b>1.970,85</b>	<b>7.274,36</b>
E.E. Quito	25.353	16.182	41.535	689,24	2.182,33	2.871,57
E.E. Centro Sur	20.319	4.697	25.016	351,40	455,11	806,51
E.E. Norte	14.555	2.522	17.077	282,03	202,34	484,37
E.E. Ambato	13.111	2.561	15.672	189,78	234,61	424,39
E.E. Sur	17.240	978	18.218	246,13	107,37	353,50
E.E. Riobamba	12.738	867	13.605	196,20	83,17	279,37
E.E. Cotopaxi	8.119	1.532	9.651	128,93	143,08	272,01
E.E. Azogues	1.807	285	2.092	31,45	24,25	55,70
E.E. Galápagos	872	149	1.021	23,34	13,20	36,54
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>114.114</b>	<b>29.773</b>	<b>143.887</b>	<b>2.138,50</b>	<b>3.445,47</b>	<b>5.583,97</b>
<b>Total general</b>	<b>294.455</b>	<b>40.293</b>	<b>334.748</b>	<b>7.442,01</b>	<b>5.416,32</b>	<b>12.858,33</b>

**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 estas alcanzó los 96.790,53 km distribuidas de la siguiente manera: 83.034,97 km de red monofásica; 8.678,26 km de red bifásica; y, 5.077,29 km de red trifásica.

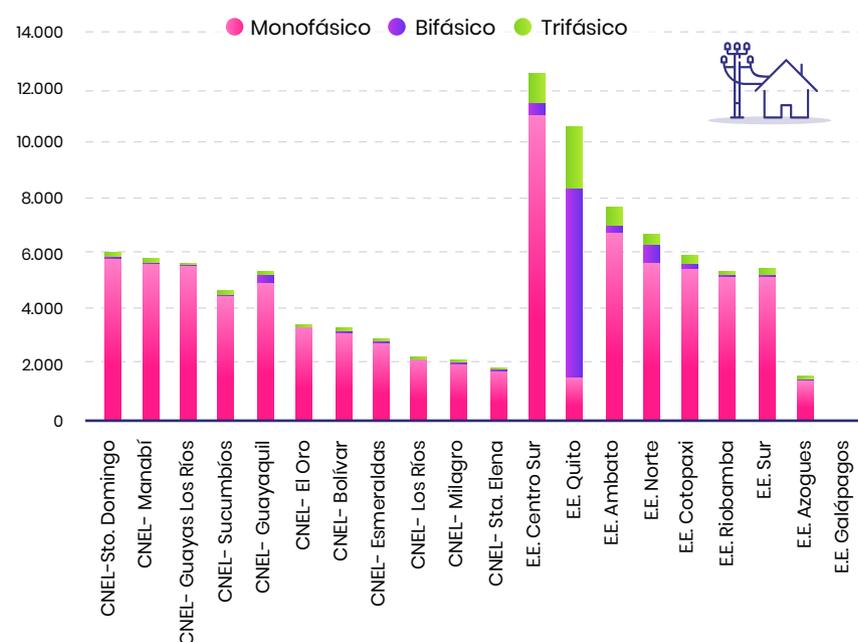


Central Eólica Villonaco - Loja  
Autor: CELEC Gensur

**Tabla Nro. 26:** Longitud de redes secundarias por distribuidora

Empresa	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Sto. Domingo	5.794,84	32,75	18,76	5.846,35
CNEL-Manabí	5.573,03	7,30	63,87	5.644,20
CNEL-Guayas Los Ríos	5.411,73	29,52	39,40	5.480,65
CNEL-Guayaquil	4.851,47	283,64	27,05	5.162,16
CNEL-Sucumbios	4.432,84	21,35	117,39	4.571,58
CNEL-El Oro	3.299,04	4,30	7,52	3.310,86
CNEL-Bolívar	3.096,88	15,79	51,20	3.163,87
CNEL-Esmeraldas	2.710,57	22,56	52,75	2.785,87
CNEL-Los Ríos	2.076,45	1,92	13,68	2.092,06
CNEL-Milagro	2.054,46	13,83	2,69	2.070,98
CNEL-Sta. Elena	1.734,37	4,55	14,15	1.753,07
<b>Total CNELEP</b>	<b>41.035,68</b>	<b>437,51</b>	<b>408,47</b>	<b>41.881,66</b>
E.E. Centro Sur	10.986,92	369,70	992,68	12.349,30
E.E. Quito	1.477,90	6.726,03	2.245,92	10.449,86
E.E. Ambato	6.761,19	184,50	631,31	7.577,00
E.E. Norte	5.611,51	661,54	297,70	6.570,76
E.E. Cotopaxi	5.370,29	124,02	248,02	5.742,33
E.E. Sur	5.121,42	86,14	123,76	5.331,32
E.E. Riobamba	5.120,20	41,91	38,34	5.200,45
E.E. Azogues	1.333,50	44,35	72,93	1.450,78
E.E. Galápagos	216,36	2,55	18,17	237,08
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>41.999,29</b>	<b>8.240,75</b>	<b>4.668,83</b>	<b>54.908,87</b>
<b>Total general</b>	<b>83.034,97</b>	<b>8.678,26</b>	<b>5.077,29</b>	<b>96.790,53</b>

**Figura Nro. 17:** Longitud de redes secundarias por distribuidora (km)



## 1.8 Luminarias

Las empresas distribuidoras cuantifican un total de 1.641.680 luminarias en sus sistemas, las cuales corresponden a una potencia instalada de 266.923 kW.

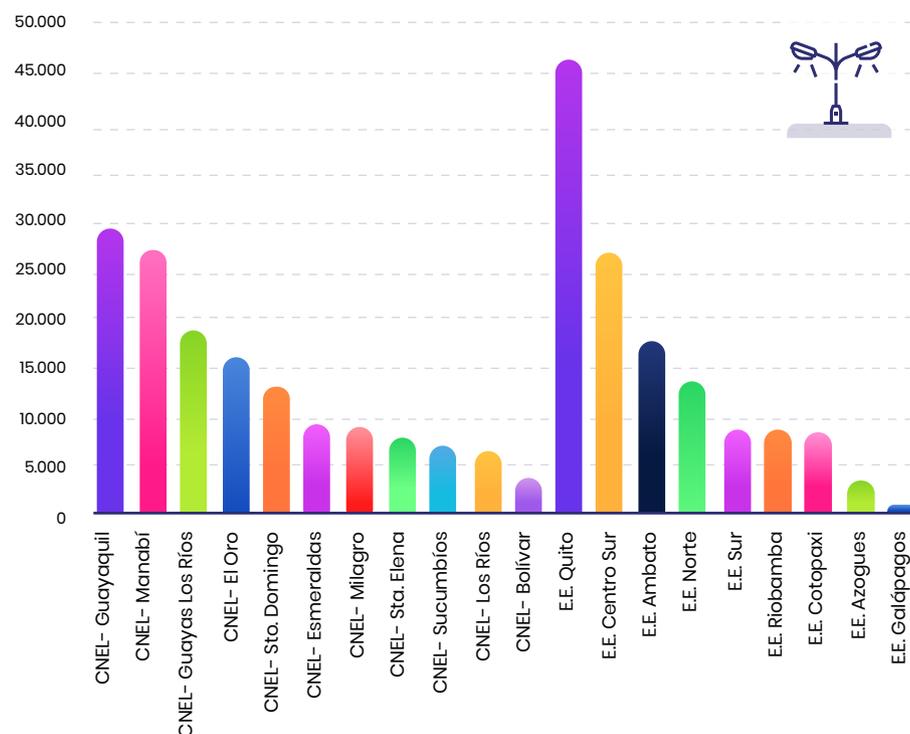
La tabla Nro. 27 presenta el número de luminarias y su potencia instalada.

**Tabla Nro. 27:** Detalle de luminarias por distribuidora

Empresa	Luminarias	Potencia Instalada
	(u)	(kW)
CNEL-Guayaquil	175.322	28.040
CNEL-Manabí	123.912	26.090
CNEL-Guayas Los Ríos	97.261	17.976
CNEL-El Oro	86.310	15.309
CNEL-Sto. Domingo	74.984	12.390
CNEL-Esmeraldas	48.691	8.574
CNEL-Milagro	46.876	8.414
CNEL-Sta. Elena	45.562	7.239
CNEL-Sucumbios	48.980	6.328
CNEL-Los Ríos	32.261	5.847
CNEL-Bolivar	19.415	3.201
<b>Total CNEL EP</b>	<b>799.574</b>	<b>139.407</b>
E.E. Quito	282.858	45.327
E.E. Centro Sur	143.935	25.706
E.E. Ambato	120.293	16.943
E.E. Norte	97.412	12.894
E.E. Sur	65.018	7.815
E.E. Riobamba	60.572	7.855
E.E. Cotopaxi	50.945	7.706
E.E. Azogues	16.900	2.806
E.E. Galápagos	4.173	466
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>842.106</b>	<b>127.516</b>
<b>Total general</b>	<b>1.641.680</b>	<b>266.923</b>

La Empresa Eléctrica Quito y la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, registran la mayor potencia instalada de alumbrado público.

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



## 1.9 Medidores

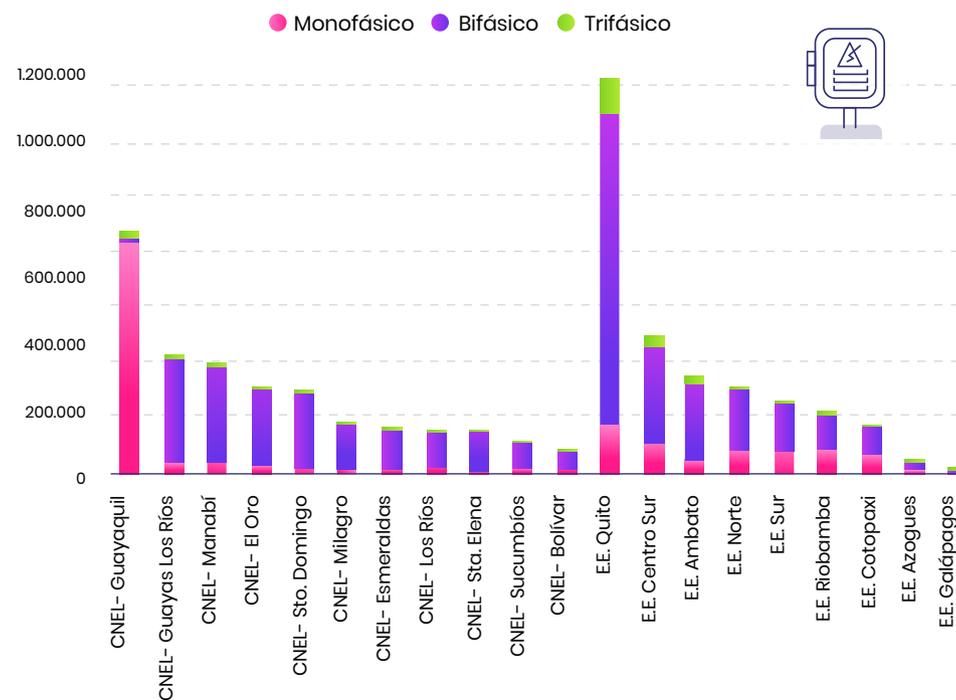
En 2019, las empresas distribuidoras registraron un total de 5.263.780 medidores. El 28,70 % (1.510.935) corresponde a medidores monofásicos, el 68,28 % (3.593.913) a medidores bifásicos y el 3,02 % (158.932) a medidores trifásicos.

En la tabla Nro. 28 se presenta la cantidad de medidores por empresa distribuidora.

**Tabla Nro. 28:** Cantidad de medidores por distribuidora

Empresa	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total Medidores
	(u)	(u)	(u)	(u)
CNEL-Guayaquil	686.915	15.777	8.320	711.012
CNEL-Guayas Los Ríos	38.601	304.570	3.379	346.550
CNEL-Manabí	37.040	284.450	1.811	323.301
CNEL-EI Oro	27.752	229.974	1.643	259.369
CNEL-Sto. Domingo	25.779	218.022	1.301	245.102
CNEL-Milagro	15.393	131.847	715	147.955
CNEL-Esmeraldas	17.582	114.976	782	133.340
CNEL-Los Ríos	24.710	103.516	698	128.924
CNEL-Sta. Elena	12.189	109.725	1.255	123.169
CNEL-Sucumbios	17.156	77.929	2.837	97.922
CNEL-Bolívar	19.328	46.487	493	66.308
<b>Total CNELEP</b>	<b>922.445</b>	<b>1.637.273</b>	<b>23.234</b>	<b>2.582.952</b>
E.E. Quito	145.976	924.456	99.152	1.169.584
E.E. Centro Sur	99.576	278.856	21.903	400.335
E.E. Ambato	43.371	228.583	6.077	278.031
E.E. Norte	71.449	176.370	3.408	251.227
E.E. Sur	71.529	136.228	1.549	209.306
E.E. Riobamba	77.268	98.608	973	176.849
E.E. Cotopaxi	68.038	74.475	1.799	144.312
E.E. Azogues	10.901	26.513	701	38.115
E.E. Galápagos	382	12.551	136	13.069
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>588.490</b>	<b>1.956.640</b>	<b>135.698</b>	<b>2.680.828</b>
<b>Total general</b>	<b>1.510.935</b>	<b>3.593.913</b>	<b>158.932</b>	<b>5.263.780</b>

**Figura Nro. 19:** Cantidad de medidores por distribuidora



## 1.10 Acometidas

En 2019, las empresas distribuidoras registraron un total de 4.047.111 acometidas, entre monofásicas, bifásicas y trifásicas, las cuales representan una longitud total de 82.274,77 km. La tabla Nro. 29 muestra información de acometidas por empresa distribuidora.



**Tabla Nro. 29:** Detalle de acometidas de las distribuidoras

Empresa	Monofásicas	Bifásicas	Trifásicas	Monofásicas	Bifásicas	Trifásicas
	(u)	(u)	(u)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Bolívar	61.222	1.964	145	1.339,67	30,40	1,55
CNEL-EI Oro	225.678	411	1.254	4.143,68	16,12	16,62
CNEL-Esmeraldas	122.068	4.243	512	2.686,35	51,80	7,64
CNEL-Guayaquil	511.322	10.743	3.618	5.784,01	124,66	22,37
CNEL-Guayas Los Ríos	318.444	1.749	1.385	7.770,33	25,63	16,60
CNEL-Los Ríos	123.215	211	609	3.149,25	2,89	6,40
CNEL-Manabí	279.284	255	1.585	5.864,87	3,60	29,92
CNEL-Milagro	142.879	101	277	3.307,59	1,32	2,33
CNEL-Sta. Elena	112.468	463	455	1.842,83	7,82	4,10
CNEL-Sto. Domingo	186.672	1.126	855	4.759,28	14,64	13,73
CNEL-Sucumbios	85.136	3.232	639	2.245,20	47,00	8,23
<b>Total CNELEP</b>	<b>2.168.388</b>	<b>24.498</b>	<b>11.334</b>	<b>42.893,07</b>	<b>325,87</b>	<b>129,50</b>
E.E. Ambato	189.607	27.389	10.620	3.601,86	405,07	139,19
E.E. Azogues	27.688	4.366	1.369	742,34	89,69	25,03
E.E. Centro Sur	245.894	39.079	32.272	5.205,79	521,44	379,65
E.E. Cotopaxi	129.416	18.149	1.686	3.256,67	209,82	16,19
E.E. Galápagos	7.509	933	175	93,53	10,99	1,74
E.E. Norte	6.575	178.752	2.684	791,27	3.477,83	43,12
E.E. Quito	225.366	299.565	73.963	4.173,72	5.113,20	1.152,45
E.E. Riobamba	143.953	2.998	1.107	3.072,68	43,32	16,80
E.E. Sur	164.065	3.283	4.428	6.236,15	52,04	54,75
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>1.140.073</b>	<b>574.514</b>	<b>128.304</b>	<b>27.174,01</b>	<b>9.923,39</b>	<b>1.828,93</b>
<b>Total general</b>	<b>3.308.461</b>	<b>599.012</b>	<b>139.638</b>	<b>70.067,08</b>	<b>10.249,26</b>	<b>1.958,43</b>

## 1.11 Clientes

Los clientes finales de las empresas distribuidoras se clasifican en dos grupos: clientes regulados y no regulados. Esta Agencia 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.

En 2019, el total de clientes finales fue 5.273.600, de los cuales 195 corresponden a clientes no regulados. La tabla Nro. 30 muestra el detalle del número de clientes regulados y no regulados por empresa distribuidora.

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

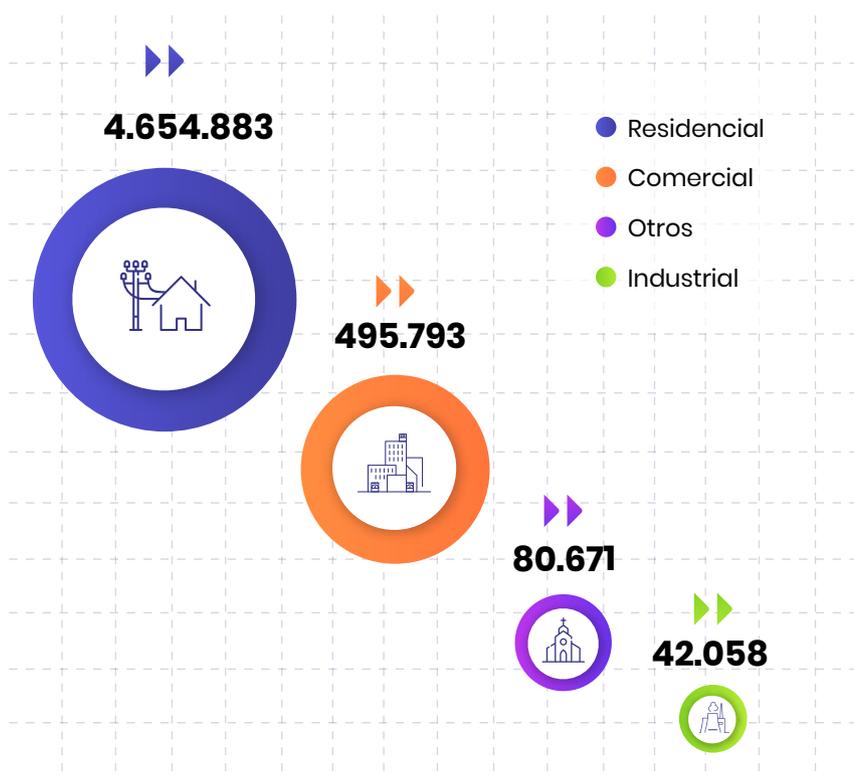
Empresa	Clientes Regulados				Total Regulados	Total No Regulados	Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Guayaquil	626.002	77.761	2.282	4.996	711.041	43	711.084
CNEL-Guayas Los Ríos	321.606	20.093	802	5.654	348.155	15	348.170
CNEL-Manabí	299.685	17.931	713	5.012	323.341	12	323.353
CNEL-EI Oro	228.518	25.221	1.823	3.957	259.519	2	259.521
CNEL-Sto. Domingo	217.197	24.490	254	3.181	245.122	4	245.126
CNEL-Milagro	133.711	12.578	155	1.543	147.987	5	147.992
CNEL-Esmeraldas	122.047	9.228	409	2.706	134.390	3	134.393
CNEL-Los Ríos	119.422	7.379	379	1.760	128.940	2	128.942
CNEL-Sta. Elena	111.726	9.720	206	2.224	123.876	3	123.879
CNEL-Sucumbios	83.395	12.024	509	2.482	98.410	1	98.411
CNEL-Bolívar	61.406	3.333	130	1.438	66.307	-	66.307
<b>Total CNELEP</b>	<b>2.324.715</b>	<b>219.758</b>	<b>7.662</b>	<b>34.953</b>	<b>2.587.088</b>	<b>90</b>	<b>2.587.178</b>
E.E. Quito	1.005.882	135.047	12.900	16.563	1.170.392	75	1.170.467
E.E. Centro Sur	356.727	35.186	5.509	6.353	403.775	8	403.783
E.E. Ambato	239.038	27.422	6.341	5.229	278.030	6	278.036
E.E. Norte	218.815	26.352	2.850	3.983	252.000	6	252.006
E.E. Sur	183.537	17.878	1.406	6.643	209.464	2	209.466
E.E. Riobamba	154.716	18.127	750	3.256	176.849	3	176.852
E.E. Cotopaxi	126.859	11.333	3.948	2.385	144.525	4	144.529
E.E. Azogues	34.593	2.411	504	744	38.252	1	38.253
E.E. Galápagos	10.001	2.279	188	562	13.030	-	13.030
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>2.330.168</b>	<b>276.035</b>	<b>34.396</b>	<b>45.718</b>	<b>2.686.317</b>	<b>105</b>	<b>2.686.422</b>
<b>Total general</b>	<b>4.654.883</b>	<b>495.793</b>	<b>42.058</b>	<b>80.671</b>	<b>5.273.405</b>	<b>195</b>	<b>5.273.600</b>

En la tabla Nro. 30 no se contabiliza como clientes regulados a los 316 suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL 006/18 denominada “Prestación del Servicio de Alumbrado Público General” que establece que los usuarios del servicio de alumbrado público general son todas las personas que utilizan el SAPG.

Por otro lado, en el grupo de consumo “Otros” se agrupan a los clientes con las siguientes tarifas: Abonados Especiales, Asistencia Social, Autoconsumo, Beneficio Público, Bombeo de Agua, Culto Religioso, Entidades Oficiales, Escenarios Deportivos, Estacionales y Ocasionales, Otros con Demanda, Servicio Comunitario y Vehículos Eléctricos.

En la figura Nro. 20 se aprecia la composición de los clientes regulados por grupo de consumo; donde, el residencial es el más representativo con el 88,27 %, seguido por el comercial con una participación del 9,40 %.

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



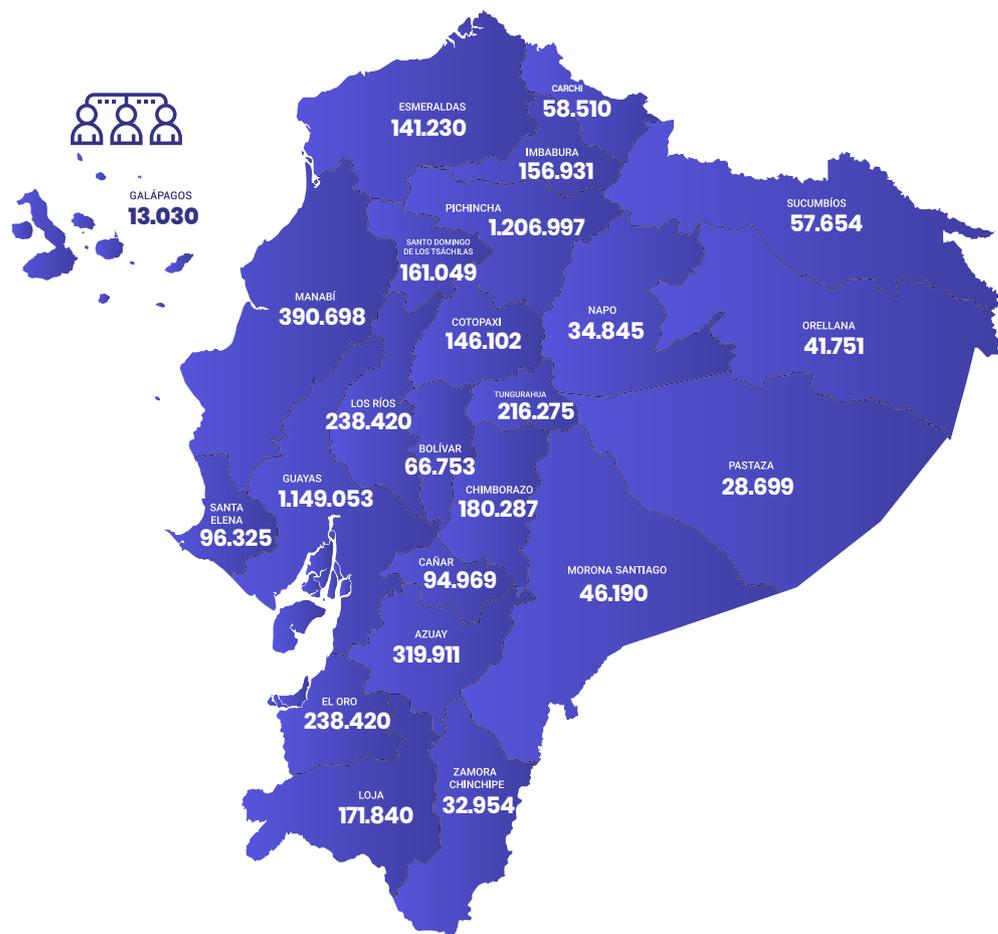
La tabla Nro. 31 presenta el número de clientes regulados desagregados por provincia.

**Tabla Nro. 31:** Número de clientes regulados por provincia

Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Azuay	282.379	27.894	5.039	4.599	319.911
Cañar	85.782	6.844	861	1.482	94.969
Carchi	51.211	5.984	268	1.047	58.510
Chimborazo	157.891	18.390	747	3.259	180.287
Cotopaxi	128.332	11.395	3.952	2.423	146.102
El Oro	209.573	23.646	1.612	3.589	238.420
Esmeraldas	128.454	9.569	414	2.793	141.230
Guayas	1.026.732	107.604	3.120	11.597	1.149.053
Imbabura	136.857	16.009	1.747	2.318	156.931
Loja	151.438	14.306	1.059	5.037	171.840
Morona Santiago	39.721	4.414	434	1.621	46.190
Napo	29.629	3.596	368	1.252	34.845
Orellana	35.596	4.833	264	1.058	41.751
Pastaza	22.871	4.403	506	919	28.699
Pichincha	1.036.627	139.594	13.670	17.106	1.206.997
Santa Elena	86.944	7.410	176	1.795	96.325
Tungurahua	188.217	19.536	5.457	3.065	216.275
Zamora Chinchipe	28.293	2.920	299	1.442	32.954
Santo Domingo De Los Tsáchilas	140.730	18.445	205	1.669	161.049
Sucumbios	48.674	7.244	249	1.487	57.654
Bolívar	61.784	3.397	131	1.441	66.753
Los Ríos	205.899	13.562	546	2.925	222.932
Manabí	361.248	22.519	746	6.185	390.698
Galápagos	10.001	2.279	188	562	13.030
<b>Total general</b>	<b>4.654.883</b>	<b>495.793</b>	<b>42.058</b>	<b>80.671</b>	<b>5.273.405</b>

La figura Nro. 21 muestra la cantidad de clientes regulados por provincia; sobresalen Pichincha y Guayas que abarcan el 44,68 % del total de clientes a nivel nacional.

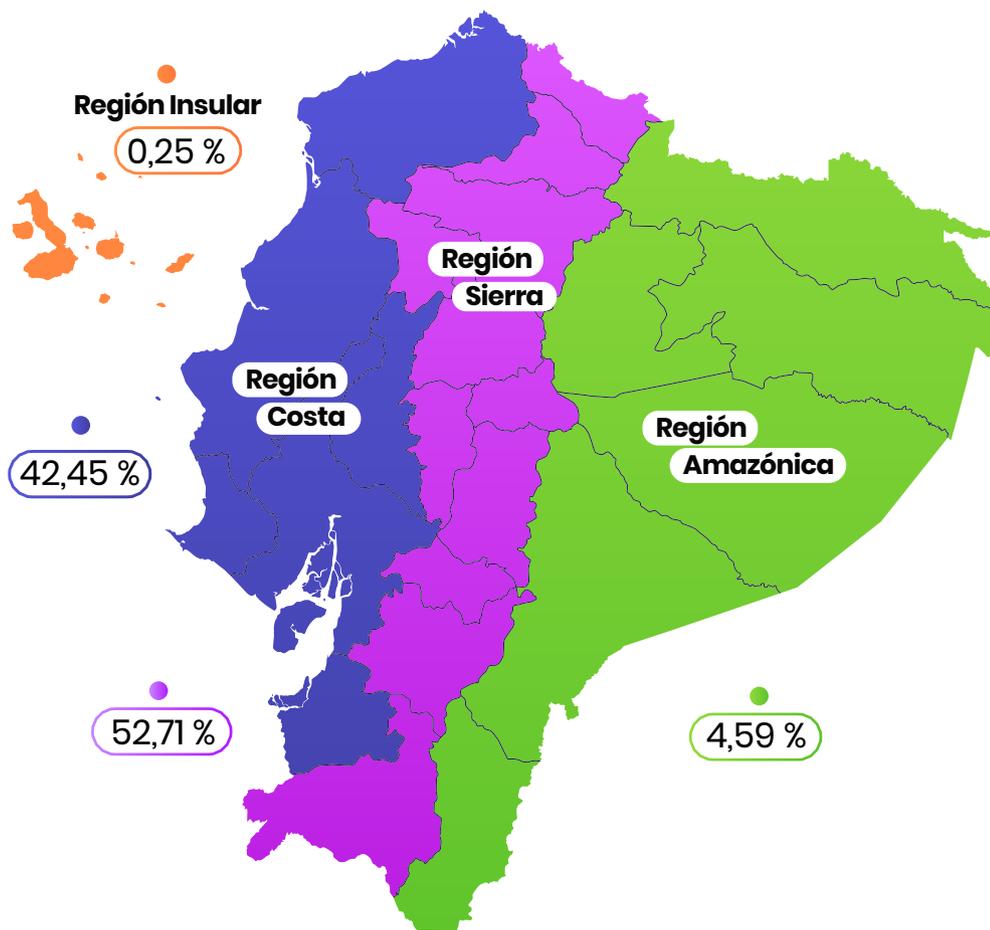
**Figura Nro. 21:** Número de clientes regulados por provincia

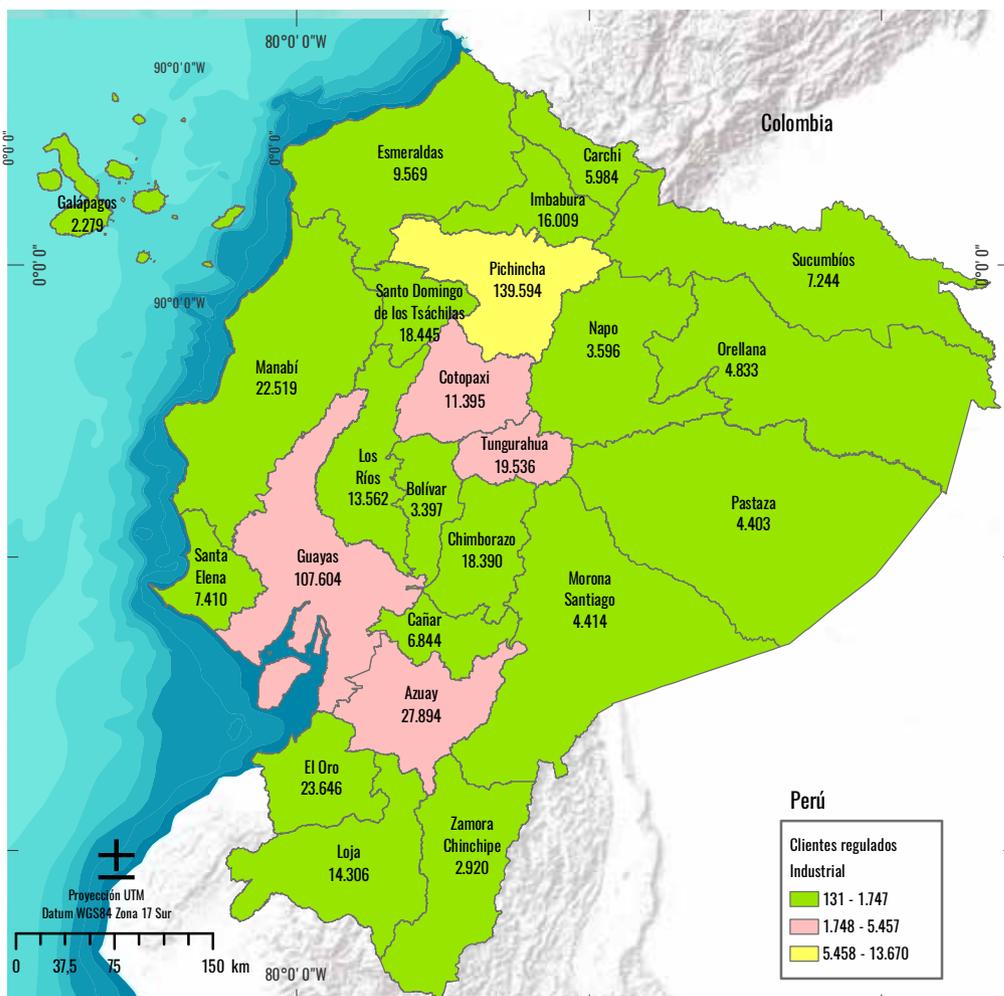
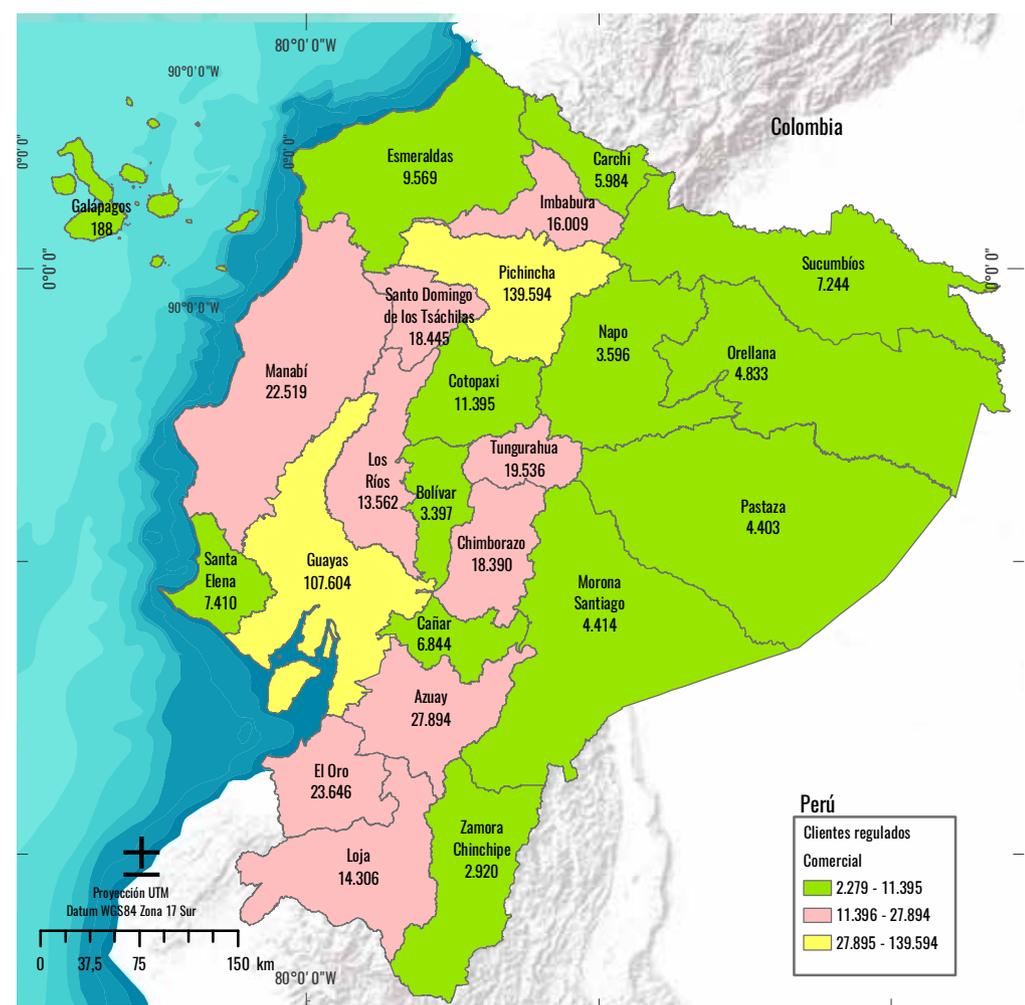
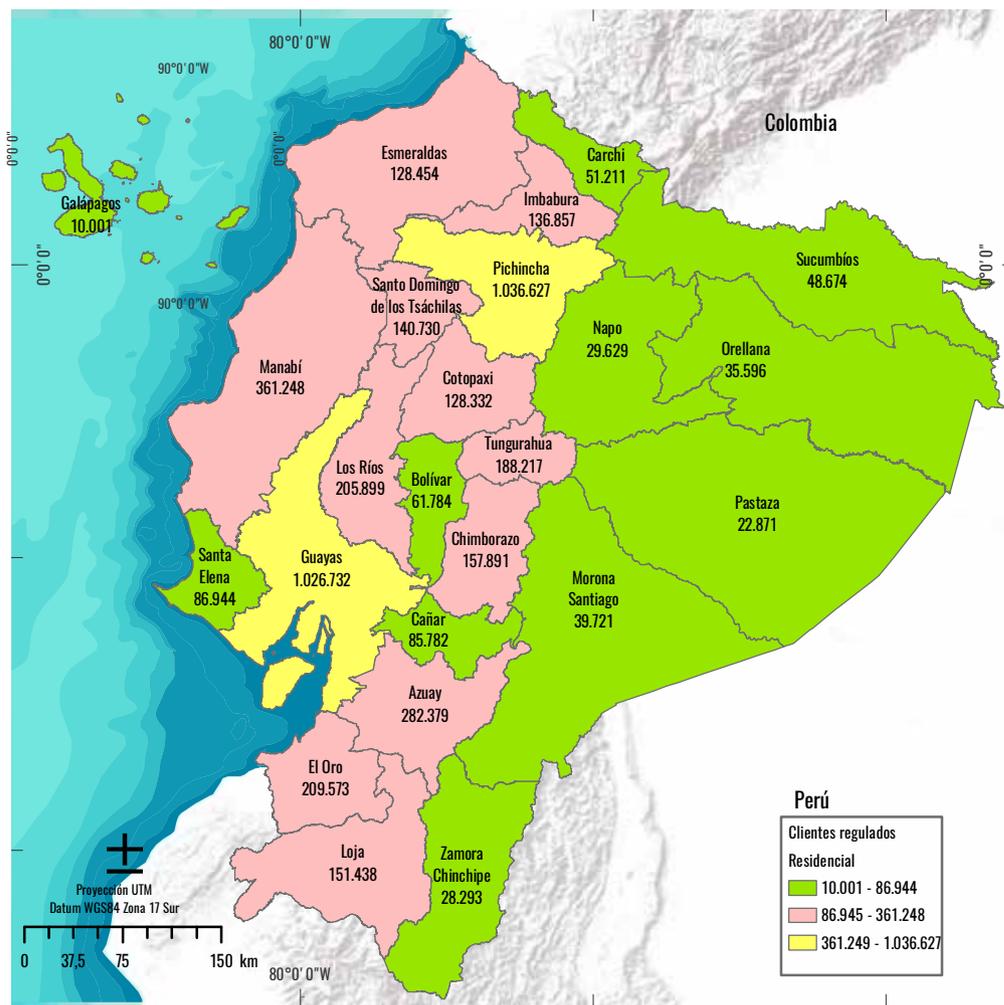


La figura Nro. 22 muestra el porcentaje de clientes regulados por región, según la cual, la mayor cantidad de clientes se encuentra en las regiones Sierra (52,71 %) y Costa (42,45 %).



**Figura Nro. 22:** Porcentaje de clientes regulados por región





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



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

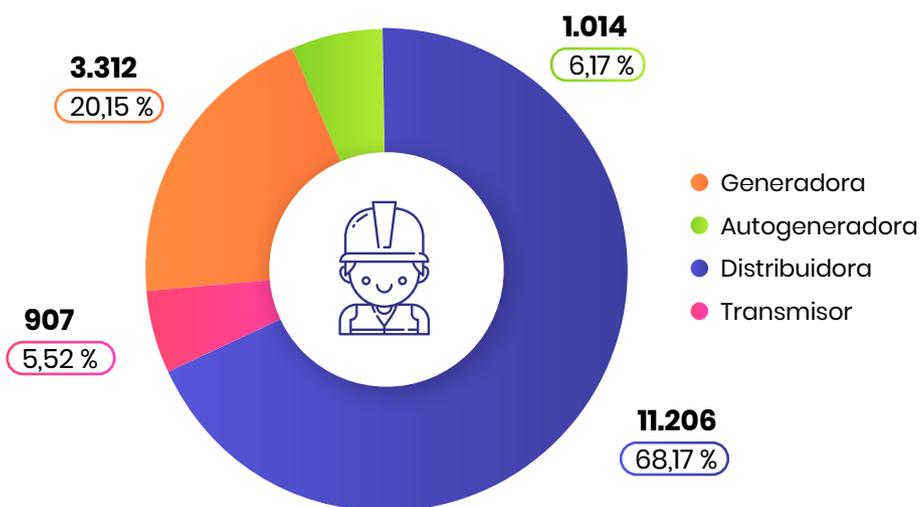
Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: mayo 2020

## 1.12 Personal

En esta sección se presenta la cantidad de personal por tipo de empresa. Los valores corresponden al total de personas con nombramiento, contratos de servicios ocasionales y otros.

En la figura Nro. 23 se puede observar que de los 16.439 empleados del sector eléctrico: 11.206 (68,17 %) prestan sus servicios en las empresas distribuidoras; 3.312 (20,15 %) en las empresas generadoras; 1.014 (6,17 %) en las empresas autogeneradoras; y, 907 (5,52 %) en el transmisor.

**Figura Nro. 23:** Distribución del personal por tipo de empresa



Las tablas Nros. 32, 33 y 34 muestran la cantidad del personal por tipo de empresa, a diciembre de 2019.



Campo de entrenamiento de Líneas Energizadas - Pichincha  
Autor: E.E. Quito

**Tabla Nro. 32:** Cantidad de personal de las generadoras

Empresa	Cantidad de Personal
CELEC-Termopichincha	464
CELEC-Electroguayas	378
CELEC-Hidropaute	305
CELEC-Coca Codo Sinclair	299
CELEC-Termoesmeraldas	243
CELEC-Termomanabi	234
EPMAPS	207
CELEC-Hidronación	192
Elecaastro	163
CELEC-Hidroagoyán	159
CELEC-Termogas Machala	134
CELEC-Enerjubones	98
CELEC-Gensur	79
IPNEGAL	42
Ecuagesa	35
Hidrosierra	29
ElitEnergy	26
Gransolar	26
Generoca	23
Hidrosigchos	20
Hidrotambo	20
Hidrovictoria	18
Gasgreen	16
Hidrosibimbe	15
CELEC-Hidroazogues	14
Brineforcorp	13
Hidrotavalo	10
Valsolar	8
EMAC-BGP	7
Sansau	6
Wildtecsa	5
Enersol	4
Electrisol	3
Epfotovoltaica	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
<b>Total general</b>	<b>3.312</b>

**Nota.** Las pequeñas empresas solares por su tamaño tienen una administración conjunta que permite optimizar sus recursos.

**Tabla Nro. 33:** Cantidad de personal de las autogeneradoras

Empresa	Cantidad de Personal
Petroamazonas	407
Hidroalto	82
Repsol	60
Enermax	57
Hidrosanbartolo	50
Ecoelectric	44
Hidronormandía	44
Hidroabanico	29
OCP Ecuador	25
Andes Petro	22
UNACEM	20
Vicunha	19
Ecoluz	18
I.M. Mejía	17
Agip	16
Agua y Gas de Sillunchi	15
San Carlos	15
Coazucar	14
SERMAA EP	10
UCEM	10
Electrocordova	7
Perlabi	7
Municipio Cantón Espejo	6
Hidroimbabura	5
Sippec	4
Tecpetrol*	4
Moderna Alimentos	3
Orion	3
Consejo Provincial De Tungurahua	1
<b>Total general</b>	<b>1.014</b>

**Tabla Nro. 34:** Cantidad de personal de las distribuidoras

Empresa	Cantidad de Personal
CNEL-Guayaquil	1.493
CNEL-Guayas Los Ríos	798
CNEL-Manabí	731
CNEL-El Oro	535
CNEL-Sto. Domingo	481
CNEL-Sta. Elena	431
CNEL-Esmeraldas	368
CNEL-Sucumbíos	382
CNEL-Los Ríos	317
CNEL-Milagro	331
CNEL-Bolívar	183
<b>Total CNELEP</b>	<b>6.050</b>
E.E. Quito	1.866
E.E. Centro Sur	591
E.E. Norte	545
E.E. Riobamba	592
E.E. Sur	487
E.E. Cotopaxi	379
E.E. Ambato	353
E.E. Galápagos	198
E.E. Azogues	145
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>5.156</b>
<b>Total general</b>	<b>11.206</b>



**Nota.** \* Tecpetrol en 2019, pasa a formar parte de Petroamazonas.





# Transacciones

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

## Capítulo 02





Catedral San Francisco de Quito - Pichincha  
Autor: Ministerio de Turismo



# Transacciones

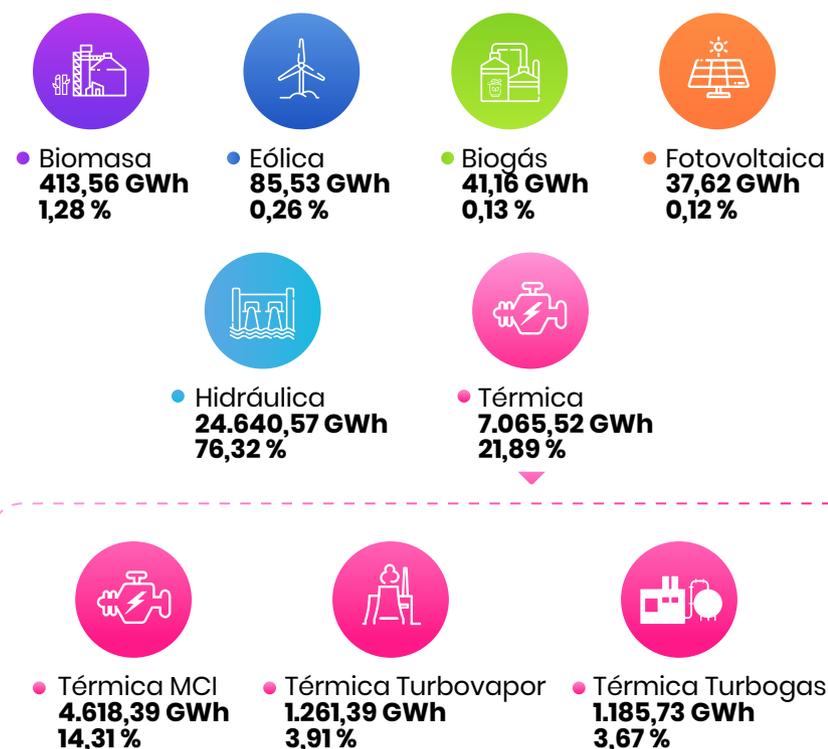


## 2.1

### Energía producida y consumo de combustibles

En 2019, la energía bruta total producida fue 32.283,96 GWh, con el siguiente detalle: hidráulica 24.640,57 GWh, 76,32 %; térmica 7.065,52 GWh, 21,89 %; biomasa 413,56 GWh, 1,28 %; eólica 85,53 GWh, 0,26 %; biogás 41,16 GWh, 0,13 % y fotovoltaica 37,62 GWh, 0,12 %, como se presenta en la figura Nro. 24.

**Figura Nro. 24:** Producción de energía bruta por tipo de central



#### 2.1.1 Producción de energía y consumo de combustibles

En la tabla Nro. 35 se presenta la producción de energía bruta por tipo de sistema, en la cual se observa que 28.164,14 GWh, 87,24 % correspondió a lo generado en el SNI; mientras que 4.119,82 GWh, 12,76 % 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	22.407,40	69,41	
		Térmica	2.768,90	8,58	
		Eólica	79,98	0,25	
		Biogás	41,16	0,13	
		Solar	33,13	0,10	
	<b>Total Generadora</b>			<b>25.330,57</b>	<b>78,46</b>
	Distribuidora	Hidráulica	538,97	1,67	
		Térmica	68,24	0,21	
	<b>Total Distribuidora</b>			<b>607,21</b>	<b>1,88</b>
	Autogeneradora	Hidráulica	1.672,77	5,18	
		Biomasa	413,56	1,28	
		Térmica	140,03	0,43	
	<b>Total Autogeneradora</b>			<b>2.226,36</b>	<b>6,90</b>
	<b>Total SNI</b>			<b>28.164,14</b>	<b>87,24</b>
	No Inc.	Generadora	Térmica	299,59	0,93
Hidráulica			2,25	0,01	
<b>Total Generadora</b>			<b>301,84</b>	<b>0,93</b>	
Distribuidora		Hidráulica	14,89	0,05	
		Eólica	5,55	0,02	
		Solar	4,49	0,01	
<b>Total Distribuidora</b>			<b>24,93</b>	<b>0,08</b>	
Autogeneradora		Térmica	3.788,75	11,74	
		Hidráulica	4,30	0,01	
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>3.793,05</b>	<b>11,75</b>	
<b>Total No Incorporado</b>			<b>4.119,82</b>	<b>12,76</b>	
<b>Total general</b>			<b>32.283,96</b>	<b>100,00</b>	

La energía bruta de los sistemas no incorporados tuvo una alta composición de energía térmica (99,24 %), correspondiente a 4.088,34 GWh; de los cuales 3.788,74 GWh fueron producidos por los autogeneradores del sector petrolero, que en su mayoría disponen de centrales térmicas.

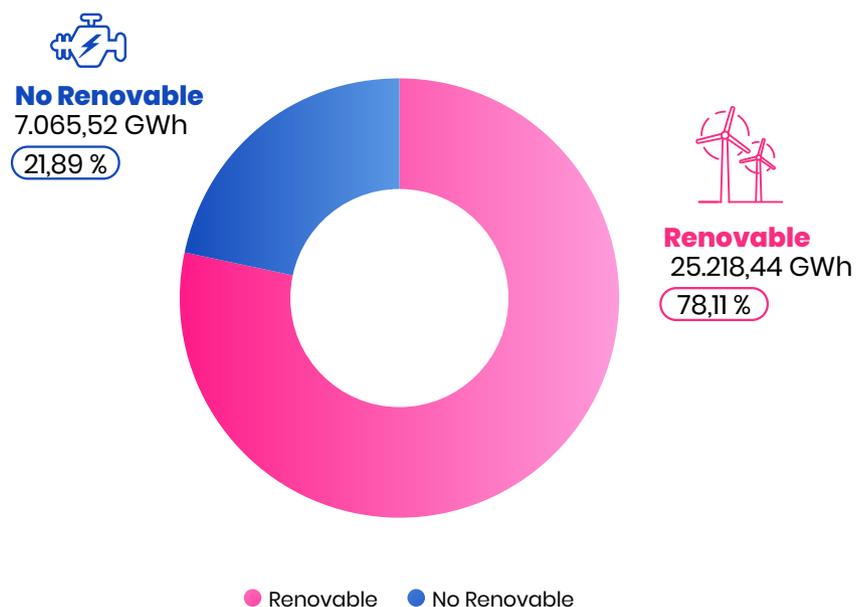
En la tabla Nro. 36 se puede observar que a nivel de todo el sistema eléctrico nacional, la producción de energía bruta tiene predominio hidráulico 76,32 %; asimismo, la producción de energía no renovable en centrales térmicas MCI se ubicó en segundo lugar con 14,31 %.

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

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	24.640,57	76,32
	Biomasa	413,56	1,28
	Eólica	85,53	0,26
	Biogás	41,16	0,13
	Fotovoltaica	37,62	0,12
<b>Total Renovable</b>		<b>25.218,44</b>	<b>78,11</b>
No Renovable	Térmica MCI	4.618,39	14,31
	Térmica Turbovapor	1.261,39	3,91
	Térmica Turbogás	1.185,73	3,67
<b>Total No Renovable</b>		<b>7.065,52</b>	<b>21,89</b>
<b>Total general</b>		<b>32.283,96</b>	<b>100,00</b>

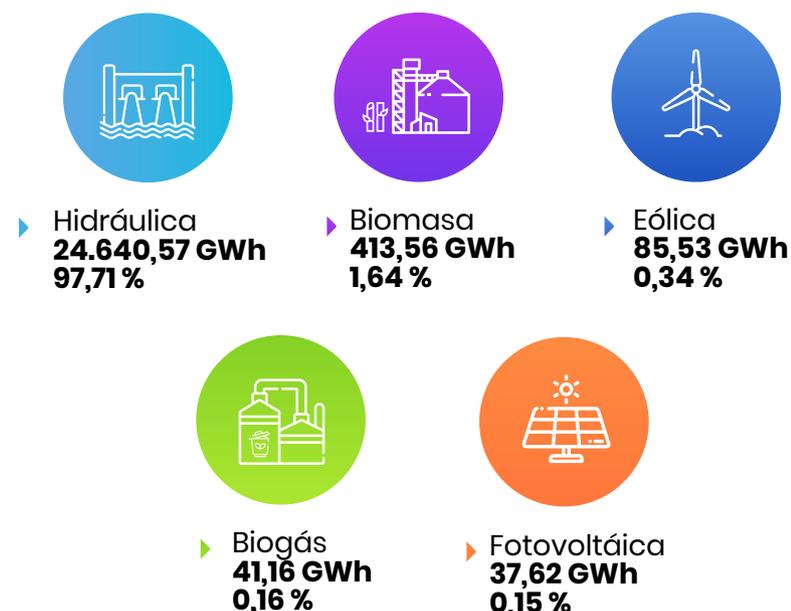
La figura Nro. 25 muestra la energía bruta producida por fuentes renovables y no renovables, que corresponden a 25.218,44 GWh, 78,11 %; y, 7.065,52 GWh, 21,89 % respectivamente.

**Figura Nro. 25:** Producción bruta por tipo de energía



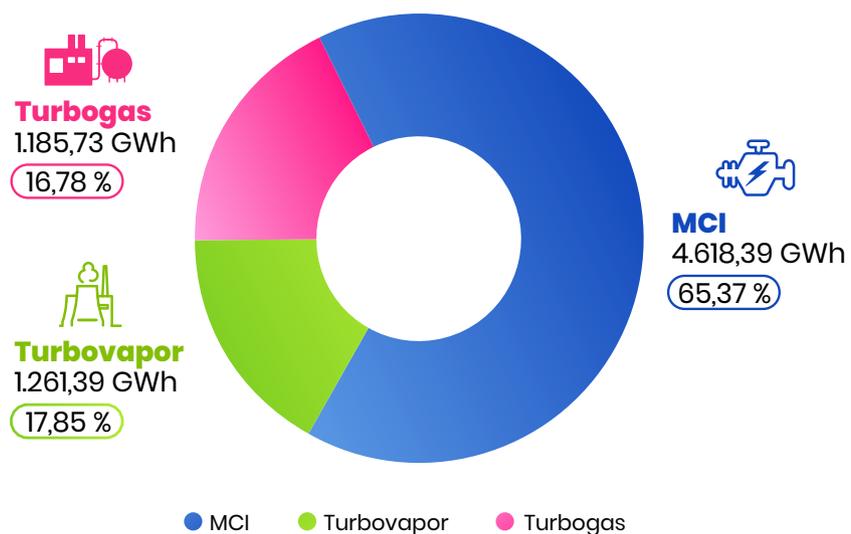
En las figuras Nros. 26 y 27 se presenta la composición de las energías por tipo de fuente; en lo referente a la energía renovable, se aprecia que 24.640,57 GWh, 97,71 % provino de centrales hidráulicas.

**Figura Nro. 26:** Composición de la energía renovable



En cuanto a la composición de la energía de fuentes no renovables, 4.618,39 GWh, 65,37 %, provino de centrales con motores de combustión interna.

**Figura Nro. 27:** Composición de la energía no renovable



La producción de energía bruta, que en 2019 alcanzó 32.283,96 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 2019.

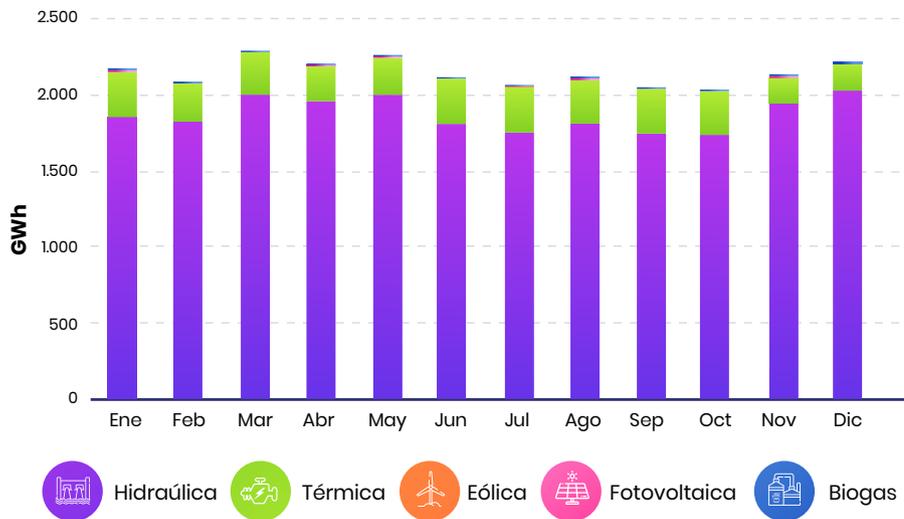


**Tabla Nro. 37:** Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh)

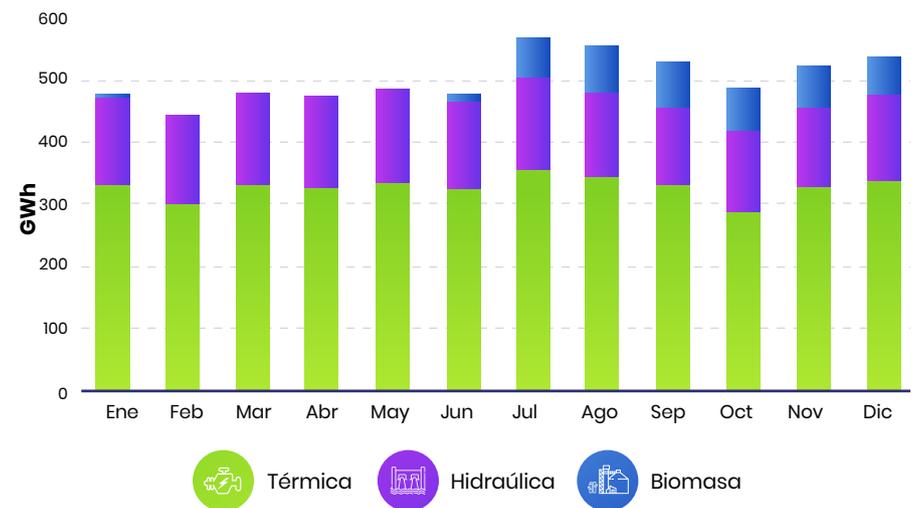
Tipo Empresa	Mes	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Térmica	Fotovoltaica	Biogás	Total
Generadora	Ene	1.850,57	-	6,64	294,06	2,97	3,71	2.157,94
	Feb	1.820,01	-	4,66	248,02	2,67	3,18	2.078,54
	Mar	1.992,35	-	6,31	275,83	3,09	3,50	2.281,07
	Abr	1.951,01	-	4,93	230,78	3,01	3,48	2.193,20
	May	1.996,34	-	5,01	240,79	2,74	3,24	2.248,12
	Jun	1.807,82	-	8,89	283,06	2,46	3,44	2.105,67
	Jul	1.747,41	-	9,84	292,34	2,74	3,58	2.055,90
	Ago	1.802,26	-	11,69	288,24	2,92	3,65	2.108,76
	Sep	1.742,26	-	8,95	284,31	2,93	3,82	2.042,27
	Oct	1.738,08	-	5,40	279,31	2,50	3,05	2.028,35
	Nov	1.938,94	-	3,34	173,89	2,49	3,46	2.122,12
	Dic	2.022,61	-	4,33	177,86	2,62	3,06	2.210,48
<b>Total Generadora</b>		<b>22.409,65</b>	<b>-</b>	<b>79,98</b>	<b>3.068,49</b>	<b>33,13</b>	<b>41,16</b>	<b>25.632,40</b>
Distribuidoras con generación	Ene	45,35	-	0,48	0,07	0,39	-	46,29
	Feb	48,27	-	0,16	0,93	0,42	-	49,77
	Mar	57,08	-	0,29	4,61	0,50	-	62,48
	Abr	54,39	-	0,28	11,03	0,45	-	66,15
	May	58,31	-	0,54	4,83	0,39	-	64,06
	Jun	51,29	-	0,73	10,00	0,36	-	62,37
	Jul	43,78	-	0,89	7,24	0,30	-	52,21
	Ago	31,07	-	0,51	7,29	0,31	-	39,18
	Sep	31,12	-	0,45	10,71	0,35	-	42,63
	Oct	35,62	-	0,47	9,88	0,35	-	46,32
	Nov	46,36	-	0,32	0,29	0,33	-	47,30
	Dic	51,23	-	0,44	1,36	0,35	-	53,38
<b>Total Distribuidora</b>		<b>553,86</b>	<b>-</b>	<b>5,55</b>	<b>68,24</b>	<b>4,49</b>	<b>-</b>	<b>632,14</b>
Autogeneradora	Ene	142,52	2,78	-	329,85	-	-	475,15
	Feb	142,35	-	-	299,69	-	-	442,04
	Mar	147,04	-	-	330,83	-	-	477,87
	Abr	146,96	-	-	325,55	-	-	472,51
	May	150,07	-	-	335,67	-	-	485,74
	Jun	140,39	12,12	-	325,07	-	-	477,58
	Jul	148,53	62,16	-	355,64	-	-	566,33
	Ago	137,18	72,29	-	343,65	-	-	553,11
	Sep	125,45	71,49	-	330,16	-	-	527,10
	Oct	132,85	65,13	-	286,71	-	-	484,69
	Nov	126,08	66,44	-	328,73	-	-	521,24
	Dic	137,67	61,15	-	337,24	-	-	536,05
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>1.677,07</b>	<b>413,56</b>	<b>-</b>	<b>3.928,79</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.019,41</b>
<b>Total general</b>		<b>24.640,57</b>	<b>413,56</b>	<b>85,53</b>	<b>7.065,52</b>	<b>37,62</b>	<b>41,16</b>	<b>32.283,96</b>

De la información presentada, se puede señalar que las empresas generadoras produjeron 25.632,40 GWh, 79,40 % de la energía bruta total; las empresas distribuidoras con centrales de generación aportaron 632,14 GWh, 1,96 %; y, las empresas autogeneradoras 6.019,41 GWh, 18,65 %.

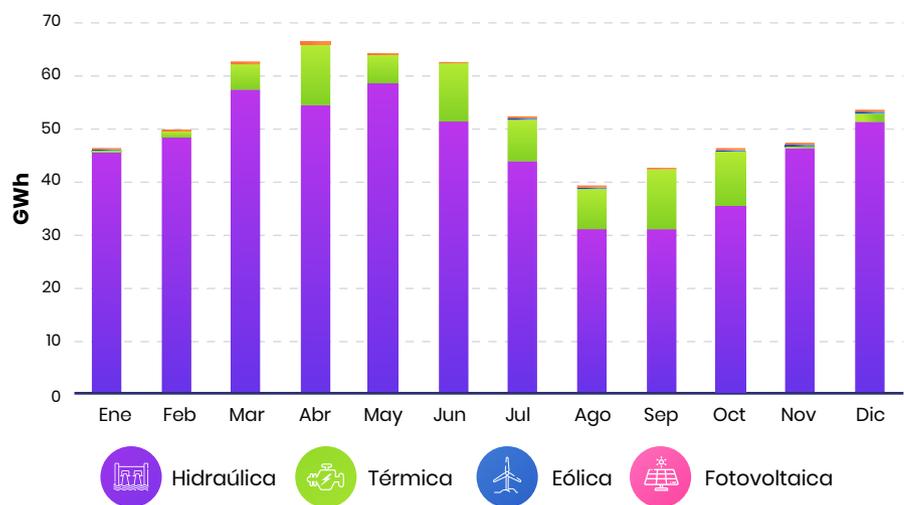
**Figura Nro. 28:** Producción de energía de empresas generadoras (GWh)



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



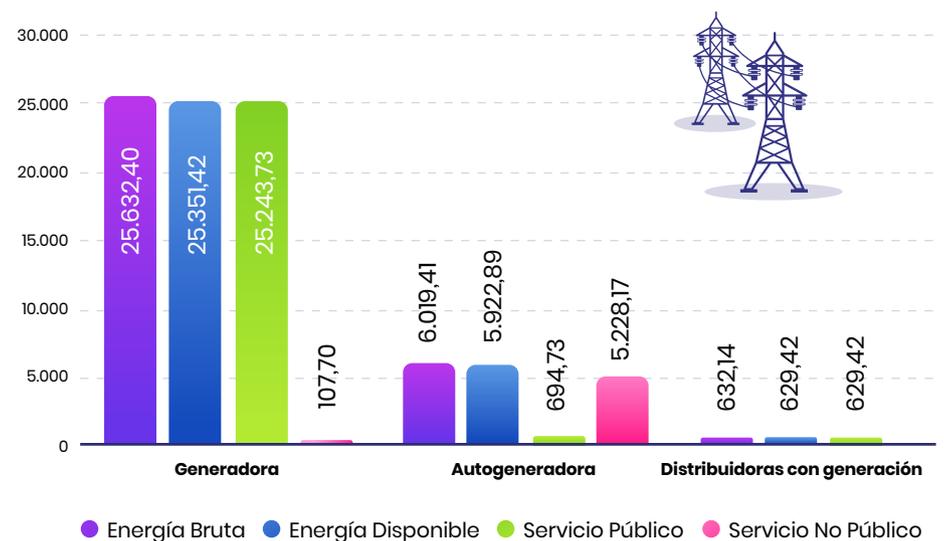
**Figura Nro. 29:** Producción de energía de empresas distribuidoras con generación (GWh)



De los datos presentados en la figura Nro. 31 se colige que las empresas generadoras son las que más energía eléctrica aportaron al servicio público; en tanto que gran parte de la producción de las empresas autogeneradoras estuvo destinada al servicio no público.

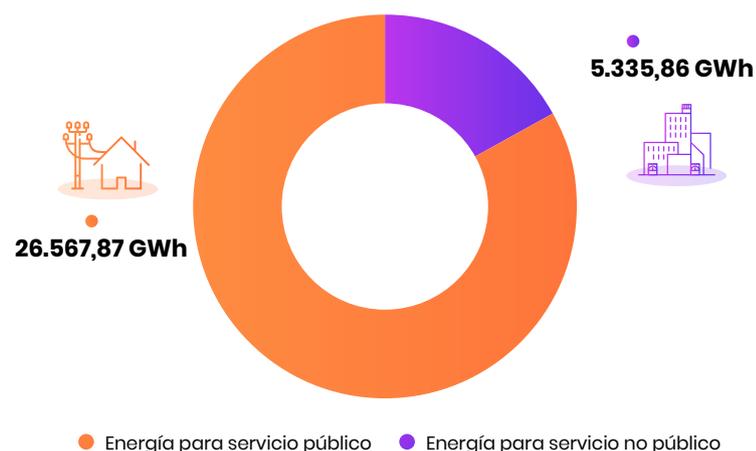
En 2019, la energía disponible en la etapa de generación (energía bruta - consumo de auxiliares) fue 31.903,74 GWh; de esta energía, 26.567,87 GWh, 83,28 % se entregó al servicio público; y, 5.335,86 GWh, 16,72 % al servicio no público, tal como se presenta en las figuras Nros. 31 y 32.

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



Pozo de Petróleo - Sucumbios  
Autor: Tecpetrol

**Figura Nro. 32:** Energía disponible para servicio público y no público



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 10 <sup>6</sup> )	Residuo (Mgal)	Crudo (Mgal)	GLP (Mgal)	Bagazo de caña (kt)	Biogás (m <sup>3</sup> )
Generadora	127,62	20,18	-	9,39	6,84	0,99	-	-	24.938.767,94
Distribuidora	0,33	5,88	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	6,08	101,87	-	8,68	8,77	116,93	6,30	1.623,30	-
<b>Total general</b>	<b>134,03</b>	<b>127,92</b>	<b>-</b>	<b>18,06</b>	<b>15,62</b>	<b>117,92</b>	<b>6,30</b>	<b>1.623,30</b>	<b>24.938.767,94</b>

En la tabla Nro. 39 se muestran los totales anuales de consumo de combustible, en unidades inherentes y en toneladas equivalentes de petróleo (TEP); en 2019, todo el sistema eléctrico ecuatoriano consumió combustibles por 2.057,38 kTEP.

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

Combustibles		Equivalencias (TEP)	Total (TEP)
Cantidad	Unidades		
134,03	millones de galones de Fuel Oil	1 galón = 0,00340	456.326,51
127,92	millones de galones de Diésel	1 galón = 0,00330	422.436,89
18,06	kpc x 10 <sup>6</sup> de Gas Natural	1 kpc = 0,02228	402.460,80
15,62	millones de galones de Residuo	1 galón = 0,00330	51.568,02
117,92	millones de galones de Crudo	1 galón = 0,00340	401.483,90
6,30	millones de galones de GLP	1 galón = 0,00221	13.952,17
1.623,30	miles de toneladas de Bagazo de Caña	1 tonelada = 0,18200	295.436,01
24.938.767,94	m <sup>3</sup> de biogás	1 m <sup>3</sup> biogás = 0,00055	13.715,95
<b>Total general</b>			<b>2.057.380,25</b>

El consumo total de combustibles del SNI se ubicó en 1.020,21 kTEP y el de los sistemas no incorporados fue 1.037,17 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 las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, se obtiene la energía disponible generada, la cual fue 31.903,74 GWh en 2019; parte de esta energía, 208,45 GWh equivalente al 0,65 %, correspondió a la producción de nuevas centrales de generación que entraron en operación en el año referido, las cuales se listan en la tabla Nro. 40.

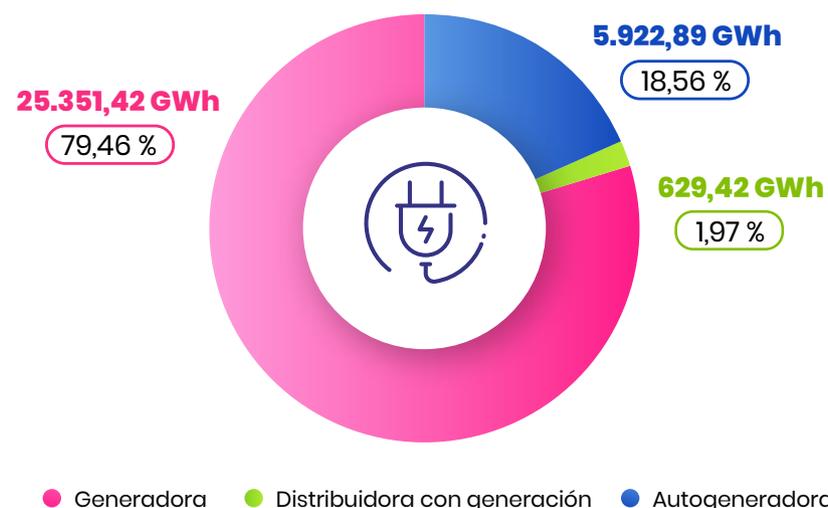
**Tabla Nro. 40:** Energía disponible de centrales incorporadas en 2019

Empresa	Central	Inicio de Operación	Energía Disponible (GWh)
CELEC-Termopichincha	CAMPO ITT	ene-19	140,86
Hidrosierra	Rio Verde Chico	abr-19	60,50
Petroamazonas	Tambococha D	oct-19	5,02
	Tiputini Gas	ene-19	0,26
Andes Petro	Aurora	ene-19	1,43
Sipac	MDC-LOC40	oct-19	0,38
<b>Total general</b>			<b>208,45</b>

En la figura Nro. 34 se presenta la energía disponible por tipo de empresa, las empresas generadoras aportaron 25.351,42 GWh, 79,46 %; las empresas distribuidoras con generación 629,42 GWh, 1,97 %; y, las empresas autogeneradoras 5.922,89 GWh, 18,56 %. La energía disponible de las empresas autogeneradoras fue utilizada en sus procesos productivos y en algunos casos sus excedentes fueron entregados para el servicio público.

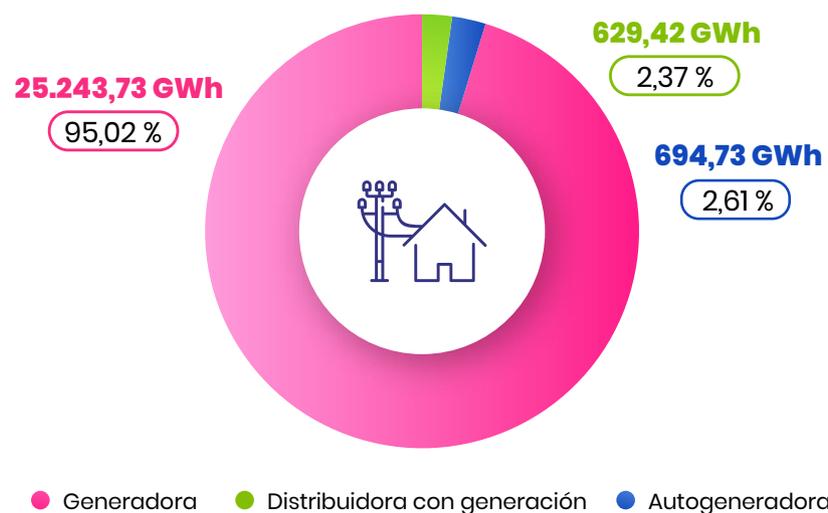


**Figura Nro. 34:** Energía disponible por tipo de empresa



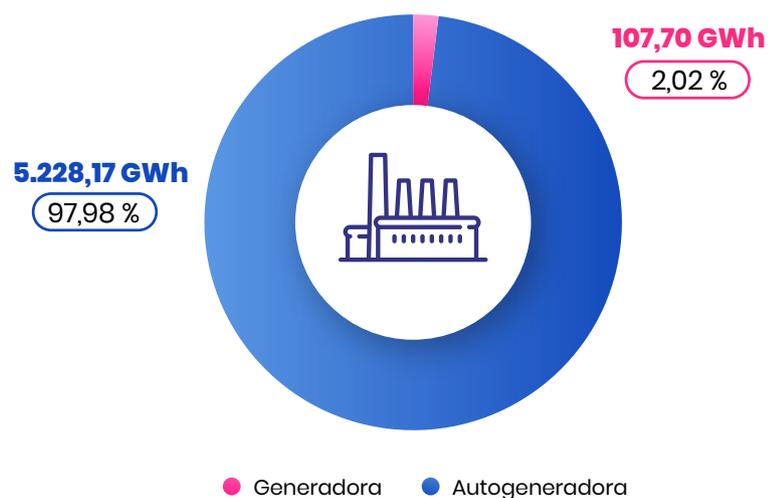
La energía entregada para servicio público en 2019 fue 26.567,87 GWh; de la cual, las empresas generadoras aportaron 25.243,73 GWh, 95,02 %; las empresas distribuidoras con generación 629,42 GWh, 2,37 %; y, las empresas autogeneradoras 694,73 GWh, 2,61 %.

**Figura Nro. 35:** Energía entregada para servicio público



La energía entregada para servicio no público en 2019 fue 5.335,86 GWh; de la cual, las empresas autogeneradoras aportaron 5.228,17 GWh, 97,98 %; y, las generadoras EPMAPS y Termoemeraldas aportaron 107,70 GWh, 2,02 %.

**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.

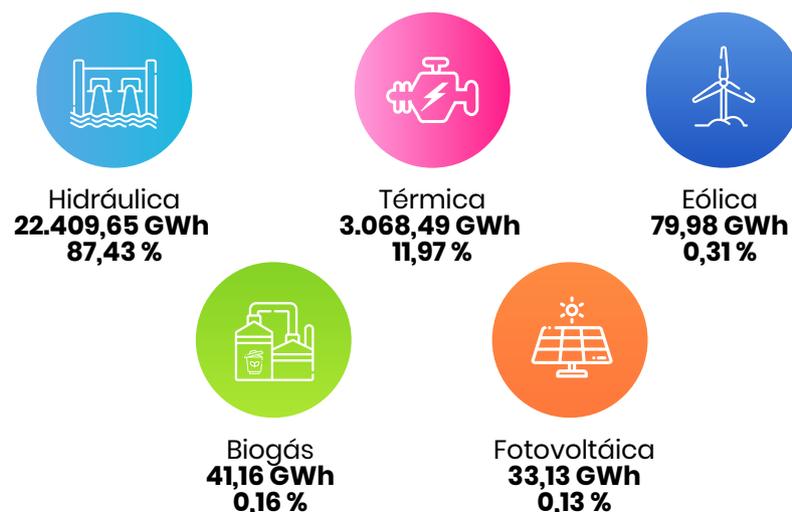
### 2.1.3 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras

En 2019, participaron 48 empresas generadoras que tuvieron una producción de 25.632,40 GWh. Dentro de este grupo, las centrales hidroeléctricas fueron predominantes con 22.409,65 GWh, 87,43%; seguidas de las térmicas con 3.068,49 GWh, 11,97%.

En lo que respecta a la producción del resto de centrales renovables, las fotovoltaicas generaron 33,13 GWh, 0,13%; las eólicas 79,98 GWh, 0,31%; y, las centrales a biogás 41,16 GWh, 0,16%.

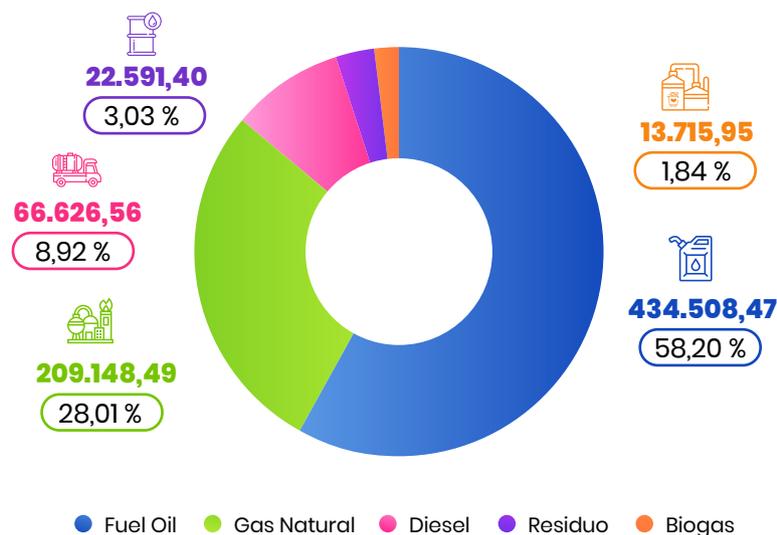


**Figura Nro. 37:** Composición de energía de las generadoras



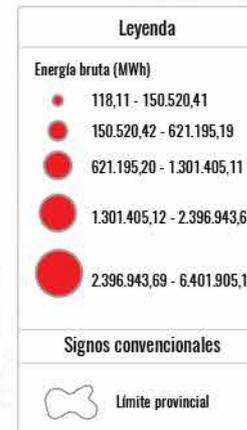
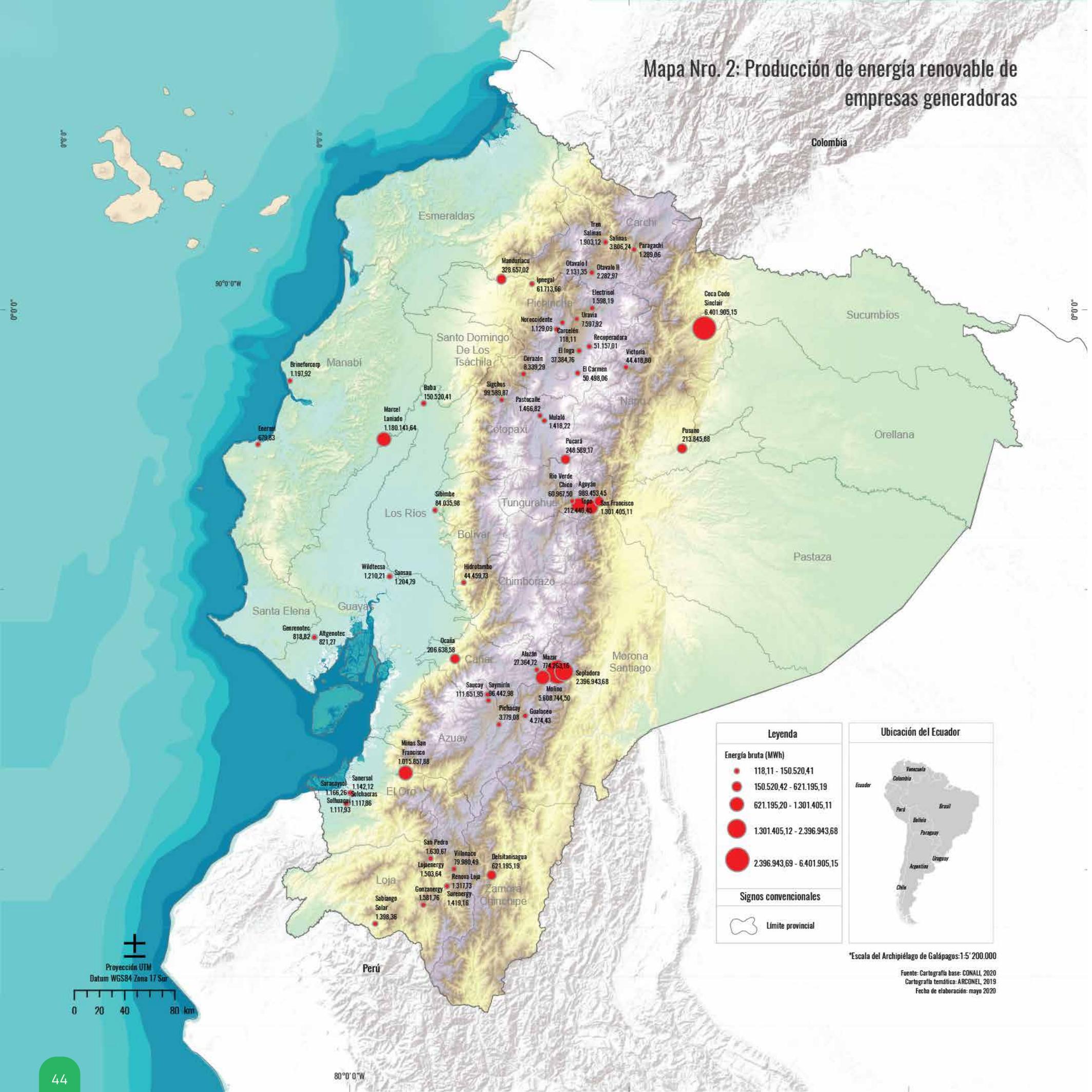
En la figura Nro. 38 se muestra la composición del consumo de combustibles de las empresas generadoras. En 2019 este consumo alcanzó 746.590,88 TEP; los combustibles más usados fueron: fuel oil 434.508,47 TEP, 58,20%; y, gas natural 209.148,49 TEP, 28,01%.

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



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

## Mapa Nro. 2: Producción de energía renovable de empresas generadoras

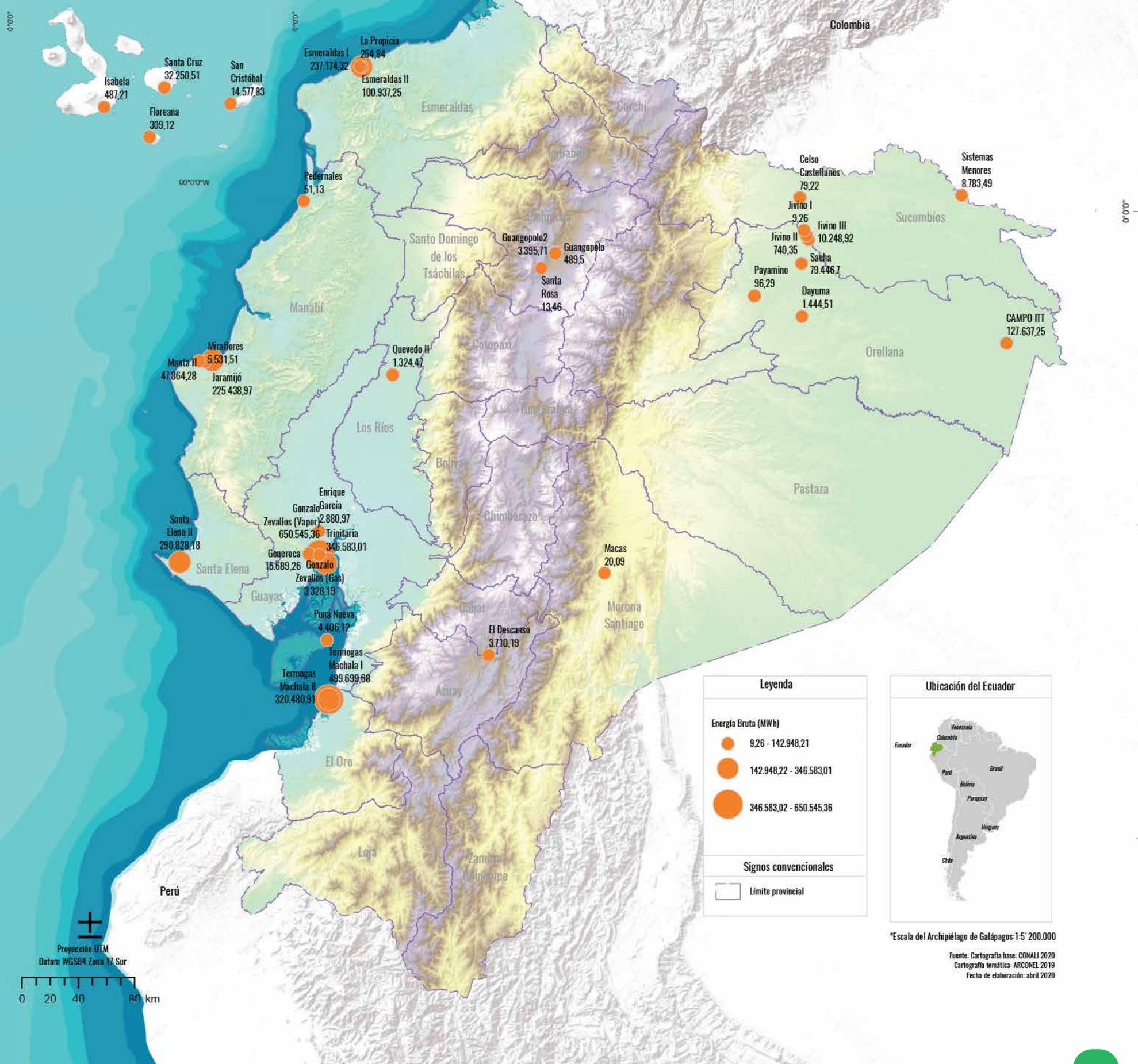


\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALL, 2020  
Cartografía temática: ARCONEL, 2019  
Fecha de elaboración: mayo 2020



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



**Leyenda**

**Energía Bruta (MWh)**

- 9,26 - 142.948,21
- 142.948,22 - 346.583,01
- 346.583,02 - 650.545,36

**Signos convencionales**

- Límite provincial



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL 2019  
 Fecha de elaboración: abril 2020



## 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.

Además, 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 2019, la producción total de energía de las empresas distribuidoras con generación fue 632,14 GWh. La generación hidráulica fue la predominante, con una producción de 553,86 GWh, equivalente al 87,62 % de la producción total.

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



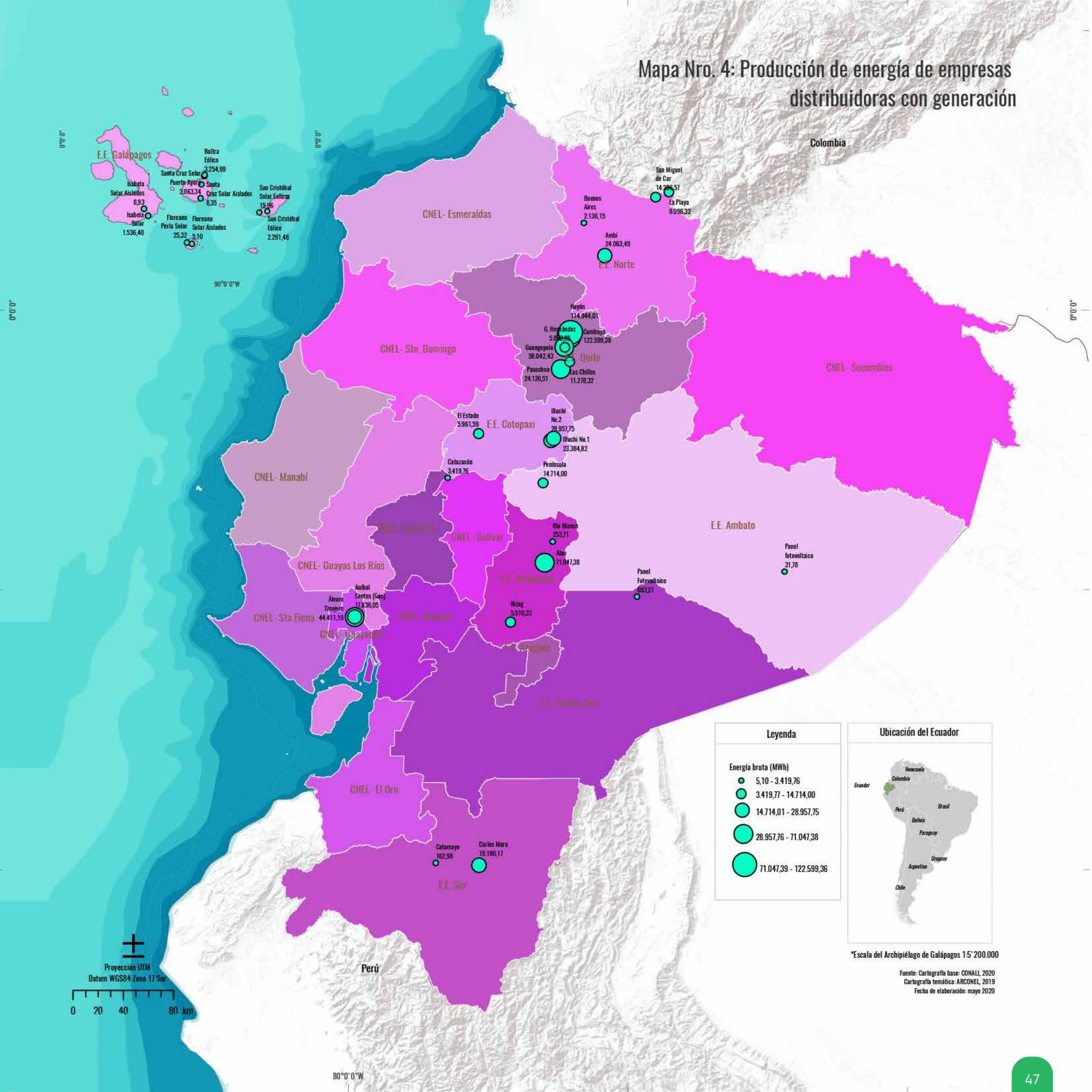
**Tabla Nro. 41:** Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras

Tipo de Central	Distribuidora	Central de Generación	
		Nombre	Energía Bruta (MWh)
Hidráulica	E.E. Quito	Cumbayá	122.599,36
		Nayón	114.944,01
		Guangopolo	58.042,43
		Paschocha	24.126,51
		Los Chillos	11.278,32
	E.E. Riobamba	Alao	71.047,38
		Nizag	5.510,33
		Rio Blanco	253,71
	E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	28.957,75
		Illuchi No.1	23.384,82
		El Estado	5.961,59
		Catazacón	3.419,76
	E.E. Norte	Ambi	24.063,49
		San Miguel de Car	14.286,57
		La Playa	8.096,32
		Buenos Aires	2.136,15
	E.E. Sur	Carlos Mora	19.180,17
		Isimanchi	1.855,66
	E.E. Ambato	Península	14.714,00
<b>Total Hidráulica</b>			<b>553.858,34</b>
Térmica-MCI	E.E. Quito	G. Hernández	5.833,85
	E.E. Sur	Catamayo	162,98
<b>Total Térmica-MCI</b>			<b>5.996,83</b>
Térmica -Turbogás	CNEL-Guayaquil <sup>(1)</sup>	Álvaro Tinajero	44.411,19
		Anibal Santos (Gas)	17.836,05
<b>Total Térmica-Turbogás</b>			<b>62.247,24</b>
Eólica	E.E. Galápagos	Baltra Eólico	3.254,99
		San Cristóbal Eólico	2.291,46
<b>Total Eólica</b>			<b>5.546,45</b>
Fotovoltaica	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	2.063,34
		Isabela Solar	1.536,40
		Baltra Solar	103,59
		Floreana Perla Solar	25,32
		San Cristóbal Solar Eolicca	15,96
		Isabela Solar Aislados	8,93
		Santa Cruz Solar Aislados	8,35
		Floreana Solar Aislados	5,10
	E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	693,27
	E.E. Ambato	Panel Fotovoltaico	31,78
<b>Total Solar-Fotovoltaica</b>			<b>4.492,06</b>
<b>Total general</b>			<b>632.140,91</b>

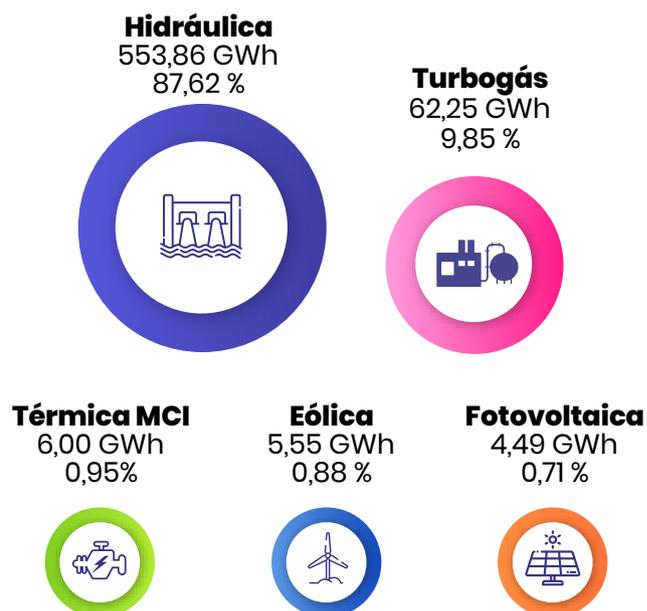


**Nota:** (1) Las centrales térmicas de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil están siendo operadas por CELEC EP Unidad de Negocio Electroguayas.

# Mapa Nro. 4: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación



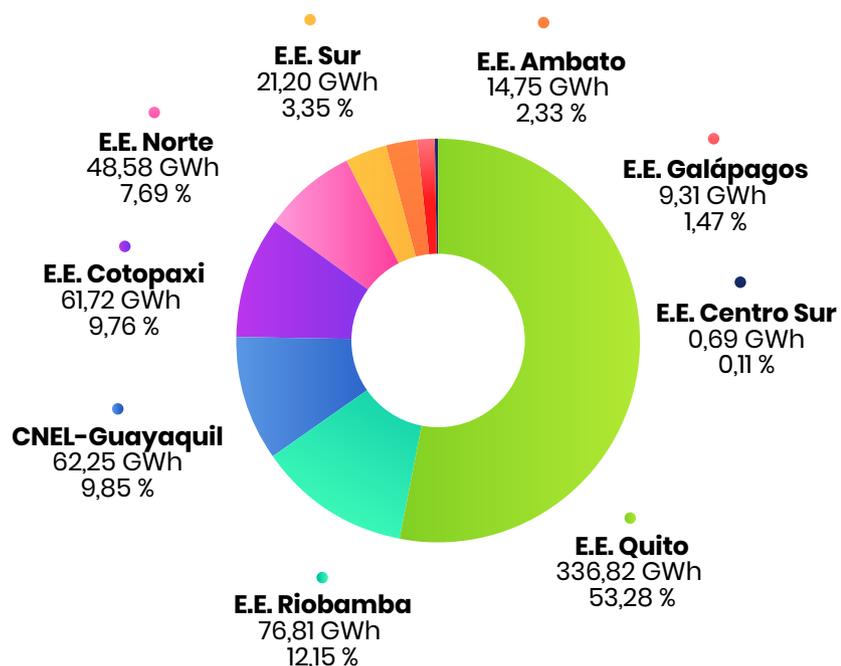
**Figura Nro. 39:** Producción de energía de las distribuidoras con generación por tipo de central



En la figura Nro. 39 se observa que las centrales hidráulicas son las que mayor participación tuvieron (87,62 %) 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 las distribuidoras con generación

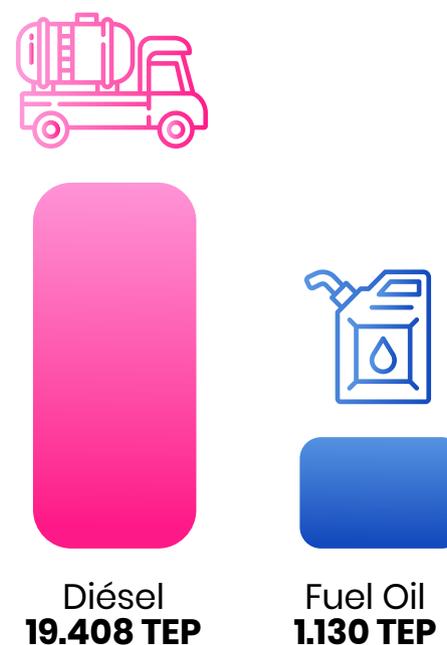


Las centrales térmicas que pertenecen a empresas distribuidoras con generación presentaron un consumo de 0,33 millones de galones de fuel oil y 5,88 millones de galones de diésel. El detalle del consumo de combustibles se muestra en la tabla Nro. 42.

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

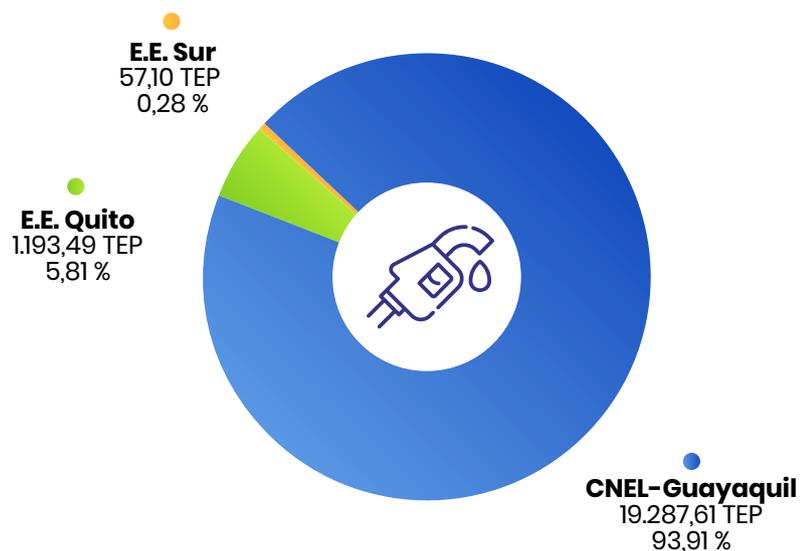
Empresa	Central	Fuel Oil (miles gal)	Diésel (miles gal)	Fuel Oil (TEP)	Diesel (TEP)
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	-	3.791,80	-	12.521,69
	Anibal Santos (Gas)	-	2.048,85	-	6.765,93
E.E. Quito	G. Hernández	332,02	19,10	1.130,43	63,06
E.E. Sur	Catamayo	-	17,29	-	57,10
<b>Total general</b>		<b>332,02</b>	<b>5.877,04</b>	<b>1.130,43</b>	<b>19.407,78</b>

**Figura Nro. 41:** Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica



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

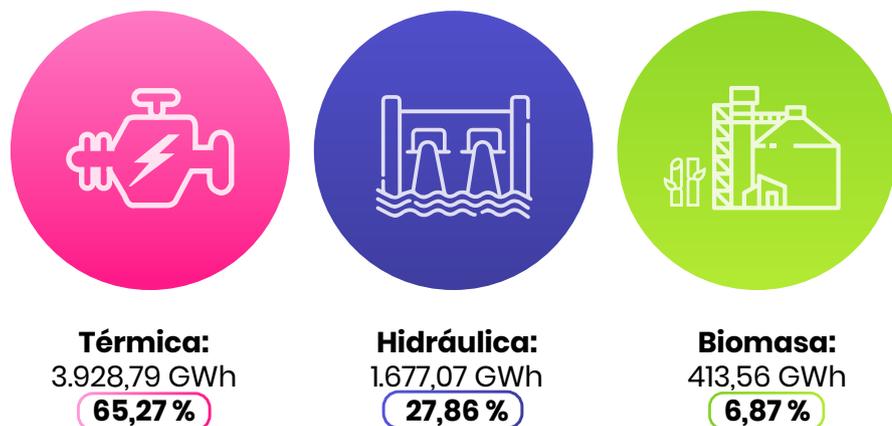
**Figura Nro. 42:** Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica



## 2.1.5 Producción de energía y consumo de combustibles de las autogeneradoras

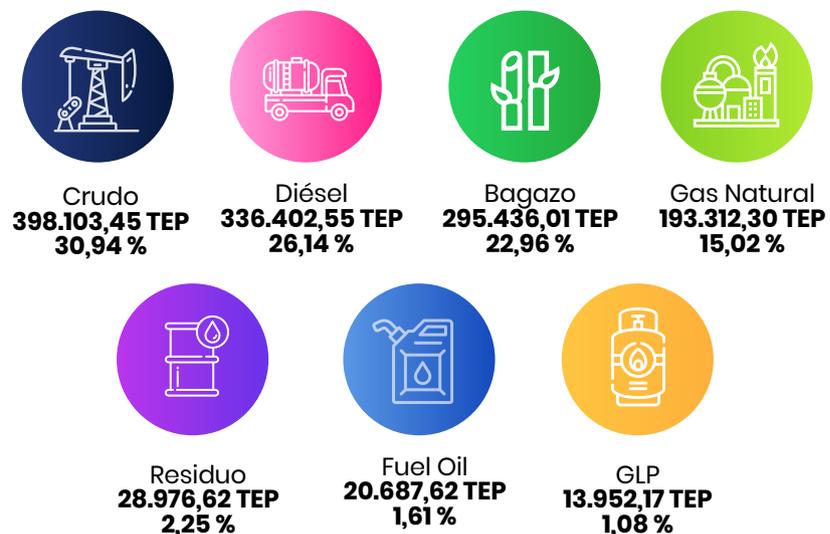
En 2019, participaron 29 empresas autogeneradoras, su producción de energía fue 6.019,41 GWh. En la figura Nro. 43 se puede apreciar que la energía térmica es la de mayor aporte con 3.928,79 GWh que representó el 65,27 %.

**Figura Nro. 43:** Composición de energía de las autogeneradoras



De acuerdo con la información de la figura Nro. 44, el combustible más usado para generación de energía eléctrica fue el crudo con 398.103,45 TEP, 30,94 %; este combustible fue usado por las empresas Agip, Andes Petro, Petroamazonas, Repsol y OCP Ecuador.

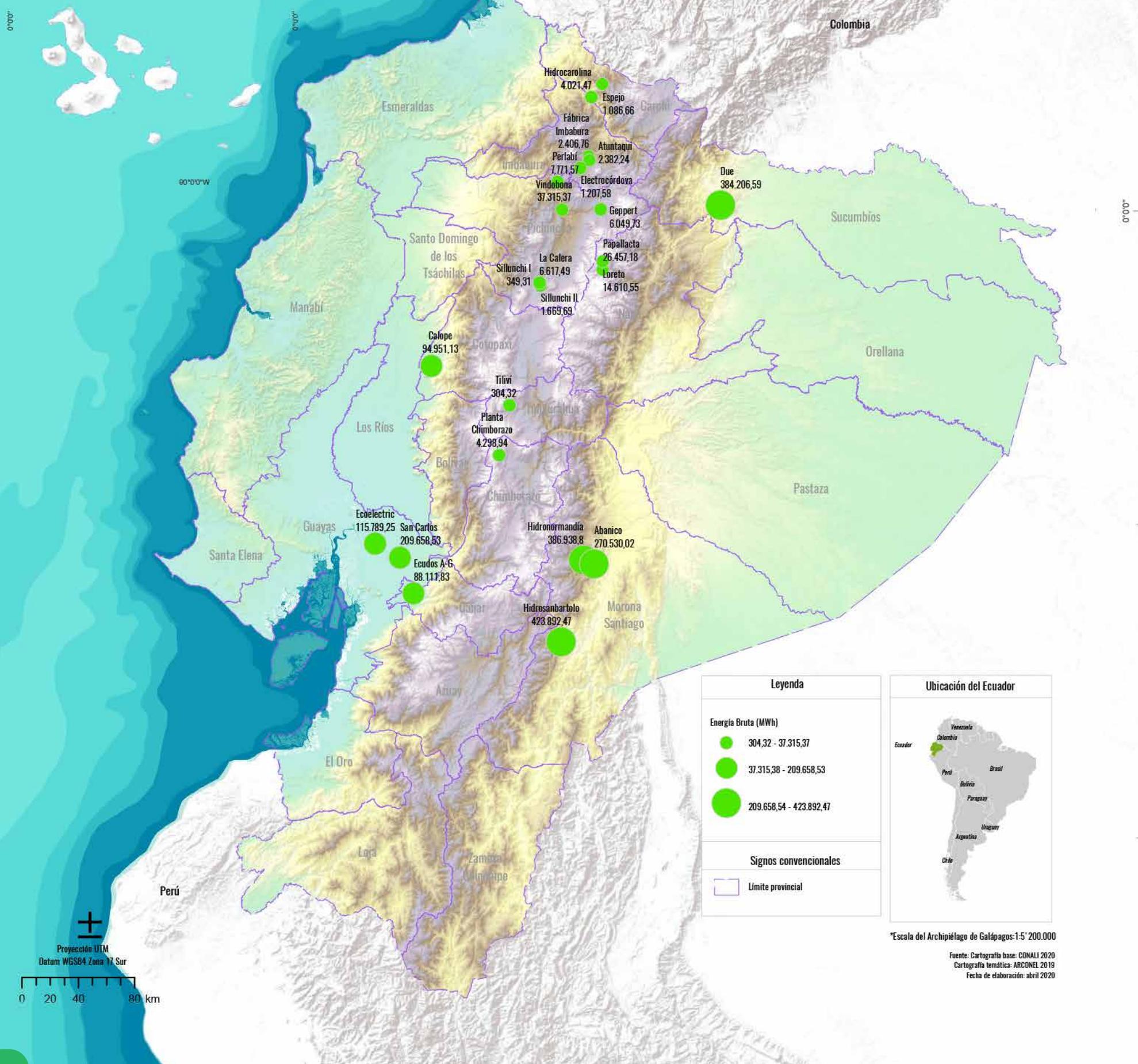
**Figura Nro. 44:** Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras



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.



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



**Leyenda**

**Energía Bruta (MWh)**

- 304,32 - 37.315,37
- 37.315,38 - 209.658,53
- 209.658,54 - 423.892,47

**Signos convencionales**

- Limite provincial

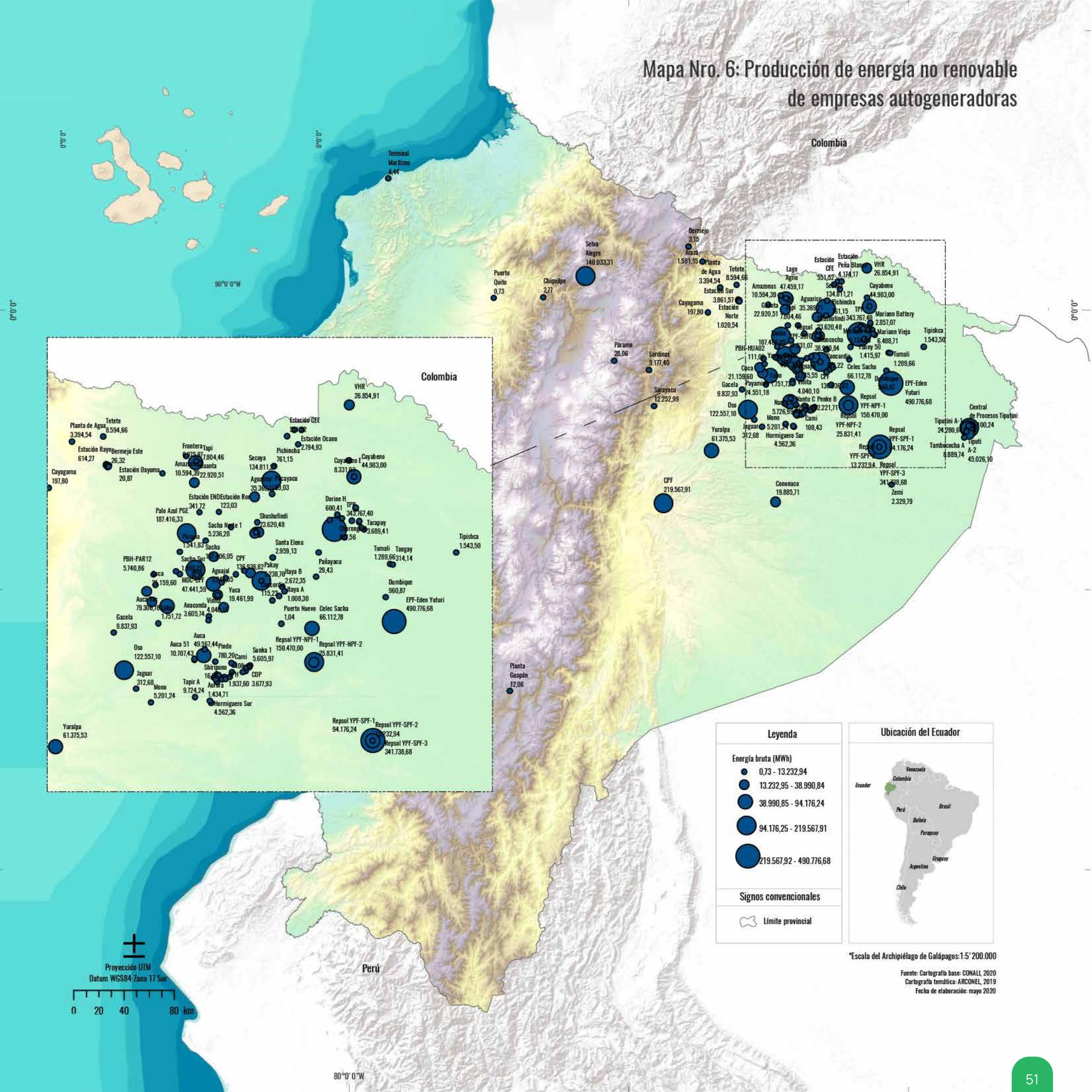
**Ubicación del Ecuador**

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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL 2019  
 Fecha de elaboración: abril 2020



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



Legenda	
Energía bruta (MWh)	
	0,73 - 13.232,94
	13.232,95 - 38.990,84
	38.990,85 - 94.176,24
	94.176,25 - 219.567,91
	219.567,92 - 490.776,68
Signos convencionales	
	Límite provincial



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

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL, 2019  
 Fecha de elaboración: mayo 2020



## 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 2019 fue 26.560,90 GWh, por un monto de 716,93 MUSD; esta información se desgrega en la tabla Nro. 43.

**Tabla Nro. 43:** Energía vendida por tipo de transacción

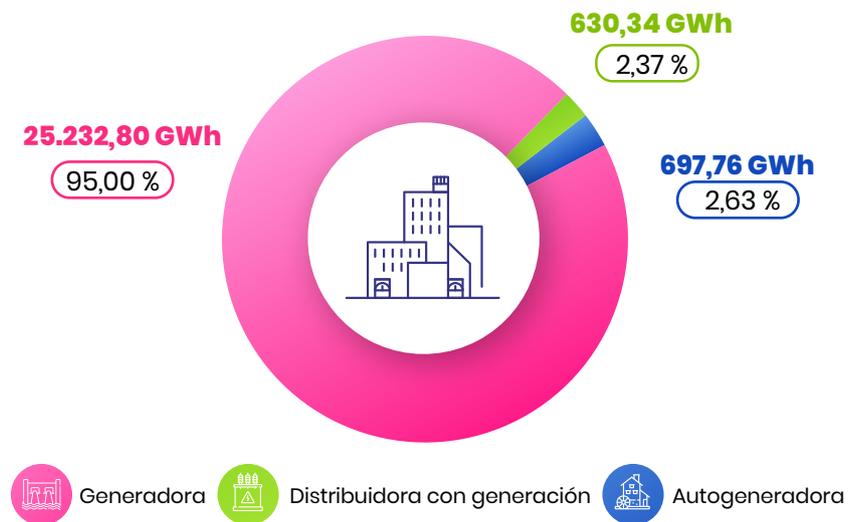
Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Valores (MUSD)
	GWh	%	
Contratos <sup>(1)</sup>	25.622,37	96,47	637,02
T. de corto plazo <sup>(2)</sup>	887,41	3,34	79,17
Otros	51,12	0,19	0,75
<b>Total general</b>	<b>26.560,90</b>	<b>100,00</b>	<b>716,93</b>



**Notas:** (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 25.232,80 GWh, 95 %; en segundo lugar se encuentran las empresas autogeneradoras 697,76 GWh, 2,63 %, estas cifras corresponden a la venta de sus excedentes; y, las empresas distribuidoras con generación 630,34 GWh, 2,37 %.

**Figura Nro. 45:** Energía vendida por tipo de empresa



En la tabla Nro. 44, 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	24.488,61	569,30
	T. de corto plazo	697,86	65,83
	Otros	46,33	0,60
<b>Total Generadora</b>		<b>25.232,80</b>	<b>635,72</b>
Autogeneradora	Contratos	503,42	29,28
	T. de corto plazo	189,56	13,34
	Otros	4,78	0,15
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>697,76</b>	<b>42,77</b>
Distribuidora con generación	Contratos	630,34	38,44
<b>Total Distribuidora con generación</b>		<b>630,34</b>	<b>38,44</b>
<b>Total general</b>		<b>26.560,90</b>	<b>716,93</b>

## 2.2.1 Energía vendida por las generadoras

Las empresas generadoras reportaron valores económicos asociados a la producción realizada.

En 2019, las empresas generadoras vendieron 25.232,80 GWh por un valor total de 635,72 MUSD, tal como se muestra en las figuras Nros. 46 y 47.

**Figura Nro. 46:** Energía vendida por las generadoras



**Figura Nro. 47:** Valor de la energía vendida por las generadoras



En la tabla Nro. 45 se muestran los valores totales de todos los rubros adicionales más la venta de energía (costos por regulación primaria de frecuencia, IVA de combustibles, entre otros) y la recaudación total de las empresas generadoras. El valor de la recaudación representó el 105,02 % de la facturación total. Varias empresas en determinados meses reportaron reliquidaciones y valores pendientes de pago, razón por la cual se pueden apreciar cifras de recaudación superiores al 100%.



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

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Total Rubros (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
CELEC-Hidropaute	8.750,97	53,68	62,40	116,23
CELEC-Coca Codo Sinclair	6.730,56	46,74	47,52	101,66
CELEC-Hidroagoyán	2.527,51	35,82	35,65	99,52
CELEC-Hidronación	1.314,70	29,57	29,00	98,07
CELEC-Electroguayas	1.201,97	111,33	119,48	107,32
CELEC-Enerjubones	1.007,46	15,20	13,59	89,38
CELEC-Termogas Machala	798,78	88,45	83,12	93,97
CELEC-Gensur	695,28	14,85	14,84	99,90
Elecaastro	417,74	25,29	35,72	141,25
CELEC-Termopichincha	311,96	87,94	84,30	95,86
CELEC-Termomanabi	275,55	38,15	41,52	108,82
CELEC-Termoesmeraldas	222,31	18,32	20,94	114,29
ElitEnergy	211,53	13,77	13,77	100,00
Ecuagesa	210,59	14,49	14,36	99,09
Hidrosigchos	95,42	6,28	5,18	82,56
Hidrosibimbe	94,33	2,11	2,29	108,37
IPNEGAL	61,22	2,02	5,03	249,25
Hidrosierra	60,29	4,32	4,32	100,00
Hidrotambo	44,46	3,19	3,05	95,60
Hidrovictoria	44,40	3,18	2,84	89,25
EPMAPS	40,23	0,87	1,42	163,39
Gasgreen	37,19	4,11	4,11	100,00
CELEC-Hidroazogues	26,99	1,15	6,27	546,36
Generoca	14,88	1,27	3,41	268,07
Gransolar	5,71	2,29	2,29	100,00
EMAC-BGP	3,77	0,42	0,36	86,36
Epfotovoltaica	2,63	1,15	1,15	100,00
San Pedro	1,63	0,65	0,65	100,00
Gonzanergy	1,58	0,63	0,63	100,00
Electrisol	1,51	0,60	0,60	100,00
Lojaenergy	1,50	0,60	0,60	100,00
Surenergy	1,42	0,57	0,57	100,00
Sabiangosolar	1,40	0,57	0,57	100,00
Renova Loja	1,32	0,53	0,48	91,14
Valsolar	1,27	0,51	0,51	100,00
Wildtecsa	1,21	0,48	0,48	100,00
Sansau	1,20	0,48	0,48	100,00
Brineforcorp	1,20	0,48	0,48	100,00
Solsantros	1,17	0,47	0,47	100,00
Saracaysol	1,17	0,47	0,47	100,00
Solsantonio	1,15	0,46	0,46	100,00
Sanersol	1,14	0,46	0,46	100,00
Solhuaqui	1,12	0,45	0,45	100,00
Solchacras	1,12	0,45	0,45	100,00
Altgenotec	0,81	0,33	0,33	100,00
Genrenotec	0,81	0,33	0,33	100,00
Enersol	0,64	0,25	0,25	100,00
<b>Total general</b>	<b>25.232,80</b>	<b>635,72</b>	<b>667,62</b>	<b>105,02</b>

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 distribuidoras con generación

La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación fue 630,34 GWh, por un valor de 38,44 MUSD. La Empresa Eléctrica Quito registró una venta de 360,85 GWh equivalente al 57,25 % del total de energía vendida.

**Tabla Nro. 46:** Venta de energía eléctrica de las distribuidoras con generación

Empresa	Tipo Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valor (MUSD)
E.E. Quito	Contratos	360,85	12,42
E.E. Riobamba		71,24	1,73
CNEL-Guayaquil <sup>(1)</sup>		61,74	18,86
E.E. Cotopaxi		52,29	1,21
E.E. Norte		48,58	1,27
E.E. Sur		20,92	2,25
E.E. Ambato		14,71	0,70
<b>Total general</b>		<b>630,34</b>	<b>38,44</b>

 **Nota:** (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 autogeneradoras

Las autogeneradoras registraron 697,76 GWh de energía vendida al sistema eléctrico, por un valor de 42,77 MUSD. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros. La empresa Hidronormandía fue la que mayor energía vendió, 186,73 GWh, por lo cual facturó 11,52 MUSD.

**Tabla Nro. 47:** Energía vendida por las autogeneradoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)
Contratos	Hidronormandía	186,73	11.519.367,56
	Hidosanbartolo	144,87	8.996.274,60
	Hidroalto	110,62	6.869.444,72
	Hidroabanico	25,92	751.804,00
	Enermax	17,36	503.309,10
	Ecoluz	11,84	353.882,40
	SERMAA EP	2,41	141.000,88
	Perlabi	1,94	77.406,85
	Moderna Alimentos	1,75	68.628,60
<b>Total Contratos</b>		<b>503,42</b>	<b>29.281.118,72</b>
T. de corto plazo	San Carlos	135,56	12.994.040,03
	Coazucar	41,14	-
	Ecoelectric	4,26	-
	Hidroimbabura	4,09	293.128,20
	UNACEM	3,43	1.824,11
	Municipio Cantón Espejo	1,09	54.334,10
<b>Total T. de corto plazo</b>		<b>189,56</b>	<b>13.343.326,44</b>
Otros	SERMAA EP	2,30	138.260,71
	Vicunha	2,17	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,30	10.651,20
<b>Total Otros</b>		<b>4,78</b>	<b>148.911,91</b>
<b>Total general</b>		<b>697,76</b>	<b>42.773.357,07</b>

## 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.

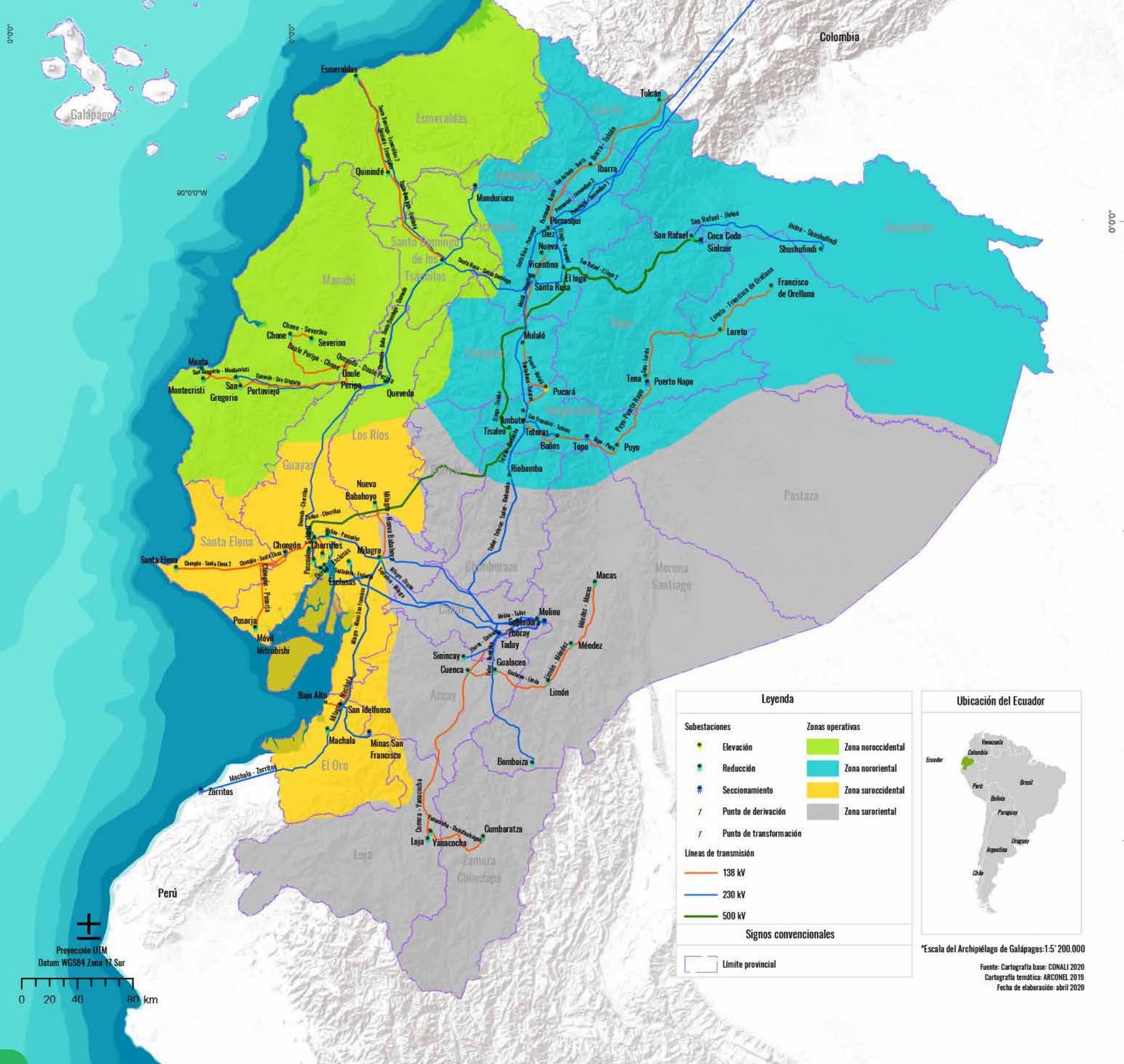
El SNT está estructurado principalmente por líneas y subestaciones que operan a voltajes normalizados de 500, 230 y 138 kV.

En el siguiente mapa se muestra el SNT al 2019, dividido en las siguientes zonas operativas: noroccidental, nororiental, suroccidental y suroriental.



Central de Biogas - Pichincha  
Autor: Gasgreen

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



### Leyenda

Subestaciones		Zonas operativas	
	Elevación		Zona noroccidental
	Reducción		Zona nororiental
	Seccionamiento		Zona suroccidental
	Punto de derivación		Zona suoriental
	Punto de transformación		
Líneas de transmisión			
	138 kV		
	230 kV		
	500 kV		
Signos convencionales			
	Limite provincial		

### Ubicación del Ecuador

\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000  
 Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL 2019  
 Fecha de elaboración: abril 2020

Proyección UTM  
 Datum WGS84 Zona 17 Sur  
 0 20 40 80 km

## 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 extinta 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.

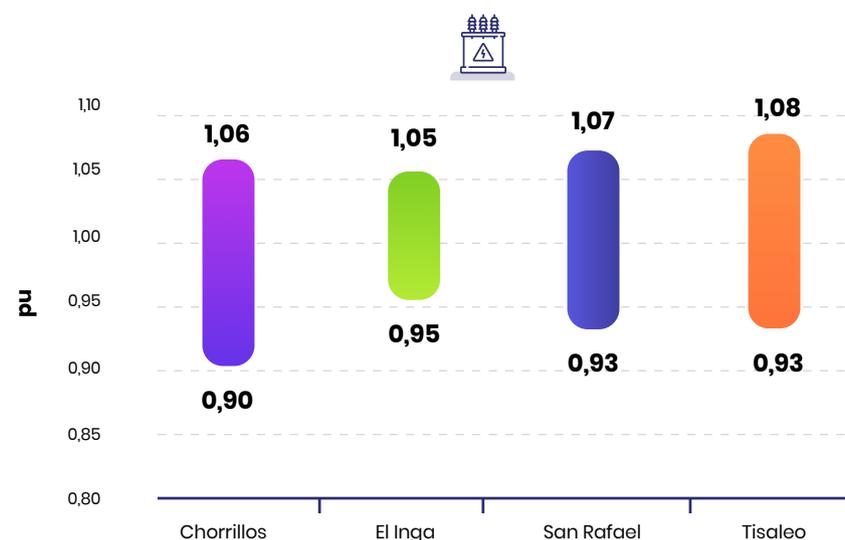
Los citados análisis fueron aprobados por la extinta ARCONEL mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2018-1427-OF de 08 de noviembre de 2018.

**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 figuras Nros. 48 a 50.

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



Instalaciones Cayambe - Pichincha  
Autor: Moderna Alimentos

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

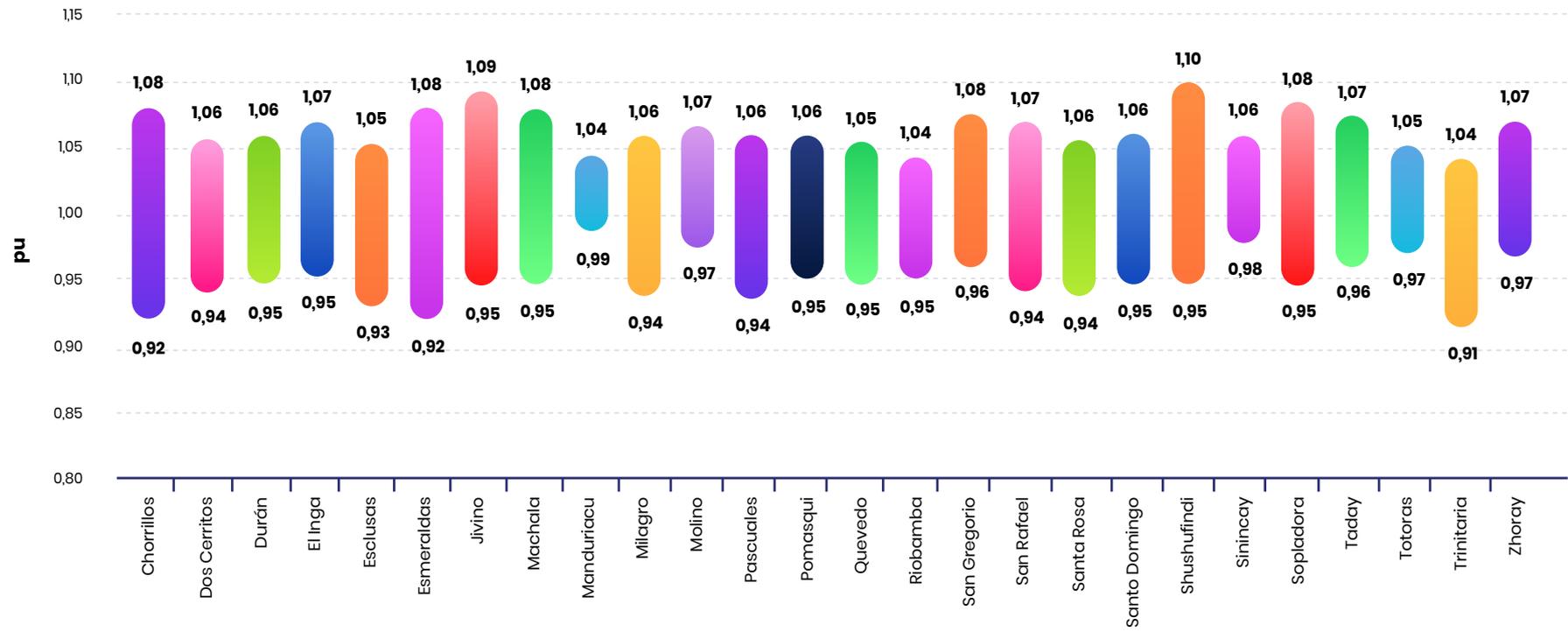
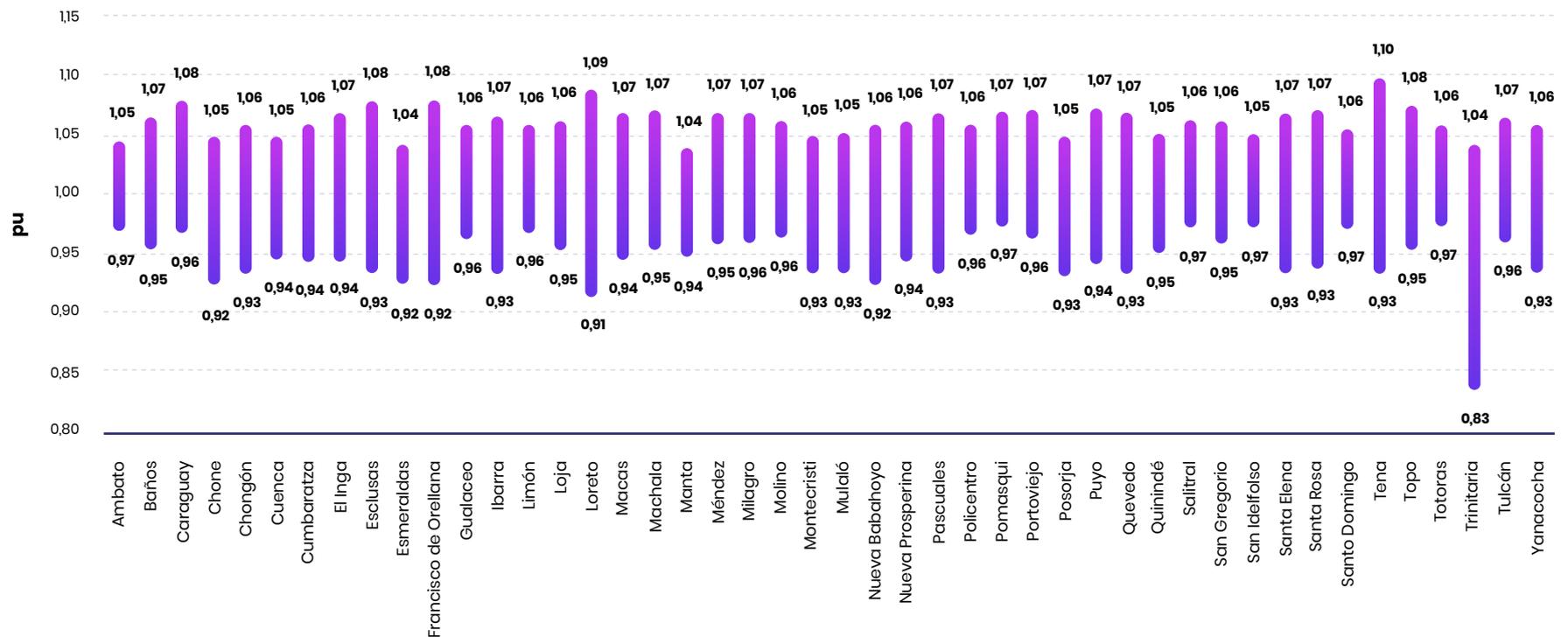


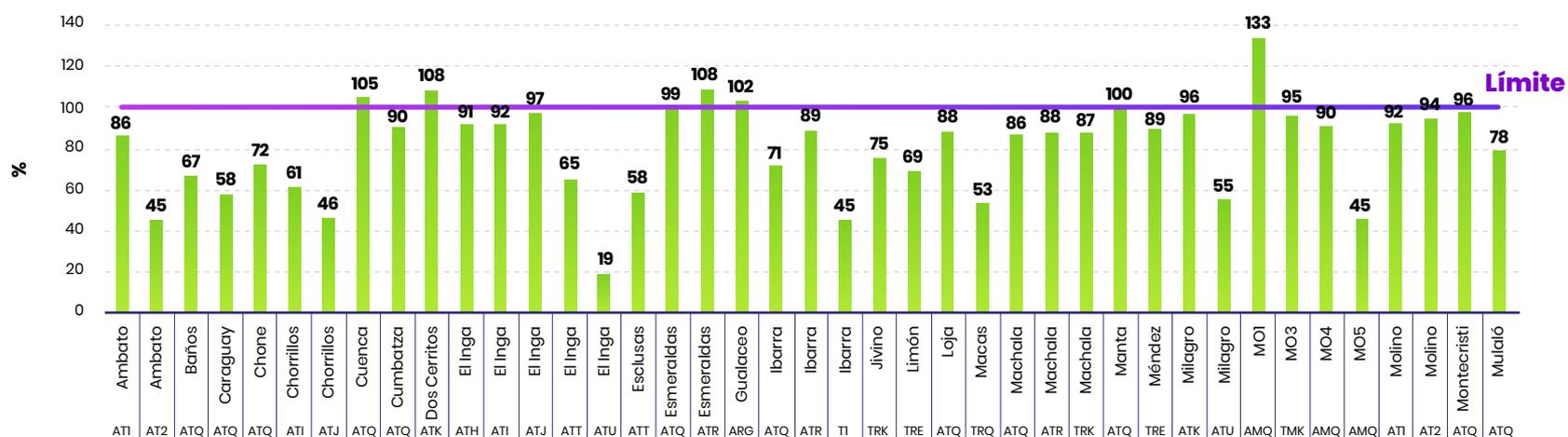
Figura Nro. 50: Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)



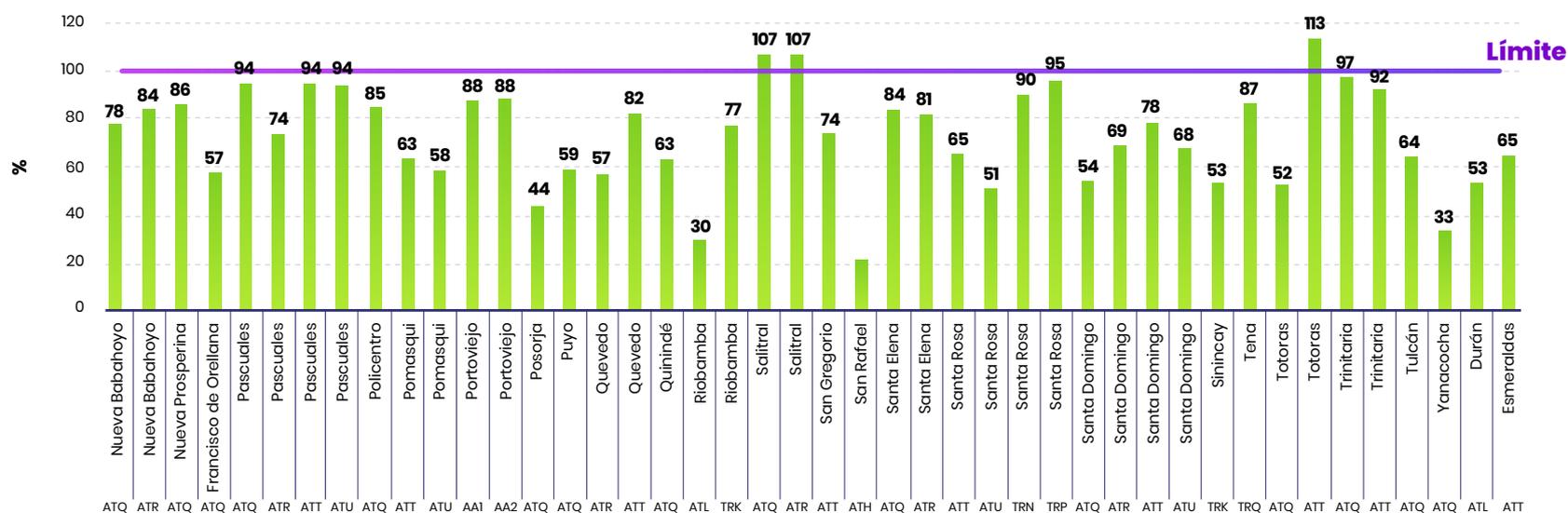
En el anexo F.8., se presentan a detalle los voltajes en las diferentes subestaciones del SNT.

El nivel de uso máximo temporal de equipos de transformación durante el 2019, lo registraron los transformadores del SNT: Móvil Mitsubishi MO1 138/69 kV y ATT 230/138 kV en Totoras, con 133 % y 113 % de su capacidad nominal, respectivamente.

**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 presenta a detalle la demanda máxima; y, en el anexo F.10., el nivel de uso mensual de los transformadores de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric.

En las figuras Nros. 52 a 54 se presenta el nivel de uso registrado en las líneas de transmisión del SNT en 2019.

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

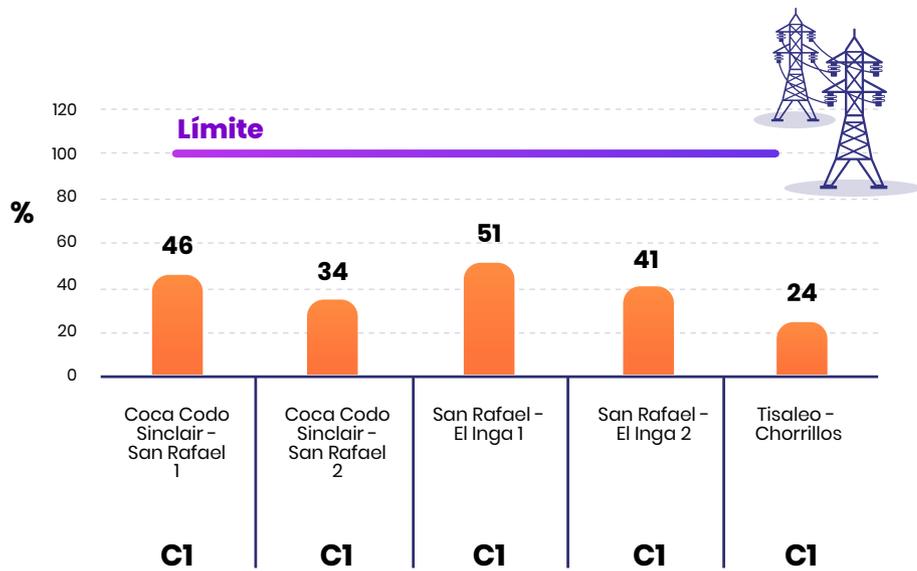
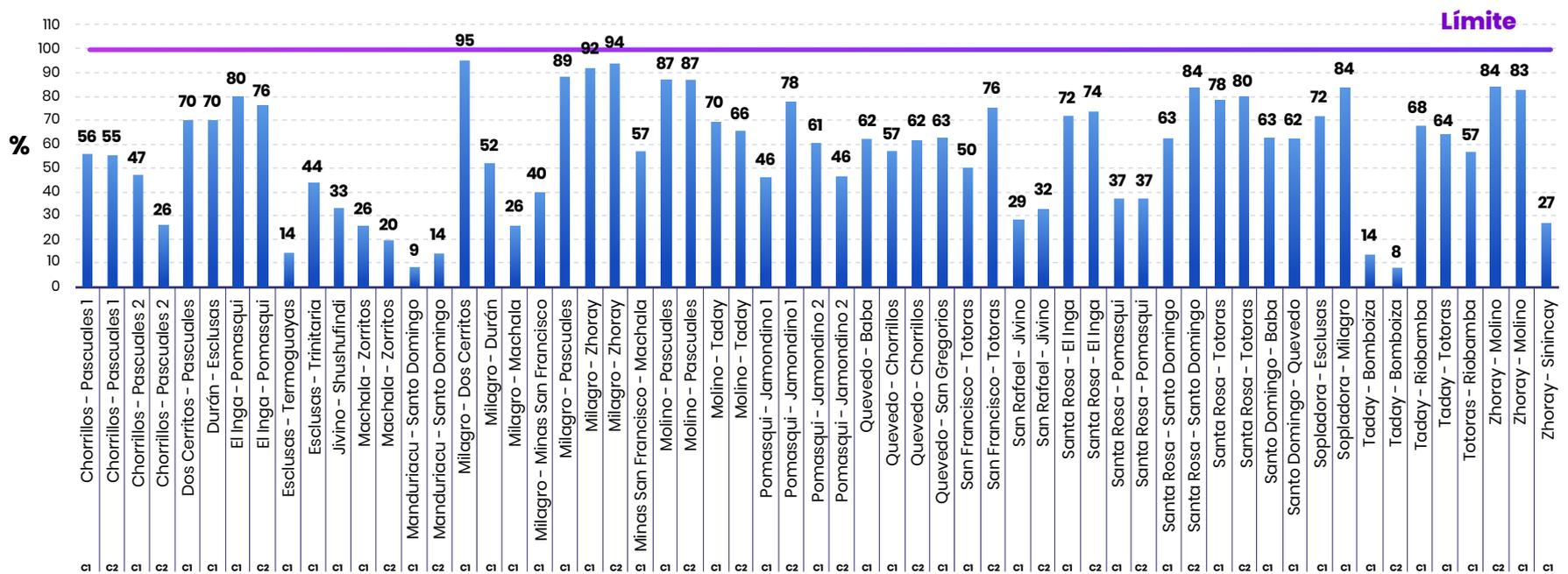
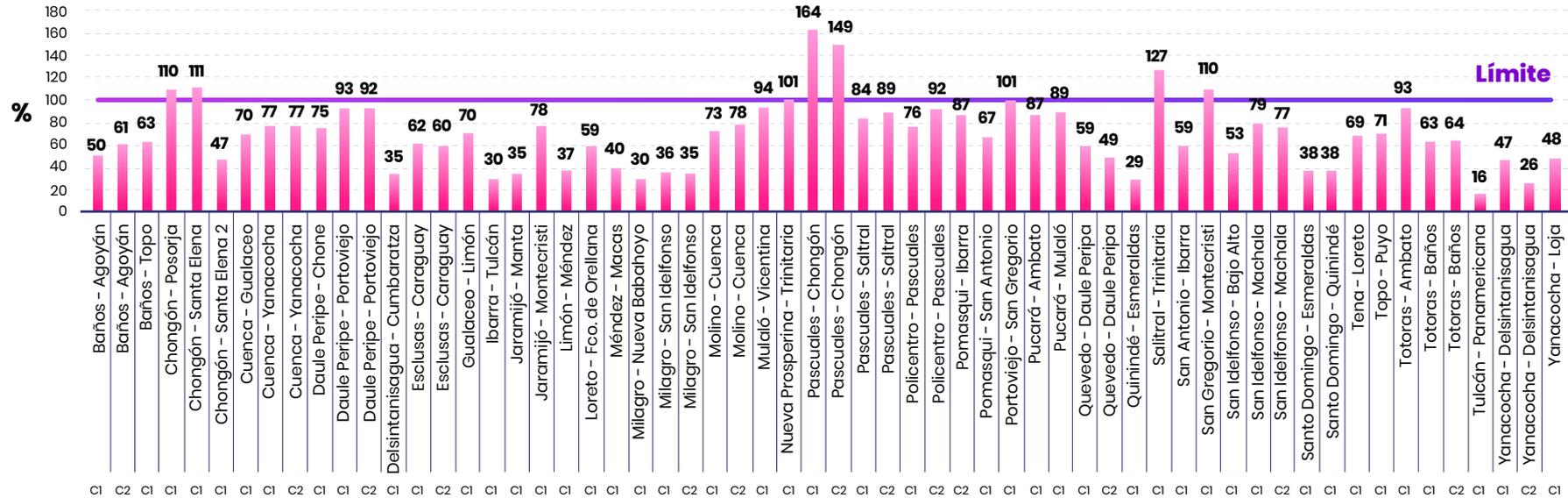


Figura Nro. 53: Nivel de uso de líneas de 230 kV



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



En los anexos F.11. al F.13., se presenta el detalle mensual del nivel de uso máximo de líneas de transmisión de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en el 2019.

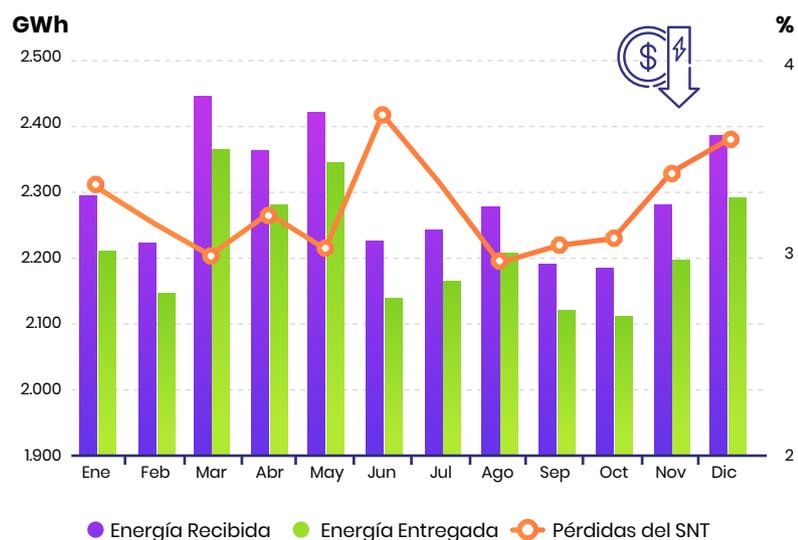
### 2.3.2 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

En la tabla Nro. 49 y figura Nro. 55 se presenta el balance del transmisor; durante 2019 las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 27.532,24 GWh y entregaron 26.578,72 GWh; se registraron 896,57 GWh de pérdidas totales, que representaron el 3,26 % del total. El porcentaje más alto se registró en junio con un valor de 3,72 %.

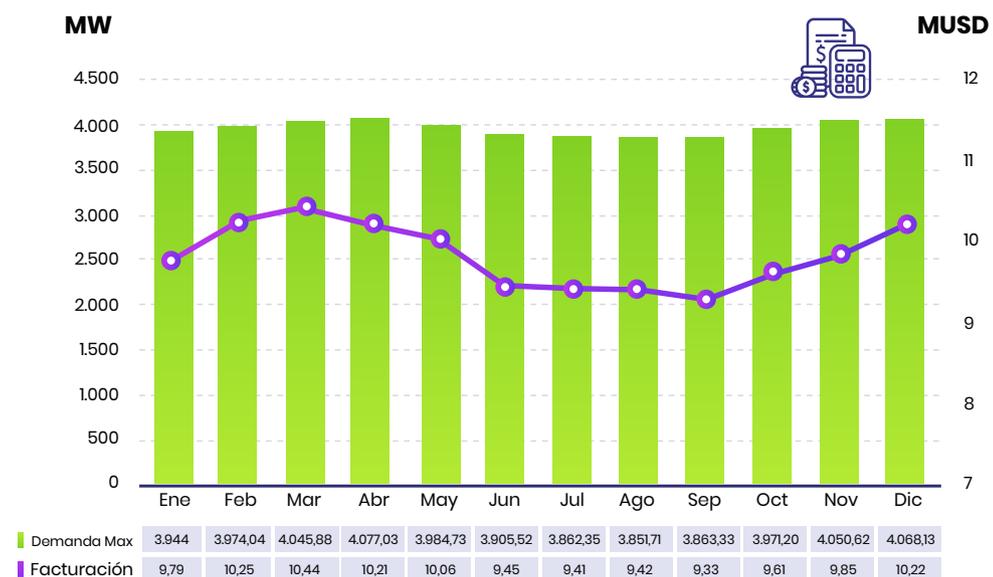
**Tabla Nro. 49:** Pérdidas de energía en el SNT

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
Ene	2.294,15	2.210,07	7,15	76,92	3,35
Feb	2.222,10	2.147,22	4,22	70,65	3,18
Mar	2.445,88	2.364,90	7,15	73,83	3,02
Abr	2.362,59	2.281,13	5,34	76,13	3,22
May	2.419,43	2.343,21	2,30	73,92	3,06
Jun	2.224,58	2.139,09	2,65	82,84	3,72
Jul	2.243,13	2.164,48	2,91	75,74	3,38
Ago	2.278,15	2.207,70	2,59	67,85	2,98
Sep	2.189,76	2.120,01	2,83	66,92	3,06
Oct	2.184,74	2.111,82	5,30	67,62	3,09
Nov	2.282,10	2.198,06	5,74	78,30	3,43
Dic	2.385,64	2.291,03	8,77	85,85	3,60
<b>Total general</b>	<b>27.532,24</b>	<b>26.578,72</b>	<b>56,96</b>	<b>896,57</b>	<b>3,26</b>

**Figura Nro. 55: Pérdidas de energía en el SNT**



**Figura Nro. 56: Demanda máxima no coincidente y facturación mensual**



### 2.3.3 Facturación de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric

En 2019, la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric facturó a las empresas distribuidoras, autogeneradoras y clientes no regulados la cantidad de 118,05 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 de 2019, 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 2019 por la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric a cada una de las empresas referidas anteriormente.

## 2.4 Compra y venta de energía eléctrica de las distribuidoras

La creciente 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.



Central Fotovoltaica - El Oro  
Autor: Sanersol

## 2.4.1 Compra de energía eléctrica por las distribuidoras

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

La tabla Nro. 50 presenta la energía comprada por cada 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 distribuidora

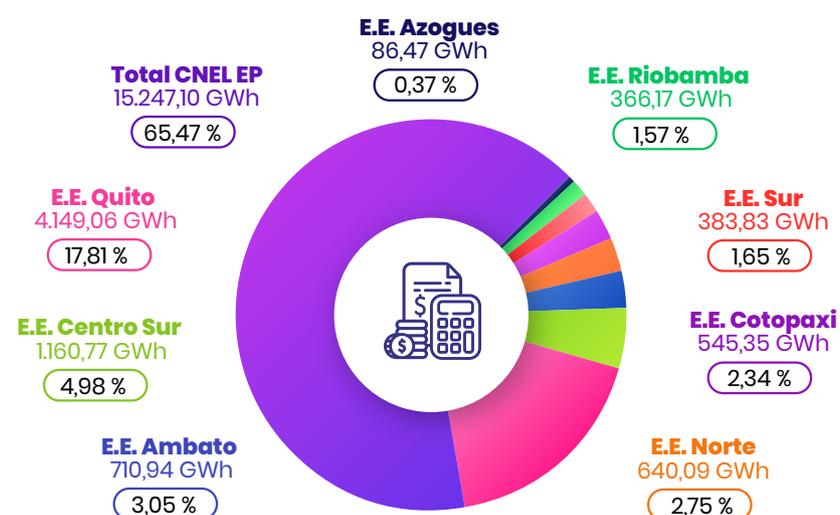
Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
CNEL-Guayaquil	5.352,78	118,03	41,25	24,37	183,65
CNEL-Guayas Los Ríos	2.334,61	51,46	17,96	10,02	79,43
CNEL-Manabí	1.846,90	39,42	15,04	8,15	62,60
CNEL-EI Oro	1.329,98	29,33	10,23	5,56	45,12
CNEL-Milagro	890,52	19,66	6,87	4,32	30,85
CNEL-Sto. Domingo	780,59	18,50	5,18	3,05	26,74
CNEL-Sucumbios	772,15	17,04	5,96	3,17	26,16
CNEL-Sta. Elena	752,12	16,58	5,78	3,27	25,62
CNEL-Esmeraldas	612,98	13,52	4,72	2,67	20,91
CNEL-Los Ríos	478,26	10,54	3,68	2,20	16,43
CNEL-Bolívar	96,20	2,12	0,74	0,53	3,39
<b>Total CNELEP</b>	<b>15.247,10</b>	<b>336,19</b>	<b>117,42</b>	<b>67,30</b>	<b>520,91</b>
E.E. Quito	4.149,06	114,91	38,61	18,21	171,73
E.E. Centro Sur	1.160,77	17,75	2,64	4,18	24,57
E.E. Ambato	710,94	10,91	2,59	2,31	15,81
E.E. Norte	640,09	14,99	2,60	2,94	20,54
E.E. Cotopaxi	545,35	11,31	3,02	2,52	16,85
E.E. Sur	383,83	2,33	0,45	0,52	3,30
E.E. Riobamba	366,17	2,22	0,34	0,48	3,05
E.E. Azogues	86,47	0,25	0,09	0,07	0,41
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>8.042,69</b>	<b>174,68</b>	<b>50,34</b>	<b>31,24</b>	<b>256,26</b>
<b>Total general</b>	<b>23.289,78</b>	<b>510,87</b>	<b>167,76</b>	<b>98,54</b>	<b>777,17</b>

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, debido a su condición de sistema aislado, no realiza transacciones de compraventa de energía en el mercado eléctrico.

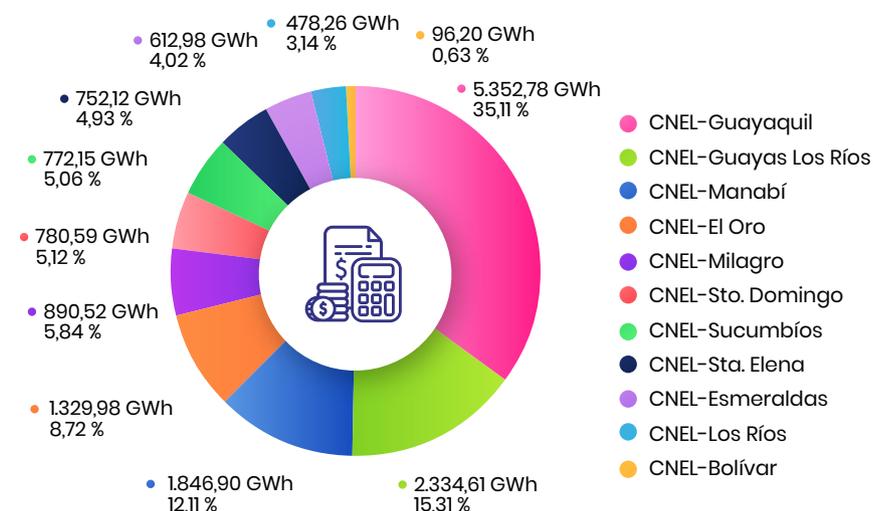
En el campo de servicios se incluyen valores por energía reactiva, inflexibilidades o generación obligada, restricciones operativas, potencia y cualquier otro valor componente del precio.

El total de la energía comprada por las empresas distribuidoras fue 23.289,78 GWh; de la cual, el 65,47 % fue adquirida en 520,91 MUSD (incluye valores por la energía comprada, servicios y transmisión) por las Unidades de Negocio de CNEL EP; y, el 34,53 % en 256,26 MUSD por las empresas eléctricas.

**Figura Nro. 57:** Energía comprada por distribuidora



**Figura Nro. 58:** Energía comprada por Unidad de Negocio de CNELEP



## 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.

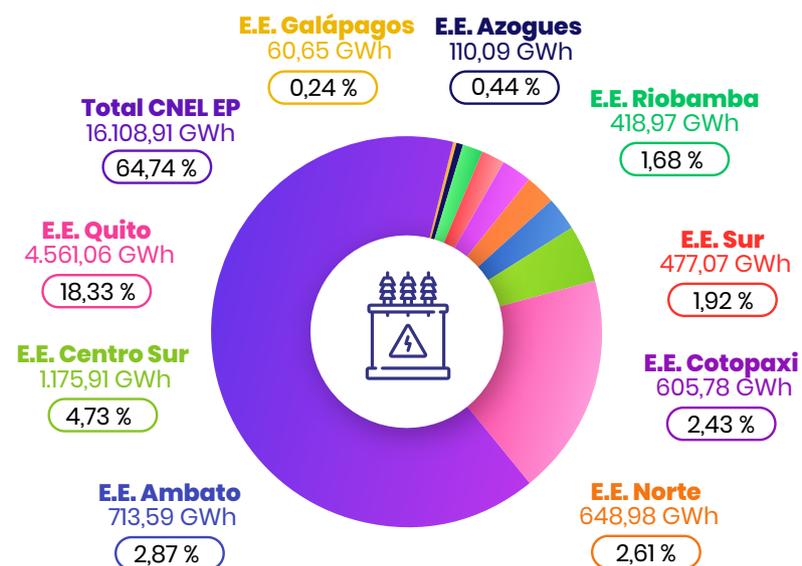
En la tabla Nro. 51 se muestra que la energía disponible del sistema de distribución fue 24.881,01 GWh. De esta cantidad, CNELEP Unidad de Negocio Guayaquil dispuso de 5.746,01 GWh, que representó el 23,09 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una energía disponible de 4.561,06 GWh que representó el 18,33 % del total.

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

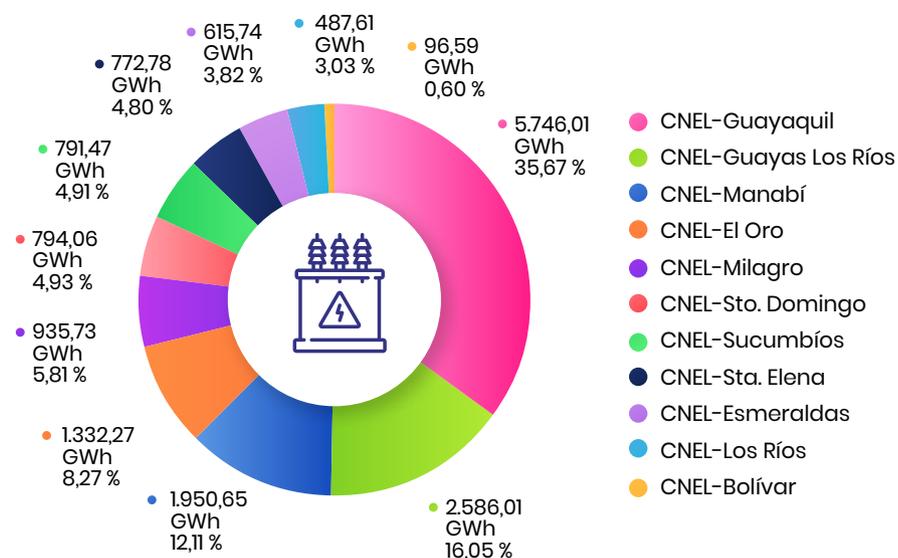
Empresa	Energía Recibida (GWh)	Energía Transferida (GWh)	Energía Generada por sistemas aislados (GWh)	Energía Disponible (GWh)
CNEL-Guayaquil	5.748,38	(2,37)	-	5.746,01
CNEL-Guayas Los Ríos	2.587,06	(1,05)	-	2.586,01
CNEL-Manabí	2.055,53	(104,88)	-	1.950,65
CNEL-EI Oro	1.332,24	0,03	-	1.332,27
CNEL-Milagro	804,02	(0,36)	-	935,73
CNEL-Sto. Domingo	685,82	108,23	-	794,06
CNEL-Sta. Elena	791,47	-	-	791,47
CNEL-Sucumbios	386,15	-	-	772,78
CNEL-Esmeraldas	615,74	-	-	615,74
CNEL-Los Ríos	487,55	0,05	-	487,61
CNEL-Bolívar	96,20	0,39	-	96,59
<b>Total CNELEP</b>	<b>15.590,16</b>	<b>0,05</b>	<b>-</b>	<b>16.108,91</b>
E.E. Quito	4.556,47	4,59	-	4.561,06
E.E. Centro Sur	1.175,58	(0,37)	0,69	1.175,91
E.E. Ambato	713,56	-	0,03	713,59
E.E. Norte	646,01	2,97	-	648,98
E.E. Cotopaxi	596,41	-	9,37	605,78
E.E. Sur	385,11	-	-	477,07
E.E. Riobamba	413,48	-	5,49	418,97
E.E. Azogues	109,73	0,36	-	110,09
E.E. Galápagos	52,45	-	8,20	60,65
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>8.648,82</b>	<b>7,55</b>	<b>23,78</b>	<b>8.772,10</b>
<b>Total general</b>	<b>24.238,98</b>	<b>7,59</b>	<b>23,78</b>	<b>24.881,01</b>

La energía transferida que se presenta en la tabla Nro. 51 corresponde a la energía entregada (valores entre paréntesis) o recibida entre empresas distribuidoras o con autogeneradores.

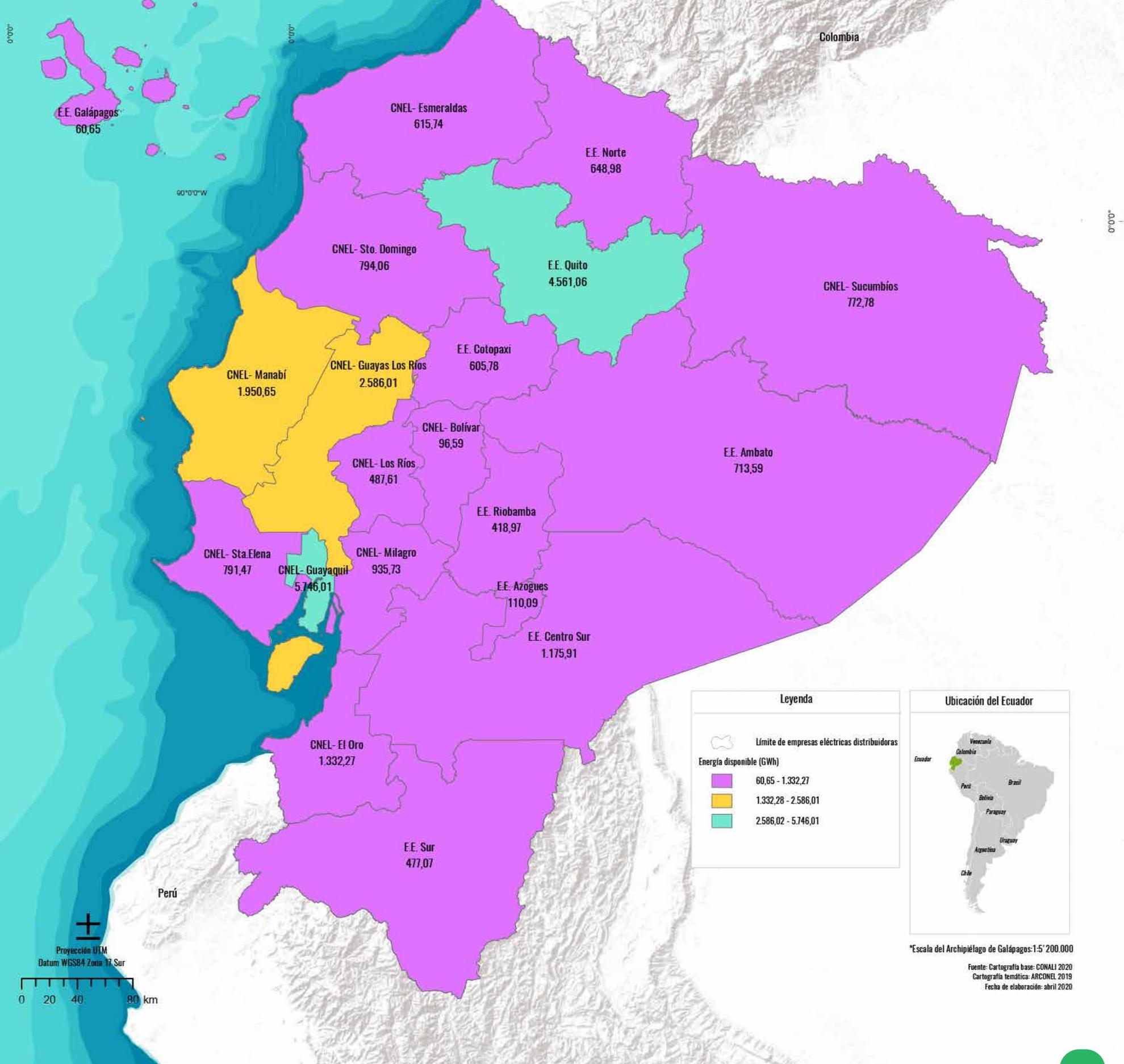
**Figura Nro. 59:** Energía disponible por distribuidora



**Figura Nro. 60:** Energía disponible por Unidad de Negocio de CNELEP



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



**Leyenda**

Límite de empresas eléctricas distribuidoras  
**Energía disponible (GWh)**  
 60,65 - 1.332,27  
 1.332,28 - 2.586,01  
 2.586,02 - 5.746,01

**Ubicación del Ecuador**

Proyección UTM  
 Datum WGS84 Zona 17 Sur

\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000  
 Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL 2019  
 Fecha de elaboración: abril 2020

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

La información estadística se presenta de acuerdo con los grupos de consumo establecidos en el Pliego Tarifario, es decir, residencial, comercial, industrial y otros, además del alumbrado público general.

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, abonados especiales con demanda horaria e industrial artesanal. Finalmente, para otros se consideran: tarifas de beneficio público, asistencia social, bombeo de agua, culto religioso, entidades oficiales, escenarios deportivos, servicio comunitario, abonados especiales y vehículos eléctricos<sup>3</sup>.

En 2019, la energía eléctrica facturada a clientes regulados a nivel nacional fue 20.479,65 GWh. De la cual, el 62,76 % correspondió a la CNEL EP; y, el 37,24 % a las empresas eléctricas.

De las Unidades de Negocio de CNEL EP, destacó la Guayaquil con un valor de energía facturada de 4.649,48 GWh, correspondiente al 22,70 % del total de energía facturada a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito registró un valor de energía facturada de 3.883,03 GWh, que representó el 18,96 % del total.

En la tabla Nro. 52 se visualiza que a nivel nacional, el sector de mayor consumo fue el residencial con 7.656,29 GWh, que representó el 37,38 % del total de energía facturada a clientes regulados.



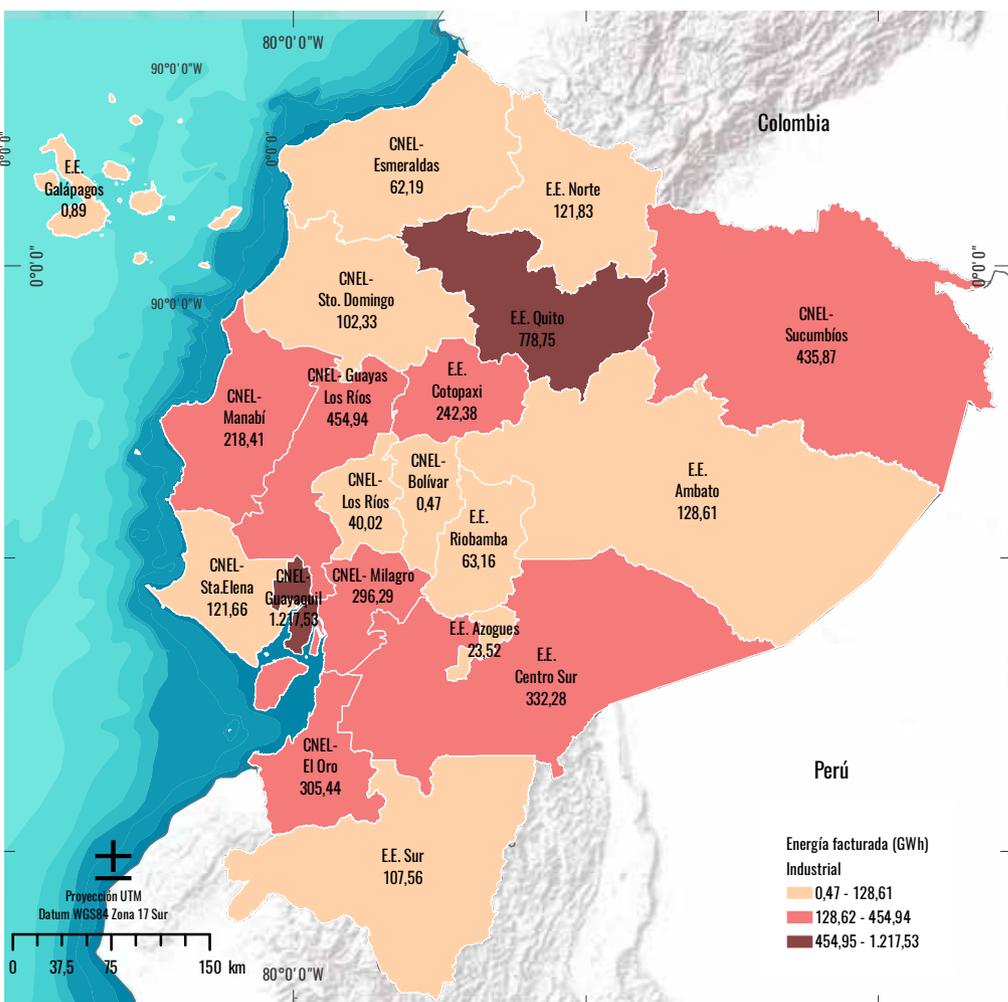
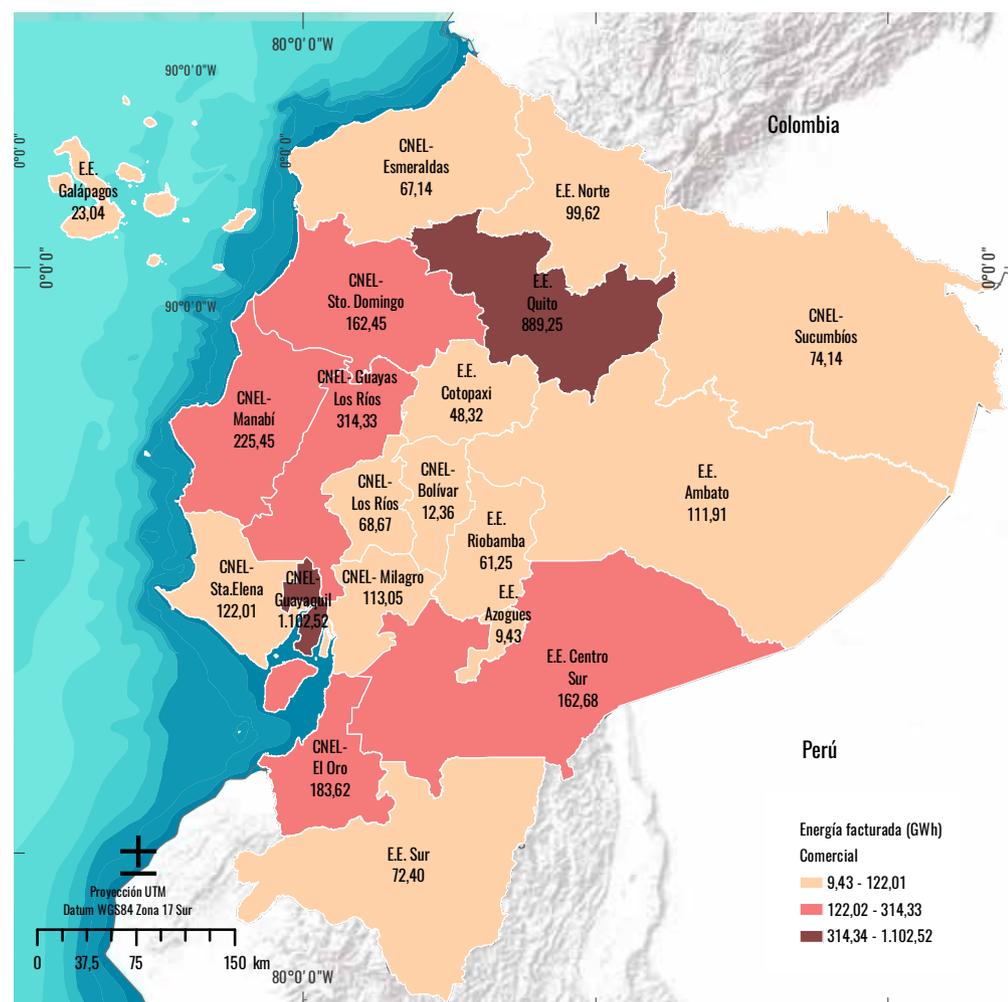
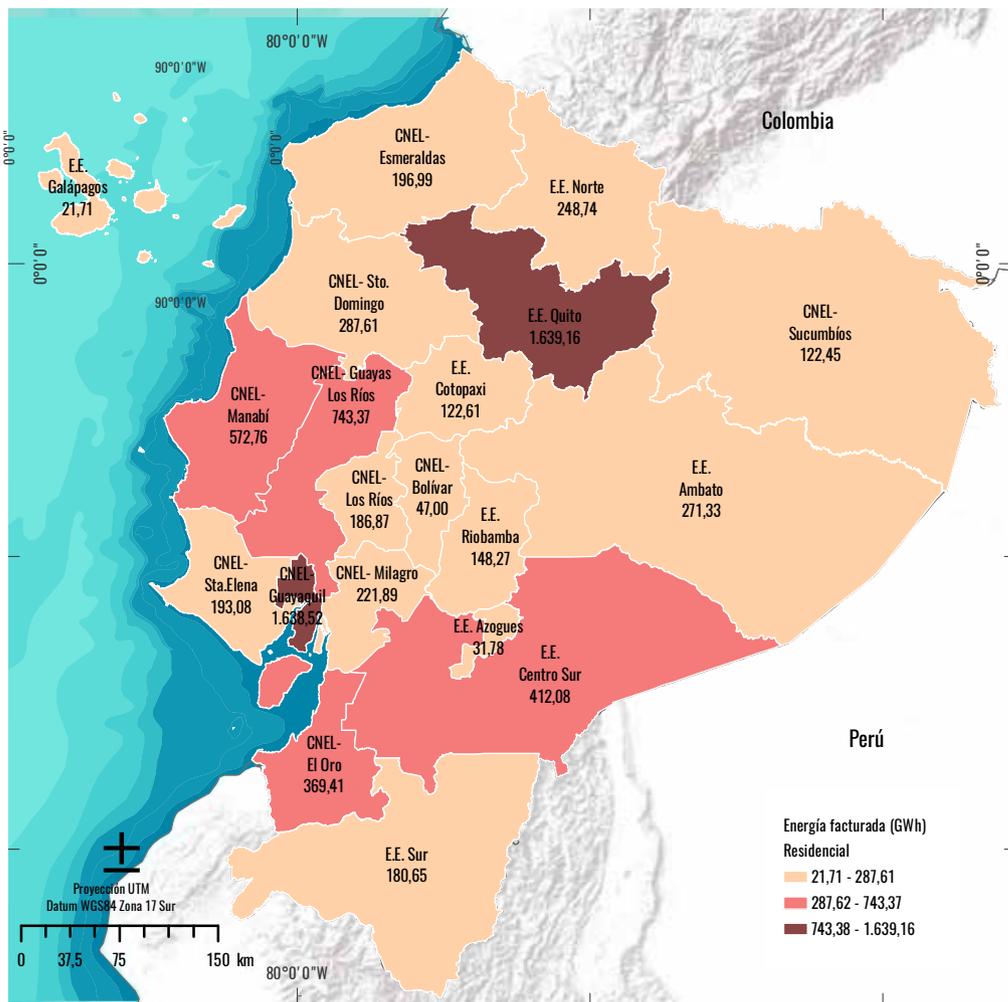
<sup>3</sup> Clasificación de tarifas de acuerdo al pliego tarifario.

Tabla Nro. 52: Energía facturada por grupo de consumo (GWh)

Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público	Total
CNEL-Guayaquil	1.638,52	1.217,53	1.102,52	517,96	172,95	4.649,48
CNEL-Guayas Los Ríos	743,37	454,94	314,33	344,24	100,85	1.957,72
CNEL-Manabi	572,76	218,41	225,45	256,82	114,55	1.387,99
CNEL-El Oro	369,41	305,44	183,62	181,29	84,82	1.124,57
CNEL-Milagro	221,89	296,29	113,05	76,50	41,22	748,96
CNEL-Sucumbios	122,45	435,87	74,14	53,18	25,65	711,29
CNEL-Sto. Domingo	287,61	102,33	162,45	75,55	60,60	688,54
CNEL-Sta. Elena	193,08	121,66	122,01	156,68	42,70	636,14
CNEL-Esmeraldas	196,99	62,19	67,14	94,40	40,81	461,53
CNEL-Los Ríos	186,87	40,02	68,67	62,50	38,07	396,14
CNEL-Bolivar	47,00	0,47	12,36	8,40	21,77	89,99
<b>Total CNELEP</b>	<b>4.579,97</b>	<b>3.255,14</b>	<b>2.445,74</b>	<b>1.827,51</b>	<b>743,98</b>	<b>12.852,35</b>
E.E. Quito	1.639,16	778,75	889,25	319,61	256,26	3.883,03
E.E. Centro Sur	412,08	332,28	162,68	74,19	111,28	1.092,52
E.E. Ambato	271,33	128,61	111,91	74,11	83,64	669,59
E.E. Norte	248,74	121,83	99,62	49,51	61,56	581,26
E.E. Cotopaxi	122,61	242,38	48,32	34,59	33,49	481,39
E.E. Sur	180,65	107,56	72,40	40,85	41,40	442,85
E.E. Riobamba	148,27	63,16	61,25	29,78	36,69	339,14
E.E. Azogues	31,78	23,52	9,43	5,00	11,91	81,64
E.E. Galápagos	21,71	0,89	23,04	8,29	1,95	55,89
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>3.076,32</b>	<b>1.799,00</b>	<b>1.477,90</b>	<b>635,92</b>	<b>638,16</b>	<b>7.627,30</b>
<b>Total general</b>	<b>7.656,29</b>	<b>5.054,14</b>	<b>3.923,65</b>	<b>2.463,43</b>	<b>1.382,14</b>	<b>20.479,65</b>

Figura Nro. 61: Energía facturada por grupo de consumo (GWh)





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



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: mayo 2020

En la tabla Nro. 53 se presenta la energía facturada a los clientes regulados (GWh) por provincia y grupo de consumo.

**Tabla Nro. 53: Energía facturada por provincia (GWh)**

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Subtotal
Guayas	2.504,54	1.977,79	1.507,84	964,24	6.954,41
Pichincha	1.676,31	830,54	906,33	330,22	3.743,40
Manabí	651,06	245,92	252,98	276,07	1.426,03
Azuay	335,66	411,42	132,65	50,09	929,83
El Oro	343,64	204,04	173,47	171,49	892,64
Los Ríos	338,33	91,99	134,73	98,91	663,96
Sucumbios	67,33	417,84	40,21	30,36	555,74
Tungurahua	210,57	121,26	80,39	50,83	463,05
Cotopaxi	123,59	242,40	48,49	34,91	449,38
Esmeraldas	205,04	69,13	69,40	95,38	438,95
Santo Domingo de los Tsáchilas	191,25	57,18	127,05	53,56	429,05
Santa Elena	150,55	57,99	82,41	102,08	393,02
Chimborazo	152,19	62,65	63,86	29,93	308,63
Imbabura	164,00	45,13	61,54	31,79	302,45
Loja	148,36	11,49	58,02	30,93	248,80
Cañar	86,50	57,85	30,70	19,91	194,96
Zamora Chinchipe	28,47	96,16	11,94	8,93	145,50
Orellana	55,68	18,04	34,06	22,96	130,74
Napo	35,09	19,49	17,35	13,92	85,84
Carchi	48,77	7,58	20,94	8,08	85,37
Morona Santiago	41,94	2,00	17,17	11,84	72,95
Bolívar	47,57	0,50	12,59	8,41	69,07
Pastaza	28,14	4,87	16,50	10,29	59,80
Galápagos	21,71	0,89	23,04	8,29	53,94
<b>Subtotal</b>	<b>7.656,29</b>	<b>5.054,14</b>	<b>3.923,65</b>	<b>2.463,43</b>	<b>19.097,51</b>
<b>Alumbrado público</b>					<b>1.382,14</b>
<b>Total general</b>					<b>20.479,65</b>

Del total de energía facturada al grupo de consumo residencial (7.656,29 GWh): la región Costa facturó el 54,77 %; la Sierra el 41,60 %; la Amazónica el 3,35 %; y, la Insular el 0,28 %. Guayas y Pichincha representaron el 54,61 % del total de energía facturada a clientes residenciales.

Los menores índices de consumo de energía se presentaron en las provincias de la Amazonía, esto debido al número de habitantes y la dispersión territorial; de la misma manera para las Islas Galápagos.

Respecto al grupo de consumo industrial, del total de energía facturada (5.054,14 GWh): la región Costa facturó el 52,37 %; la Sierra el 36,56 %; la Amazónica el 11,05 %; y, la Insular el 0,02 %. Guayas y Pichincha representaron el 55,56 % del total de la energía facturada a clientes industriales.

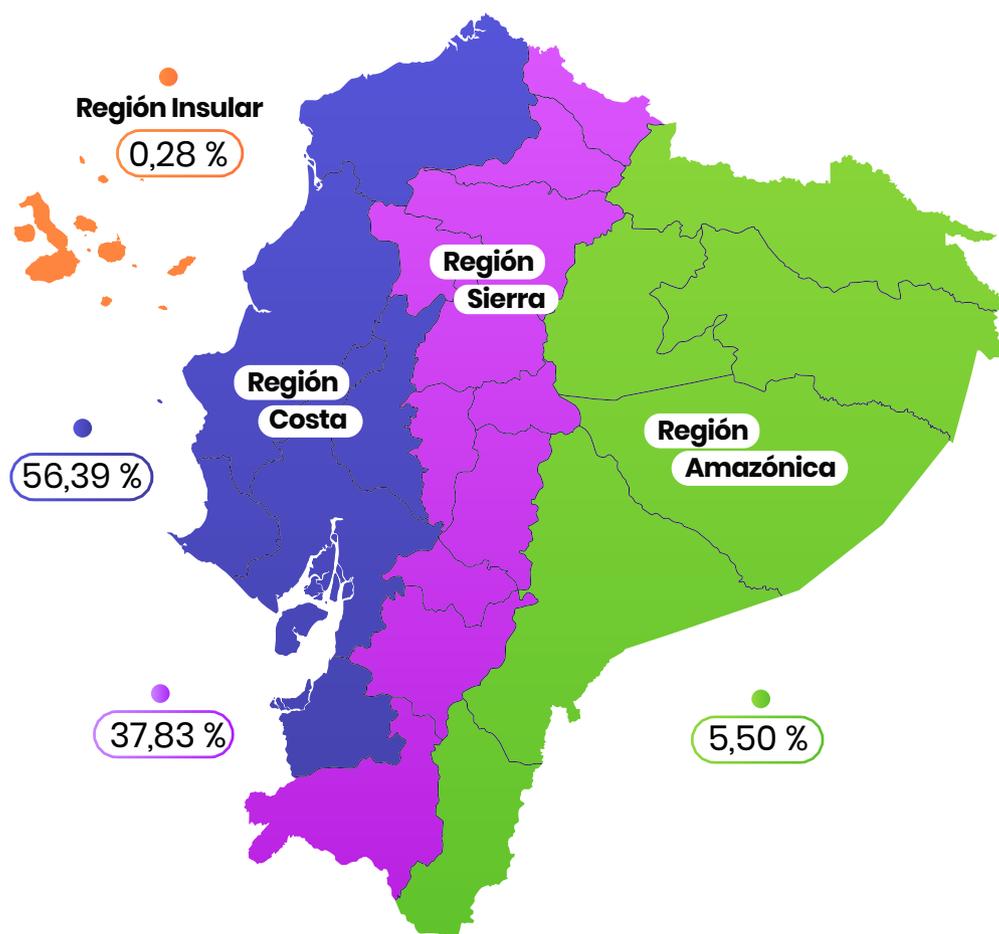
Por otro lado, considerando el grupo de consumo comercial, del total de energía facturada (3.923,65 GWh): la región Costa facturó el 56,60 %; la Sierra el 39,31 %; la Amazónica el 3,50 %; y, la Insular el 0,59 %. Guayas y Pichincha representaron el 61,53 % del total de la energía facturada a clientes comerciales.

Finalmente, del total de energía facturada al grupo de consumo otros (2.463,43 GWh): la región Costa facturó el 69,34 %; la Sierra el 26,33 %; la Amazónica el 3,99 %; y, la Insular el 0,34 %. Guayas y Pichincha representaron el 52,55 % del total de la energía facturada al grupo de consumo otros.



En la figura Nro. 62 se aprecia el porcentaje de la energía facturada por cada una de las regiones del Ecuador, considerando la energía total facturada a los grupos de consumo residencial, industrial, comercial y otros.

**Figura Nro.62:** Porcentaje de energía facturada por región



En la tabla Nro. 54 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares (MUSD) por grupo de consumo.

En 2019, el monto total facturado por servicio eléctrico a clientes regulados a nivel nacional fue 1.906,42 MUSD. La CNELEP Unidad de Negocio Guayaquil facturó 420,51 MUSD, la Empresa Eléctrica Quito facturó 359,67 MUSD; entre las dos representaron el 40,92 % del monto total.

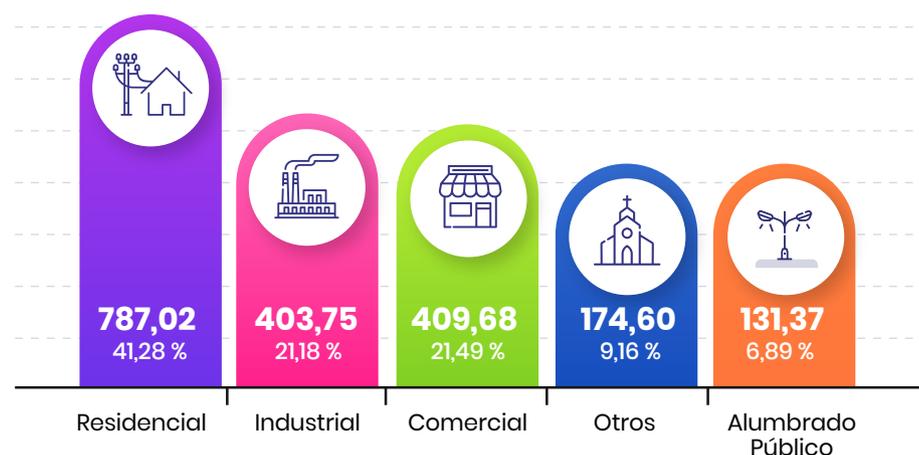
La CNELEP facturó un total de 1.183,78 MUSD por servicio eléctrico a clientes regulados, lo que representó el 62,09 % del total.

Asimismo, se visualiza que a nivel nacional, el grupo de consumo residencial fue el que mayor monto facturó, 787,02 MUSD, que representó el 41,28 % del total.

**Tabla Nro. 54:** Valores facturados por grupo de consumo (MUSD)

Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público	Total
CNEL-Guayaquil	166,51	88,05	114,08	36,05	15,80	420,51
CNEL-Guayas Los Ríos	81,13	39,71	34,16	21,03	15,58	191,61
CNEL-Manabi	58,12	18,19	24,25	16,11	8,09	124,75
CNEL-EI Oro	38,54	25,61	18,84	13,04	8,78	104,83
CNEL-Sto. Domingo	29,66	8,70	17,23	5,82	6,95	68,36
CNEL-Milagro	22,57	24,10	12,16	5,73	3,71	68,28
CNEL-Sta. Elena	20,07	10,38	13,01	11,42	6,15	61,02
CNEL-Sucumbios	12,82	30,72	7,67	4,06	2,58	57,85
CNEL-Esmeraldas	18,11	5,54	7,11	6,32	3,31	40,40
CNEL-Los Ríos	18,41	3,83	7,82	4,99	2,74	37,80
CNEL-Bolívar	5,26	0,06	1,32	0,68	1,07	8,39
<b>Total CNELEP</b>	<b>471,22</b>	<b>254,89</b>	<b>257,65</b>	<b>125,26</b>	<b>74,77</b>	<b>1.183,78</b>
E.E. Quito	159,97	63,82	89,07	25,54	21,27	359,67
E.E. Centro Sur	45,16	27,64	17,74	5,91	8,83	105,27
E.E. Ambato	28,82	11,88	11,70	5,15	6,23	63,78
E.E. Norte	26,25	11,04	10,70	3,56	7,02	58,56
E.E. Cotopaxi	13,85	18,90	5,05	2,57	4,08	44,46
E.E. Sur	19,42	8,46	7,78	3,28	4,47	43,42
E.E. Riobamba	16,51	5,21	6,49	2,19	3,36	33,77
E.E. Azogues	3,52	1,82	1,00	0,39	0,87	7,61
E.E. Galápagos	2,30	0,09	2,51	0,75	0,46	6,11
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>315,80</b>	<b>148,86</b>	<b>152,04</b>	<b>49,34</b>	<b>56,60</b>	<b>722,64</b>
<b>Total general</b>	<b>787,02</b>	<b>403,75</b>	<b>409,68</b>	<b>174,60</b>	<b>131,37</b>	<b>1.906,42</b>

**Figura Nro.63:** Facturación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD)



En la tabla Nro. 55 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares (MUSD) por provincia y grupo de consumo.

**Tabla Nro. 55:** Valores facturados por provincia y grupo de consumo (MUSD)

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Subtotal
Guayas	259,96	152,56	157,82	64,22	634,57
Pichincha	163,87	68,67	90,96	26,36	349,86
Manabí	66,26	20,49	27,17	17,58	131,50
Azuay	36,63	34,29	14,52	4,03	89,47
El Oro	35,87	17,11	17,80	12,30	83,08
Los Ríos	33,96	8,32	15,11	7,85	65,24
Tungurahua	22,47	11,20	8,42	3,35	45,44
Sucumbios	7,04	29,00	4,14	2,27	42,44
Santo Domingo de los Tsáchilas	19,65	4,97	13,47	4,12	42,20
Cotopaxi	13,96	18,90	5,07	2,59	40,52
Esmeraldas	18,94	6,13	7,35	6,40	38,82
Santa Elena	15,74	4,91	8,75	7,71	37,11
Chimborazo	16,91	5,17	6,77	2,21	31,06
Imbabura	17,23	4,12	6,55	2,14	30,03
Loja	15,99	1,31	6,24	2,46	26,01
Cañar	9,58	4,66	3,29	1,53	19,06
Orellana	5,85	1,72	3,54	1,81	12,93
Zamora Chinchipe	3,03	7,16	1,28	0,74	12,20
Carchi	5,25	0,72	2,28	0,66	8,92
Napo	3,63	1,54	1,79	1,10	8,05
Morona Santiago	4,62	0,20	1,80	0,95	7,58
Bolívar	5,32	0,06	1,34	0,69	7,40
Pastaza	2,94	0,45	1,72	0,79	5,90
Galápagos	2,30	0,09	2,51	0,75	5,65
<b>Subtotal</b>	<b>787,02</b>	<b>403,75</b>	<b>409,68</b>	<b>174,60</b>	<b>1.775,06</b>
<b>Alumbrado público</b>					<b>131,37</b>
<b>Total general</b>					<b>1.906,42</b>

Para el grupo de consumo residencial, la facturación por servicio eléctrico en Guayas y Pichincha fue 259,96 MUSD y 163,87 MUSD, respectivamente; juntas representaron el 53,85 % del monto total facturado a clientes residenciales.

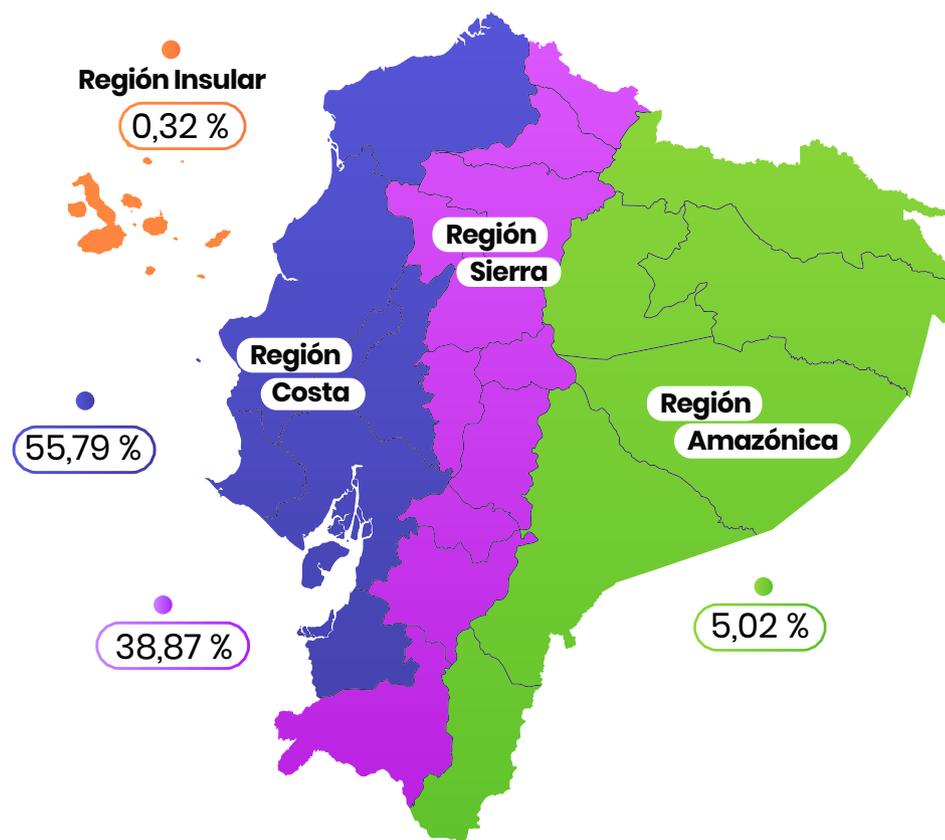
Respecto al grupo de consumo industrial, la facturación por servicio eléctrico en Guayas y Pichincha fue 152,56 MUSD y 68,67 MUSD, respectivamente; juntas representaron el 54,79 % del monto total facturado a clientes industriales.

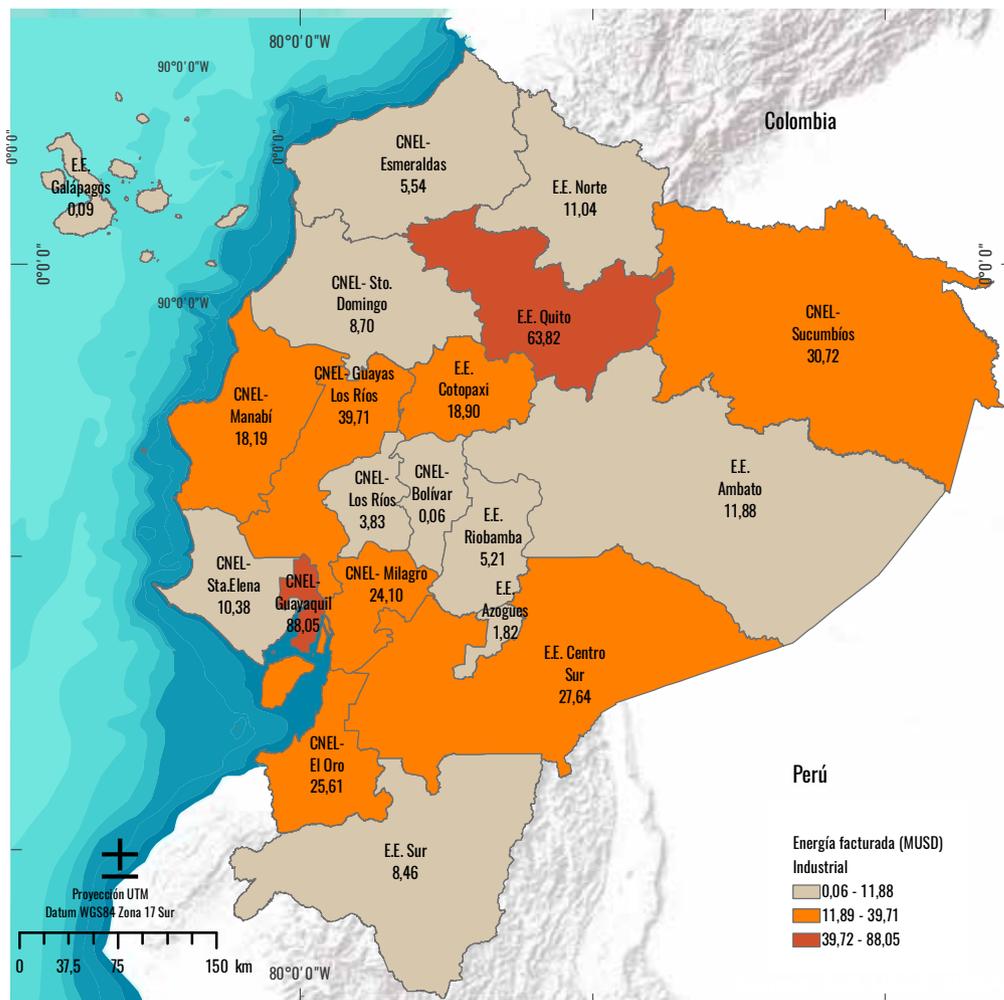
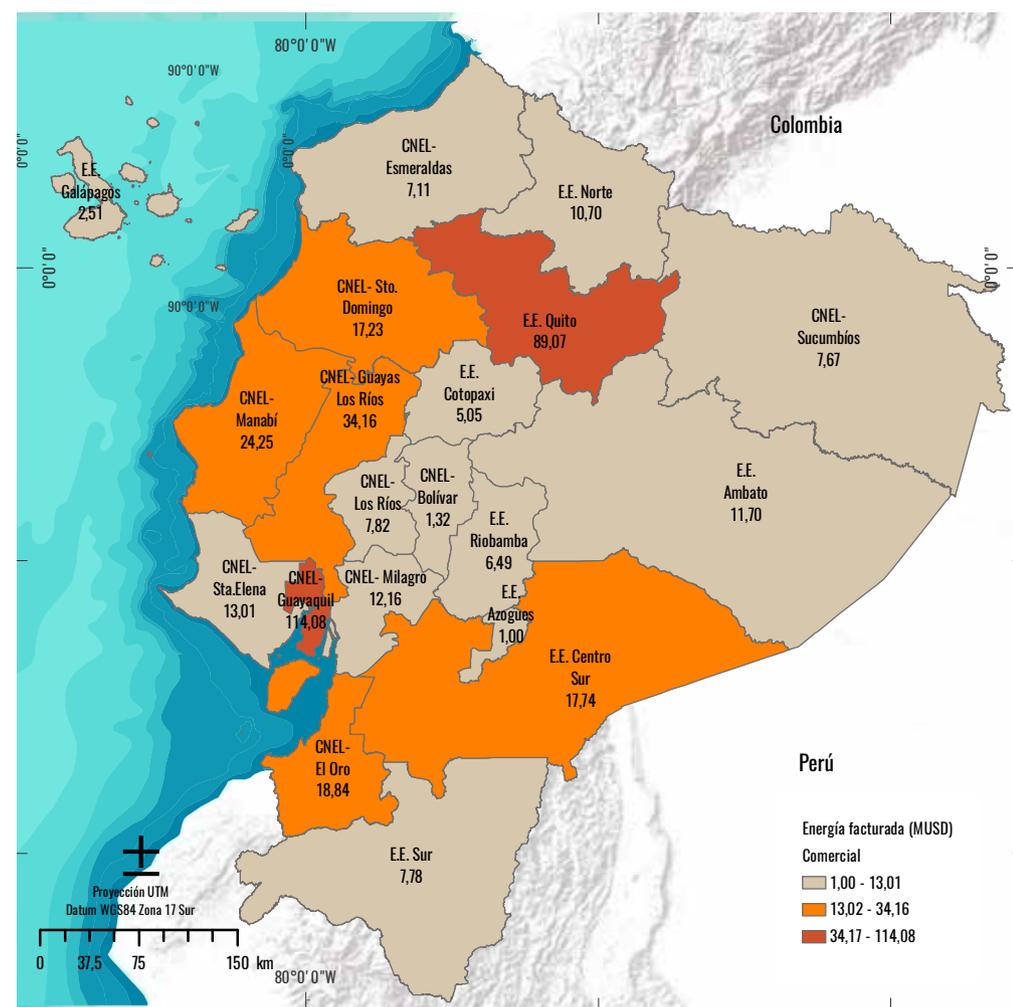
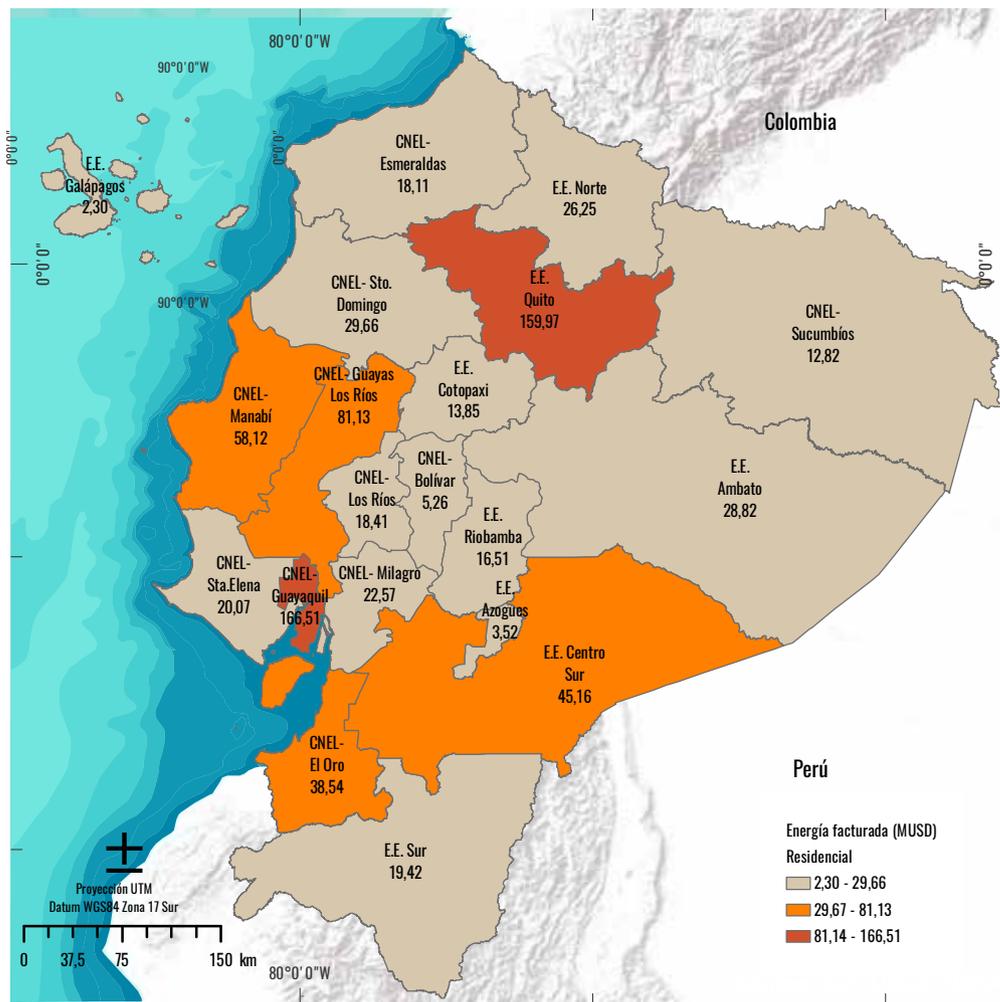
La facturación por servicio eléctrico en Guayas y Pichincha para el grupo de consumo comercial fue 157,82 MUSD y 90,96 MUSD, respectivamente; juntas representaron el 60,72 % del monto total facturado a clientes comerciales.

Finalmente, para el grupo de consumo otros, Guayas y Pichincha facturaron 64,22 MUSD y 26,36 MUSD, respectivamente; juntas representaron el 51,88 % de la facturación total por servicio eléctrico efectuada al grupo de consumo otros.

En la figura Nro. 64 se aprecia el porcentaje de la facturación por servicio eléctrico que representa cada una de las regiones del Ecuador, considerando la facturación total en dólares a los grupos de consumo residencial, industrial, comercial y otros.

**Figura Nro. 64:** Porcentaje de facturación por servicio eléctrico por región





Mapa Nro. 10: Energía facturada por grupo de consumo



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: mayo 2020

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

La recaudación de valores facturados por servicio eléctrico a clientes regulados, a nivel nacional, fue 1.789,31 MUSD.

La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil recaudó 392,13 MUSD, correspondiente al 21,92 % del total recaudado a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito recaudó 308,35 MUSD, que representó el 17,23 % del total.

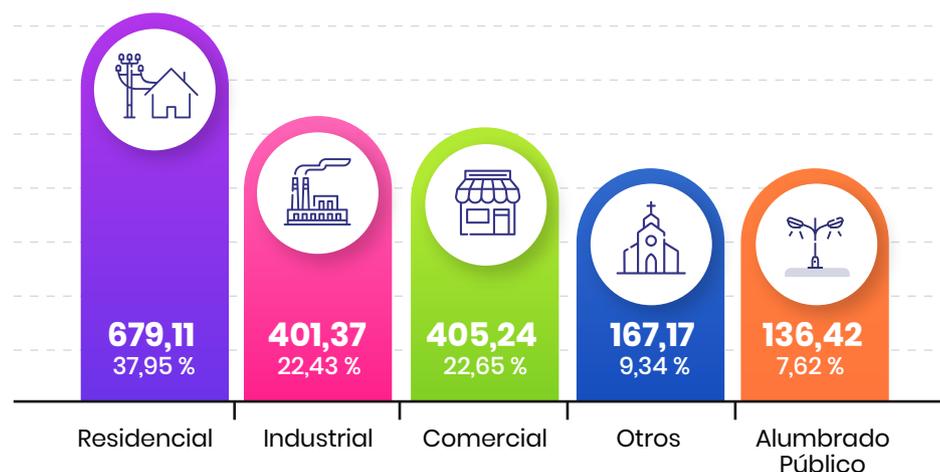
**Tabla Nro. 56:** Recaudación de valores facturados por grupo de consumo (MUSD)

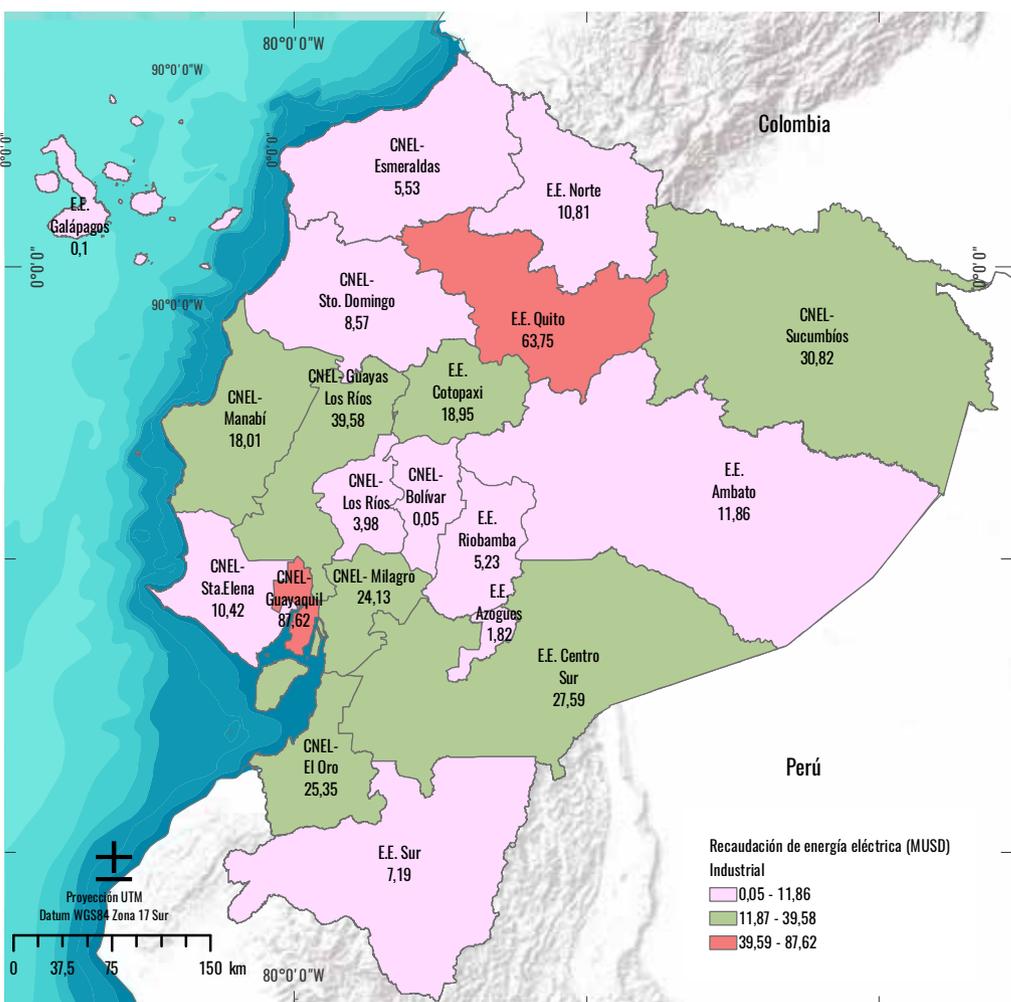
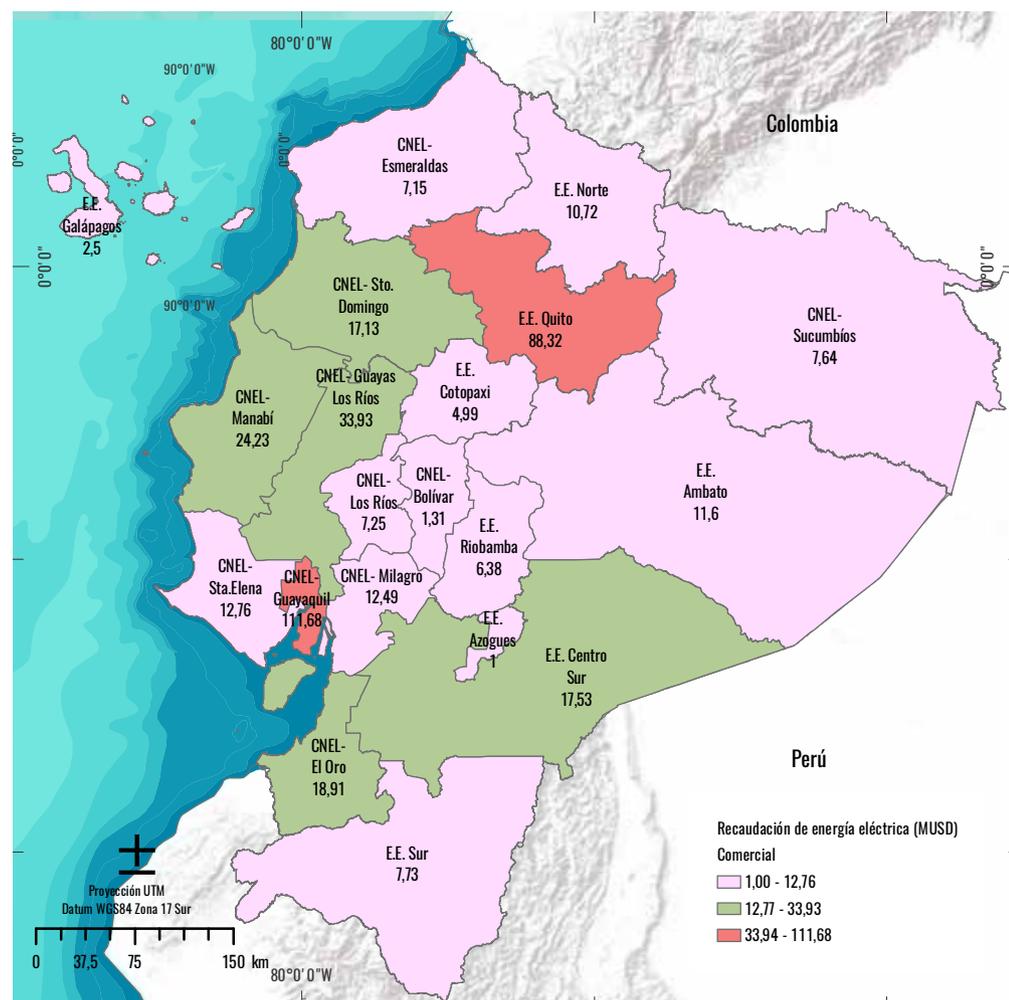
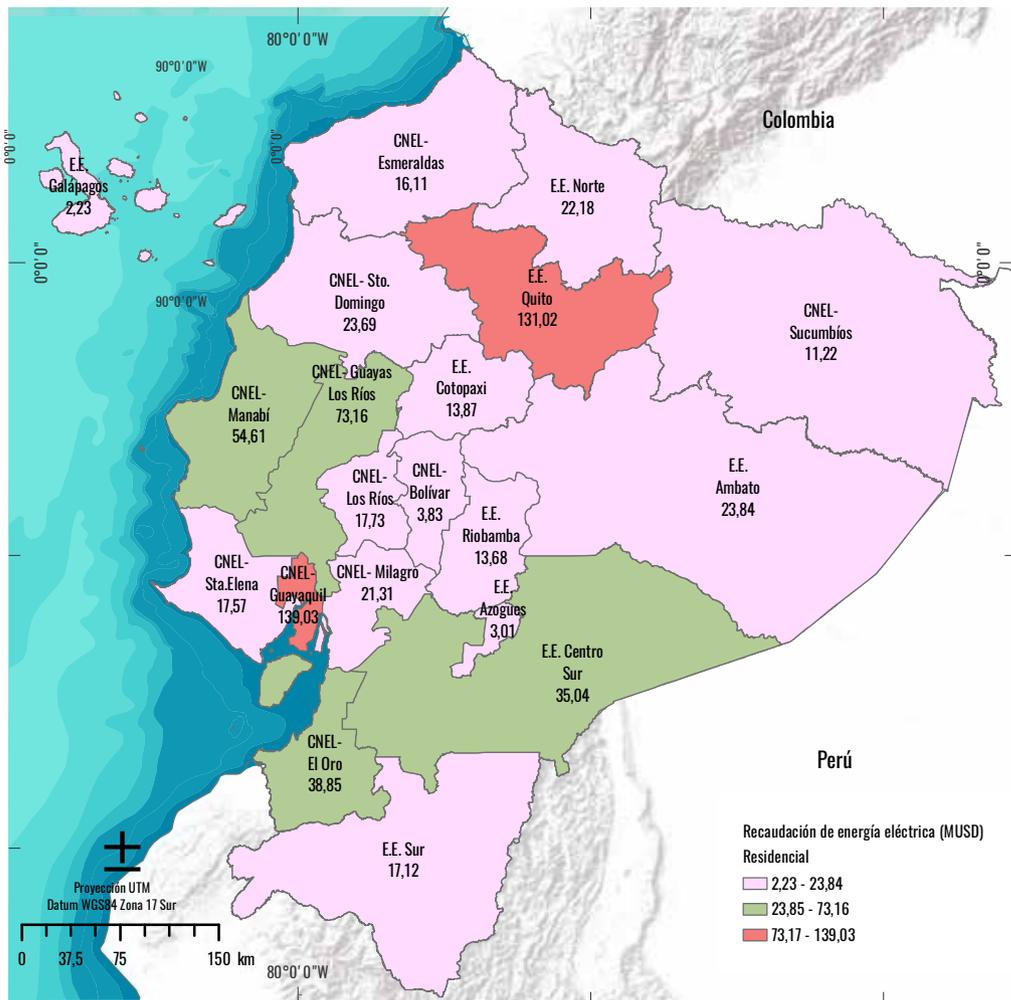
Empresa	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público	Total
CNEL-Guayaquil	139,03	87,62	111,68	35,30	18,51	392,13
CNEL-Guayas Los Ríos	73,16	39,58	33,93	18,45	15,87	180,99
CNEL-Manabí	54,61	18,01	24,23	13,24	8,52	118,61
CNEL-El Oro	38,85	25,35	18,91	13,07	8,86	105,04
CNEL-Milagro	21,31	24,13	12,49	6,56	3,89	68,37
CNEL-Sto. Domingo	23,69	8,57	17,13	5,75	6,92	62,07
CNEL-Sta. Elena	17,57	10,42	12,76	10,65	6,25	57,65
CNEL-Sucumbios	11,22	30,82	7,64	4,25	2,74	56,68
CNEL-Esmeraldas	16,11	5,53	7,15	7,14	3,38	39,31
CNEL-Los Ríos	17,73	3,98	7,25	3,21	2,44	34,63
CNEL-Bolívar	3,83	0,05	1,31	0,69	1,08	6,96
<b>Total CNELEP</b>	<b>417,13</b>	<b>254,07</b>	<b>254,47</b>	<b>118,31</b>	<b>78,46</b>	<b>1.122,44</b>
E.E. Quito	131,02	63,75	88,32	25,26	21,92	308,35
E.E. Centro Sur	35,04	27,59	17,53	5,89	9,24	86,05
E.E. Ambato	23,84	11,86	11,60	5,08	6,19	52,37
E.E. Norte	22,18	10,81	10,72	3,58	7,05	47,30
E.E. Cotopaxi	13,87	18,95	4,99	2,58	4,10	40,39
E.E. Sur	17,12	7,19	7,73	3,22	4,80	35,26
E.E. Riobamba	13,68	5,23	6,38	2,13	3,27	27,42
E.E. Azogues	3,01	1,82	1,00	0,39	0,90	6,22
E.E. Galápagos	2,23	0,10	2,50	0,72	0,50	5,54
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>261,98</b>	<b>147,30</b>	<b>150,77</b>	<b>48,85</b>	<b>57,96</b>	<b>666,87</b>
<b>Total general</b>	<b>679,11</b>	<b>401,37</b>	<b>405,24</b>	<b>167,17</b>	<b>136,42</b>	<b>1.789,31</b>

Los valores de recaudación presentados en la tabla Nro. 56 no consideran los subsidios, sino únicamente la recaudación por servicio eléctrico.

A nivel nacional, el grupo de mayor recaudación fue el residencial, con 679,11 MUSD, que representó el 37,95 % del monto total.

**Figura Nro.65:** Recaudación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD)





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



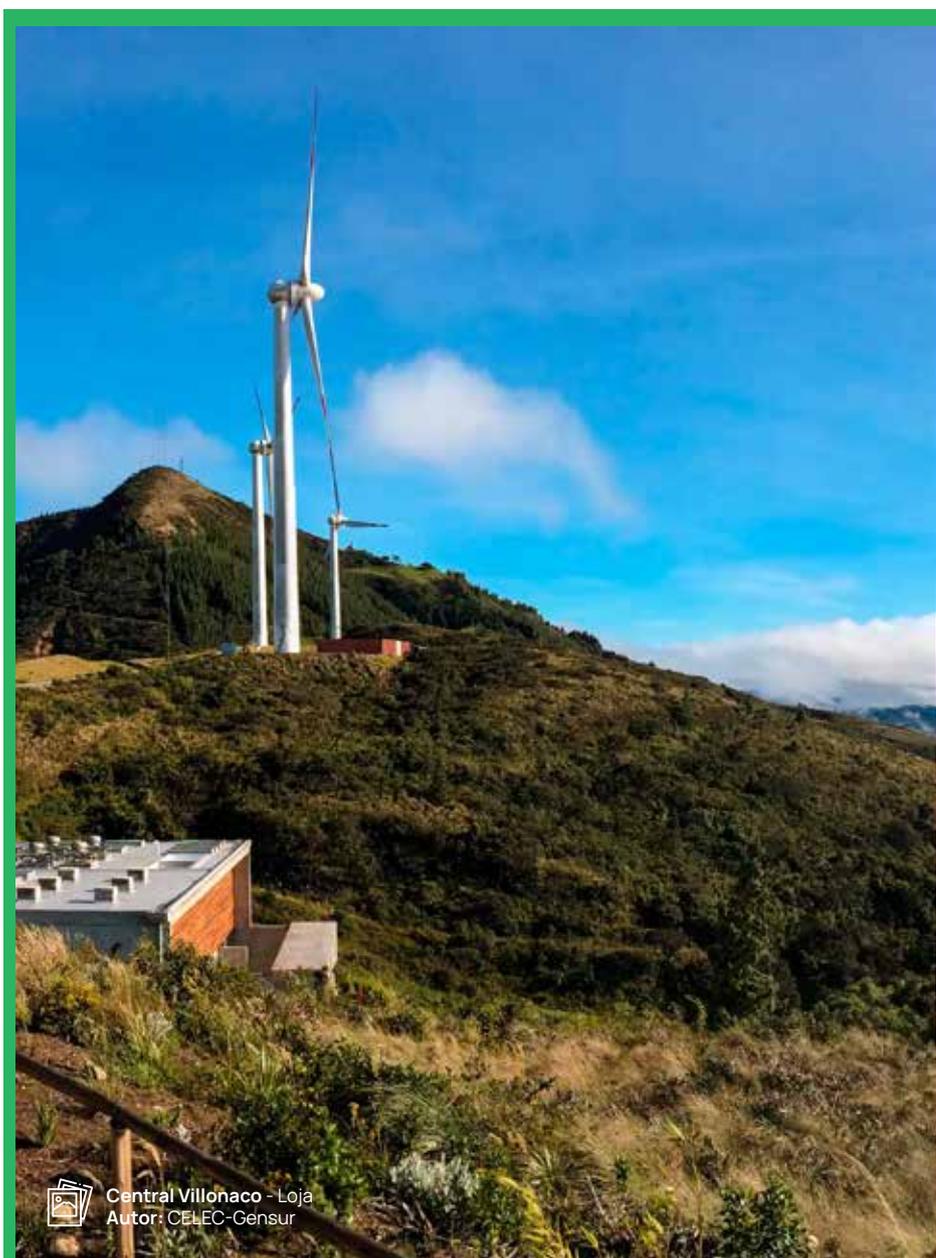
\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: mayo 2020

## 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 1.427,07 GWh; de esta cantidad, la Empresa Eléctrica Quito entregó 405,32 GWh, equivalente al 28,40% del total.



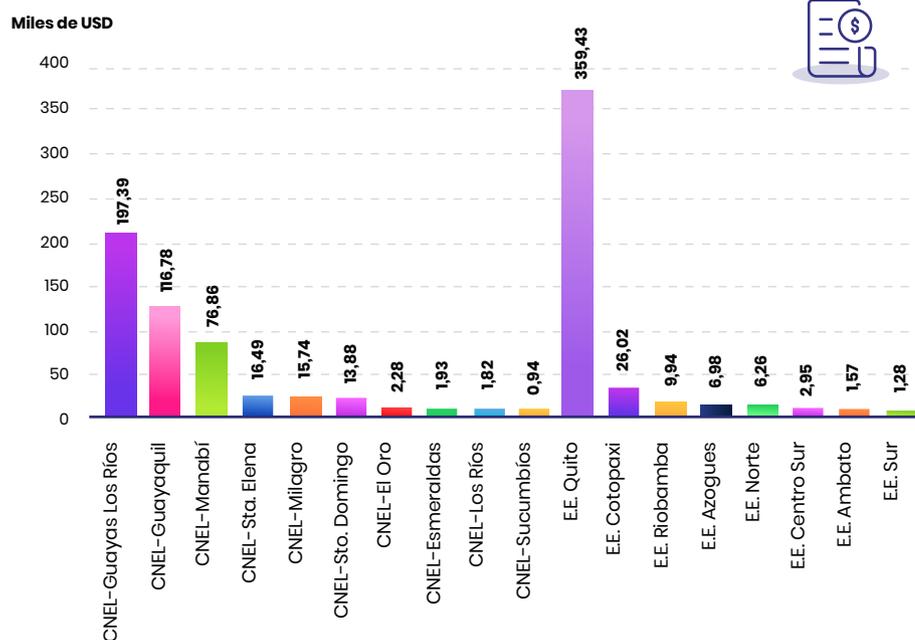
**Tabla Nro. 57:** Energía y potencia facturada por concepto de peaje a clientes no regulados

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	361.363,11	69,68	714.492,83	72.272,62	786.765,45
	Distribución	34.238,15	8,21	431.042,69	44.509,59	475.552,28
CNEL-Guayas Los Ríos	Subtransmisión	233.505,21	47,17	246.192,25	163.453,65	409.645,90
	Distribución	18.938,01	5,73	289.300,56	33.932,60	323.233,16
CNEL-Manabí	Subtransmisión	58.453,37	11,87	241.384,66	19.027,16	261.571,92
	Distribución	41.932,00	13,18	605.630,64	57.829,43	668.702,07
CNEL-Milagro	Subtransmisión	24.867,00	25,33	149.238,44	7.460,08	176.691,11
	Distribución	20.699,11	3,82	218.150,33	8.279,65	226.429,98
CNEL-Sta. Elena	Subtransmisión	39.348,17	7,73	333.579,12	16.494,78	350.073,90
CNEL-Sto. Domingo	Distribución	13.480,81	2,42	155.759,17	13.881,99	169.708,84
CNEL-Los Ríos	Subtransmisión	8.547,57	2,05	28.385,86	849,04	29.234,90
	Distribución	743,32	0,19	26.195,06	966,31	27.161,37
CNEL-Esmeraldas	Distribución	2.757,33	0,74	54.690,38	1.931,67	56.672,81
CNEL-EI Oro	Distribución	1.266,33	0,33	47.429,00	2.279,40	49.750,62
CNEL-Sucumbios	Distribución	623,92	0,17	30.189,08	935,86	31.141,86
<b>Total CNELEP</b>	<b>Subtransmisión</b>	<b>726.084,43</b>	<b>163,84</b>	<b>1.713.273,16</b>	<b>279.557,33</b>	<b>2.013.983,18</b>
	<b>Distribución</b>	<b>134.678,97</b>	<b>34,80</b>	<b>1.858.386,90</b>	<b>164.546,51</b>	<b>2.028.352,99</b>
E.E. Quito	Distribución	405.322,65	79,09	4.891.031,56	359.432,24	5.252.783,25
E.E. Cotopaxi	Distribución	72.005,08	13,24	444.666,45	26.023,18	470.689,64
E.E. Riobamba	Subtransmisión	39.489,76	14,58	211.369,70	7.897,95	220.183,78
	Distribución	7.818,63	15,55	72.595,16	2.044,97	74.640,13
E.E. Azogues	Subtransmisión	23.258,50	8,19	15.734,77	6.977,55	22.712,32
E.E. Norte	Distribución	8.684,94	3,12	35.894,80	6.256,14	42.150,94
E.E. Centro Sur	Subtransmisión	3.516,83	3,58	110.878,65	2.455,34	115.255,89
	Distribución	2.308,11	4,52	29.146,95	495,36	40.352,32
E.E. Ambato	Distribución	2.619,68	0,64	78.688,35	1.571,81	80.260,16
E.E. Sur	Distribución	1.284,88	0,29	45.261,06	1.284,88	48.240,94
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>Subtransmisión</b>	<b>66.265,08</b>	<b>26,34</b>	<b>337.983,12</b>	<b>17.330,84</b>	<b>358.151,99</b>
	<b>Distribución</b>	<b>500.043,97</b>	<b>116,45</b>	<b>5.597.284,33</b>	<b>397.108,58</b>	<b>6.009.117,37</b>
<b>Total general</b>		<b>1.427.072,46</b>	<b>341,43</b>	<b>9.506.927,51</b>	<b>858.543,26</b>	<b>10.409.605,53</b>

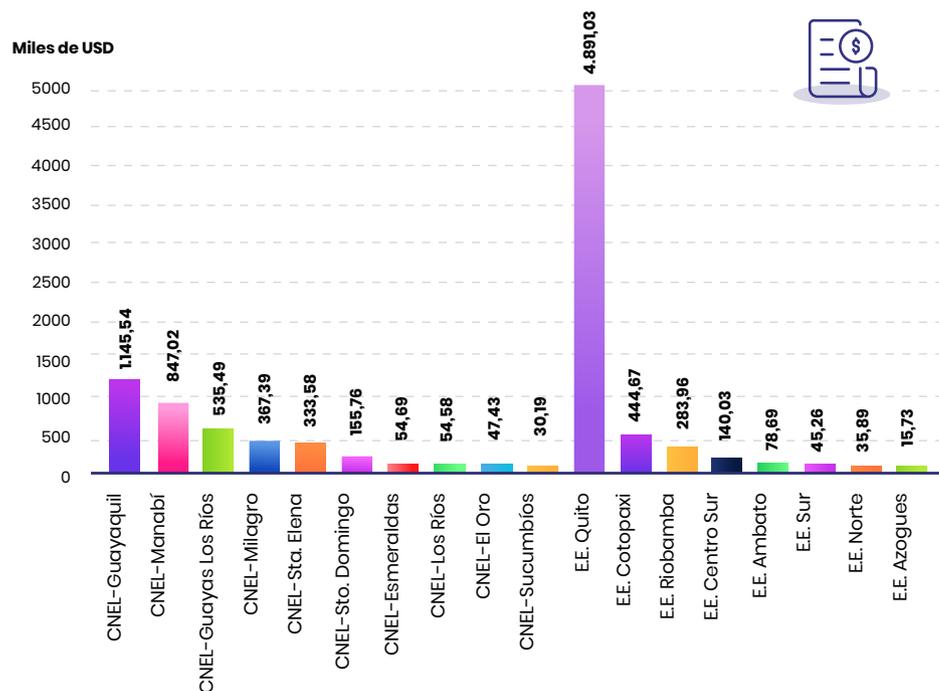
El rubro Otros que se encuentra en la tabla Nro. 57, se refiere a cualquier otro valor en dólares que se acuerde en el contrato establecido entre la distribuidora y el cliente no regulado.

En 2019, el valor total percibido por las empresas distribuidoras por concepto de peaje por potencia, energía y otros fue 10,41 MUSD. De esta cantidad, la Empresa Eléctrica Quito facturó 5,25 MUSD, equivalente al 50,46 % del monto total.

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



**Figura Nro.67:** Valor de peaje por potencia 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 extinta 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.

## 2.5.1 Tarifa residencial para el Programa PEC<sup>4</sup>

Se aplica a los consumidores de la categoría residencial, que se registren en el Programa PEC, conforme los lineamientos establecidos por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables para su implementación.

La tarifa se aplica en función del incremento del consumo de energía eléctrica mensual de cada abonado, que se denomina Consumo Incremental (*Consumo<sub>Incremental</sub>*), para lo cual se considera los siguientes límites para cada caso (*Límite<sub>Caso</sub>*):

- 1 Cocción eléctrica:** Un Consumo Incremental de hasta 80 kWh-mes, sin importar su nivel de consumo, estrato socioeconómico, ubicación geográfica, tipo de cocina eléctrica de Inducción o fecha de adquisición del electrodoméstico.
- 2 Calentamiento de agua sanitaria que usen sistemas eléctricos:** Un Consumo Incremental de hasta 20 kWh-mes.
- 3 Cocción eléctrica y calentamiento de agua sanitaria que usen sistemas eléctricos:** Un Consumo Incremental de hasta 100 kWh-mes.

El Consumo Incremental, en cada caso, se establece considerando un Consumo Base (*Consumo<sub>Base</sub>*) el mismo que lo determina la distribuidora y es el resultante del análisis estadístico del historial de consumos de energía eléctrica de los últimos 12 meses del consumidor, previo a su registro en el Programa PEC.

El Consumo Incremental se determina con la siguiente expresión:

$$\text{Consumo}_{\text{Incremental}} = \text{Consumo}_n - \text{Consumo}_{\text{base}}$$

Donde:

*Consumo<sub>n</sub>*.- Corresponde al consumo en kWh medido por la distribuidora en el mes correspondiente, luego del registro en el Programa PEC.

*Consumo<sub>Base</sub>*.- Corresponde al consumo en kWh, resultante del precitado análisis estadístico del historial de consumos de energía eléctrica.

Si el Consumo Incremental es menor o igual al límite establecido, según sea el caso, el Consumo de la Residencia, excluido el consumo incremental, será igual al Consumo Base.

Si el Consumo Incremental es mayor al límite establecido, según sea el caso, el Consumo de la Residencia, excluido el consumo incremental, se determinará de la siguiente forma:

$$\text{Consumo}_{\text{Residencia}} = \text{Consumo}_{\text{base}} + \text{Exceso}_{\text{consumo}_{\text{Incremental}}}$$

$$\text{Exceso}_{\text{consumo}_{\text{Incremental}}} = \text{Consumo}_{\text{Incremental}} - \text{Límite}_{\text{Caso}}$$

El consumidor debe pagar:

- Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- El Consumo Incremental pagará un cargo de 0,00 USD/kWh, como el incentivo tarifario por registrarse en el Programa PEC.
- El Consumo de la Residencia, excluido el consumo incremental, pagará los cargos incrementales por energía en USD/kWh, definidos en la Tarifa Residencial (numeral 4.1) del Pliego Tarifario y en función de la energía consumida.

<sup>4</sup> Fuente: Pliego Tarifario - SPEE - 2019

Para los consumidores residenciales nuevos o los existentes que al momento de registrarse en el Programa PEC informen a la empresa distribuidora que utilizan sistemas eléctricos para: cocción eléctrica de inducción, calentamiento de agua sanitaria o ambos, se establece un periodo de tres meses durante los cuales el Consumo Incremental será igual al límite establecido anteriormente, es decir: 80 kWh-mes, 20 kWh-mes o 100 kWh-mes, respectivamente.

Concomitante con el acápite anterior, el Consumo de la Residencia, excluido el consumo incremental, de estos abonados está dado por la expresión:

$$\text{Consumo}_{\text{residencia}} = \text{Consumo}_n + \text{Consumo}_{\text{incremental}}$$

En este caso, si el Consumo de la Residencia es menor o igual a 0 kWh-mes, el Consumo Incremental será igual al 50% del Consumo n.

Finalizado el periodo de los tres meses la aplicación de esta tarifa se la realizará en base del procedimiento descrito anteriormente.

## 2.5.2 Clientes, energía facturada y subsidiada por programa PEC

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



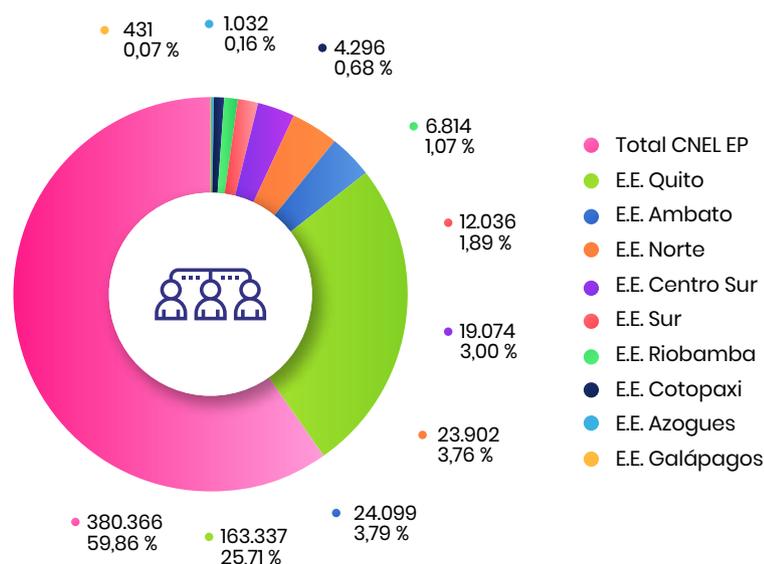
Represa Agoyán - Tungurahua  
Autor: Dani Vega

**Tabla Nro. 58:** Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2019

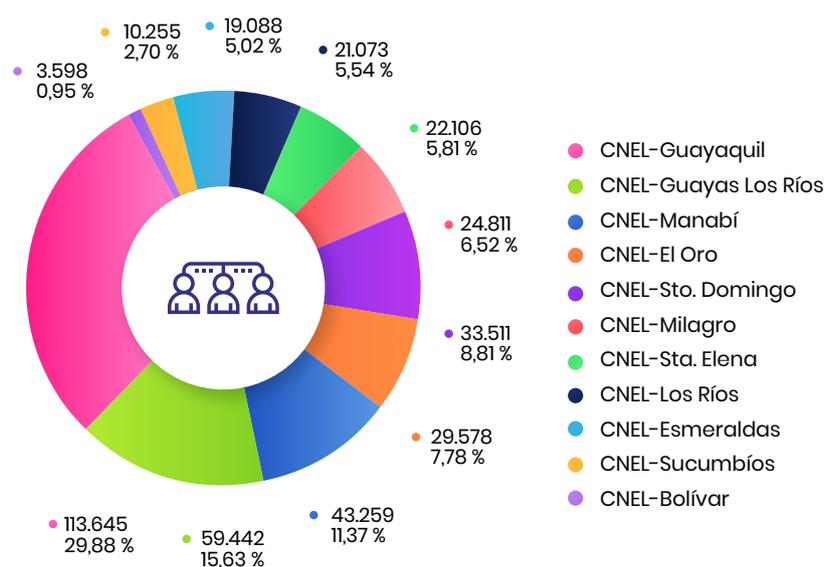
Empresa	Cientes solo con cocina	Cientes solo con ducha	Cientes con cocina y ducha	Cientes Programa PEC
CNEL-Guayaquil	112.999	104	542	113.645
CNEL-Guayas Los Ríos	59.141	36	265	59.442
CNEL-Manabí	42.723	104	432	43.259
CNEL-Sto. Domingo	31.307	793	1.411	33.511
CNEL-EI Oro	29.000	33	545	29.578
CNEL-Milagro	24.724	8	79	24.811
CNEL-Sta. Elena	22.028	14	64	22.106
CNEL-Los Ríos	21.060	-	13	21.073
CNEL-Esmeraldas	19.068	2	18	19.088
CNEL-Sucumbios	10.134	6	115	10.255
CNEL-Bolívar	3.412	9	177	3.598
<b>Total CNELEP</b>	<b>375.596</b>	<b>1.109</b>	<b>3.661</b>	<b>380.366</b>
E.E. Quito	66.494	16.522	80.321	163.337
E.E. Ambato	21.757	240	2.102	24.099
E.E. Norte	21.327	447	2.128	23.902
E.E. Centro Sur	15.292	1.336	2.446	19.074
E.E. Sur	10.610	278	1.148	12.036
E.E. Riobamba	3.395	29	3.390	6.814
E.E. Cotopaxi	3.637	34	625	4.296
E.E. Azogues	828	97	107	1.032
E.E. Galápagos	374	20	37	431
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>143.714</b>	<b>19.003</b>	<b>92.304</b>	<b>255.021</b>
<b>Total general</b>	<b>519.310</b>	<b>20.112</b>	<b>95.965</b>	<b>635.387</b>

A diciembre de 2019, se contó con un total de 635.387 clientes beneficiarios del programa PEC. La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil registró 113.645 clientes con programa PEC, correspondiente al 17,89 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la Empresa Eléctrica Quito contó con 163.337 clientes, equivalente al 25,71 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

**Figura Nro.68:** Clientes PEC por distribuidora



**Figura Nro.69:** Clientes PEC de la CNELEP



**Tabla Nro. 59:** Energía facturada y subsidiada por programa PEC por distribuidora

Empresa	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (MUSD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (MUSD)
CNELEP-Guayaquil	113.645	295,91	29,16	45,11	4,06
CNELEP-Guayas Los Ríos	59.442	134,09	11,33	27,70	2,49
CNELEP-Manabí	43.259	97,85	8,45	19,11	1,72
CNELEP-EI Oro	29.578	59,07	5,00	12,11	1,09
CNELEP-Sto. Domingo	33.511	57,58	4,85	12,18	1,10
CNELEP-Milagro	24.811	48,33	4,06	10,81	0,97
CNELEP-Sta. Elena	22.106	46,19	3,76	10,36	0,93
CNELEP-Los Ríos	21.073	39,13	3,15	9,36	0,84
CNELEP-Esmeraldas	19.088	35,72	3,10	7,10	0,64
CNELEP-Sucumbios	10.255	22,07	1,89	4,24	0,38
CNELEP-Bolívar	3.598	5,10	0,41	1,34	0,12
<b>Total CNELEP</b>	<b>380.366</b>	<b>841,05</b>	<b>75,16</b>	<b>159,40</b>	<b>14,35</b>
E. E. Quito	163.337	346,12	32,93	71,87	6,47
E. E. Ambato	24.099	38,82	3,21	8,05	0,72
E. E. Norte	23.902	38,75	3,26	8,26	0,74
E. E. Centro Sur	19.074	34,89	3,65	7,27	0,65
E. E. Sur	12.036	20,14	1,52	6,15	0,55
E. E. Riobamba	6.814	12,36	1,06	2,87	0,26
E. E. Cotopaxi	4.296	6,76	0,70	1,81	0,16
E. E. Azogues	1.032	1,75	0,14	0,47	0,04
E. E. Galápagos	431	0,94	0,08	0,17	0,02
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>255.021</b>	<b>500,52</b>	<b>46,57</b>	<b>106,92</b>	<b>9,62</b>
<b>Total general</b>	<b>635.387</b>	<b>1.341,57</b>	<b>121,72</b>	<b>266,32</b>	<b>23,97</b>

Es importante señalar que del total de clientes beneficiarios del programa PEC: el 81,73 % fueron clientes únicamente con cocina de inducción; el 3,17 % con ducha eléctrica; y, el 15,10 % con los dos equipamientos.

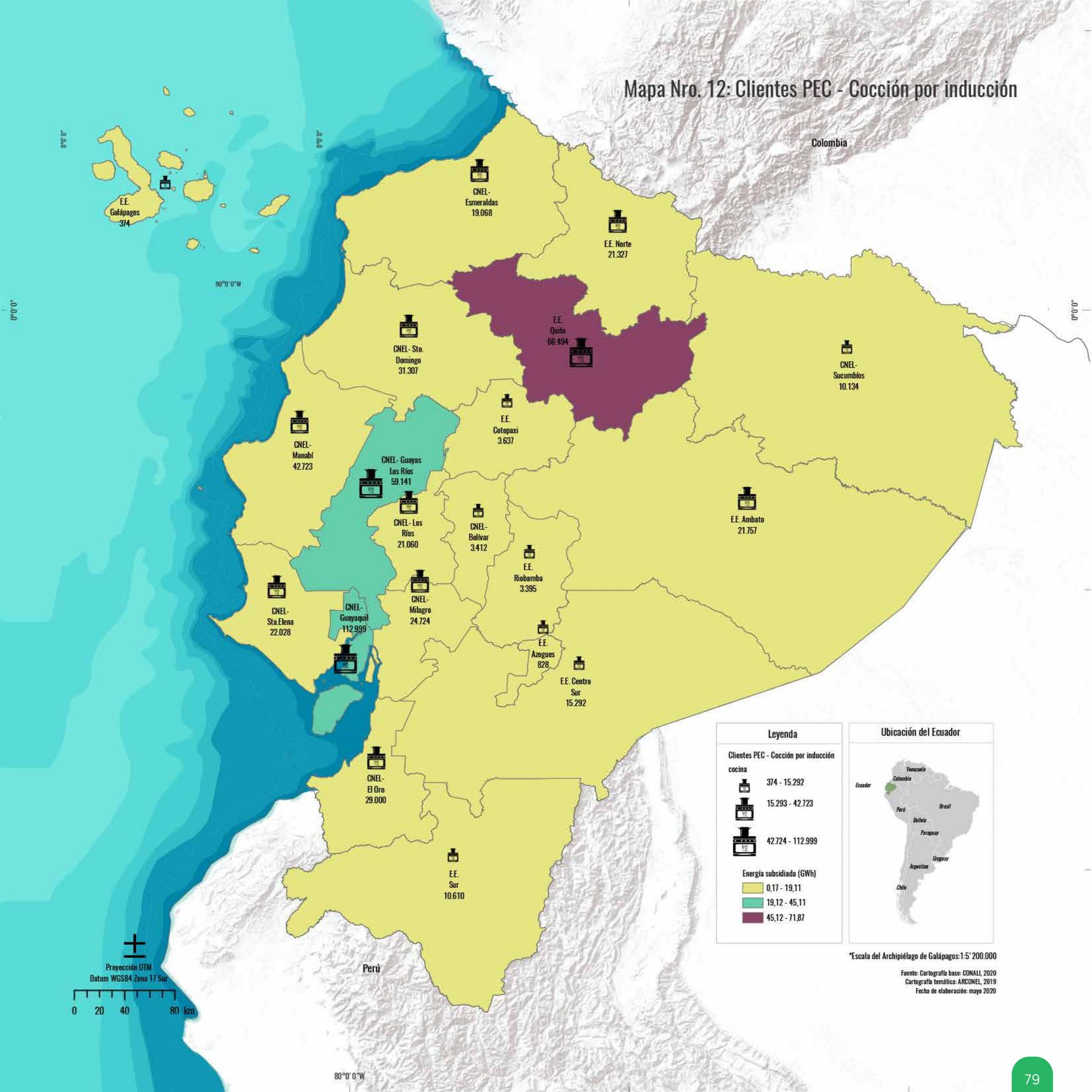
En la tabla Nro. 59 se presenta la información de los clientes del Programa PEC en cuanto a energía facturada y subsidiada.

En 2019, el total de energía subsidiada por programa PEC fue 266,32 GWh.

La CNELEP Unidad de Negocio Guayaquil subsidió 45,11 GWh por programa PEC, equivalente al 16,94 % del total subsidiado.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito subsidió 71,87 GWh por programa PEC, equivalente al 26,99 % del total subsidiado.

# Mapa Nro. 12: Clientes PEC - Cocción por inducción



Leyenda	
Clientes PEC - Cocción por inducción cocina	
	374 - 15.292
	15.293 - 42.723
	42.724 - 112.999
Energía subsidiada (GWh)	
	0,17 - 19,11
	19,12 - 45,11
	45,12 - 71,87

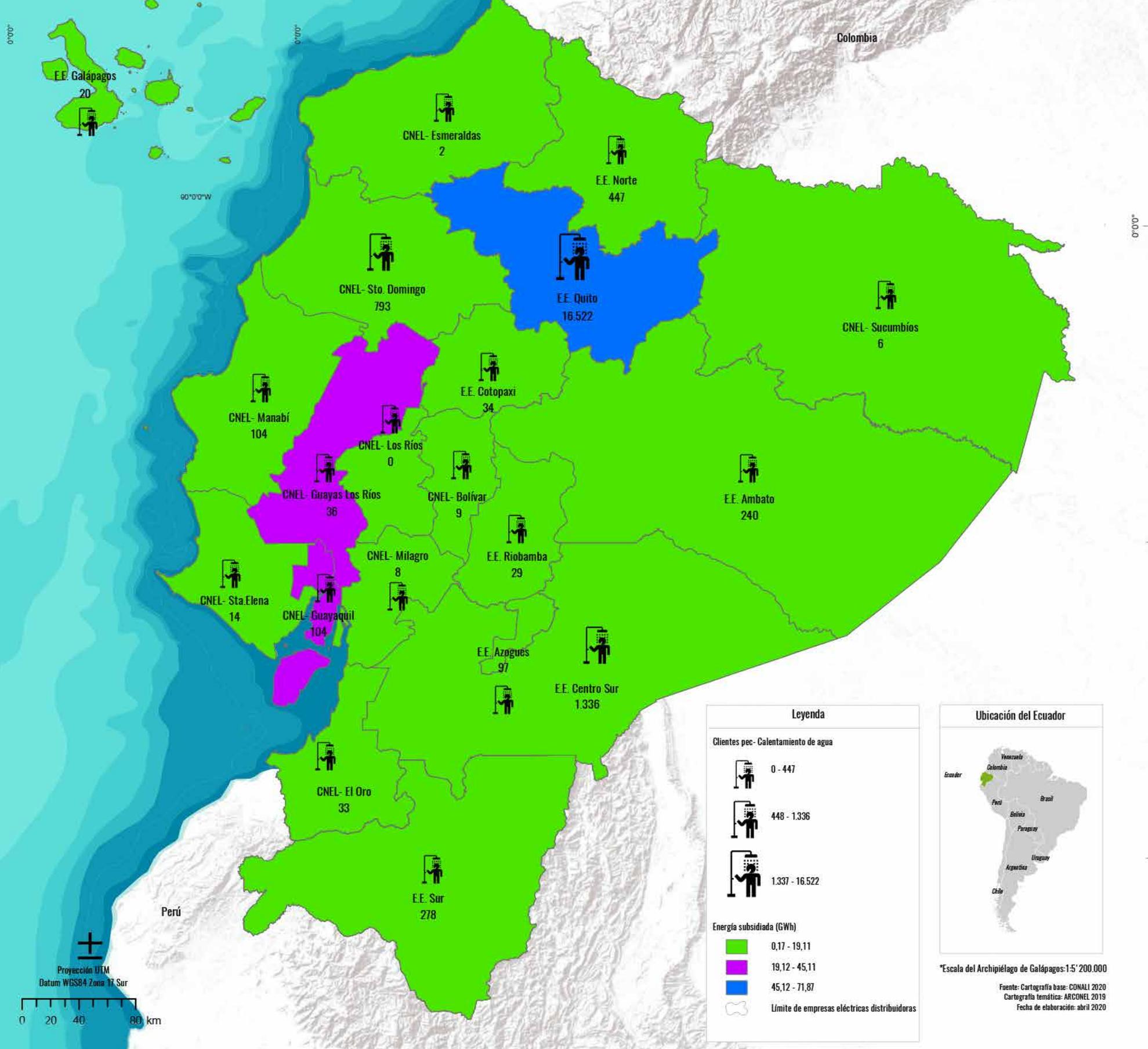


\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL, 2019  
 Fecha de elaboración: mayo 2020



# Mapa Nro. 13: Clientes PEC - Calentamiento de agua



**Leyenda**

Clientes pec- Calentamiento de agua

- 0 - 447
- 448 - 1.336
- 1.337 - 16.522

Energía subsidiada (GWh)

- 0,17 - 19,11
- 19,12 - 45,11
- 45,12 - 71,87

Limite de empresas eléctricas distribuidoras

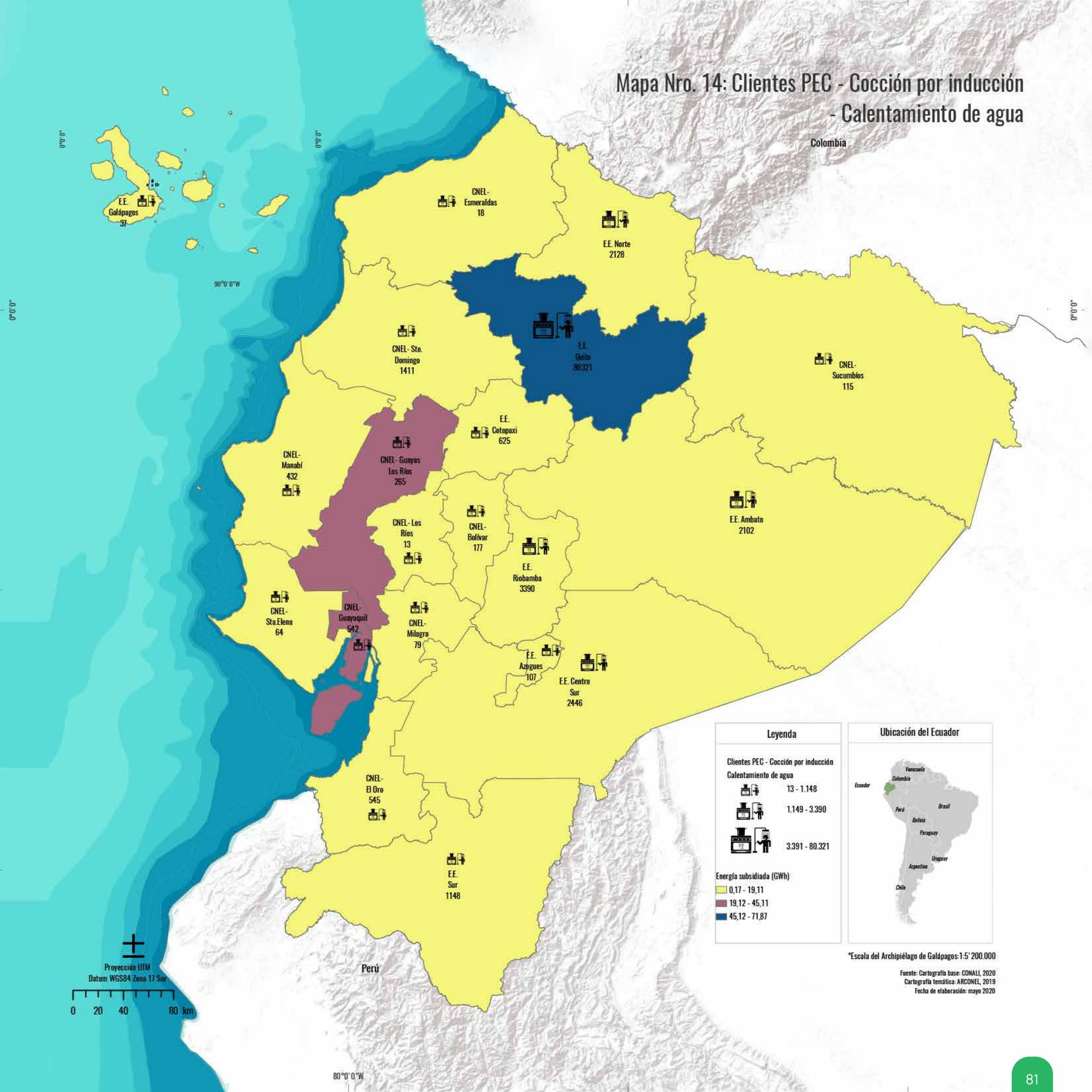


\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL 2019  
 Fecha de elaboración: abril 2020



# Mapa Nro. 14: Clientes PEC - Cocción por inducción - Calentamiento de agua

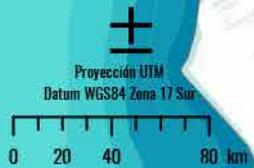


Leyenda	
Clientes PEC - Cocción por inducción Calentamiento de agua	
	13 - 1.148
	1.149 - 3.390
	3.391 - 80.321
Energía subsidiada (GWh)	
	0,17 - 19,11
	19,12 - 45,11
	45,12 - 71,87

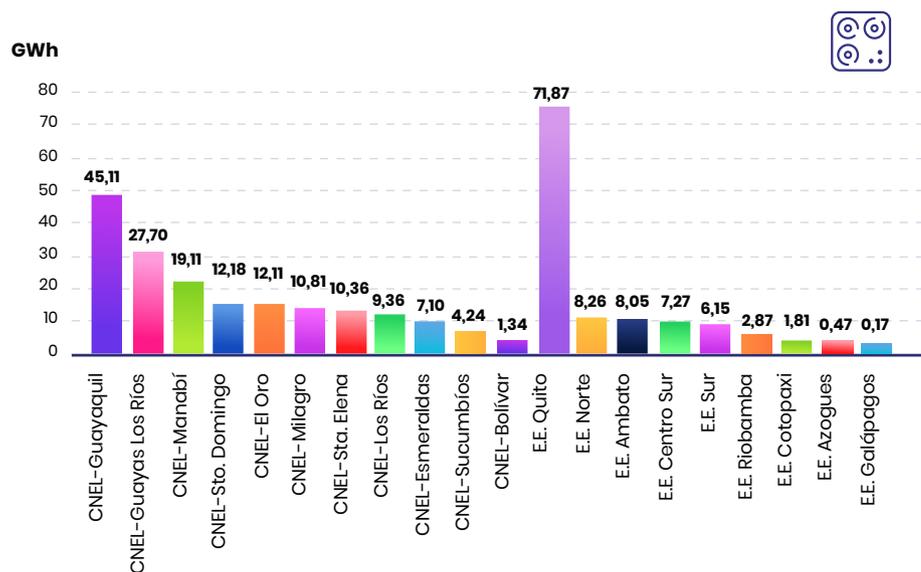


\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000

Fuente: Cartografía base: CONALI, 2020  
Cartografía temática: ARCONEL, 2019  
Fecha de elaboración: mayo 2020



**Figura Nro.70:** Energía subsidiada por programa PEC por distribuidora (GWh)



En la tabla Nro. 60 se presenta, a nivel provincial, la cantidad de clientes, energía facturada y subsidiada por programa PEC durante 2019.

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

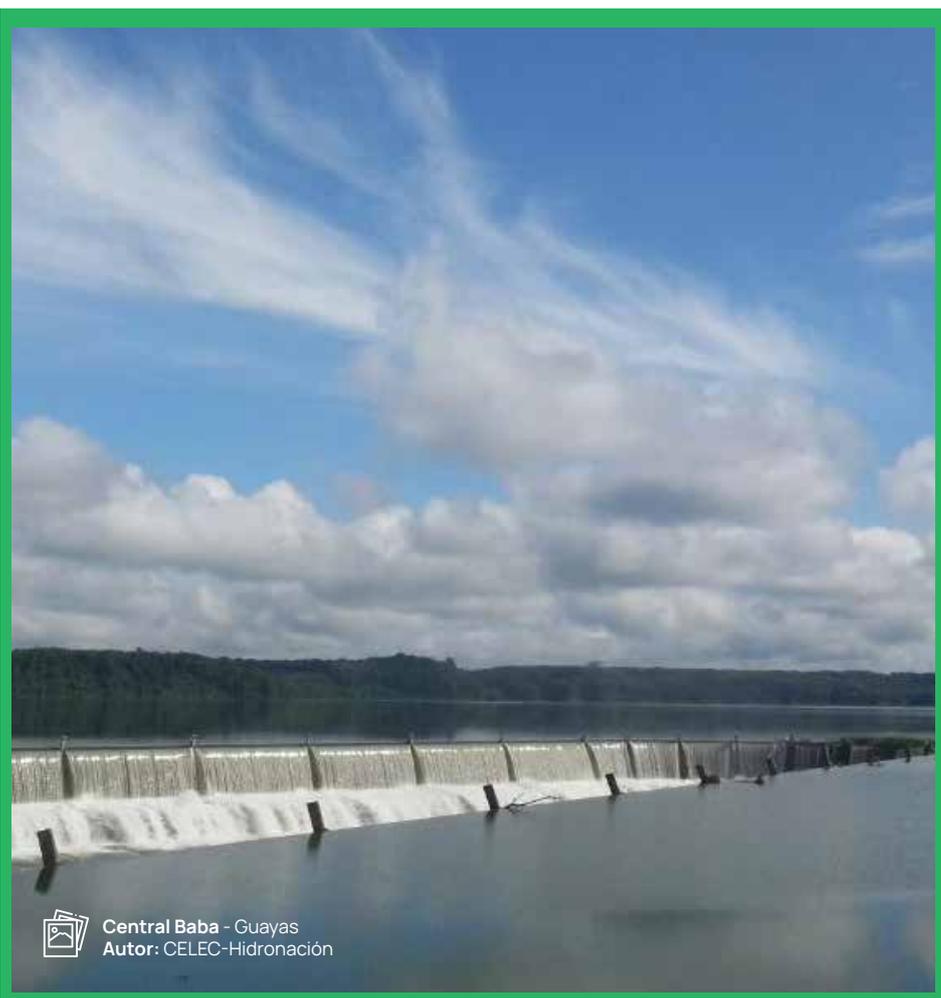
Provincia	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (USD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (USD) <sup>(1)</sup>
Guayas	187.653	456,23	42.674.135,52	79,04	7.113.209,57
Pichincha	167.476	352,87	33.474.988,66	73,29	6.596.130,60
Manabí	52.295	112,91	9.727.016,59	22,23	2.000.784,15
Los Ríos	39.346	77,53	6.354.088,64	17,62	1.586.153,43
El Oro	26.420	53,64	4.549.645,54	10,82	973.419,30
Santo Domingo de los Tsáchilas	21.708	37,99	3.186.120,55	8,08	727.033,95
Esmeraldas	20.166	37,59	3.256.590,61	7,47	672.682,05
Santa Elena	16.353	33,62	2.742.211,75	7,52	676.575,09
Azuay	15.580	28,29	2.921.538,65	5,94	534.226,82
Tungurahua	17.027	27,53	2.290.160,20	6,27	564.247,35
Imbabura	14.314	25,01	2.103.873,67	5,24	472.008,47
Loja	9.134	15,46	1.177.147,59	4,62	415.422,90
Chimborazo	7.135	12,90	1.105.736,13	3,00	269.971,38
Sucumbios	5.985	12,33	1.057.347,33	2,37	213.738,39
Orellana	4.365	9,84	842.842,77	1,89	170.227,71
Napo	4.589	7,14	606.684,94	1,28	114.809,09
Carchi	5.512	7,00	598.307,25	1,58	142.575,12
Cotopaxi	4.388	6,87	712.920,07	1,83	163.418,49
Cañar	3.230	6,35	611.127,69	1,41	126.670,50
Bolívar	3.644	5,18	420.268,69	1,36	122.809,23
Pastaza	2.954	5,09	417.198,09	0,77	69.379,47
Morona Santiago	3.028	4,97	492.900,41	1,12	100.825,42
Zamora Chinchipe	2.654	4,28	315.991,27	1,40	126.214,02
Galápagos	431	0,94	82.883,92	0,17	15.032,16
<b>Total general</b>	<b>635.387</b>	<b>1.342</b>	<b>121.721.726,53</b>	<b>266,32</b>	<b>23.967.564,66</b>



**Nota:** (1) El valor subsidiado (USD) se lo determina con un valor referencial de 0,09 USD/kWh.

Con respecto a los clientes con programa PEC, Guayas registró 187.653 clientes y Pichincha 167.476 clientes; juntas abarcan el 55,89 % de clientes PEC a nivel nacional.

Por otro lado, Galápagos registró 431 clientes, equivalente al 0,07 % del total de clientes PEC a nivel nacional.



Central Baba - Guayas  
Autor: CELEC-Hidronación

## 2.6

## Pérdidas en los sistemas de distribución

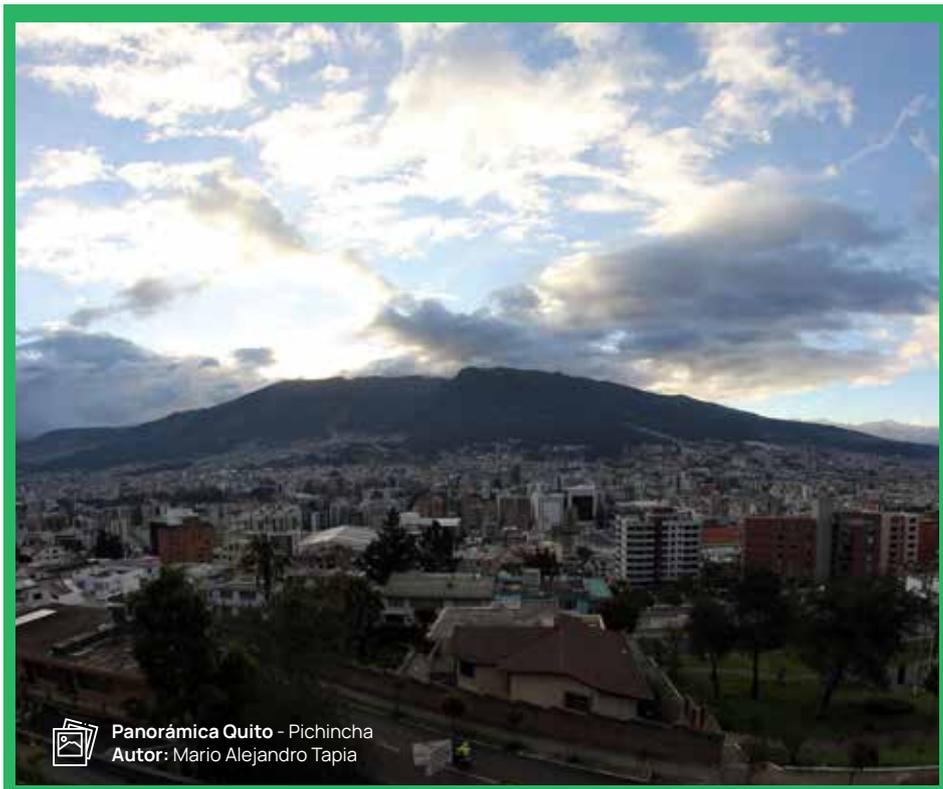
### 2.6.1 Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

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 2019.



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

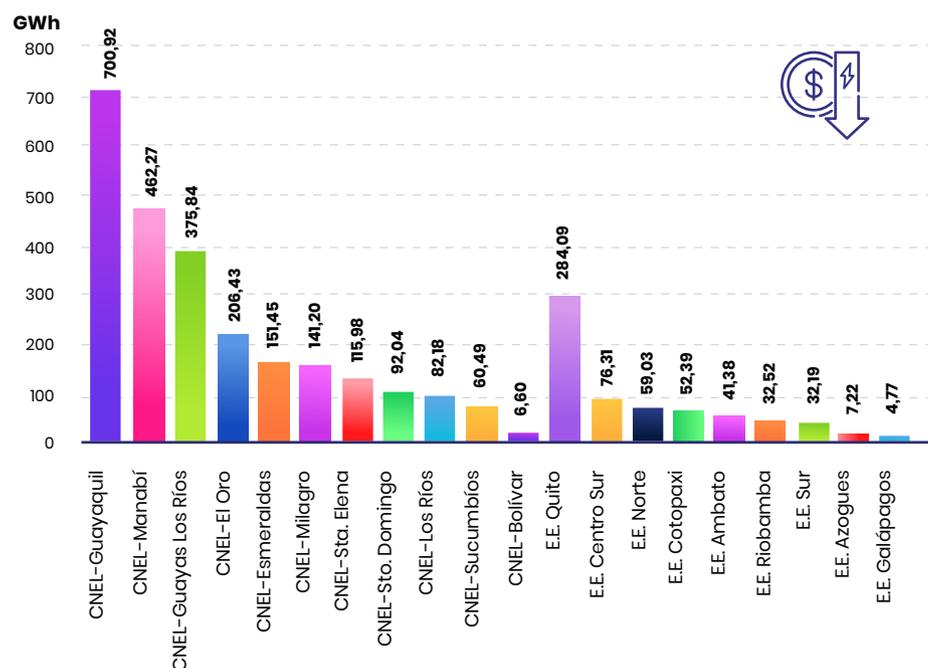
Empresa	Disponible en el Sistema (MWh)	Pérdidas del Sistema (MWh)	Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)
CNEL-Guayaquil	5.746.006,99	700.924,29	438.245,67	262.678,62	12,20
CNEL-Guayas Los Rios	2.586.005,94	375.842,35	215.940,00	159.902,35	14,53
CNEL-Manabi	1.950.653,44	462.274,49	189.580,44	272.694,05	23,70
CNEL-EI Oro	1.332.272,94	206.434,66	123.340,09	83.094,57	15,49
CNEL-Milagro	935.733,44	141.204,55	46.614,73	94.589,82	15,09
CNEL-Sto. Domingo	794.056,22	92.036,56	59.386,33	32.650,23	11,59
CNEL-Sta. Elena	791.465,71	115.979,96	48.679,33	67.300,63	14,65
CNEL-Sucumbios	772.777,56	60.485,31	59.839,14	646,17	7,83
CNEL-Esmeraldas	615.738,68	151.452,95	43.573,48	107.879,47	24,60
CNEL-Los Rios	487.605,50	82.177,60	32.475,56	49.702,04	16,85
CNEL-Bolivar	96.590,01	6.602,29	6.324,63	277,67	6,84
<b>Total CNELEP</b>	<b>16.108.906,43</b>	<b>2.395.415,02</b>	<b>1.263.999,41</b>	<b>1.131.415,61</b>	<b>14,87</b>
E.E. Quito	4.561.063,77	284.089,74	221.483,21	62.606,53	6,23
E.E. Centro Sur	1.175.905,67	76.306,08	70.079,48	6.226,60	6,49
E.E. Ambato	713.591,70	41.382,38	40.637,50	744,88	5,80
E.E. Norte	648.978,38	59.030,63	40.285,71	18.744,91	9,10
E.E. Cotopaxi	605.784,49	52.393,63	42.945,02	9.448,61	8,65
E.E. Sur	477.070,95	32.190,73	25.481,65	6.709,08	6,75
E.E. Riobamba	418.970,91	32.521,39	23.620,28	8.901,10	7,76
E.E. Azogues	110.088,21	7.216,98	5.280,47	1.936,51	6,56
E.E. Galápagos	60.650,56	4.765,10	3.853,86	911,24	7,86
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>8.772.104,64</b>	<b>589.896,65</b>	<b>473.667,20</b>	<b>116.229,45</b>	<b>6,72</b>
<b>Total general</b>	<b>24.881.011,07</b>	<b>2.985.311,67</b>	<b>1.737.666,60</b>	<b>1.247.645,07</b>	<b>12,00</b>

La energía disponible en los sistemas de distribución fue 24.881,01 GWh; de esta cantidad, 2.985,31 GWh corresponden a pérdidas (técnicas y no técnicas) en la distribución de electricidad a nivel nacional, estas representaron el 12,00 % de la energía disponible.

En la CNELEP, las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Guayaquil (700,92 GWh), Manabi (462,27 GWh) y Guayas Los Rios (375,84 GWh).

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito fue la que mayores pérdidas en energía registró (284,09 GWh).

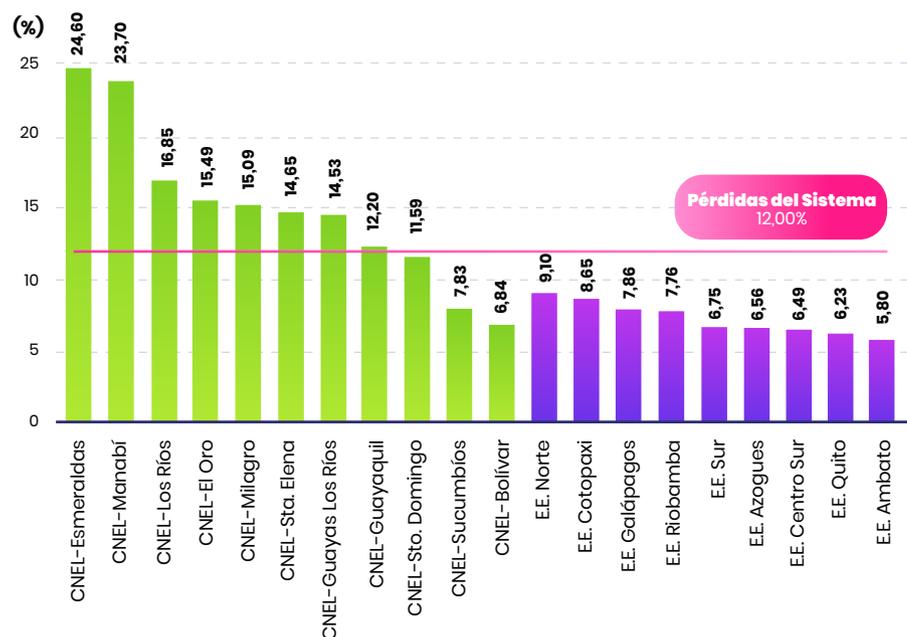
**Figura Nro.71: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)**



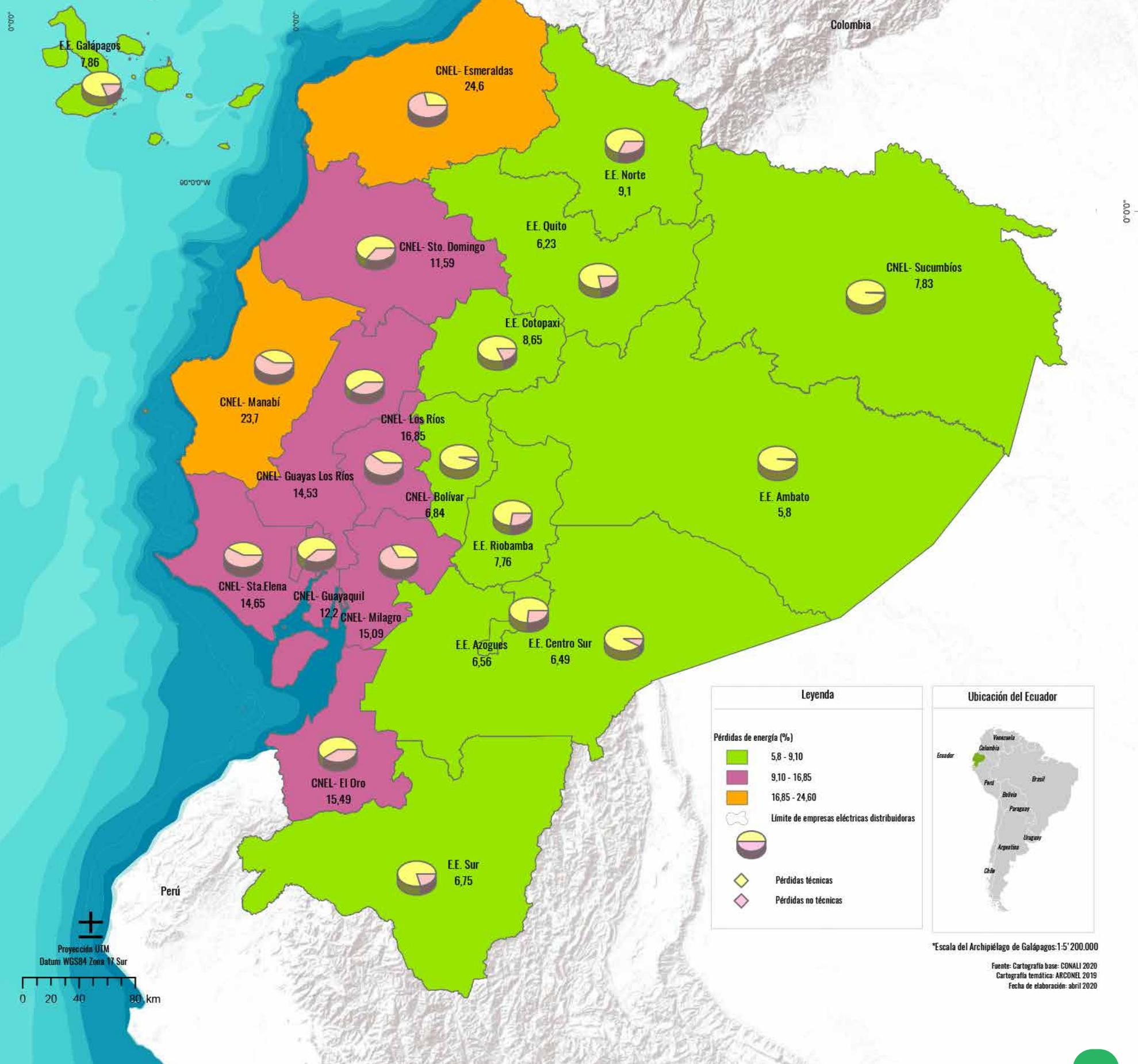
Considerando las pérdidas en porcentaje, las Unidades de Negocio de CNEI EP que mayores pérdidas registraron fueron Esmeraldas (24,60 %), Manabí (23,70 %) y Los Ríos (16,85 %).

Por parte de las empresas eléctricas, la Norte (9,10 %) y Cotopaxi (8,65 %) 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



**Leyenda**

**Pérdidas de energía (%)**

- 5,8 - 9,10
- 9,10 - 16,85
- 16,85 - 24,60

— Limite de empresas eléctricas distribuidoras

Pérdidas técnicas
   
 Pérdidas no técnicas

**Ubicación del Ecuador**

Proyección UTM  
Datum WGS84 Zona 17 Sur

\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5'200.000  
Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: abril 2020

## 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.

En 2019, el total de la energía vendida por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación fue 26.560,90 GWh, por un valor de 716,93 MUSD, a un precio medio de 2,70 USD ¢/kWh, tal como se detalla en la tabla Nro. 62.

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

Tipo de Transacción	Valores (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	637,02	2,49
T. de corto plazo	79,17	8,92
Otros	0,75	1,46
<b>Total general</b>	<b>716,93</b>	<b>2,70</b>

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

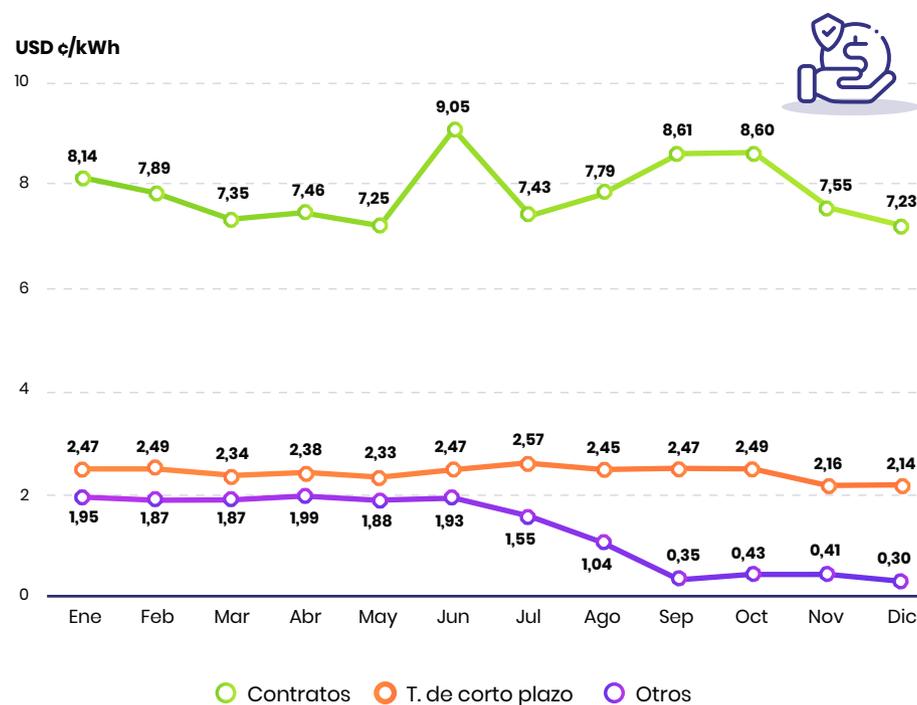


**Tabla Nro. 63:** Precio medio de la energía vendida en generación por tipo de transacción y empresa

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Valores (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Generadora	Contratos	569,30	2,32
	T. de corto plazo	65,83	9,43
	Otros	0,60	1,29
<b>Total Generadora</b>		<b>635,72</b>	<b>2,52</b>
Autogeneradora	Contratos	29,28	5,82
	T. de corto plazo	13,34	7,04
	Otros	0,15	3,11
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>42,77</b>	<b>6,13</b>
Distribuidora con generación	Contratos	38,44	6,10
<b>Total Distribuidora con generación</b>		<b>38,44</b>	<b>6,10</b>
<b>Total general</b>		<b>716,93</b>	<b>2,70</b>

En la figura Nro. 73 se presenta la variación mensual del precio medio durante el 2019; 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 generadoras

En 2019, se registró un precio medio de la energía vendida de las empresas generadoras de 2,52 USD ¢/kWh. El precio medio más bajo por contratos lo registró la CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute con 0,61 USD ¢/kWh; mientras que los precios más altos lo registraron las centrales fotovoltaicas con 40,03 USD ¢/kWh, las cuales se acogieron a la Regulación No. CONELEC 004/11 (Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales) que establecía precios preferentes para incentivar su ingreso.

En tanto que la CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha registró el precio medio ponderado más alto en energía vendida por contratos en el orden de los 80 USD ¢/kWh.



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	8.750,97	53.682.511,14	0,61
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.730,56	46.742.884,93	0,69
	CELEC-Hidroagoyán	2.527,51	35.819.484,56	1,42
	CELEC-Hidronación	1.314,22	29.543.057,07	2,25
	CELEC-Electroguayas	1.201,97	111.331.791,48	9,26
	CELEC-Enerjubones	1.007,46	15.204.340,92	1,51
	CELEC-Termogas Machala	798,78	88.446.188,68	11,07
	CELEC-Gensur	694,85	14.814.400,86	2,13
	Elecaastro	416,34	25.191.871,33	6,05
	CELEC-Termomanabi	275,55	38.150.743,24	13,85
	CELEC-Termoesmeraldas	222,31	18.320.546,98	8,24
	ElitEnergy	211,53	13.773.942,23	6,51
	CELEC-Termopichincha	77,76	65.349.338,89	84,04
	IPNEGAL	61,22	2.016.201,17	3,29
	Hidrosierra	60,29	4.322.941,89	7,17
	Hidrosibimbe	48,00	1.514.145,17	3,15
	EPMAPS	40,23	870.431,68	2,16
	CELEC-Hidroazogues	26,99	1.148.398,35	4,25
	Generoca	14,88	1.270.438,89	8,54
	EMAC-BGP	3,77	417.525,65	11,08
Electrisol	1,51	603.719,59	40,03	
Valsolar	1,27	508.714,48	39,96	
Enersol	0,64	254.618,30	40,03	
<b>Contratos</b>		<b>24.488,61</b>	<b>569.298.237,48</b>	<b>2,32</b>
T. de corto plazo	CELEC-Termopichincha	234,21	22.587.085,12	9,64
	Ecuagesa	210,59	14.488.664,10	6,88
	Hidrosigchos	95,42	6.278.466,98	6,58
	Hidrotambo	44,46	3.187.765,42	7,17
	Hidrovictoria	44,40	3.183.303,12	7,17
	Gasgreen	37,19	4.110.788,60	11,05
	Gransolar	5,71	2.285.457,85	40,03
	Ep fotovoltaica	2,63	1.145.302,95	43,56
	San Pedro	1,63	652.755,60	40,03
	Gonzanergy	1,58	633.179,72	40,03
	Lojaenergy	1,50	601.906,30	40,03
	Surenergy	1,42	568.089,04	40,03
	Elecaastro	1,40	97.159,42	6,94
	Sabiangosolar	1,40	567.685,98	40,60
	Renova Loja	1,32	527.487,70	40,03
	Wildtecsa	1,21	483.617,69	39,96
	Sansau	1,20	481.448,60	40,00
	Brineforcorp	1,20	479.699,69	40,03
	Solsantros	1,17	468.360,08	40,03
	Saracaysol	1,17	466.854,54	40,03
	Solsantonio	1,15	458.359,15	40,03
	Sanersol	1,14	457.189,84	40,03
	Solhuaqui	1,12	447.508,46	40,03
Solchacras	1,12	447.480,86	40,03	
Altgenotec	0,81	325.925,24	40,03	
Genrenotec	0,81	325.066,72	40,03	
CELEC-Hidronación	0,48	29.771,66	6,21	
CELEC-Gensur	0,43	39.558,47	9,13	
<b>Total T. de corto plazo</b>		<b>697,86</b>	<b>65.825.938,91</b>	<b>9,43</b>
Otros	Hidrosibimbe	46,33	597.058,13	1,29
<b>Total Otros</b>		<b>46,33</b>	<b>597.058,13</b>	<b>1,29</b>
<b>Total general</b>		<b>25.232,80</b>	<b>635.721.234,52</b>	<b>2,52</b>

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

Las empresas distribuidoras con generación vendieron al SNI su energía mediante contratos regulados, las cuales fueron liquidadas por el CENACE. El precio medio de la energía vendida fue 6,10 USD ¢/kWh.

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

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
E.E. Quito	Contratos	360,85	12,42	3,44
E.E. Riobamba		71,24	1,73	2,43
CNEL-Guayaquil <sup>(1)</sup>		61,74	18,86	30,55
E.E. Cotopaxi		52,29	1,21	2,32
E.E. Norte		48,58	1,27	2,61
E.E. Sur		20,92	2,25	10,76
E.E. Ambato		14,71	0,70	4,76
<b>Total general</b>			<b>630,34</b>	<b>38,44</b>

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

## 2.7.3 Precio medio de la energía vendida por las autogeneradoras

Las empresas autogeneradoras con venta de excedentes registraron un precio medio de energía vendida de 6,13 USD ¢/kWh en 2019. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros.



 Iglesia San Francisco de Quito - Pichincha  
Autor: Ministerio de Turismo

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

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Hidronormandía	186,73	11.519.367,56	6,17
	Hidrosanbartolo	144,87	8.996.274,60	6,21
	Hidroalto	110,62	6.869.444,72	6,21
	Hidroabanico	25,92	751.804,00	2,90
	Enermax	17,36	503.309,10	2,90
	Ecoluz	11,84	353.882,40	2,99
	SERMAA EP	2,41	141.000,88	5,86
	Perlabi	1,94	77.406,85	4,00
	Moderna Alimentos	1,75	68.628,60	3,93
<b>Total Contratos</b>		<b>503,42</b>	<b>29.281.118,72</b>	<b>5,82</b>
T. de corto plazo	San Carlos	135,56	12.994.040,03	9,59
	Coazucar	41,14	-	-
	Ecoelectric	4,26	-	-
	Hidroimbabura	4,09	293.128,20	7,17
	UNACEM	3,43	1.824,11	0,05
	Municipio Cantón Espejo	1,09	54.334,10	5,00
	<b>Total T. de corto plazo</b>		<b>189,56</b>	<b>13.343.326,44</b>
Otros	SERMAA EP	2,30	138.260,71	6,00
	Vicunha	2,17	-	-
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,30	10.651,20	3,50
<b>Total Otros</b>		<b>4,78</b>	<b>148.911,91</b>	<b>3,11</b>
<b>Total general</b>		<b>697,76</b>	<b>42.773.357,07</b>	<b>6,13</b>

Las empresas con mayor precio medio fueron Hidroimbabura y San Carlos, las cuales registraron un valor de 7,17 USD ¢/kWh y 9,59 USD ¢/kWh, respectivamente.

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

En 2019, las empresas distribuidoras, para abastecer la demanda de los clientes finales, compraron un total de 23.289,78 GWh, por un monto de 777,17 MUSD, obteniendo un precio medio de compra de 3,34 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.

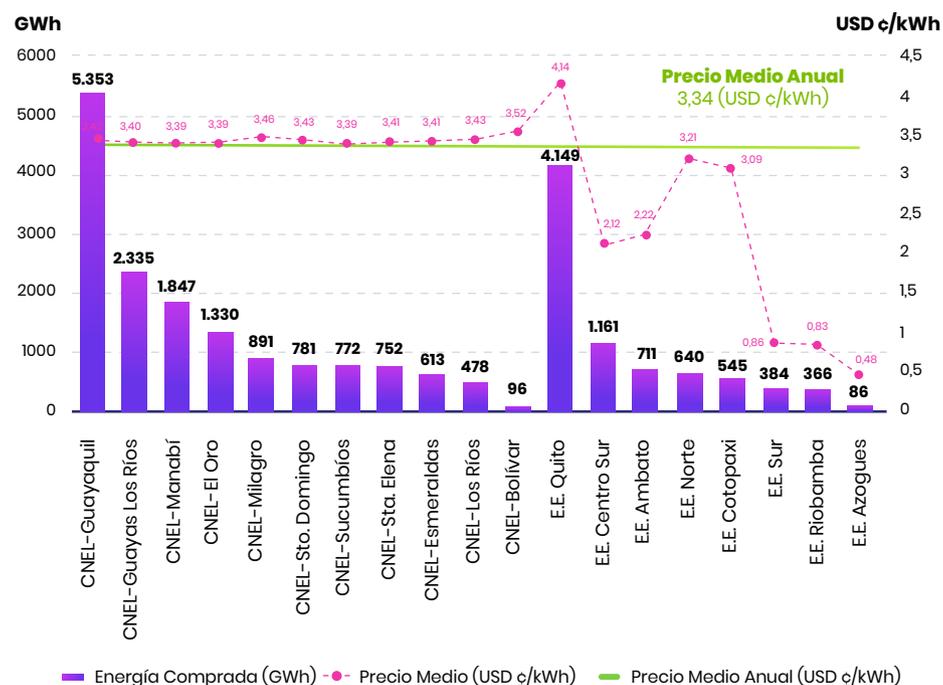
Los valores bajos del precio medio de compra de las Empresas Eléctricas Ambato, Riobamba, Sur y Azogues se deben al “Mecanismo para liquidación de los costos de generación y transmisión eléctrica” aprobados con Resolución Nro. ARCONEL 005/16 de 9 de marzo de 2016, cuya aplicación se mantuvo en el periodo enero - diciembre de 2019 según Resolución Nro. ARCONEL 031/18.

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

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Compra de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.352,78	183,65	3,43
CNEL-Guayas Los Ríos	2.334,61	79,43	3,40
CNEL-Manabí	1.846,90	62,60	3,39
CNEL-EI Oro	1.329,98	45,12	3,39
CNEL-Milagro	890,52	30,85	3,46
CNEL-Sto. Domingo	780,59	26,74	3,43
CNEL-Sucumbios	772,15	26,16	3,39
CNEL-Sta. Elena	752,12	25,62	3,41
CNEL-Esmeraldas	612,98	20,91	3,41
CNEL-Los Ríos	478,26	16,43	3,43
CNEL-Bolívar	96,20	3,39	3,52
<b>Total CNELEP</b>	<b>15.247,10</b>	<b>520,91</b>	<b>3,42</b>
E.E. Quito	4.149,06	171,73	4,14
E.E. Centro Sur	1.160,77	24,57	2,12
E.E. Ambato	710,94	15,81	2,22
E.E. Norte	640,09	20,54	3,21
E.E. Cotopaxi	545,35	16,85	3,09
E.E. Sur	383,83	3,30	0,86
E.E. Riobamba	366,17	3,05	0,83
E.E. Azogues	86,47	0,41	0,48
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>8.042,69</b>	<b>256,26</b>	<b>3,19</b>
<b>Total general</b>	<b>23.289,78</b>	<b>777,17</b>	<b>3,34</b>

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos, debido a su condición de sistema aislado, no realiza transacciones de compraventa de energía en el mercado eléctrico.

**Figura Nro.74:** Precio medio de la energía comprada por distribuidora



## 2.7.5 Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

### 2.7.5.1 Costo del servicio público de energía eléctrica<sup>5</sup>

El costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprende los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general, los mismos que serán determinados por esta Agencia.

<sup>5</sup> Fuente: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

El costo de generación corresponde al valor que tendrá que pagar un consumidor o usuario final del suministro de energía eléctrica, para cubrir los costos de la actividad de generación operada en forma óptima.

Para las empresas de generación privadas o de economía popular y solidaria, los costos consideran la remuneración de los activos en servicio, así como los rubros por concepto de administración, operación y mantenimiento; y, los costos asociados con la responsabilidad ambiental.

Para las empresas públicas y mixtas de generación y transmisión, los costos consideran los rubros por concepto de calidad, confiabilidad, disponibilidad, administración, operación y mantenimiento; y, los costos asociados con la responsabilidad ambiental.

Los costos de distribución, comercialización y alumbrado público general cubren el valor correspondiente a los rubros por concepto de calidad, confiabilidad, administración, operación y mantenimiento, y la expansión de cada sistema resultantes del estudio técnico-económico elaborado por esta Agencia.

### 2.7.5.2 Precio medio de la energía facturada

En 2019, la energía facturada a nivel nacional fue 20.479,65 GWh, por un valor de 1.906,42 MUSD, obteniendo un precio medio para la energía facturada a clientes regulados de 9,31 USD ¢/kWh.<sup>6</sup>

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

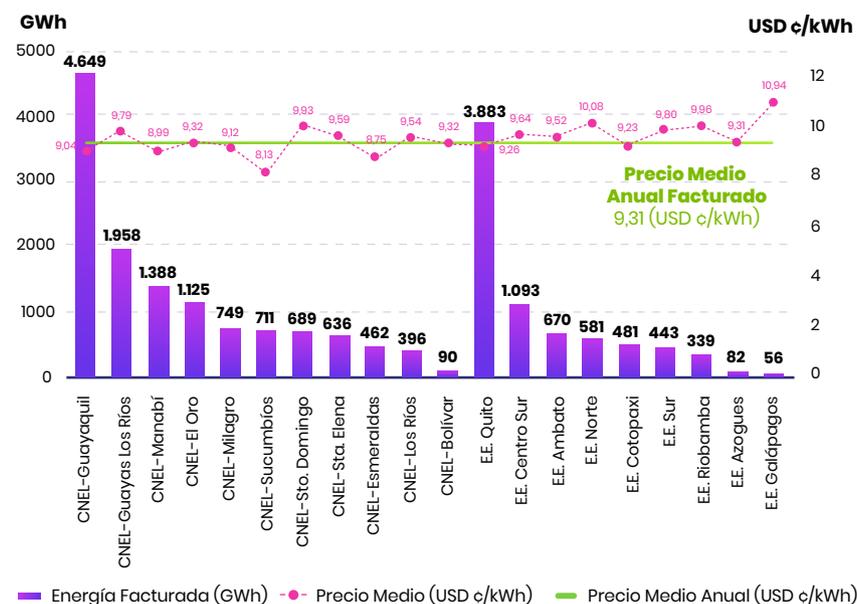


<sup>6</sup> El valor de 9,31 USD ¢/kWh es el resultado de la relación entre el monto total facturado en USD y la energía facturada (kWh) por todos los grupos de consumo; además se incluyen los subsidios. Se aclara que el precio medio de la energía facturada no corresponde o se puede interpretar como la tarifa única que se presenta en el pliego tarifario.

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

Empresa	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	4.649,48	420,51	9,04
CNEL-Guayas Los Ríos	1.957,72	191,61	9,79
CNEL-Manabí	1.387,99	124,75	8,99
CNEL-EI Oro	1.124,57	104,83	9,32
CNEL-Milagro	748,96	68,28	9,12
CNEL-Sucumbios	711,29	57,85	8,13
CNEL-Sto. Domingo	688,54	68,36	9,93
CNEL-Sta. Elena	636,14	61,02	9,59
CNEL-Esmeraldas	461,53	40,40	8,75
CNEL-Los Ríos	396,14	37,80	9,54
CNEL-Bolívar	89,99	8,39	9,32
<b>Total CNELEP</b>	<b>12.852,35</b>	<b>1.183,78</b>	<b>9,21</b>
E.E. Quito	3.883,03	359,67	9,26
E.E. Centro Sur	1.092,52	105,27	9,64
E.E. Ambato	669,59	63,78	9,52
E.E. Norte	581,26	58,56	10,08
E.E. Cotopaxi	481,39	44,46	9,23
E.E. Sur	442,85	43,42	9,80
E.E. Riobamba	339,14	33,77	9,96
E.E. Azogues	81,64	7,61	9,31
E.E. Galápagos	55,89	6,11	10,94
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>7.627,30</b>	<b>722,64</b>	<b>9,47</b>
<b>Total general</b>	<b>20.479,65</b>	<b>1.906,42</b>	<b>9,31</b>

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

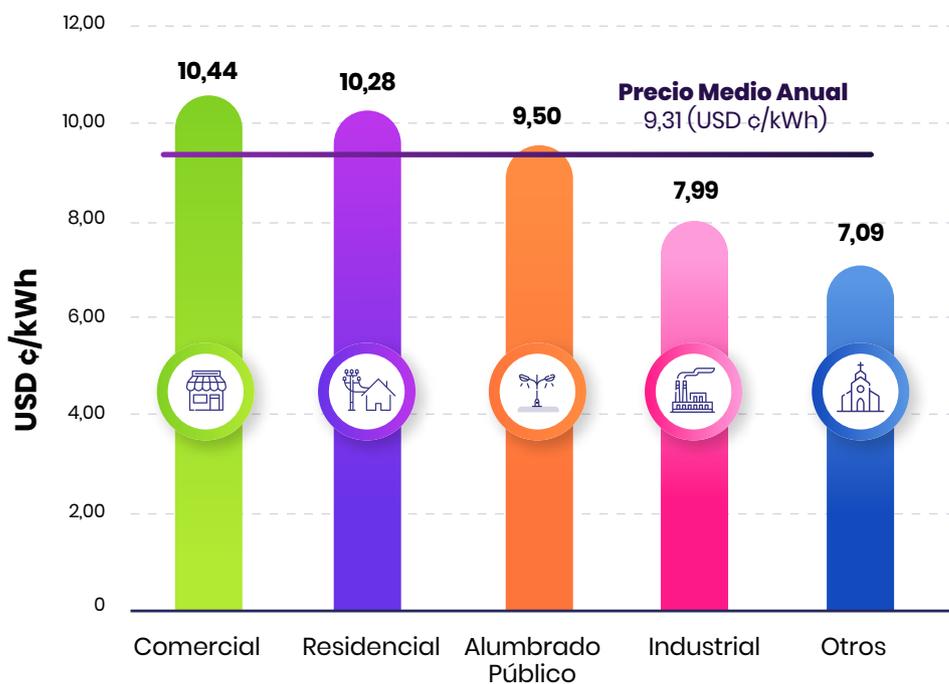


En la tabla Nro. 69 se presenta el precio medio de la energía facturada por grupo de consumo.

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

Grupo de Consumo	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Residencial	7.656,29	787,02	10,28
Industrial	5.054,14	403,75	7,99
Comercial	3.923,65	409,68	10,44
Otros	2.463,43	174,60	7,09
A. Público	1.382,14	131,37	9,50
<b>Total general</b>	<b>20.479,65</b>	<b>1.906,42</b>	<b>9,31</b>

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



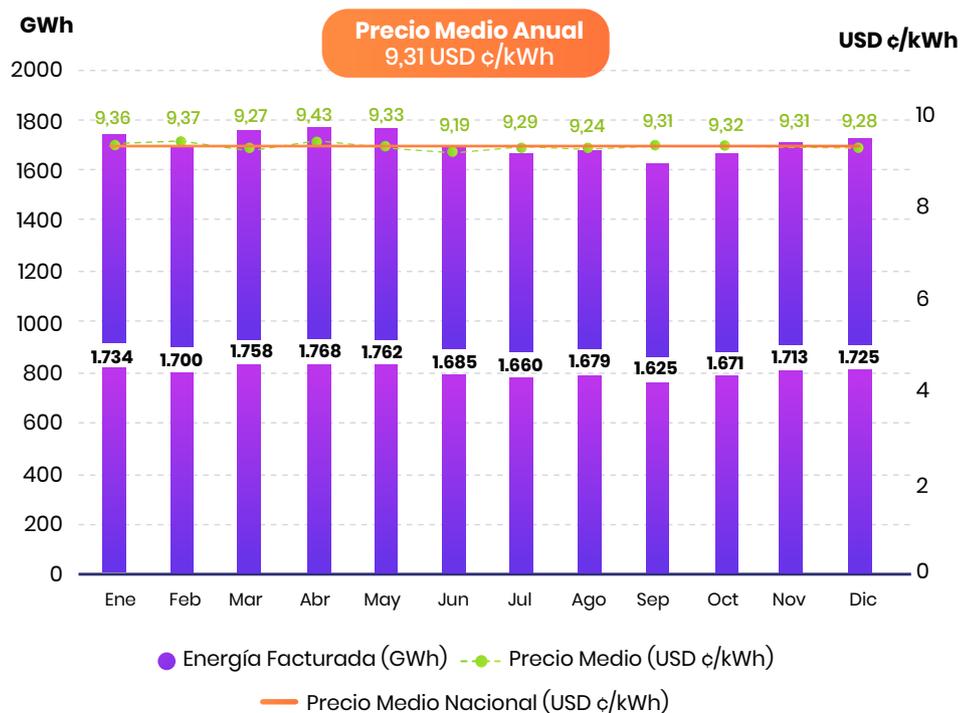
## 2.7.6 Evolución mensual del precio medio de la energía facturada a clientes regulados

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

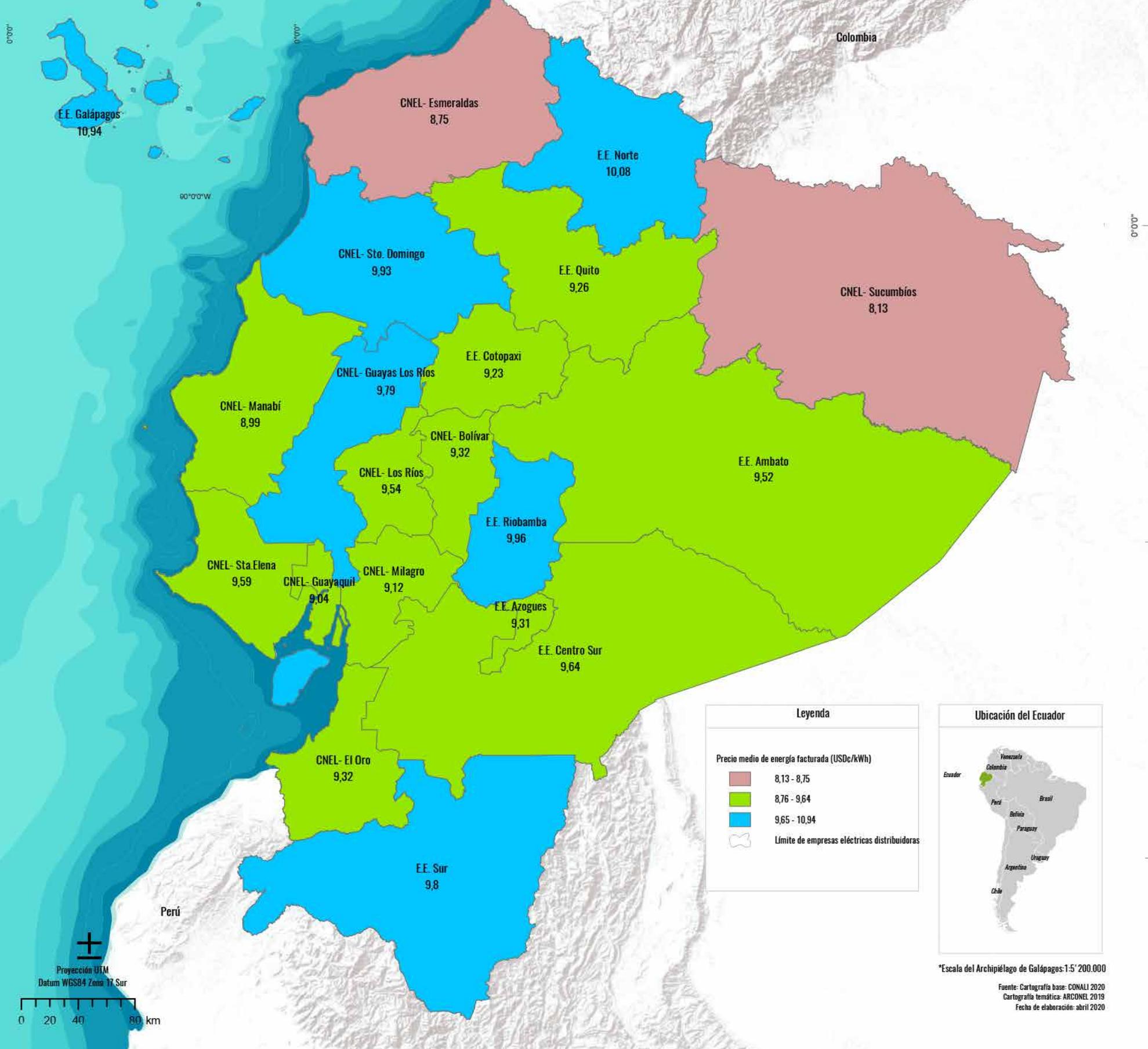
**Tabla Nro. 70:** Precio medio mensual de la energía facturada por las distribuidoras

Mes	Energía Facturada (GWh)	Facturación (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Ene	1.734,15	162,23	9,36
Feb	1.700,36	159,35	9,37
Mar	1.757,52	162,99	9,27
Abr	1.768,36	166,78	9,43
May	1.762,12	164,39	9,33
Jun	1.684,81	154,89	9,19
Jul	1.660,43	154,22	9,29
Ago	1.678,69	155,14	9,24
Sep	1.624,78	151,33	9,31
Oct	1.670,58	155,66	9,32
Nov	1.712,63	159,37	9,31
Dic	1.725,21	160,08	9,28
<b>Total general</b>	<b>20.479,65</b>	<b>1.906,42</b>	<b>9,31</b>

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



# Mapa Nro. 16: Precios medios de energía facturada



**Leyenda**

Precio medio de energía facturada (USDc/kWh)

- 8,13 - 8,75
- 8,76 - 9,64
- 9,65 - 10,94

▭ Límite de empresas eléctricas distribuidoras



Proyección UTM  
Datum WGS84 Zona 17 Sur

0 20 40 80 km

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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: abril 2020



## 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.

El 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

En 2019, la exportación de energía registró un total de 1.826,64 GWh; de los cuales, 1.765,22 GWh (96,64 %) fueron transferidos a Colombia; y, 61,42 GWh (3,36 %) a Perú.

El valor total de la energía exportada fue 68,41 MUSD; de esta cantidad, 67,75 MUSD (99,04 %) corresponden a lo exportado hacia Colombia y 0,66 MUSD (0,96 %) hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía se situó en 3,75 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 3,84 USD ¢/kWh, y para Perú a 1,07 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	113.534,73	5.811.908,29	5,12
	Feb	200.758,28	11.985.417,16	5,97
	Mar	214.368,89	11.252.391,91	5,25
	Abr	162.182,33	4.986.309,45	3,07
	May	169.593,02	4.488.295,27	2,65
	Jun	121.721,73	1.703.517,56	1,40
	Jul	113.933,18	1.552.235,04	1,36
	Ago	153.871,46	2.961.368,08	1,92
	Sep	145.797,15	5.684.348,44	3,90
	Oct	71.323,20	3.460.838,88	4,85
	Nov	136.370,51	4.818.041,53	3,53
	Dic	161.765,69	9.048.429,98	5,59
<b>Total Colombia</b>		<b>1.765.220,17</b>	<b>67.753.101,59</b>	<b>3,84</b>
Perú	Ene	62,77	7.238,91	11,53
	Feb	52,50	6.221,73	11,85
	Mar	616,71	18.594,00	3,02
	Abr	1.793,56	20.430,81	1,14
	May	10.823,03	99.097,00	0,92
	Jun	17.294,93	163.485,79	0,95
	Jul	8.451,48	85.401,45	1,01
	Ago	19.886,43	207.285,61	1,04
	Sep	58,30	6.832,64	11,72
	Oct	66,43	7.616,73	11,47
	Nov	1.999,23	25.796,65	1,29
	Dic	312,53	10.198,44	3,26
<b>Total Perú</b>		<b>61.417,89</b>	<b>658.199,77</b>	<b>1,07</b>
<b>Total general</b>		<b>1.826.638,07</b>	<b>68.411.301,36</b>	<b>3,75</b>

En la tabla Nro. 72 se puede observar que lo exportado a través del SNT representó 1.825,49 GWh; de los cuales, 1.764,82 GWh (96,68 %) fueron exportados a Colombia; y, 60,67 GWh (3,32 %) a Perú.

Asimismo, la energía exportada a través de líneas de transmisión representó 68,29 MUSD de ingresos; 67,72 MUSD (99,16 %) corresponden a lo exportado hacia Colombia; y, 0,57 MUSD (0,84 %) hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía a través de líneas de transmisión se situó en 3,74 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 3,84 USD ¢/kWh, y para Perú a 0,94 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	113.516,57	5.810.208,48	5,12
	Feb	200.707,85	11.981.441,31	5,97
	Mar	214.346,86	11.250.207,06	5,25
	Abr	162.135,34	4.982.577,70	3,07
	May	169.541,43	4.484.208,39	2,64
	Jun	121.688,32	1.700.746,01	1,40
	Jul	113.903,51	1.549.540,02	1,36
	Ago	153.834,85	2.958.339,29	1,92
	Sep	145.781,14	5.682.729,51	3,90
	Oct	71.290,69	3.458.030,05	4,85
	Nov	136.341,94	4.815.541,55	3,53
	Dic	161.732,62	9.045.632,44	5,59
<b>Total Colombia</b>		<b>1.764.821,13</b>	<b>67.719.201,81</b>	<b>3,84</b>
Perú	Ene	-	-	-
	Feb	-	-	-
	Mar	558,27	11.723,67	2,10
	Abr	1.736,99	13.739,08	0,79
	May	10.764,25	92.402,98	0,86
	Jun	17.235,60	156.519,93	0,91
	Jul	8.391,56	78.441,61	0,93
	Ago	19.825,90	200.228,37	1,01
	Sep	-	-	-
	Oct	-	-	-
	Nov	1.913,92	16.381,13	0,86
	Dic	241,13	2.049,60	0,85
<b>Total Perú</b>		<b>60.667,62</b>	<b>571.486,38</b>	<b>0,94</b>
<b>Total general</b>		<b>1.825.488,75</b>	<b>68.290.688,19</b>	<b>3,74</b>

De la información de tabla Nro. 73, se colige que la exportación a través de redes de distribución representó 1,15 GWh; de los cuales, 0,4 GWh (34,72 %) fueron exportados por la CNELEP Unidad de Negocio Sucumbíos y la Empresa Eléctrica Regional Norte a Colombia; y, 0,75 GWh (65,28 %) por la Empresa Eléctrica Regional del Sur a Perú.

Asimismo, la energía exportada a través de redes de distribución representó 120.613,17 USD de ingresos; de los cuales, 33.899,78 USD (28,11 %) fueron exportados por la CNELEP Unidad de Negocio Sucumbíos y la Empresa Eléctrica Regional Norte a Colombia; y, 86.713,39 USD (71,89 %) por la Empresa Eléctrica Regional del Sur a Perú.

El precio medio de lo exportado a través de redes de distribución se situó en 10,49 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 8,50 USD ¢/kWh, y para Perú a 11,56 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	2,30	211,34	9,18
		Feb	2,00	189,90	9,50
		Mar	1,67	166,25	9,97
		Abr	2,04	192,45	9,45
		May	1,81	176,19	9,75
		Jun	2,00	190,11	9,49
		Jul	1,74	171,15	9,86
		Ago	0,90	92,71	10,30
		Sep	1,91	178,51	9,36
		Oct	1,40	147,30	10,52
		Nov	1,60	161,50	10,09
		Dic	1,50	154,39	10,29
		Ene	15,86	1.488,47	9,39
		Feb	48,43	3.785,95	7,82
		Mar	20,36	2.018,60	9,91
		Abr	44,95	3.539,30	7,87
		May	49,78	3.910,69	7,86
		Jun	31,41	2.581,44	8,22
		Jul	27,94	2.523,87	9,03
		Ago	35,71	2.936,08	8,22
		Sep	14,10	1.440,42	10,22
		Oct	31,11	2.661,53	8,55
		Nov	26,97	2.338,48	8,67
		Dic	31,57	2.643,15	8,37
<b>Total Colombia</b>			<b>399,04</b>	<b>33.899,78</b>	<b>8,50</b>
Perú	E.E. Sur	Ene	62,77	7.238,91	11,53
		Feb	52,50	6.221,73	11,85
		Mar	58,44	6.870,33	11,76
		Abr	56,57	6.691,73	11,83
		May	58,78	6.694,02	11,39
		Jun	59,33	6.965,86	11,74
		Jul	59,92	6.959,84	11,62
		Ago	60,53	7.057,24	11,66
		Sep	58,30	6.832,64	11,72
		Oct	66,43	7.616,73	11,47
		Nov	85,31	9.415,52	11,04
		Dic	71,41	8.148,84	11,41
<b>Total Perú</b>			<b>750,27</b>	<b>86.713,39</b>	<b>11,56</b>
<b>Total general</b>			<b>1.149,32</b>	<b>120.613,17</b>	<b>10,49</b>



Linieros realizando trabajos en líneas de transmisión - Esmeraldas  
Autor: CELEC - Transelectric



## 2.8.2 Importación de energía eléctrica

En 2019, las importaciones de energía eléctrica alcanzaron un total de 5.834,63 MWh; de los cuales, 5.829,21 MWh (99,91 %) fueron importados desde Colombia; y, 5,42 MWh (0,09 %) fueron importados desde Perú. Estas importaciones de energía se efectuaron con Colombia a través del SNT y con Perú a través de redes de distribución.

El valor total de la energía importada fue 280.791,81 USD; de los cuales, 280.074,35 USD (99,74 %) fueron importados a través del SNT desde Colombia; y, 717,46 USD (0,26 %) fueron importados a través de redes de distribución desde Perú.

El precio medio ponderado de la energía importada fue 4,81 USD ¢/kWh; para Colombia se importó a 4,80 USD ¢/kWh, y para Perú a 13,25 USD ¢/kWh.

Con respecto a la energía total generada a nivel nacional (32.283,96 GWh) la importación representó 0,018 %.

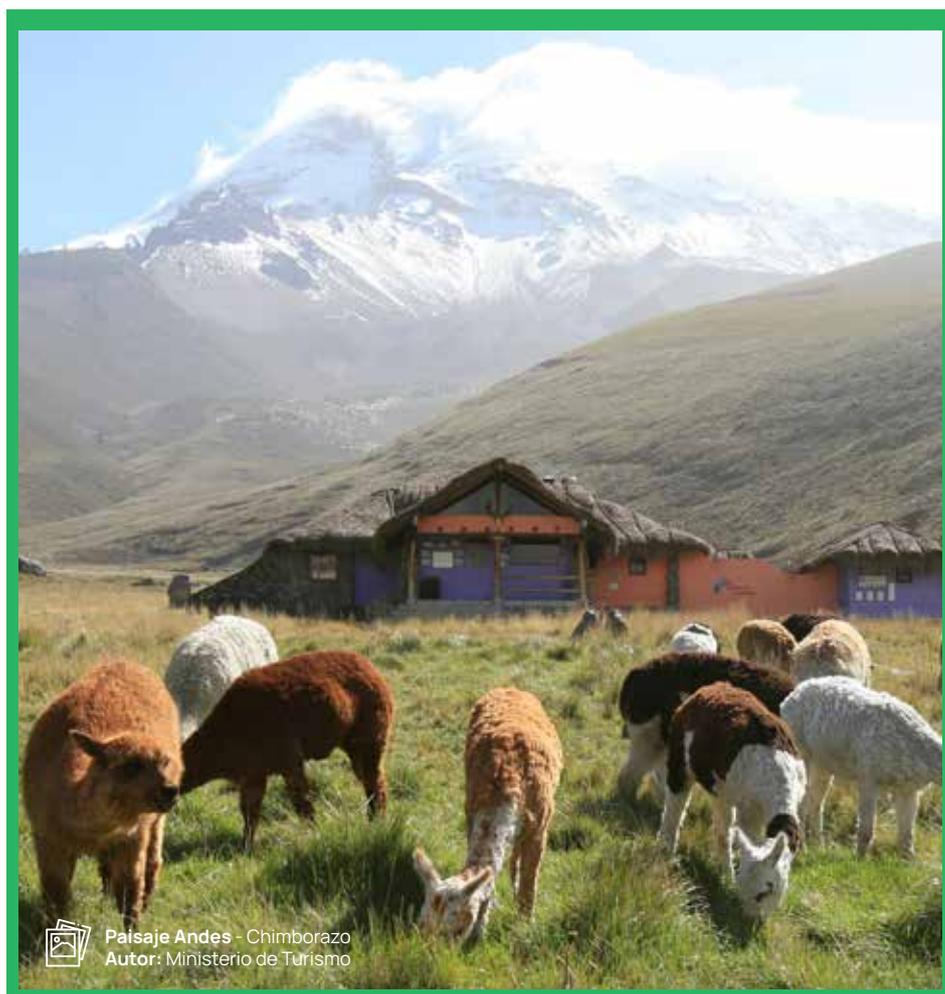


Tabla Nro. 74: Energía importada SNT y redes de distribución

Empresa	Mes	Energía Importada (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	83,85	6.766,75	8,07
	Feb	-	-	-
	Mar	11,90	352,82	2,97
	Abr	28,40	1.048,64	3,69
	May	60,89	1.386,52	2,28
	Jun	606,23	25.339,60	4,18
	Jul	4.378,81	200.698,61	4,58
	Ago	146,84	3.640,55	2,48
	Sep	89,07	8.336,45	9,36
	Oct	262,98	22.773,35	8,66
	Nov	112,17	6.311,57	5,63
	Dic	48,08	3.419,49	7,11
<b>Total Colombia</b>		<b>5.829,21</b>	<b>280.074,35</b>	<b>4,80</b>
Perú	Ene	-	-	-
	Feb	0,80	84,50	10,56
	Mar	0,40	48,86	12,22
	Abr	0,40	48,86	12,22
	May	0,40	48,86	12,22
	Jun	0,54	75,44	14,03
	Jul	0,55	76,48	13,97
	Ago	0,55	82,41	15,04
	Sep	0,58	-	-
	Oct	-	-	-
	Nov	0,59	252,05	43,03
	Dic	0,62	-	-
<b>Total Perú</b>		<b>5,42</b>	<b>717,46</b>	<b>13,25</b>
<b>Total general</b>		<b>5.834,63</b>	<b>280.791,81</b>	<b>4,81</b>

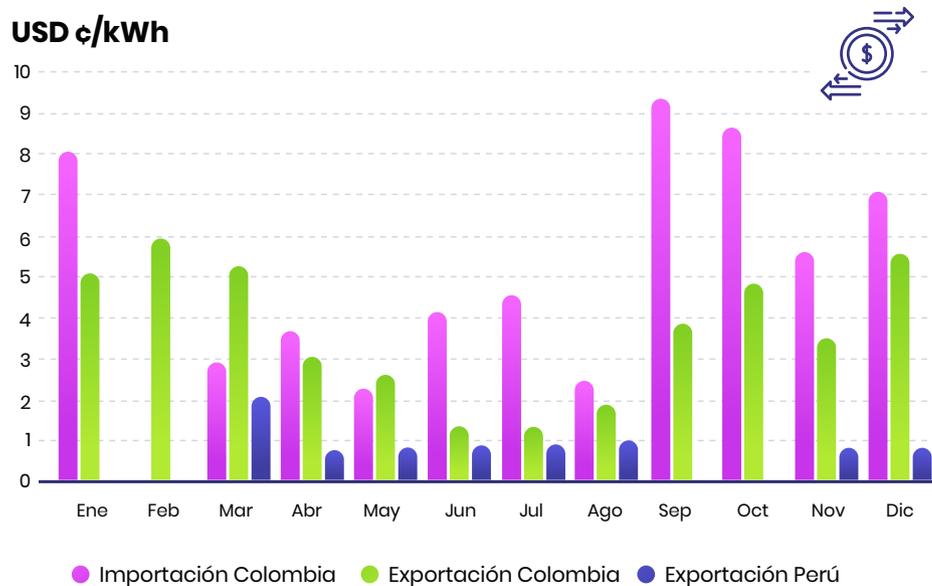
## 2.8.3 Comparativo del precio medio de transacciones internacionales

En la tabla Nro. 75 y figura Nro. 78, se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica en el SNT; los resultados muestran que el precio medio de importación desde Colombia fue superior al de exportación.

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

Mes	Importación		Exportación	
	Colombia	Perú	Colombia	Perú
Ene	8,07	-	5,12	-
Feb	-	-	5,97	-
Mar	2,97	-	5,25	2,10
Abr	3,69	-	3,07	0,79
May	2,28	-	2,64	0,86
Jun	4,18	-	1,40	0,91
Jul	4,58	-	1,36	0,93
Ago	2,48	-	1,92	1,01
Sep	9,36	-	3,90	-
Oct	8,66	-	4,85	-
Nov	5,63	-	3,53	0,86
Dic	7,11	-	5,59	0,85
<b>Ponderado</b>	<b>4,80</b>	<b>-</b>	<b>3,84</b>	<b>0,94</b>

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



## 2.9 Información operativa del sector eléctrico<sup>7</sup>

### 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 SNI

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 tuvieron mayor aporte a la producción energética registran factores de planta superiores al 48 %. En el caso específico de la central Coca Codo Sinclair, el factor de planta fue 48,05 % considerando una capacidad efectiva de 1.500 MW. Molino registra un factor de 56.28 %, superior al 49,05 % registrado en 2018. Estos factores de planta están relacionados con la hidrología asociada a cada generador o central hidráulica.

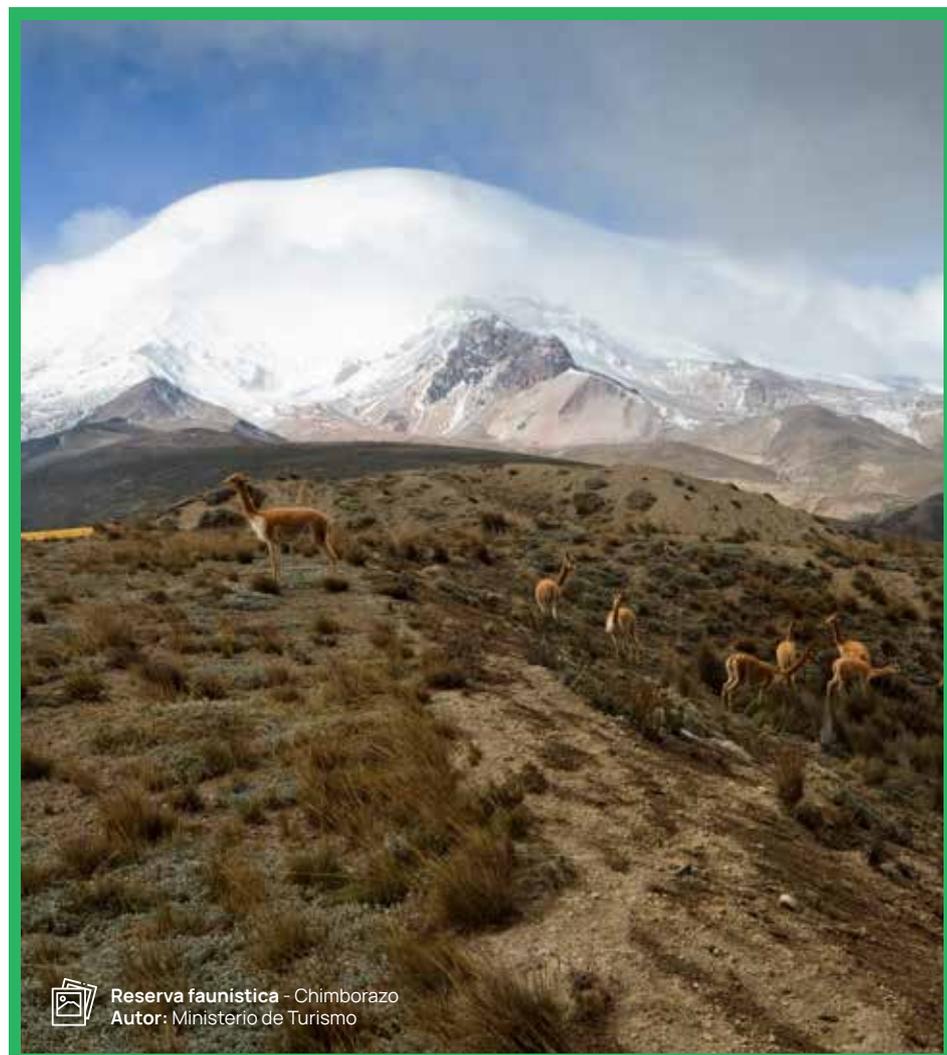
Al realizar el análisis por tipo de generación, los mayores factores de planta se presentaron en: la central Saymirín 5 para las hidroeléctricas; la central El Inga para las no convencionales; y, la central de vapor Gonzalo Zevallos para las térmicas.

<sup>7</sup> Información tomada del Informe Anual 2019 presentado por CENACE.

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

Factores de Planta					
Central	Tipo de Central	Factor de Planta (%)	Central	Tipo de Central	Factor de Planta (%)
Saymirin 5	Hidroeléctrica	94,42	Minas San Francisco	Hidroeléctrica	41,90
San Bartolo	Hidroeléctrica	93,60	San Carlos	Térmica	40,70
Carlos Mora	Hidroeléctrica	89,10	Baba	Hidroeléctrica	40,16
Ocaña	Hidroeléctrica	88,18	Pucará	Hidroeléctrica	39,63
Normandía	Hidroeléctrica	87,67	Recuperadora	Hidroeléctrica	39,37
Due	Hidroeléctrica	87,61	Delsitanisagua	Hidroeléctrica	38,53
Topo	Hidroeléctrica	84,93	La Calera	Hidroeléctrica	36,78
El Inga	Térmica	82,24	Cumbayá	Hidroeléctrica	35,79
Hidroabanico	Hidroeléctrica	80,30	Ecoelectric	Térmica	35,52
Loreto	Hidroeléctrica	77,51	El Ambi	Hidroeléctrica	33,52
Alao	Hidroeléctrica	77,31	Guangopolo	Hidroeléctrica	32,75
Palmira	Hidroeléctrica	72,64	La Península	Hidroeléctrica	30,99
La Playa	Hidroeléctrica	71,57	Machala Gas 2	Térmica	30,18
Agoyán	Hidroeléctrica	71,49	Trinitaria	Térmica	29,50
Río Verde	Hidroeléctrica	70,11	Manta 2	Térmica	28,17
Chillos	Hidroeléctrica	69,41	Saymirin	Hidroeléctrica	25,50
El Carmen	Hidroeléctrica	67,96	Salinas	Térmica	21,98
Illuchi 1	Hidroeléctrica	65,21	Esmeraldas	Térmica	20,69
San Francisco	Hidroeléctrica	64,92	Jaramijó	Térmica	19,04
Hidosibimbe	Hidroeléctrica	64,42	Ecudos	Térmica	12,64
Illuchi 2	Hidroeléctrica	63,74	Dayuma	Térmica	11,27
San José de Tambo	Hidroeléctrica	63,24	Isimanchi	Hidroeléctrica	10,30
Pusuno 2	Hidroeléctrica	62,76	Álvaro Tinajero	Térmica	7,12
Pusuno 1	Hidroeléctrica	62,36	Rocafuerte	Térmica	5,07
Pasocha	Hidroeléctrica	62,04	Cemento Selva Alegre	Térmica	3,02
Marcel Laniado de Win	Hidroeléctrica	61,97	Jivino 3	Térmica	2,53
Calope	Hidroeléctrica	59,91	El Descanso	Térmica	2,30
Sigchos	Hidroeléctrica	58,19	Gualberto Hernández	Térmica	2,06
San Miguel de Car	Hidroeléctrica	57,73	Anibal Santos	Térmica	1,99
Manduriacu	Hidroeléctrica	56,80	Gas Gonzalo Zevallos	Térmica	1,73
Paute	Hidroeléctrica	56,28	Esmeraldas II	Térmica	1,56
Sopladora	Hidroeléctrica	55,08	Miraflores	Térmica	1,31
Villonaco	Eólica	53,97	Río Blanco	Hidroeléctrica	0,95

Factores de Planta					
Central	Tipo de Central	Factor de Planta (%)	Central	Tipo de Central	Factor de Planta (%)
Gonzalo Zevallos	Térmica	52,43	Jivino 2	Térmica	0,80
Saucay	Hidroeléctrica	51,49	Guangopolo II	Térmica	0,78
Mazar	Hidroeléctrica	51,15	Payamino	Térmica	0,57
Victoria	Hidroeléctrica	50,06	Quevedo 2	Térmica	0,37
Pichacay	Térmica	49,63	Enrique García	Térmica	0,34
Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica	48,05	La Propicia	Térmica	0,26
Papallacta	Hidroeléctrica	47,05	Guangopolo	Térmica	0,16
Santa Elena II	Térmica	45,13	Celso Castellanos	Térmica	0,11
Nayón	Hidroeléctrica	44,44	Catamayo	Térmica	0,11
Machala Gas	Térmica	42,44	La Propicia	Térmica	0,11



Reserva faunística - Chimborazo  
Autor: Ministerio de Turismo

## 2.9.1.2 Demanda de potencia mensual SNI

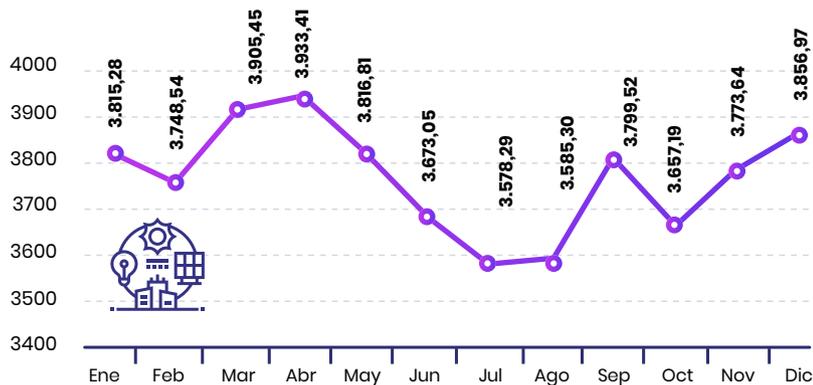
En la tabla Nro. 77 se presenta el crecimiento de demanda de potencia en bornes de generación que llegó al 0.51 %; se incluye un cuadro comparativo de la demanda de potencia mensual y los crecimientos respectivos en relación al año anterior.

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

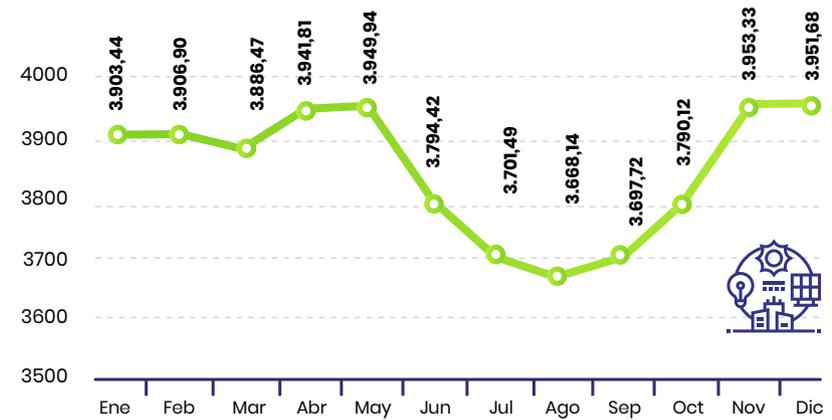
Mes	Demanda en Bornes de Generación de Potencia (MW)		
	2018	2019	% de Cambio
Ene	3.815,28	3.903,44	2,31%
Feb	3.748,54	3.906,90	4,22%
Mar	3.905,45	3.886,47	-0,49%
Abr	3.933,41	3.941,81	0,21%
May	3.816,81	3.949,94	3,49%
Jun	3.673,05	3.794,42	3,30%
Jul	3.578,29	3.701,49	3,44%
Ago	3.585,30	3.668,14	2,31%
Sep	3.799,52	3.697,72	-2,68%
Oct	3.657,19	3.790,12	3,63%
Nov	3.773,64	3.953,33	4,76%
Dic	3.856,97	3.951,68	2,46%
<b>Total general</b>	<b>3.933,41</b>	<b>3.953,33</b>	<b>0,51%</b>

La máxima demanda de potencia se registró el miércoles 27 de noviembre de 2019 a las 19:00 horas, con 3.953,33 MW.

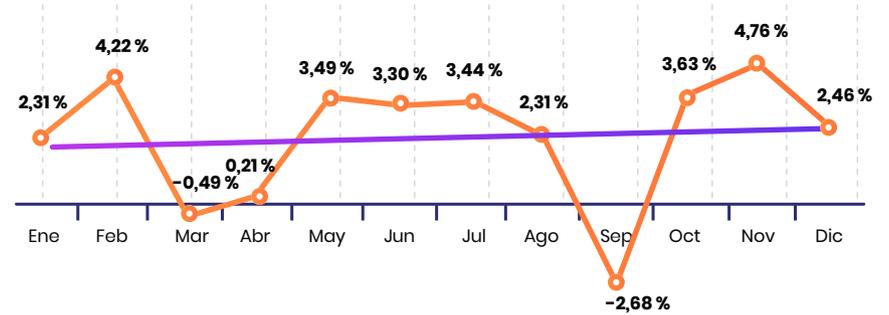
**Figura Nro. 79:** Demanda de potencia 2018 (MW)



**Figura Nro. 80:** Demanda de potencia 2019 (MW)



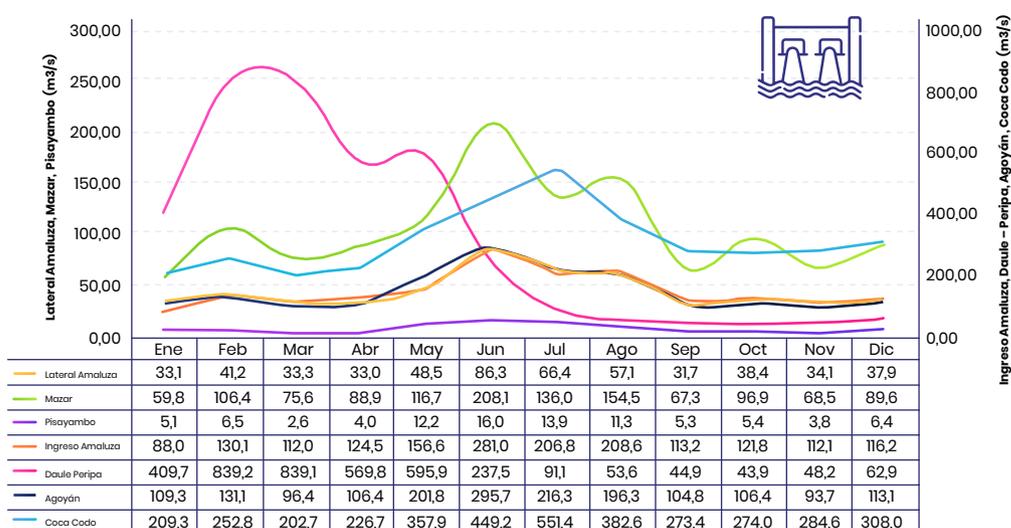
**Figura Nro. 81:** Crecimiento de la demanda de potencia (%)



## 2.9.2 Hidrología

En 2019, los caudales promedio afluentes a los embalses presentaron la evolución mostrada en la figura Nro. 82. En el primer trimestre se aprecia la cuasi-complementariedad existente entre las vertientes oriental y occidental que se identifican en el sistema. El embalse Daule Peripa (occidental) registró su máximo valor en febrero (839,2 m<sup>3</sup>/s), mientras que, la cadena Mazar-Amaluza (oriental) en junio (293,3 m<sup>3</sup>/s).

**Figura Nro. 82:** Caudales medios afluentes a los embalses del SNI (m<sup>3</sup>/s)



En la tabla Nro. 78 se presenta el caudal promedio durante 2019, así como el correspondiente al promedio histórico de los principales embalses del país.

**Tabla Nro. 78:** Detalle por cuenca hidrográfica

Detalle por Cuenca Hidrográfica			
Embalse	Caudal Promedio 2019	Caudal Promedio Histórico	Relación
	(m <sup>3</sup> /s)	(m <sup>3</sup> /s)	Qprom/Qhist
<b>Cuenca Hidrográfica Oriental</b>			
Coca Codo Sinclair	314,4	317,2	0,991
Amaluza	147,6	119,1	1,239
Minas San Francisco	52,8	40,3	1,309
Delsitanisagua	61,2	46,4	1,318
Mazar	105,7	86,3	1,225
Agoyán	147,6	122,6	1,204
Pisayambo	7,7	7,2	1,066
<b>Cuenca Hidrográfica Occidental</b>			
Daule Peripa	319,6	182,5	1,751

## 2.9.3 Reservas e indisponibilidades

### 2.9.3.1 Reservas de generación

Al 31 de diciembre de 2019, la reserva energética en los embalses llegó a 1.035,14 GWh, con una diferencia de 198 GWh superior a la de 2018 y un crecimiento del 23,7 %.

La reserva se calculó en función de los niveles de embalse alcanzados hasta finales de año, mismos que registraron las siguientes cotas: Mazar (2.153,5 msnm); Amaluza (1.987,02 msnm); Daule Peripa (71,85 msnm); Pisayambo (3.562,12 msnm) y Coca Codo Sinclair (1.222 msnm).

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, 2019 (GWh)

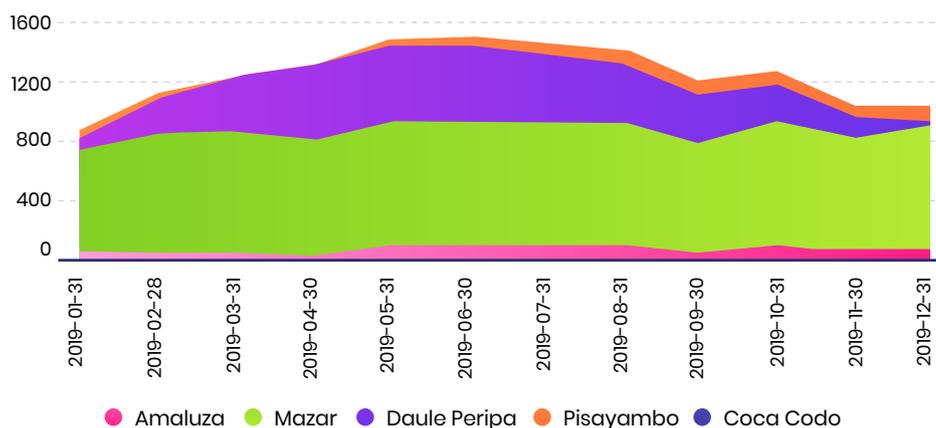


Las figuras Nros. 84 y 85 presentan la evolución mensual total y por embalse respectivamente.

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



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



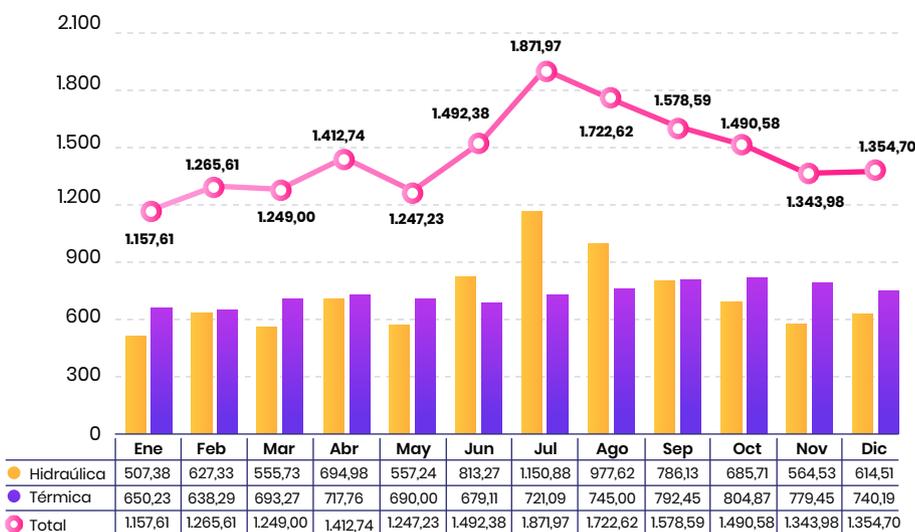
La máxima reserva de energía se registró en junio, alcanzando un valor de 1.519,9 GWh con un aporte mayoritario del embalse Mazar (836,21 GWh); y, la mínima reserva se presentó en enero, llegando a los 875,2 GWh, con una participación mayoritaria del embalse Mazar (694,9 GWh).

### 2.9.3.2 Indisponibilidad de generación

En 2019, se suscitaron varios causales que disminuyeron la disponibilidad técnica de las unidades generadoras, entre los que se destacaron: fallas, mantenimientos (programados, emergentes y no programados), falta de combustible, terceros y casos fortuitos.

El comportamiento mensual se presenta en la figura Nro. 86. Como producto de los eventos mencionados, la potencia indisponible promedio total alcanzó los 1.433,4 MW, compuesta por 711,9 MW de indisponibilidad hidráulica y 721,4 MW de indisponibilidad térmica.

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



La máxima potencia indisponible promedio hidráulica se registró en julio con 1.150,90 MW, producto de la indisponibilidad de centrales importantes tales como: Coca Codo Sinclair (1.500 MW) y Delsitanisagua (180 MW).

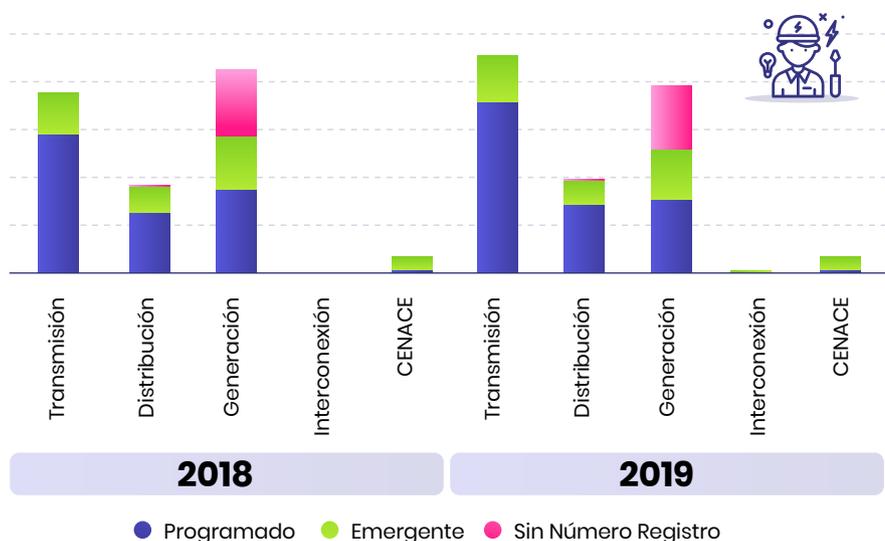
En el ámbito térmico, el máximo valor se presentó en octubre con 804,9 MW, debido a la indisponibilidad de centrales como: Trinitaria (133 MW), Enrique García (95,7 MW), Keppel (116 MW), entre otras.

Considerando el periodo de máxima demanda de potencia del sistema, la máxima indisponibilidad de potencia se registró en septiembre con 2.711,9 MW y la mínima en mayo con 856,9 MW.

## 2.9.4 Principales mantenimientos en el sistema nacional interconectado, SNI

En 2019, se registraron 4.695 mantenimientos en elementos del SNI; de los cuales, el 62 % (2.918) corresponde a mantenimientos programados; el 26 % (1.207) corresponde a mantenimientos emergentes; y, el 12 % (570) a mantenimientos sin número de registro, esta información se presenta en la figura Nro. 87.

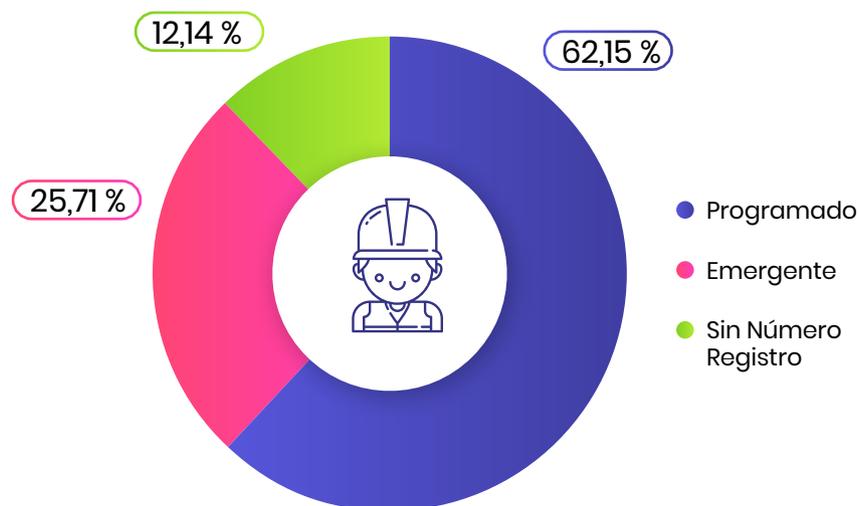
**Figura Nro. 87:** Mantenimientos en los elementos del SNI



En relación a 2018, se ha producido un incremento del 4.6 % (215) de mantenimientos consignados en 2019.

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 62 % mientras que los emergentes el 26 %.

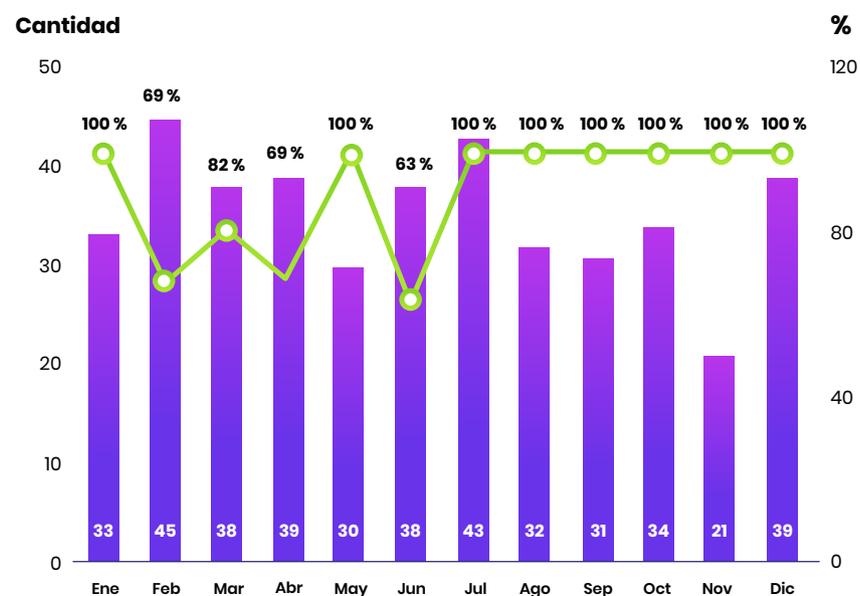
**Figura Nro. 88:** Aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento



## 2.9.5 Cumplimiento plan de mantenimientos

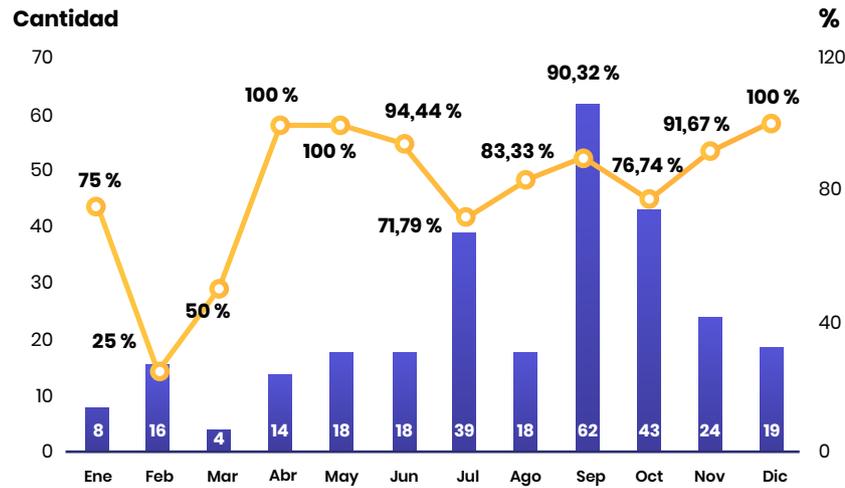
En 2019, se registró un total de 89,89 % de cumplimiento del plan anual de mantenimientos de generación, en la figura Nro. 89 se presenta el total de mantenimientos mensuales y el porcentaje de cumplimiento de los mismos.

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



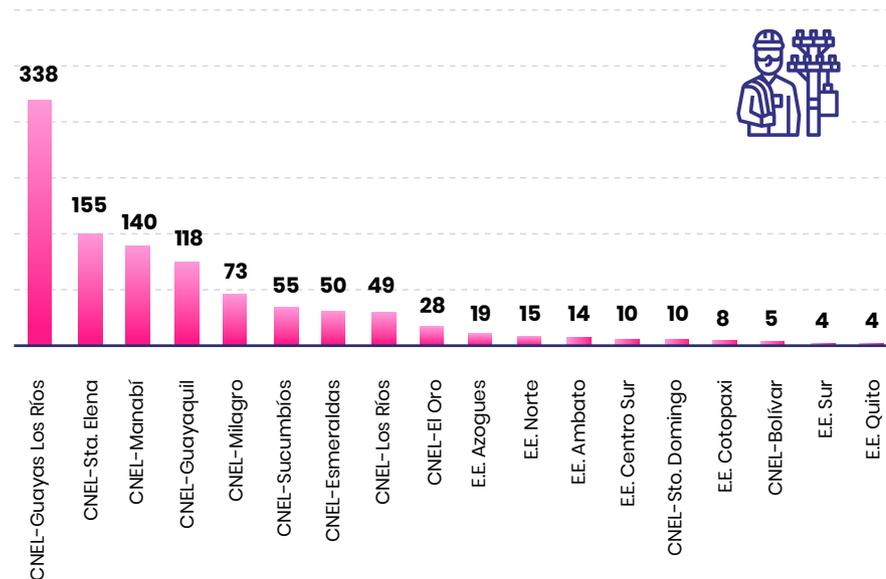
En cuanto al cumplimiento del plan anual de transmisión, en la figura Nro. 90 se muestra un total del 85,40 % de cumplimiento.

**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.

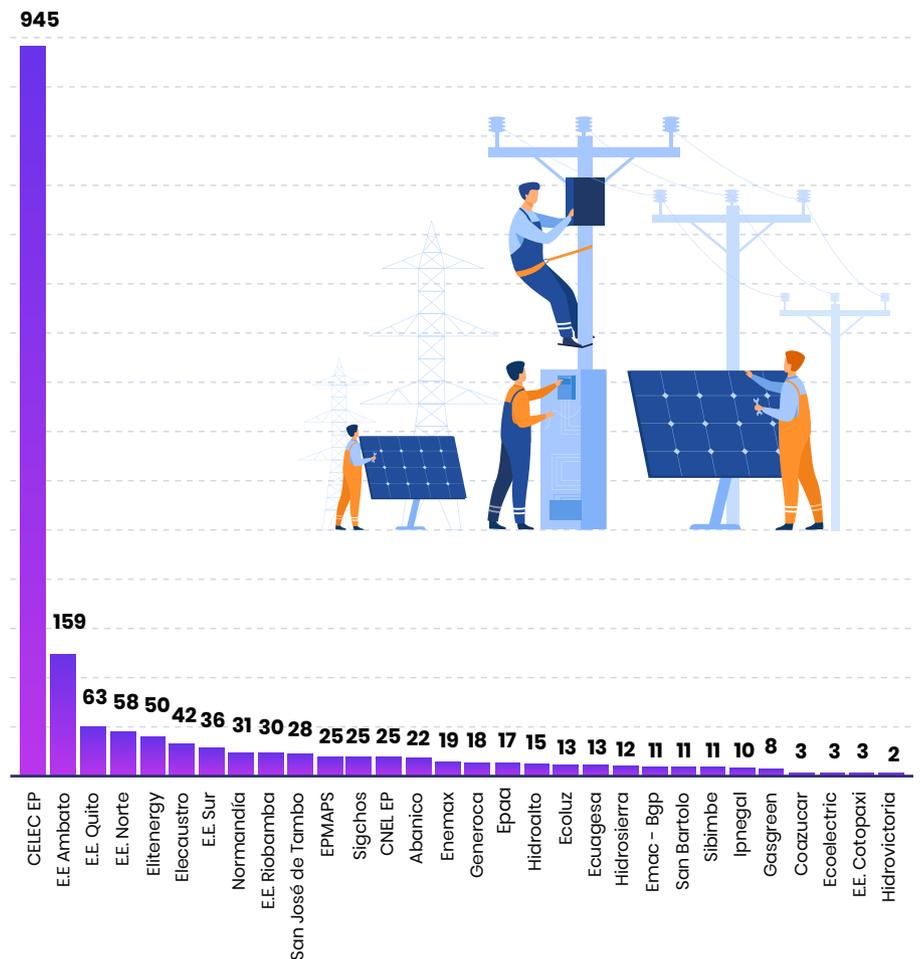
**Figura Nro. 91:** Mantenimientos de empresas distribuidoras con desconexión de carga (horas)



## 2.9.6 Mantenimientos por unidad de negocios de generación

De los 1.706 mantenimientos ejecutados en generación, el 55,39 % (945) corresponden a la CELEC EP; y, del 44,61 % restante, la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte presenta el mayor número de mantenimientos (159). El total corresponde a mantenimientos programados, emergentes y sin número de registro.

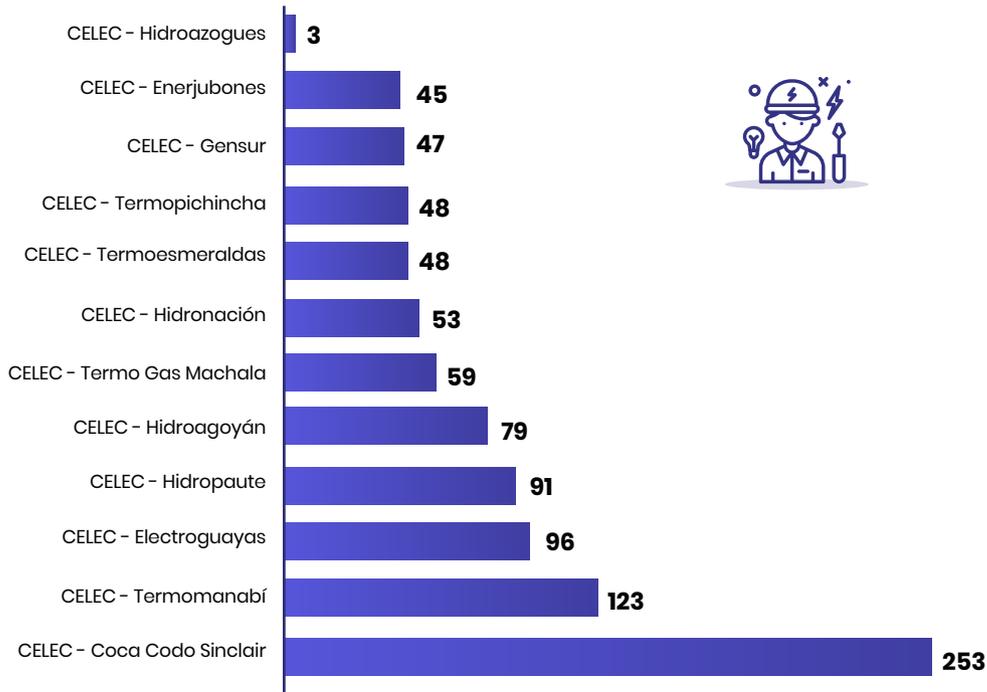
**Figura Nro. 92:** Mantenimientos por unidad de negocio de generación



En la figura Nro. 93 se muestra el número de mantenimientos realizados en las unidades de negocio de la CELEC EP, la cual registró 945 mantenimientos ejecutados; de los cuales, el 26,77 % corresponden a la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair; el 13,02 % a la Unidad de Negocio Termomanabí; el 10,16 % a la Unidad de Negocio Electroguayas; y, el 9,63 % a la Unidad de Negocio Hidropaute<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Desde el 31 de marzo de 2020 la CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute pasó a formar parte de la CELEC EP Unidad de Negocio Sur.

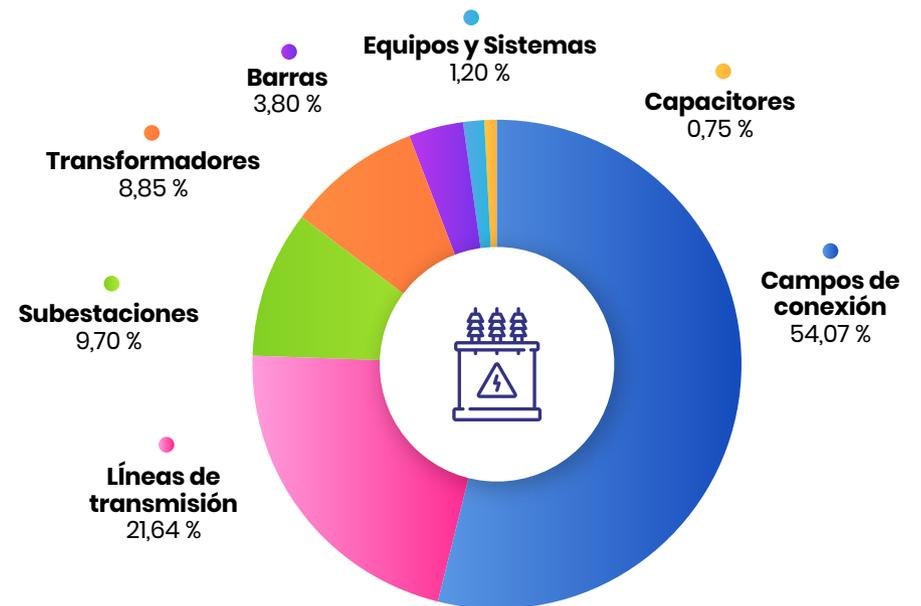
**Figura Nro. 93:** Mantenimientos por unidad de negocio de la CELEC EP



## 2.9.7 Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión

De los 2.001 mantenimientos ejecutados: el 54,07 % (1.082) corresponden a campos de conexión; el 21,64 % (433) a líneas de transmisión; el 9,70 % (194) a subestaciones; el 8,85 % (177) a transformadores; el 3,80 % (76) a barras; el 1,20 % (24) a equipos y sistemas de transmisión; y, el 0,75 % (15) a elementos de compensación.

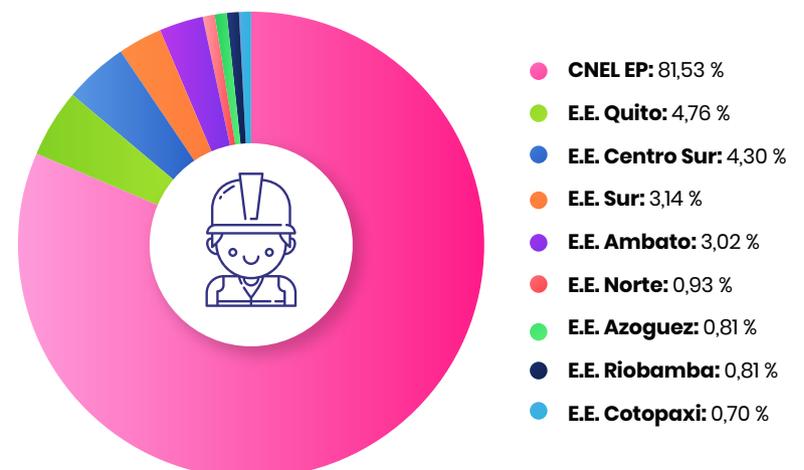
**Figura Nro. 94:** Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión



## 2.9.8 Mantenimientos por empresa distribuidora

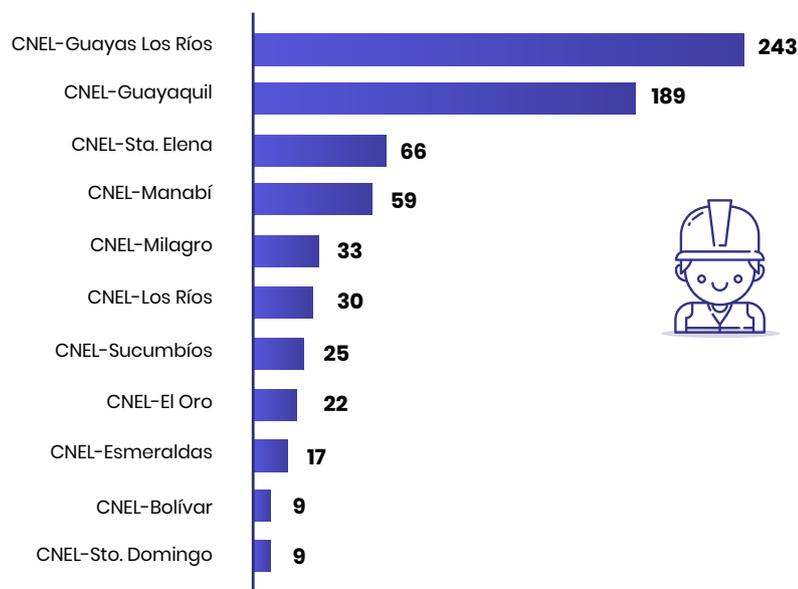
En 2019, las empresas distribuidoras ejecutaron un total de 861 mantenimientos: el 81,53 % (702) corresponden a la CNEL EP; y, el 18,47 % a las diferentes empresas eléctricas, esta información se presenta en la figura Nro. 95.

**Figura Nro. 95:** Porcentaje de mantenimientos por empresa distribuidora



En la figura Nro. 96 se observa que en la CNELEP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos registró el mayor número de mantenimientos (243) correspondiente al 34,6 %.

**Figura Nro. 96:** Mantenimientos por cada unidad de negocio de CNELEP



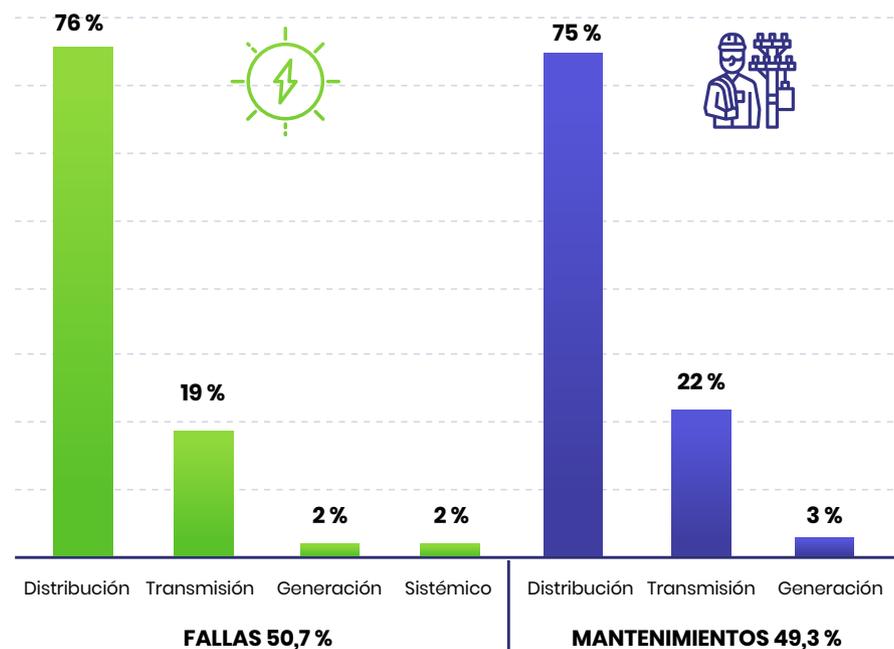
### 2.9.9 Energía no suministrada

En la tabla Nro. 79 y figura Nro. 97 se presentan los datos de Energía No Suministrada (ENS). En 2019 se registró 14.909 MWh por concepto de ENS; de los cuales, el 50,7 % corresponde a fallas y el 49,3 % a mantenimientos.

**Tabla Nro. 79:** Energía no suministrada (%)

Energía No Suministrada		
Tipo	Energía	Porcentaje
FALLAS 50,7%	Distribución	76%
	Transmisión	19%
	Generación	2%
	Sistémico	2%
MANTENIMIENTOS 49,3%	Distribución	75%
	Transmisión	22%
	Generación	3%

**Figura Nro. 97:** Energía no suministrada durante el 2019



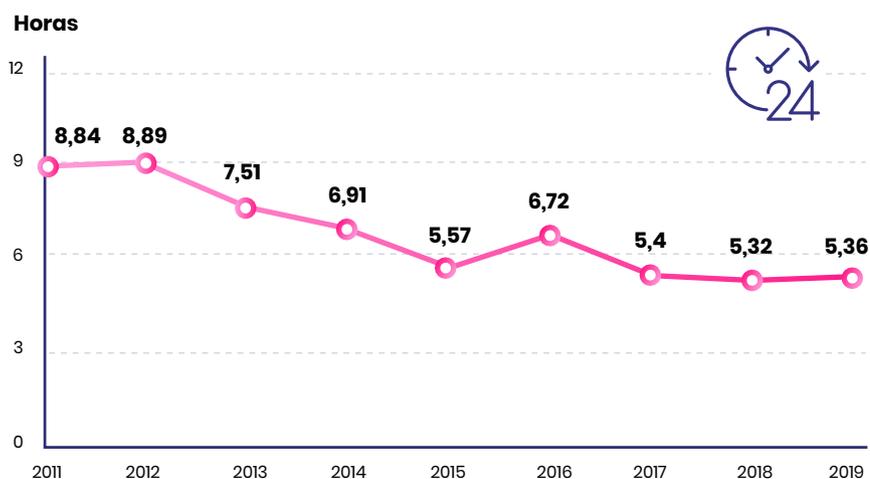
La energía no suministrada correspondió a 5,36 horas de desconexión de la energía eléctrica total demandada del sistema (energía suministrada más energía no suministrada); con respecto a 2018, la ENS se incrementó en 0,04 horas.

En cuanto a la ENS provocada por fallas, correspondió a 2,72 horas de la energía eléctrica total demandada en el sistema; esta energía no suministrada se redujo en 0,17 horas, con respecto al 2018.

### 2.9.10 Histórico de las horas equivalentes a desconexión

En la figura Nro. 98 se muestra la evolución de los últimos 9 años de las horas equivalentes de desconexión de demanda por fallas y mantenimientos.

**Figura Nro. 98:** Horas equivalentes de desconexión, 2011 - 2019



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

El Ecuador, como suscriptor de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), ha ratificado el compromiso de reducir sus emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) para alcanzar un desarrollo sustentable; siendo prioritario promover la mitigación al cambio climático a través de la energía renovable y de la eficiencia energética.

La utilización de recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos y biocombustibles para la generación eléctrica, permite que la energía provenga de origen renovable con un bajo contenido de carbono. Por otra parte, no únicamente se requiere disponer de energía suficiente, es necesario fomentar su óptimo aprovechamiento a través de la eficiencia energética; misma que, a más de disminuir los impactos ambientales, garantiza seguridad y suficiencia energética; y, reorienta fuertes inversiones a otros sectores prioritarios.

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, se calculó con datos estadísticos de la operación del sistema eléctrico continental para el período 2016-2019, dando como resultado el Factor de Emisión del Margen de Operación (OM). Por otra parte, se establece el cálculo de las emisiones de los proyectos ingresados en los últimos 5 años o que corresponda al 20 % de la

producción energética del último año de la estadística, determinando con ello el Factor de Emisión del Margen de Construcción (BM). Con estos dos indicadores se establece el Factor de Emisión de Margen Combinado (CM); el cual, debe ser considerado para el cálculo de la línea base de un nuevo proyecto de energía renovable que ingrese a la red eléctrica y desplace generación de mayor costo con base a combustibles fósiles.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> emitidas al ambiente por parte del SNI, se presentan en la figura Nro. 99, se puede evidenciar las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente emitidas debido al abastecimiento de la demanda eléctrica del país, desde el año 2013 al 2019. Se identifica el incremento de la generación hidroeléctrica desde el año 2016 cuando empezaron a ingresar los grandes proyectos hidroeléctricos; para el 2019 las emisiones representaron 1.928 miles de toneladas de CO<sub>2</sub>.

**Figura Nro. 99:** Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (Miles de Toneladas) y la demanda de energía (GWh)



En el anexo F.15., se presenta un resumen del análisis efectuado por la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero -CTFE, en relación al factor de emisiones de gases de efecto invernadero.

# Capítulo 03



# Indicadores

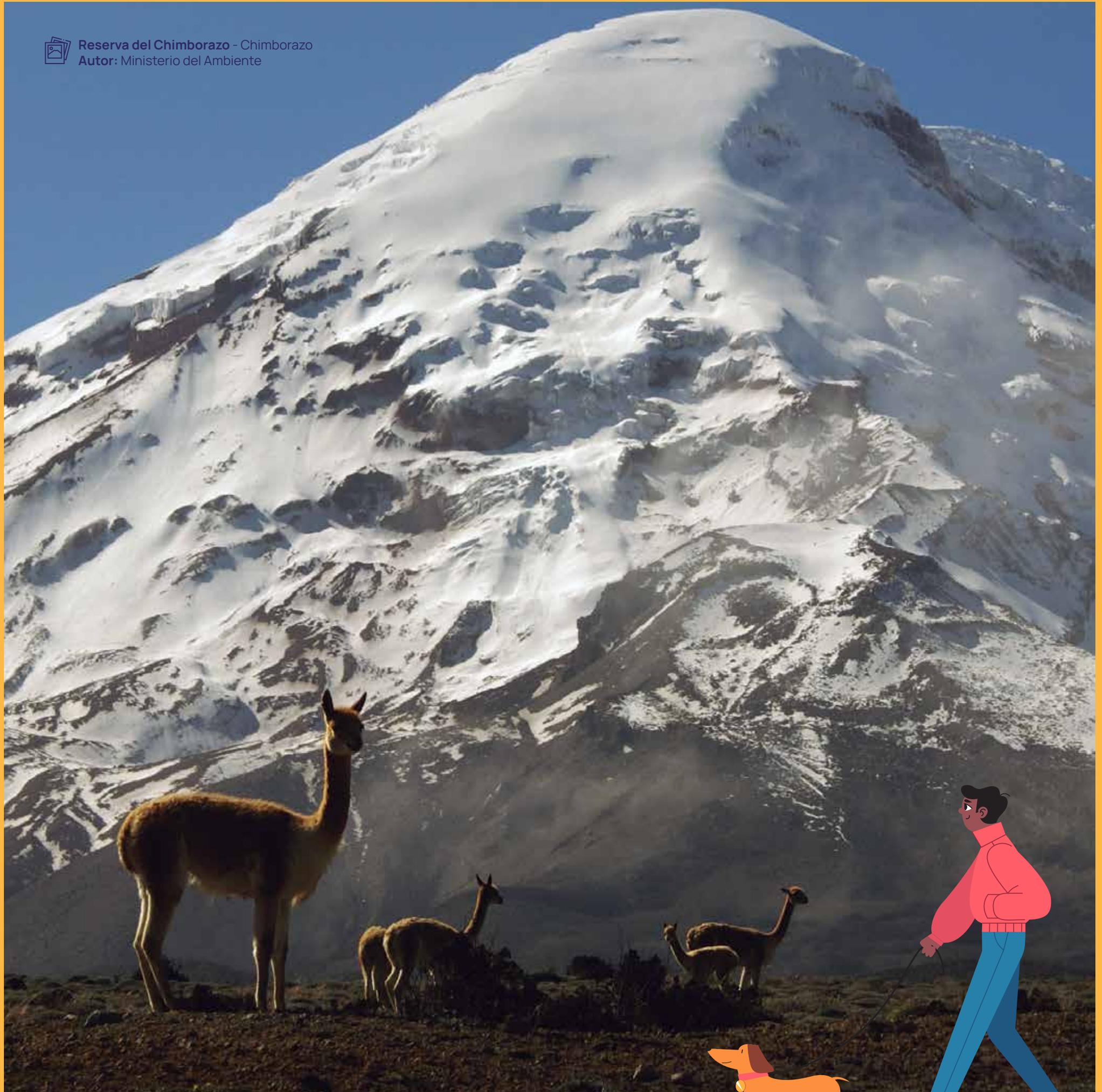
del Sector Eléctrico Ecuatoriano



Vía Riobamba, Macas- Chimborazo  
Autor: Ministerio de Obras Públicas



Reserva del Chimborazo - Chimborazo  
Autor: Ministerio del Ambiente





En este capítulo se presentan varios indicadores, los cuales han sido calculados con base en la información reportada por los diferentes participantes del sector. Los resultados obtenidos pretenden brindar una idea general de la situación acontecida en 2019, con relación a las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano.

## 3.1 Balance nacional de energía

En la tabla Nro. 80, se presenta la siguiente información relevante de 2019:

- **Potencia nominal en generación.-** Esta se presenta por tipo de energía: renovable (5.276,74 MW) y no renovable (3.408,27 MW), equivalente al 60,76 % y 39,24 % respectivamente. Las centrales hidráulicas son las que más destacaron con 5.076,40 MW, que representó el 58,45 % del total de la potencia nominal en generación.
- **Potencia efectiva en generación.-** También está segmentada por tipo de energía: renovable (5.237,42 MW) y no renovable (2.835,39 MW) con una equivalencia del 64,88 % y 35,12 % respectivamente. Predominaron las centrales hidráulicas, con 5.046,63 MW, que representan el 62,51 % 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 32.289,79 GWh; de los cuales, 25.218,44 GWh (78,10 %) se generaron con fuentes renovables de energía, mientras que 7.065,52 GWh (21,88 %) se produjeron a partir de fuentes no renovables. Por otra parte, se importó 5,83 GWh de Colombia y Perú, que corresponden al 0,02 % del total. Cabe señalar también, que la generación de energía eléctrica en base al recurso hídrico fue la más representativa, con 24.640,57 GWh, equivalente al 76,31 % de la producción total de energía e importaciones.
- **Producción e importaciones del SNI.-** La producción total de electricidad e importaciones para el SNI fue 28.169,97 GWh. La desagregación por tipo de energía es la siguiente: renovable con 25.186,96 GWh (89,41 %) y no renovable con 2.977,18 GWh (10,57 %). Por otra parte, la importación alcanzó los 5,83 GWh que representan el 0,02 % de la producción final. Es claro que el mayor aporte de energía corresponde a la producida a partir de fuentes renovables, especialmente de la generación hidráulica (24.619,13 GWh) que representó el 87,39 % 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 26.573,70 GWh. La generación de energía renovable 23.660,05 GWh (89,04 %); la energía no renovable 2.907,82 GWh (10,94 %); y, la obtenida por importación 5,83 GWh (0,02 %).
- **Energía disponible para servicio público.-** Los clientes regulados y no regulados demandaron 25.280,58 GWh. Esta cifra contempla las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones con Colombia y Perú, que alcanzaron un valor de 1.826,64 GWh. Cabe señalar que las empresas distribuidoras entregaron 1.427,07 GWh a los clientes no regulados, por lo que la energía disponible para servicio público fue 26.707,65 GWh.
- **Consumo de energía para servicio público.-** De la energía disponible en los sistemas de distribución (24.881,01 GWh), el 88 % (21.895,70 GWh) correspondió al consumo de energía de clientes regulados y no regulados a nivel nacional, y el 12 % (2.985,31 GWh) correspondió a las pérdidas de energía en los sistemas de distribución. Las pérdidas técnicas alcanzaron un valor de 1.737,67 GWh (6,98 %), mientras que las pérdidas no técnicas fueron de 1.247,65 GWh (5,01 %). Con respecto a los valores facturados y recaudados, la facturación alcanzó un monto de 1.916,95 MUSD, mientras que el valor recaudado fue 1.872,24 MUSD (incluyendo la recaudación por concepto de subsidios), obteniéndose un indicador de recaudación de 97,67 %.

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

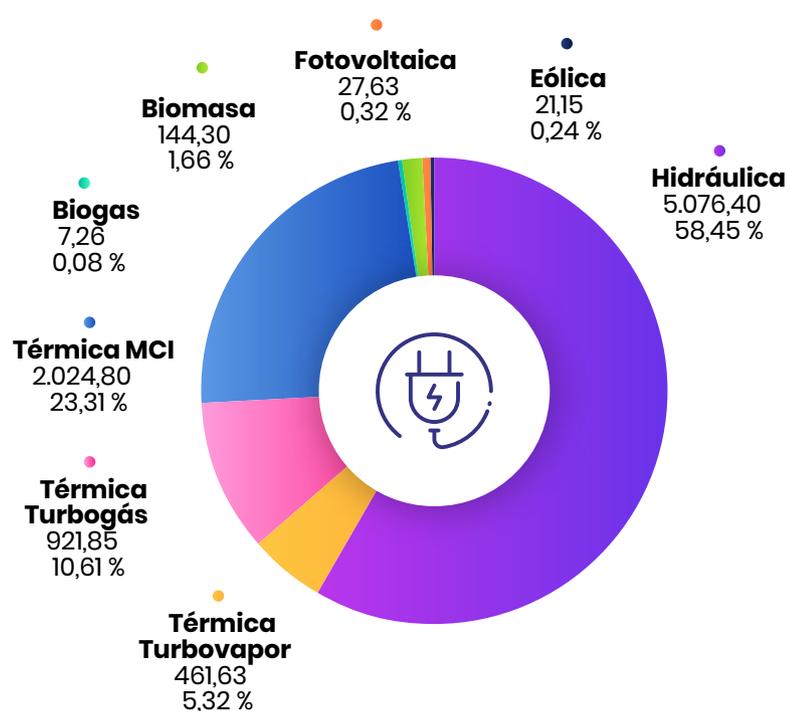
Potencia nominal en generación de energía eléctrica		MW	%
Renovable	Hidráulica	5.076,40	58,45
	Eólica	21,15	0,24
	Fotovoltaica	27,63	0,32
	Biomasa	144,30	1,66
	Biogas	7,26	0,08
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>5.276,74</b>	<b>60,76</b>
No Renovable	Térmica MCI	2.024,80	23,31
	Térmica Turbogás	921,85	10,61
	Térmica Turbovapor	461,63	5,32
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>3.408,27</b>	<b>39,24</b>
<b>Total Potencia Nominal</b>		<b>8.685,01</b>	<b>100,00</b>

Potencia efectiva en generación de energía eléctrica		MW	%
Renovable	Hidráulica	5.046,63	62,51
	Eólica	21,15	0,26
	Fotovoltaica	26,74	0,33
	Biomasa	136,40	1,69
	Biogas	6,50	0,08
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>5.237,42</b>	<b>64,88</b>
No Renovable	Térmica MCI	1.628,34	20,17
	Térmica Turbogás	775,55	9,61
	Térmica Turbovapor	431,50	5,35
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>2.835,39</b>	<b>35,12</b>
<b>Total Capacidad Efectiva</b>		<b>8.072,81</b>	<b>100,00</b>

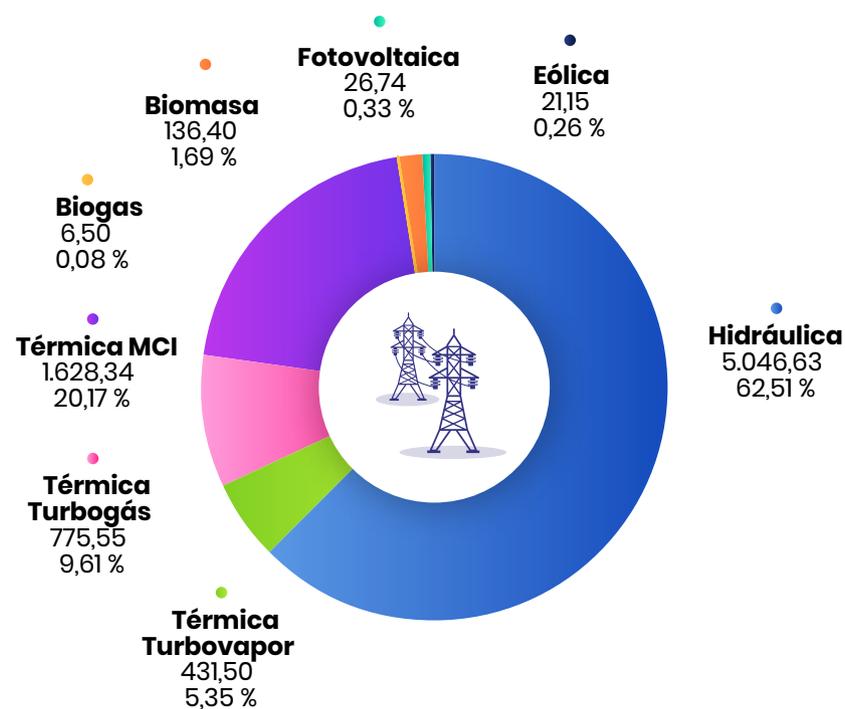
Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	540,00	83,08
	Perú	110,00	16,92
<b>Total Interconexiones</b>		<b>650,00</b>	<b>100,00</b>

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

**Figura Nro. 100:** Potencia nominal (MW)



**Figura Nro. 101:** Potencia efectiva (MW)

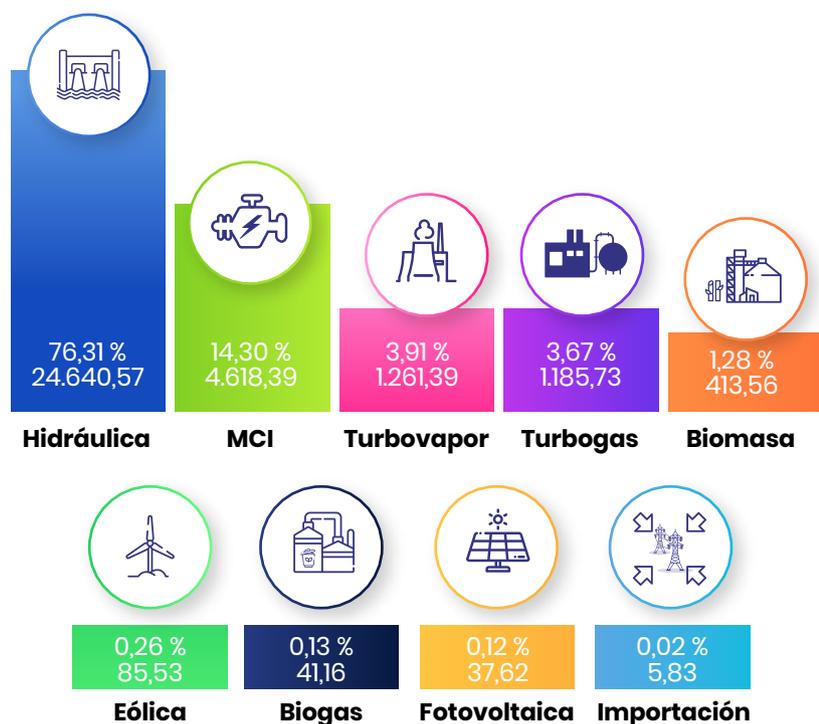


**Tabla Nro. 80:** Balance nacional de energía eléctrica (2/3)

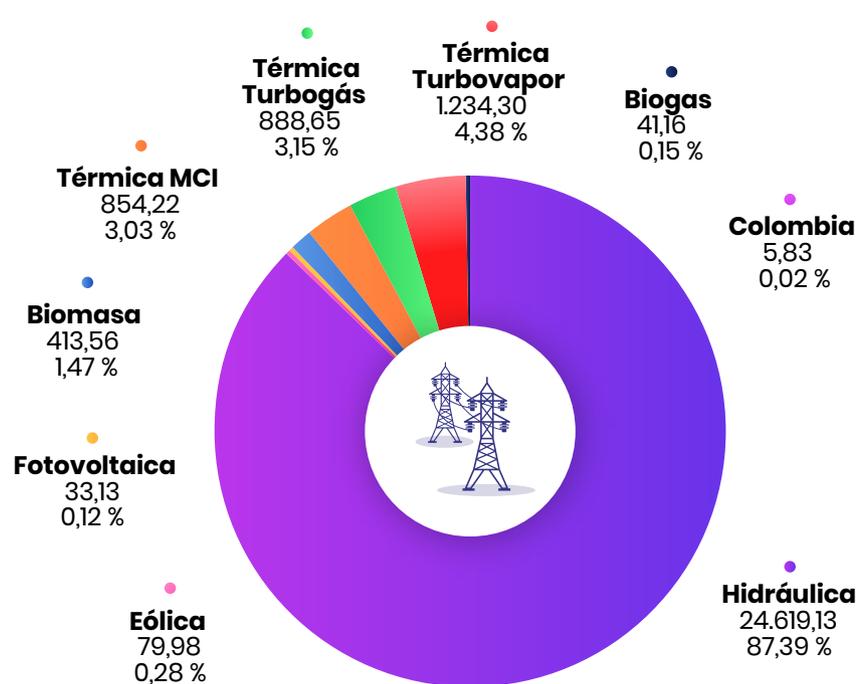
Producción de Energía e Importaciones		GWh	%
Renovable	Hidráulica	24.640,57	76,31
	Eólica	85,53	0,26
	Fotovoltaica	37,62	0,12
	Biomasa	413,56	1,28
	Biogas	41,16	0,13
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>25.218,44</b>	<b>78,10</b>
No Renovable	Térmica MCI	4.618,39	14,30
	Térmica Turbogás	1.185,73	3,67
	Térmica Turbovapor	1.261,39	3,91
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>7.065,52</b>	<b>21,88</b>
<b>Total Producción Nacional</b>		<b>32.283,96</b>	<b>99,98</b>
Interconexiones	Colombia	5,83	0,02
	Perú	-	-
	<b>Importación</b>	<b>5,83</b>	<b>0,02</b>
<b>Total Producción Nacional + Importación</b>		<b>32.289,79</b>	<b>100,00</b>

Producción e Importaciones SNI		GWh	%
Renovable	Hidráulica	24.619,13	87,39
	Eólica	79,98	0,28
	Fotovoltaica	33,13	0,12
	Biomasa	413,56	1,47
	Biogas	41,16	0,15
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>25.186,96</b>	<b>89,41</b>
No Renovable	Térmica MCI	854,22	3,03
	Térmica Turbogás	888,65	3,15
	Térmica Turbovapor	1.234,30	4,38
<b>Total Energía No Renovable SNI</b>		<b>2.977,18</b>	<b>10,57</b>
<b>Total Producción Nacional SNI</b>		<b>28.164,14</b>	<b>99,98</b>
Interconexión	Colombia	5,83	0,02
	Perú	-	-
	<b>Importación</b>	<b>5,83</b>	<b>0,02</b>
<b>Total Producción SNI + Importación</b>		<b>28.169,97</b>	<b>100,00</b>

**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	%
Renovable	Hidráulica	23.317,18	87,75
	Eólica	83,47	0,31
	Fotovoltaica	37,04	0,14
	Biomasa	181,92	0,68
	Biogas	40,44	0,15
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>23.660,05</b>	<b>89,04</b>
No Renovable	Térmica MCI	909,73	3,42
	Térmica Turbogas	867,20	3,26
	Térmica Turbovapor	1.130,89	4,26
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>2.907,82</b>	<b>10,94</b>
<b>Total Producción Nacional</b>		<b>26.567,87</b>	<b>99,98</b>
Exportación	Importación	5,83	0,02
<b>Total Energía Entregada para Servicio Público</b>		<b>26.573,70</b>	<b>100,00</b>

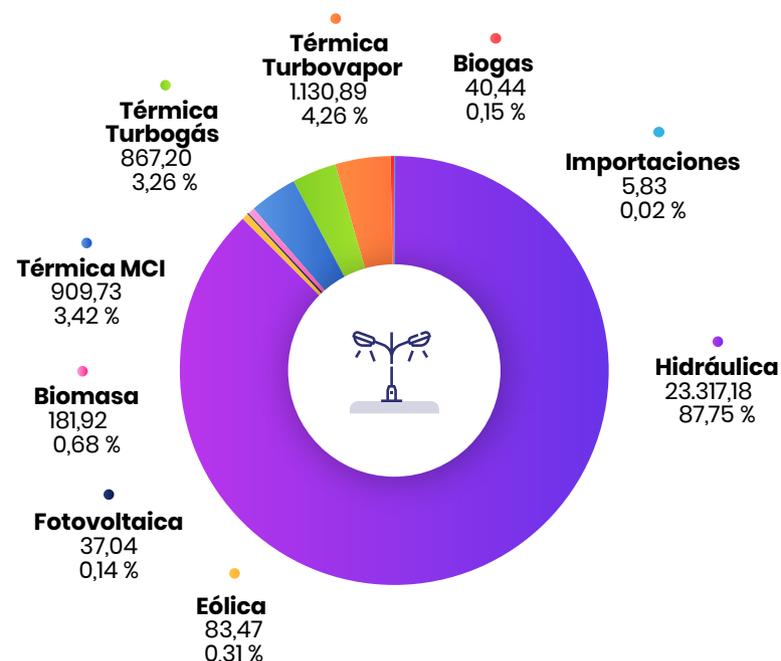
Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		1.293,13	4,87
<b>Total Energía Disponible para Servicio Público</b>		<b>25.280,58</b>	<b>95,13</b>
Energía Entregada a Clientes No Regulados		1.427,07	5,34
<b>Total Energía Disponible + Exportaciones</b>		<b>26.707,65</b>	
Interconexión	Colombia	1.765,22	6,61
	Perú	61,42	0,23
	<b>Exportación</b>	<b>1.826,64</b>	<b>6,84</b>
<b>Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución</b>		<b>24.881,01</b>	<b>93,16</b>



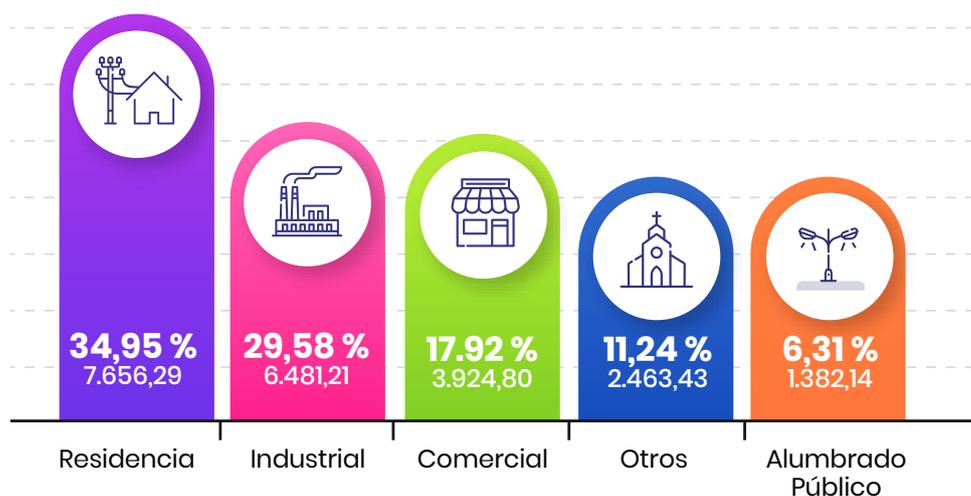
Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional <sup>(1)</sup>		21.895,70	88,00
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.737,67	6,98
	No Técnicas	1.247,65	5,01
<b>Total Pérdidas de Energía en Distribución</b>		<b>2.985,31</b>	<b>12,00</b>
Facturación y Recaudación por Servicio Eléctrico		GWh	%
Energía Facturada a Nivel Nacional	Residencial	7.656,29	34,95
	Industrial	6.481,21	29,58
	Comercial	3.924,80	17,92
	Otros	2.463,43	11,24
	Alumbrado Público	1.382,14	6,31
<b>Total Energía Facturada <sup>(1)</sup></b>		<b>21.907,87</b>	<b>100,00</b>
Valores Facturados y Recaudados	USD Facturación (millones)	1.916,95	
	USD Recaudación (millones)	1.872,24	97,67

**Nota:** (1) El consumo de energía (21.895,70 GWh) empleado para el cálculo de las pérdidas de energía, difiere de la energía facturada (21.907,87 GWh), puesto que para el cálculo de las pérdidas de energía de la empresas eléctricas Centro Sur y Quito, no se considera la facturación comercial, sino el consumo promedio real calculado, metodología que permite obtener el consumo de energía de acuerdo al número de días del mes calendario, esto para que se corresponda con el número de días de la compra de energía, evitándose de esta manera que se presenten distorsiones en los valores de pérdidas de energía.

**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.

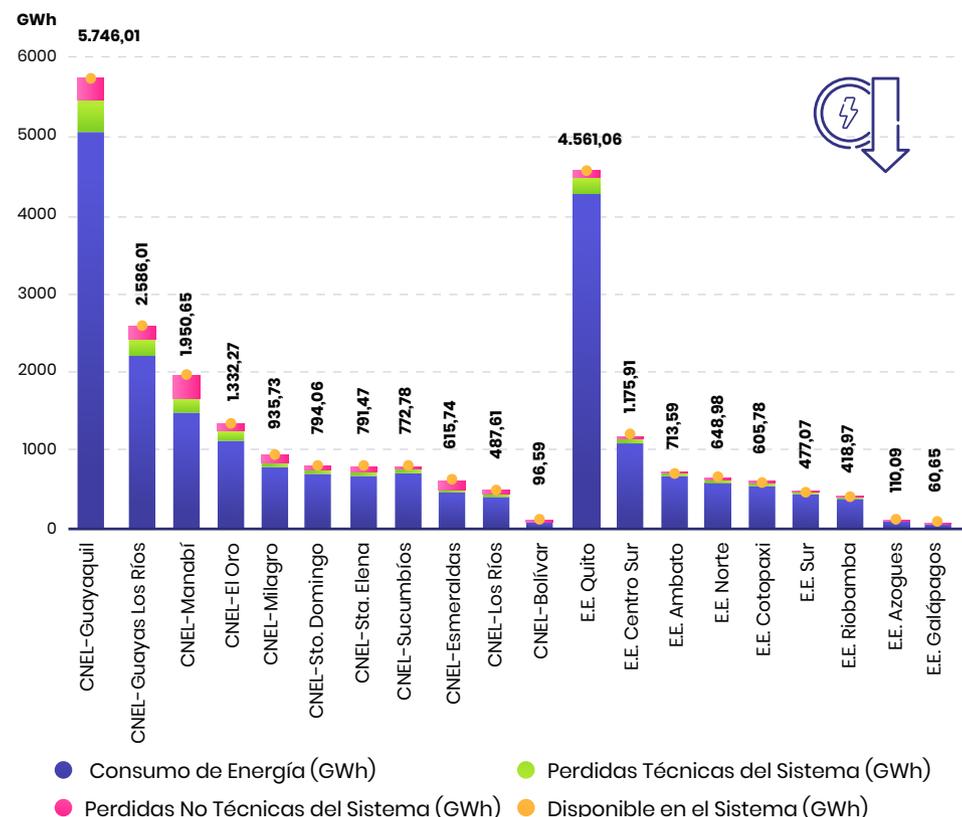
Los valores de demanda de la tabla Nro. 81, corresponden a los máximos registrados por cada empresa distribuidora en 2019.

El valor total, 4,16 GW, corresponde a la demanda máxima no coincidente del sistema de distribución.

La energía disponible en los sistemas de distribución, a nivel nacional, fue 24.881,01 GWh. De esta cantidad, CNELEP demandó 16.108,91 GWh (64,74 %) y el grupo de empresas eléctricas 8.772,10 GWh (35,26 %). Las pérdidas totales del sistema fueron 2.985,31 GWh; de los cuales, 2.395,42 GWh correspondieron a la CNELEP y 589,90 GWh al grupo de empresas eléctricas.

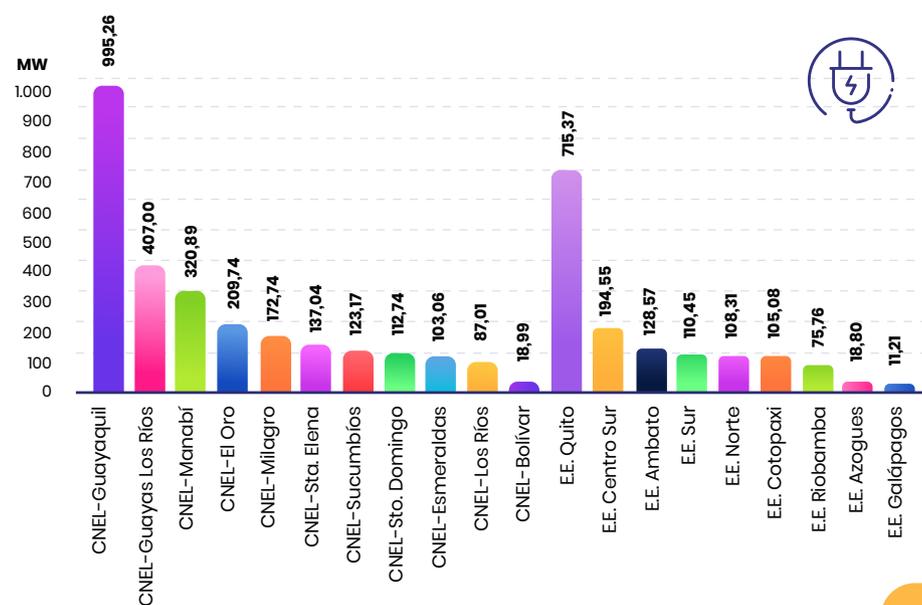
En la figura Nro. 106 se aprecia que la energía correspondiente a las pérdidas de distribución, con respecto a la energía disponible, es bastante reducida. Mientras que la energía que ha sido entregada y facturada a clientes finales representa la mayor cantidad.

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



En la figura Nro. 107 se presenta la demanda máxima anual registrada por cada empresa distribuidora en 2019.

**Figura Nro. 107: Demanda máxima anual por empresa distribuidora**



**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)	Pérdidas No Técnicas (MWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)
CNEL-Guayaquil	5.746.006,99	5.045.082,70	700.924,29	438.245,67	262.678,62	12,20	995,26	65,91
CNEL-Guayas Los Rios	2.586.005,94	2.210.163,59	375.842,35	215.940,00	159.902,35	14,53	407,00	72,53
CNEL-Manabí	1.950.653,44	1.488.378,95	462.274,49	189.580,44	272.694,05	23,70	320,89	69,39
CNEL-EI Oro	1.332.272,94	1.125.838,28	206.434,66	123.340,09	83.094,57	15,49	209,74	72,51
CNEL-Milagro	935.733,44	794.528,89	141.204,55	46.614,73	94.589,82	15,09	172,74	61,84
CNEL-Sto. Domingo	794.056,22	702.019,66	92.036,56	59.386,33	32.650,23	11,59	112,74	80,40
CNEL-Sta. Elena	791.465,71	675.485,75	115.979,96	48.679,33	67.300,63	14,65	137,04	65,93
CNEL-Sucumbios	772.777,56	712.292,25	60.485,31	59.839,14	646,17	7,83	123,17	71,62
CNEL-Esmeraldas	615.738,68	464.285,73	151.452,95	43.573,48	107.879,47	24,60	103,06	68,20
CNEL-Los Rios	487.605,50	405.427,90	82.177,60	32.475,56	49.702,04	16,85	87,01	63,97
CNEL-Bolívar	96.590,01	89.987,72	6.602,29	6.324,63	277,67	6,84	18,99	58,06
<b>Total CNELEP</b>	<b>16.108.906,43</b>	<b>13.713.491,41</b>	<b>2.395.415,02</b>	<b>1.263.999,41</b>	<b>1.131.415,61</b>	<b>14,87</b>	<b>2.687,63</b>	<b>68,42</b>
E.E. Quito	4.561.063,77	4.276.974,03	284.089,74	221.483,21	62.606,53	6,23	715,37	72,78
E.E. Centro Sur	1.175.905,67	1.099.599,59	76.306,08	70.079,48	6.226,60	6,49	194,55	69,00
E.E. Ambato	713.591,70	672.209,31	41.382,38	40.637,50	744,88	5,80	128,57	63,36
E.E. Norte	648.978,38	589.947,75	59.030,63	40.285,71	18.744,91	9,10	108,31	68,40
E.E. Cotopaxi	605.784,49	553.390,86	52.393,63	42.945,02	9.448,61	8,65	105,08	65,81
E.E. Sur	477.070,95	444.880,22	32.190,73	25.481,65	6.709,08	6,75	110,45	49,31
E.E. Riobamba	418.970,91	386.449,53	32.521,39	23.620,28	8.901,10	7,76	75,76	63,13
E.E. Azogues	110.088,21	102.871,23	7.216,98	5.280,47	1.936,51	6,56	18,80	66,85
E.E. Galápagos	60.650,56	55.885,46	4.765,10	3.853,86	911,24	7,86	11,21	61,77
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>8.772.104,64</b>	<b>8.182.207,99</b>	<b>589.896,65</b>	<b>473.667,20</b>	<b>116.229,45</b>	<b>6,72</b>	<b>1.468,10</b>	<b>68,21</b>
<b>Total general</b>	<b>24.881.011,07</b>	<b>21.895.699,40</b>	<b>2.985.311,67</b>	<b>1.737.666,60</b>	<b>1.247.645,07</b>	<b>12,00</b>	<b>4.155,73</b>	<b>68,35</b>

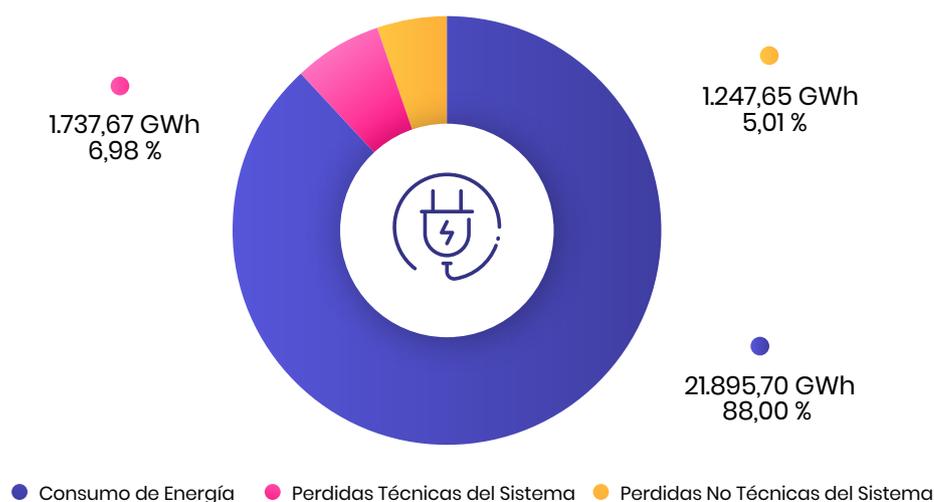
En la tabla Nro. 82 se presenta el balance de energía a nivel nacional del sistema eléctrico de distribución.

**Tabla Nro. 82:** Balance de energía del sistema eléctrico de distribución

Distribuidora	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía de Clientes (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Perdidas Técnicas (GWh)	Perdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Demanda Máxima (GW)	Factor de Carga (%)
Sistema Eléctrico de Distribución	24.881,01	21.895,70	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00	4,16	68,35

Del total de energía disponible en el sistema de distribución, el 88 % corresponde al consumo de clientes regulados y no regulados, mientras que el 12 % corresponde a pérdidas en el sistema.

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



**Tabla Nro. 83:** Consumo per cápita anual por provincia

Provincia	Energía Facturada (GWh)	Población (1)	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Guayas	7.275,58	4.327.845	1.681,11
Pichincha	3.999,67	3.172.200	1.260,85
Manabi	1.540,58	1.549.796	994,06
Azuay	1.041,11	867.239	1.200,48
El Oro	977,46	707.204	1.382,15
Los Ríos	702,03	910.770	770,81
Sucumbios	580,09	225.481	2.572,69
Tungurahua	546,69	584.114	935,92
Santo Domingo de los Tsáchilas	489,65	502.504	974,42
Cotopaxi	482,87	482.615	1.000,52
Esmeraldas	479,75	583.417	822,32
Santa Elena	429,57	392.611	1.094,13
Imbabura	348,44	470.129	741,16
Chimborazo	345,32	519.777	664,35
Loja	290,19	516.231	562,13
Cañar	206,87	276.819	747,31
Zamora Chinchipe	145,50	117.899	1.234,11
Orellana	132,03	159.479	827,88
Carchi	100,94	185.523	544,08
Bolivar	90,84	208.384	435,91
Napo	85,84	130.976	655,41
Morona Santiago	72,95	192.301	379,34
Pastaza	59,80	111.270	537,47
Galápagos	55,89	32.320	1.729,13
<b>Total general</b>	<b>20.479,65</b>	<b>17.267.986</b>	<b>1.185,99</b>

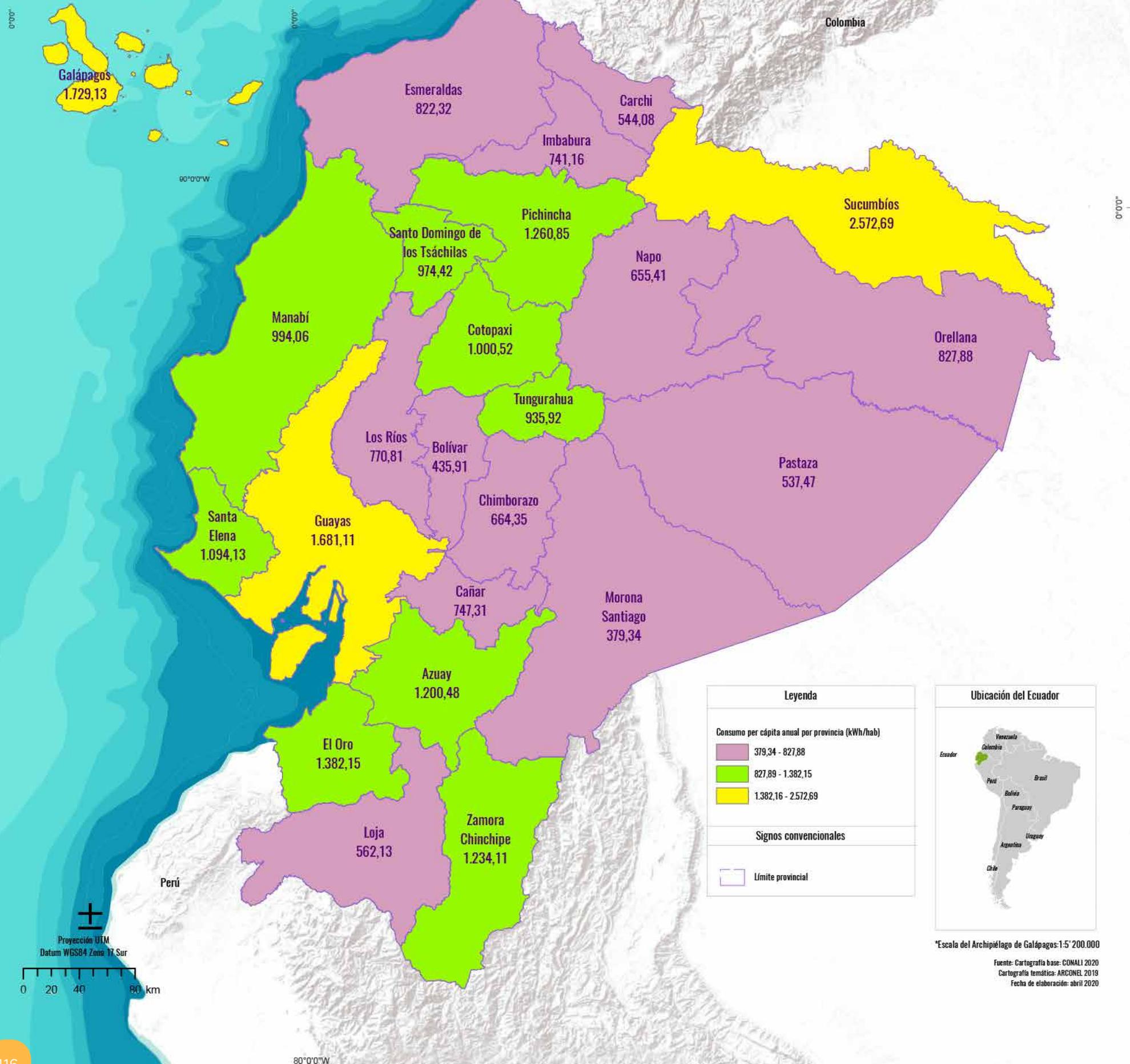
## 3.2 Consumo per cápita anual

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 (20.479,65 GWh) y la población proyectada por el INEC para 2019.

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

**Nota:** (1) Proyección poblacional del Ecuador para 2019 obtenida a partir del VII censo de población y VI de Vivienda 2010 - INEC. El valor total de población (17.267.986) incluye la población de las zonas no delimitadas (41.082) que fue proyectada por el INEC para 2019.

Mapa Nro. 17: Consumo per cápita por provincia



**Leyenda**

Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab)

- 379,34 - 827,88
- 827,89 - 1.382,15
- 1.382,16 - 2.572,69

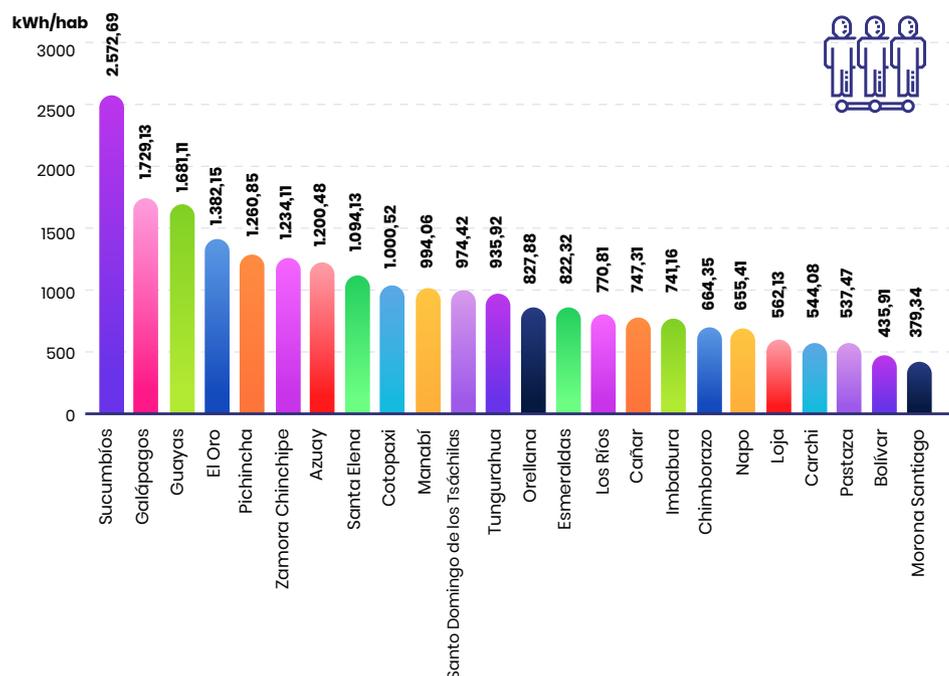
Signos convencionales

- Límite provincial



\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000  
 Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
 Cartografía temática: ARCONEL 2019  
 Fecha de elaboración: abril 2020

**Figura Nro. 109:** Consumo per cápita anual por provincia (kWh/hab)

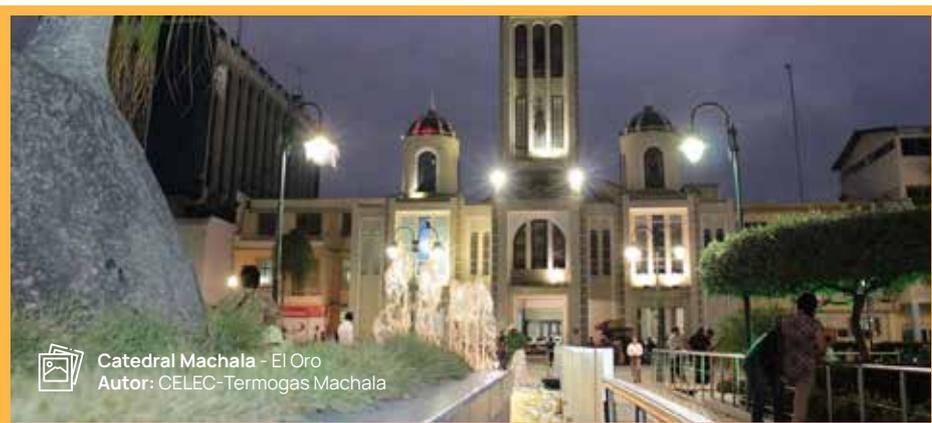


Sucumbios presenta el mayor consumo per cápita de energía eléctrica a nivel nacional, debido a que en esta provincia la CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbios sirve a la carga Petroamazonas EP que tiene un gran consumo de energía eléctrica.

Por otro lado, Galápagos y Zamora Chinchipe 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

En la tabla Nro. 84 se presentan los valores de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución.



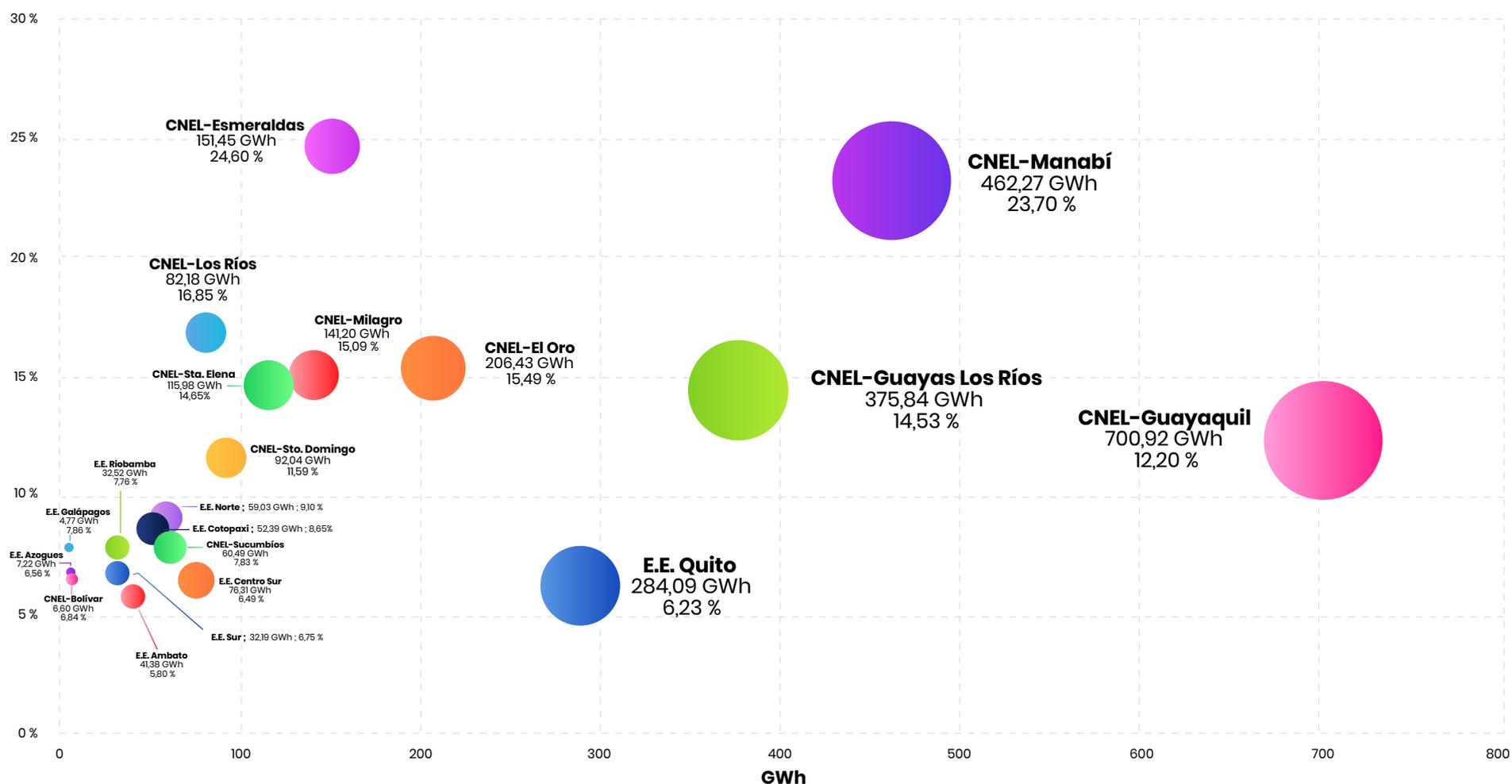
**Tabla Nro. 84:** Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

Empresa	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
CNEL-Guayaquil	700,92	438,25	262,68	12,20	7,63	4,57
CNEL-Manabí	462,27	189,58	272,69	23,70	9,72	13,98
CNEL-Guayas Los Ríos	375,84	215,94	159,90	14,53	8,35	6,18
CNEL-El Oro	206,43	123,34	83,09	15,49	9,26	6,24
CNEL- Esmeraldas	151,45	43,57	107,88	24,60	7,08	17,52
CNEL-Milagro	141,20	46,61	94,59	15,09	4,98	10,11
CNEL-Sta. Elena	115,98	48,68	67,30	14,65	6,15	8,50
CNEL-Sto.Domingo	92,04	59,39	32,65	11,59	7,48	4,11
CNEL-Los Ríos	82,18	32,48	49,70	16,85	6,66	10,19
CNEL- Sucumbios	60,49	59,84	0,65	7,83	7,74	0,08
CNEL-Bolívar	6,60	6,32	0,28	6,84	6,55	0,29
<b>Total CNELEP</b>	<b>2.395,42</b>	<b>1.264,00</b>	<b>1.131,42</b>	<b>14,87</b>	<b>7,85</b>	<b>7,02</b>
E.E. Quito	284,09	221,48	62,61	6,23	4,86	1,37
E.E. Centro Sur	76,31	70,08	6,23	6,49	5,96	0,53
E.E. Norte	59,03	40,29	18,74	9,10	6,21	2,89
E.E. Cotopaxi	52,39	42,95	9,45	8,65	7,09	1,56
E.E. Ambato	41,38	40,64	0,74	5,80	5,69	0,10
E.E. Riobamba	32,52	23,62	8,90	7,76	5,64	2,12
E.E. Sur	32,19	25,48	6,71	6,75	5,34	1,41
E.E. Azogues	7,22	5,28	1,94	6,56	4,80	1,76
E.E. Galápagos	4,77	3,85	0,91	7,86	6,35	1,50
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>589,90</b>	<b>473,67</b>	<b>116,23</b>	<b>6,72</b>	<b>5,40</b>	<b>1,32</b>
<b>Total general</b>	<b>2.985,31</b>	<b>1.737,67</b>	<b>1.247,65</b>	<b>12,00</b>	<b>6,98</b>	<b>5,01</b>

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.

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



En la figura Nro. 110 se presentan las pérdidas de energía expresadas en GWh y en porcentaje que registraron las empresas distribuidoras en 2019.

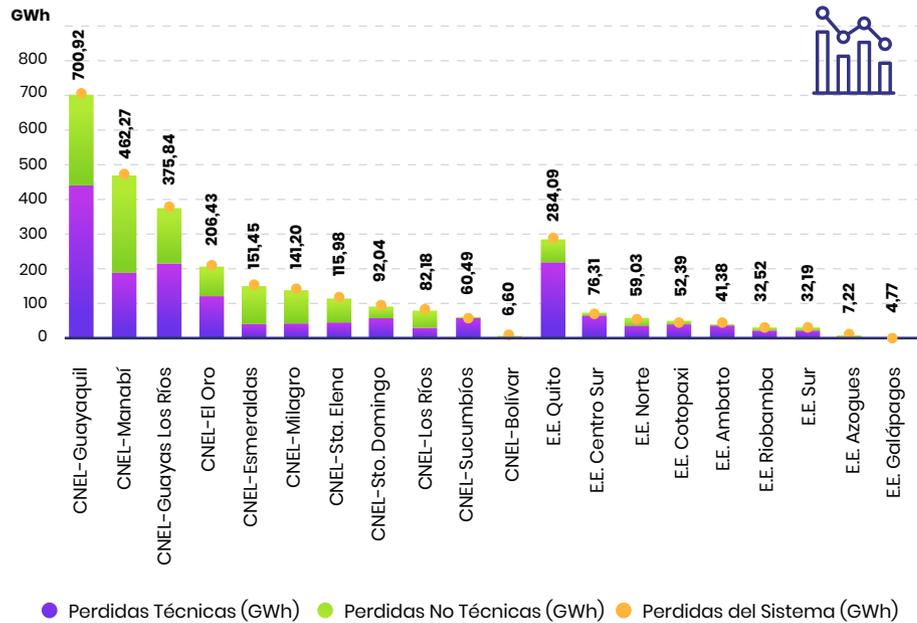
De la tabla Nro. 84 y figura Nro. 110 se aprecia que aunque la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil presenta un indicador de pérdidas porcentuales de 12,20 %, que es el cuarto más bajo de las Unidades de Negocio de CNEL EP, sus pérdidas en energía fueron 700,92 GWh, que son las mayores registradas a nivel nacional.

Por su parte, la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos es la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó a nivel nacional (4,77 GWh).

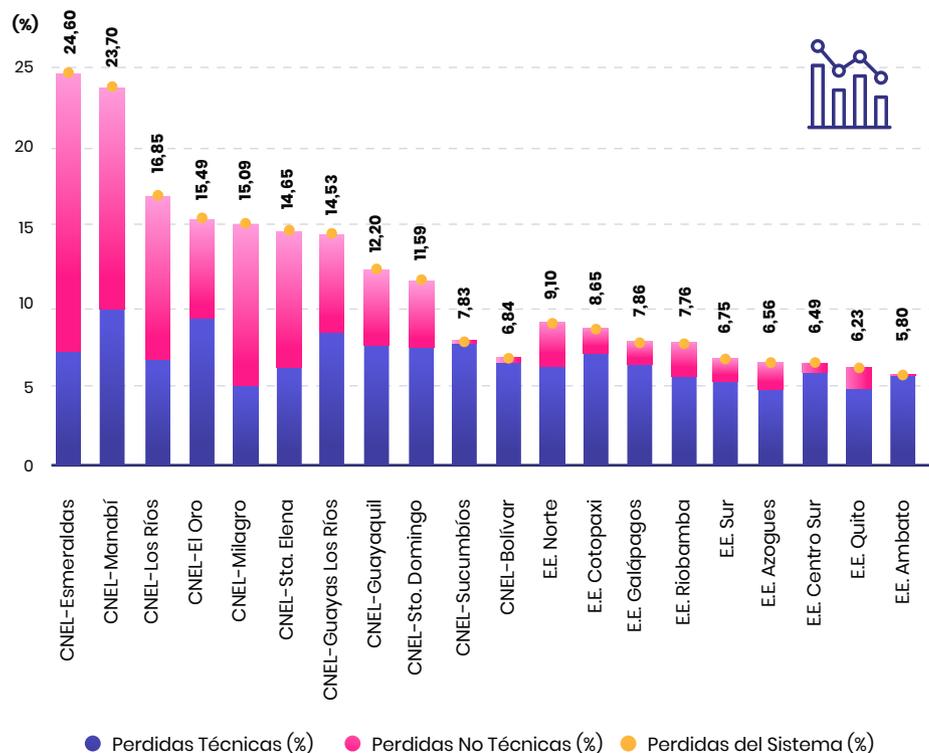
Porcentualmente, la empresa distribuidora que menos pérdidas de energía presentó fue la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte (5,80 %).

En las figuras Nros. 111 y 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



## 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 empresa distribuidora consume.

El valor del consumo promedio mensual de energía eléctrica de los grupos de consumo industrial, otros, comercial y residencial, se lo obtiene de la relación entre el total de energía facturada y el total de clientes regulados por cada grupo de consumo.

Para el cálculo del consumo promedio mensual de energía eléctrica del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), se relaciona el total de energía facturada por concepto de alumbrado público y el total de clientes regulados a nivel nacional (5.273.405), esto considerando lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL 006/18 denominada "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General" que establece que los usuarios del servicio de alumbrado público general son todas las personas que utilizan el SAPG.

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



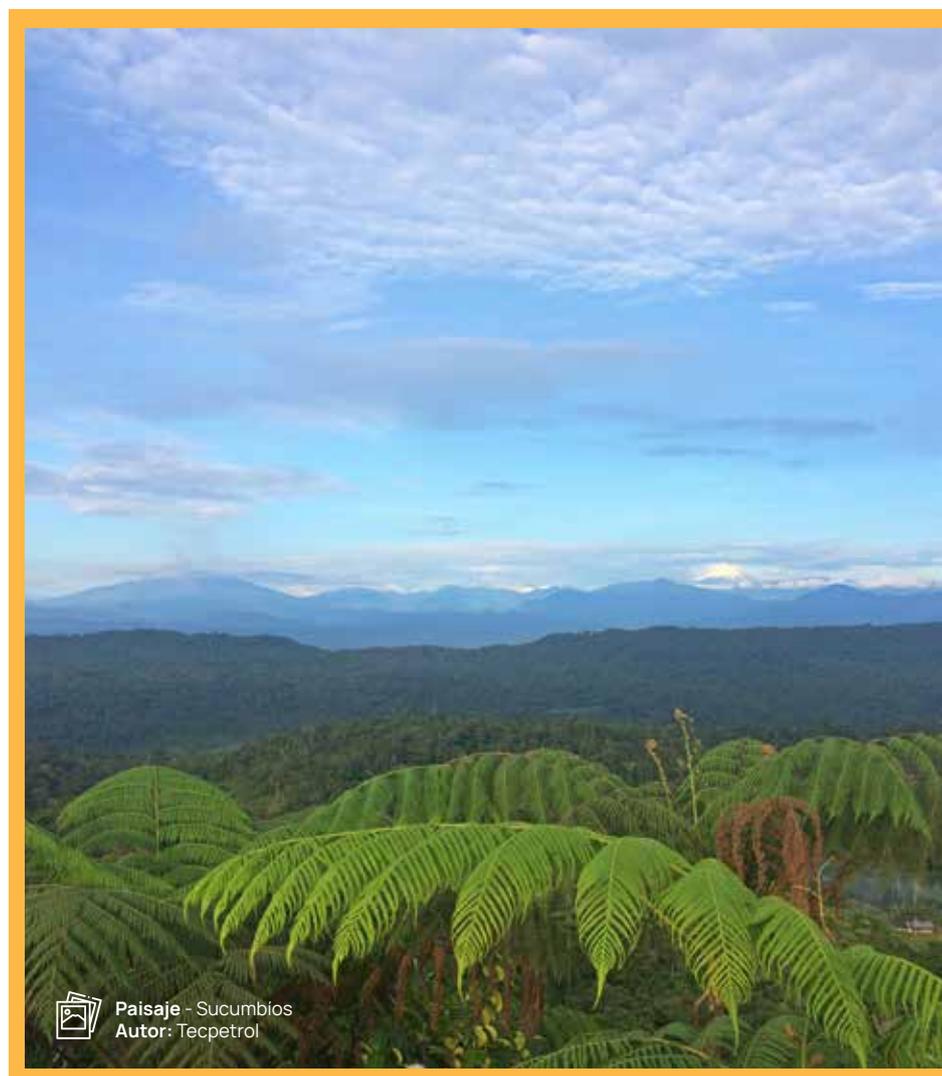
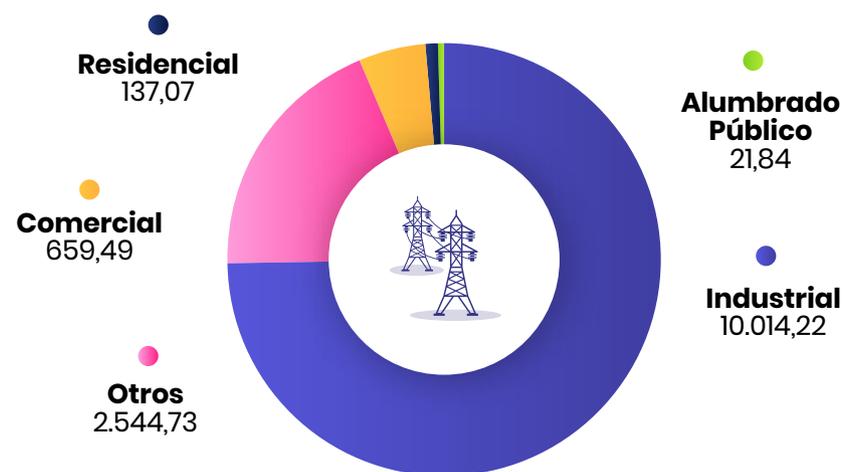
**Tabla Nro. 85:** Consumo promedio mensual de energía eléctrica por distribuidora y grupo de consumo (kWh/cliente)

Empresa	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	Alumbrado Público	Promedio Total
CNEL- Sucumbios	71.360,26	1.785,46	513,84	122,36	21,72	602,32
CNEL- Guayaquil	44.461,30	8.639,62	1.181,53	218,12	20,27	544,91
CNEL-Guayas Los Rios	47.271,01	5.073,67	1.303,64	192,62	24,14	468,59
CNEL-Sta. Elena	49.214,66	5.870,71	1.046,08	144,02	28,73	427,94
CNEL-Milagro	159.297,51	4.131,73	749,00	138,29	23,21	421,75
CNEL-EI Oro	13.962,25	3.817,87	606,70	134,71	27,24	361,11
CNEL-Manabí	25.527,13	4.270,05	1.047,76	159,27	29,52	357,72
CNEL-Esmeraldas	12.671,09	2.907,19	606,28	134,51	25,30	286,19
CNEL-Los Rios	8.799,25	2.959,13	775,56	130,40	24,61	256,02
CNEL-Sto. Domingo	33.574,14	1.979,11	552,79	110,35	20,60	234,08
CNEL-Bolívar	299,43	486,68	308,94	63,78	27,36	113,09
<b>Total CNELEP</b>	<b>35.403,54</b>	<b>4.357,06</b>	<b>927,44</b>	<b>164,18</b>	<b>23,96</b>	<b>413,99</b>
E.E. Galápagos	392,68	1.229,89	842,65	180,93	12,45	357,42
E.E. Cotopaxi	5.116,17	1.208,55	355,29	80,54	19,31	277,57
E.E. Quito	5.030,71	1.608,04	548,73	135,80	18,25	276,48
E.E. Centro Sur	5.026,34	973,23	385,29	96,26	22,97	225,48
E.E. Ambato	1.690,25	1.181,01	340,08	94,59	25,07	200,69
E.E. Norte	3.562,32	1.035,87	315,04	94,73	20,36	192,22
E.E. Azogues	3.889,48	559,68	326,08	76,55	25,95	177,86
E.E. Sur	6.374,96	512,42	337,46	82,02	16,47	176,18
E.E. Riobamba	7.018,10	762,07	281,57	79,86	17,29	159,81
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>4.358,54</b>	<b>1.159,14</b>	<b>446,17</b>	<b>110,02</b>	<b>19,80</b>	<b>236,61</b>
<b>Total general</b>	<b>10.014,22</b>	<b>2.544,73</b>	<b>659,49</b>	<b>137,07</b>	<b>21,84</b>	<b>323,63</b>

El consumo promedio mensual en 2019 fue 323,63 kWh/cliente. Este valor fue calculado, de la relación entre el total de energía facturada y el total de clientes regulados a nivel nacional. El sector industrial es el de mayor consumo mensual con 10.014,22 kWh/cliente, debido a que el número de clientes es considerablemente menor.

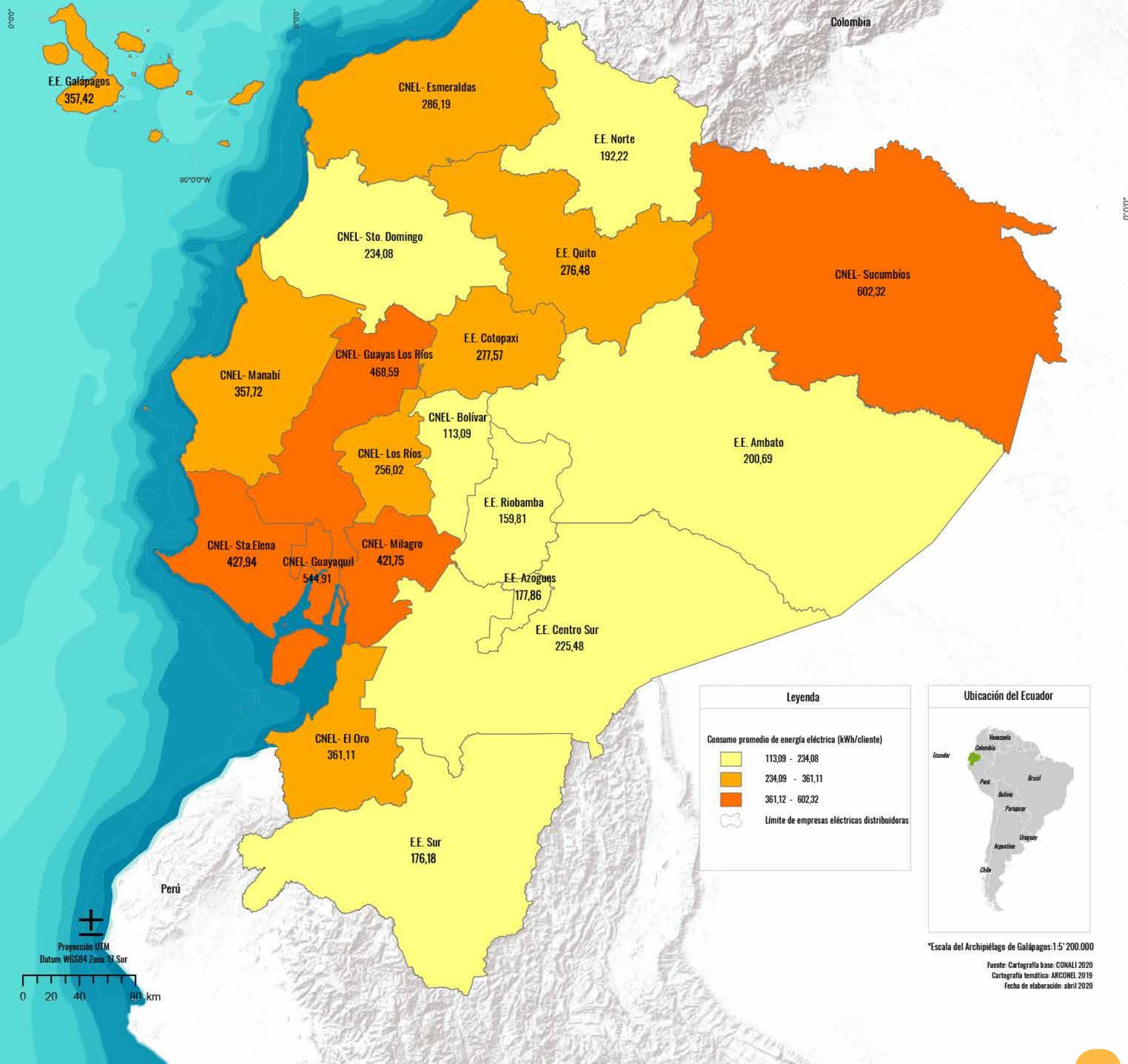
En la figura Nro. 113 se aprecia el consumo de energía eléctrica en un mes promedio durante el 2019.

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



 Paisaje - Sucumbios  
Autor: Tecpetrol

# Mapa Nro. 18: Consumo promedio de energía eléctrica



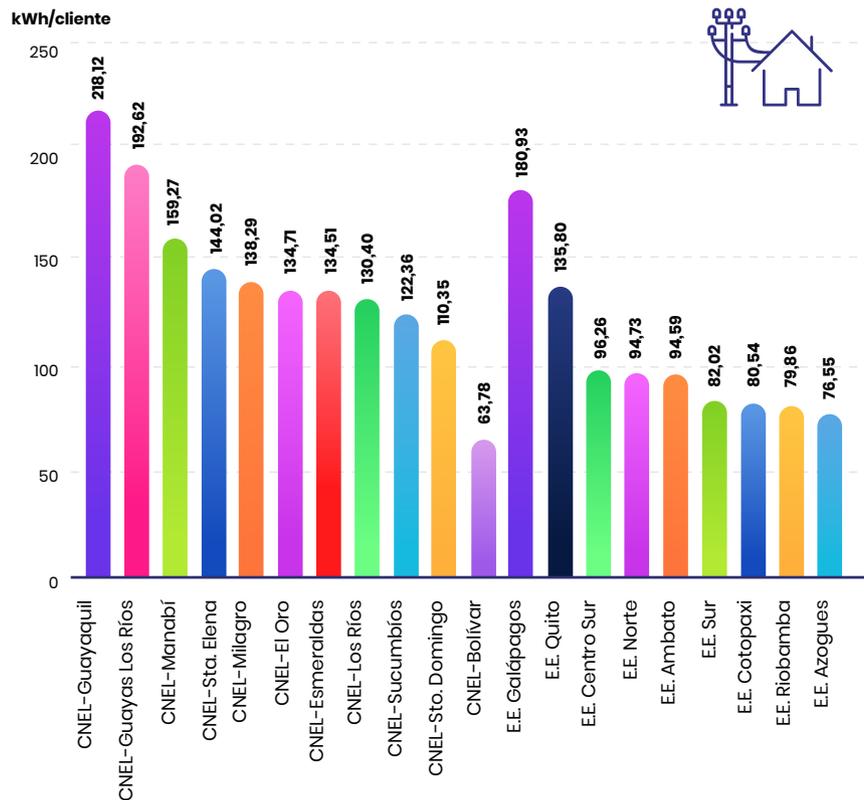
Legenda	
Consumo promedio de energía eléctrica (kWh/cliente)	
	113,09 - 234,08
	234,09 - 361,11
	361,12 - 602,32
	Límite de empresas eléctricas distribuidoras



\*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000  
Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: abril 2020

En la figura Nro. 114 se presenta el consumo promedio mensual de clientes regulados por empresa distribuidora para el grupo de consumo residencial.

**Figura Nro. 114:** Consumo promedio mensual de clientes residenciales



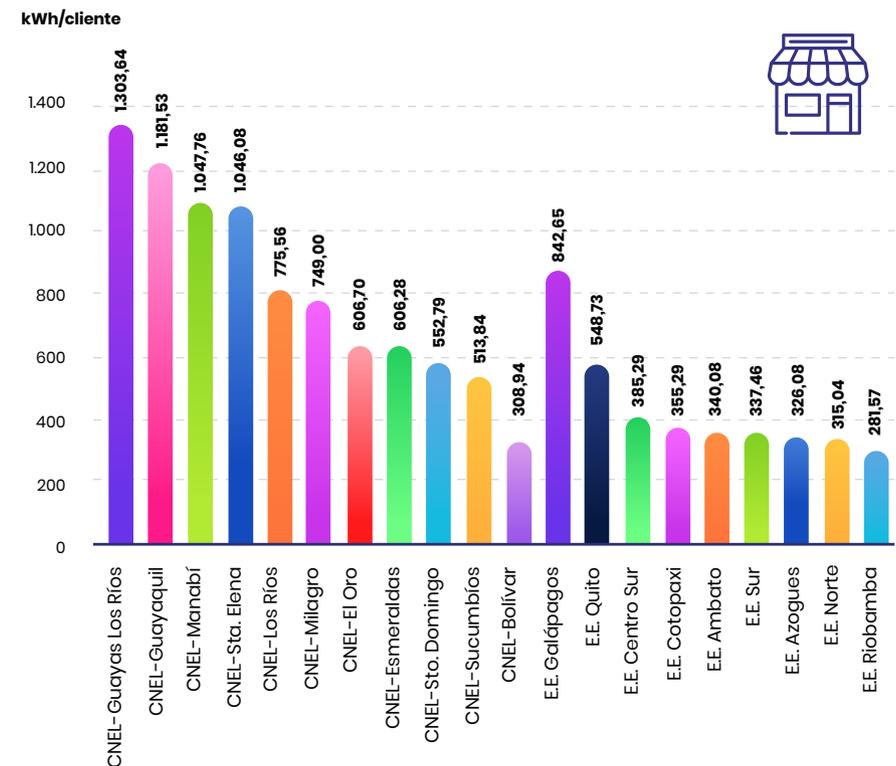
Con respecto a los clientes residenciales, las Unidades de Negocio de CNEL EP que tuvieron un mayor consumo promedio fueron Guayaquil, Guayas Los Ríos y Manabí. Su consumo promedio mensual fue mayor a 150 kWh/cliente. Por su parte, la Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (63,78 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la Galápagos y la Quito son las distribuidoras que mayor consumo promedio tuvieron (superior a 130 kWh/cliente). La Azogues es la que menor consumo promedio presentó (76,55 kWh/cliente).

A nivel nacional el consumo promedio mensual de los clientes residenciales fue 137,07 kWh/cliente.

En la figura Nro. 115 se presenta el consumo promedio mensual de clientes regulados por empresa distribuidora para el grupo de consumo comercial.

**Figura Nro. 115:** Consumo promedio mensual de clientes comerciales



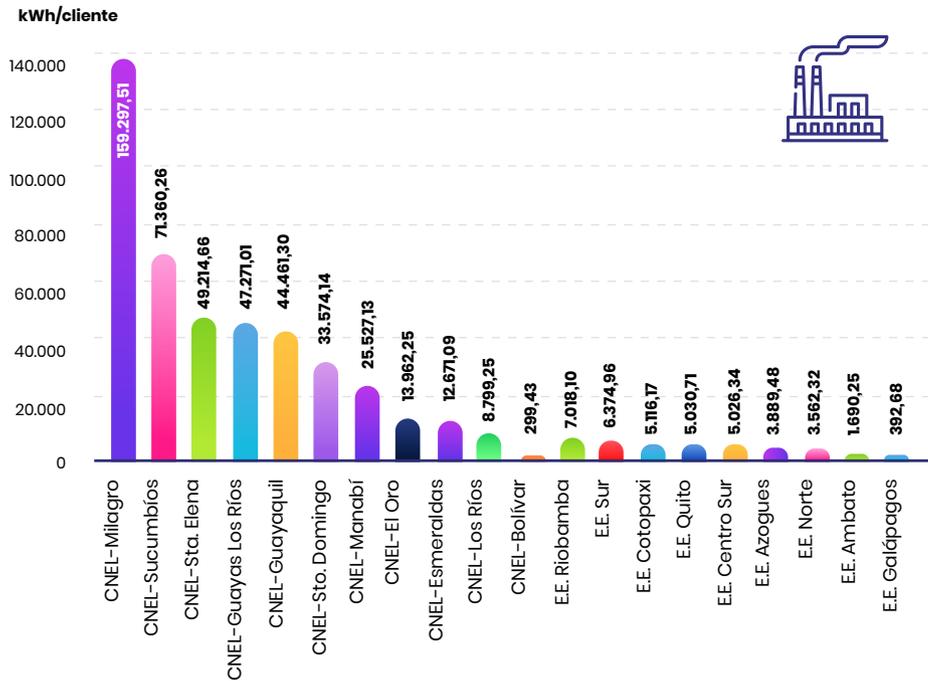
La información revela que las Unidades de Negocio de CNEL EP que mayor consumo promedio tuvieron, en cuanto a clientes comerciales, fueron: Guayas Los Ríos y Guayaquil; éstas registraron consumos promedios superiores a los 1.100 kWh/cliente. La Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (308,94 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la Galápagos y la Quito son las distribuidoras que mayor consumo promedio registraron (superior a 500 kWh/cliente). La Riobamba es la que menor consumo promedio presentó (281,57 kWh/cliente).

A nivel nacional se estableció que el consumo promedio mensual de los clientes comerciales fue 659,49 kWh/cliente.

En la figura Nro. 116 se presenta el consumo promedio mensual de clientes regulados por empresa distribuidora para el grupo de consumo industrial.

**Figura Nro. 116:** Consumo promedio mensual de clientes industriales



Con respecto a los clientes industriales, las Unidades de Negocio de CNEL EP que tuvieron un mayor consumo promedio fueron: Milagro y Sucumbios; 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 (299,43 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la Riobamba y la Sur son las distribuidoras que mayor consumo promedio tuvieron (superior a 6.000 kWh/cliente). La Galápagos es la que menor consumo promedio presentó (392,68 kWh/cliente).

A nivel nacional se reportó un consumo promedio mensual de los clientes industriales de 10.014,22 kWh/cliente.



## 3.5

# Cobertura de servicio eléctrico 2018<sup>(1)</sup>

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 2018 la población proyectada fue de 17.267.986.

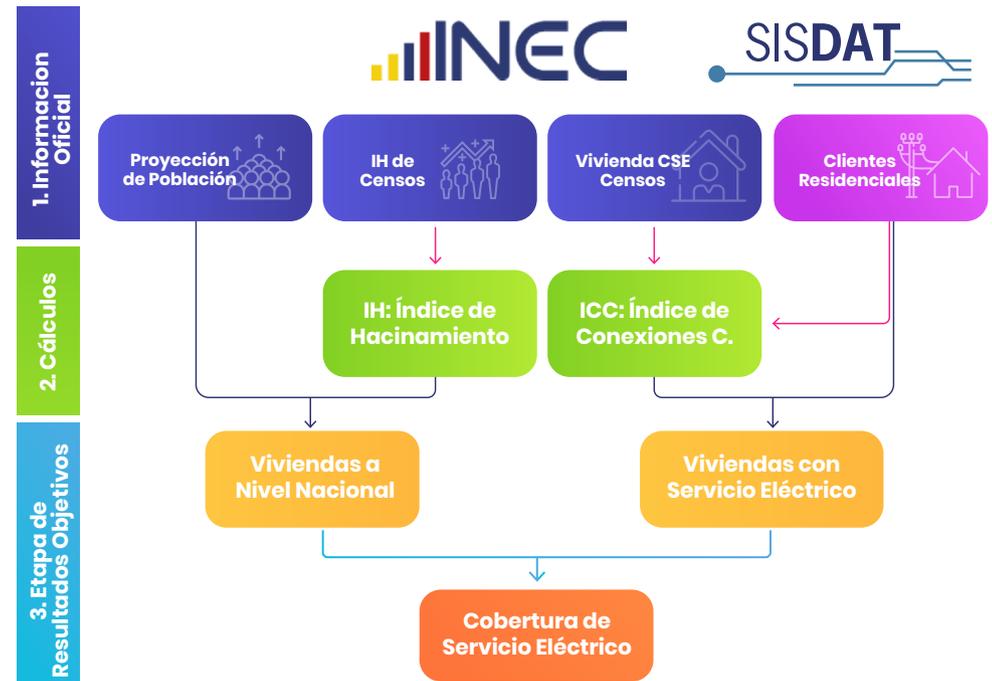
La cobertura de servicio eléctrico fue determinada por el número de clientes residenciales, información proporcionada por las empresas distribuidoras, y el número total de viviendas calculadas en función de la población proyectada por el INEC.

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



**Nota:** (1) Se publican los datos disponibles a la fecha.

**Figura Nro. 117:** Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico



Al 2018 la cobertura eléctrica nacional fue 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 (datos 2018)

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 %
<b>Región Sierra</b>	<b>98,41 %</b>
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 %
<b>Región Amazónica</b>	<b>92,77 %</b>
Galápagos	99,68 %
<b>Región Insular</b>	<b>99,68 %</b>
<b>Zonas en estudio</b>	<b>92,98 %</b>
<b>Total Nacional</b>	<b>97,05 %</b>

Vía Láctea - Cotopaxi  
Autor: Fernando Chapi



# Mapa Nro. 19: Cobertura eléctrica

0°00'

90°00'

90°00'W

Colombia

Galápagos  
99,68%

Esmeraldas  
87,83%

Carchi  
99,13%

Imbabura  
98,88%

Pichincha  
99,76%

Sucumbios  
95,41%

Santo Domingo de los Tsáchilas  
98,94%

Manabí  
97,39%

Napo  
90,87%

Orellana  
96,48%

Cotopaxi  
97,09%

Tungurahua  
97,73%

Los Ríos  
98,38%

Bolívar  
92,04%

Pastaza  
89,32%

Chimborazo  
94,09%

Santa Elena  
88,37%

Guayas  
97,11%

Cañar  
95,99%

Morona Santiago  
86,16%

Azuay  
98,06%

El Oro  
98,06%

Zamora Chinchipe  
97,9%

Loja  
98,86%

Perú

## Legenda

Cobertura eléctrica (datos 2018)

86,16% - 92,04%

92,05% - 97,11%

97,12% - 99,76%

Signos convencionales

Limite provincial

## Ubicación del Ecuador



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

Fuente: Cartografía base: CONALI 2020  
Cartografía temática: ARCONEL 2019  
Fecha de elaboración: abril 2020

Proyección UTM  
Datum WGS84 Zona 17 Sur

0 20 40 80 km



ESTADÍSTICA

MULTIANUAL

2010-2019

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO







# Infraestructura

del Sector Eléctrico Ecuatoriano

2010-2019





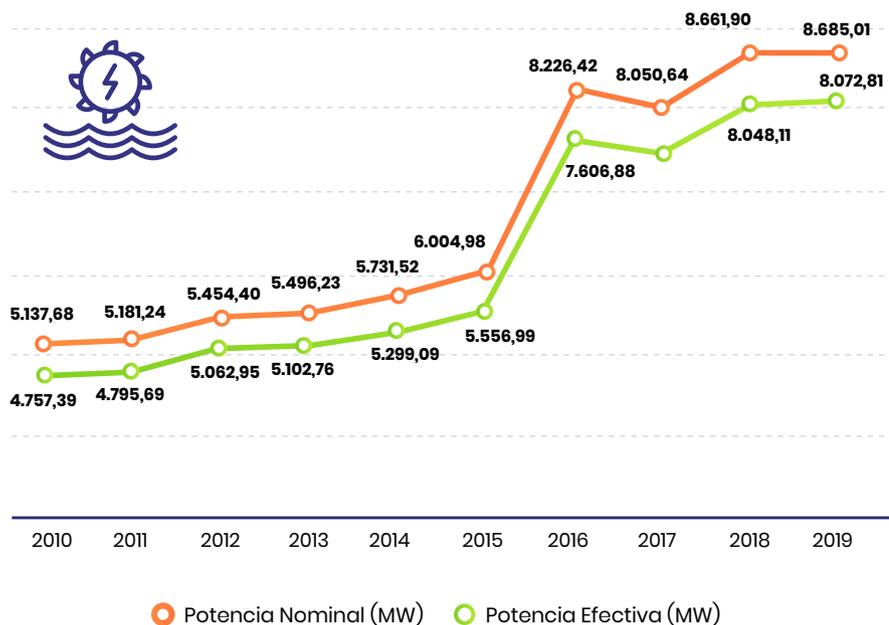
## 4.1

### Evolución histórica de las centrales de generación de energía eléctrica, periodo 2010-2019

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 2010 - 2019. El incremento de las potencias nominal y efectiva en el periodo de análisis fue 69,05 % y 69,69 %, respectivamente; alcanzando en 2019 los 8.685,01 MW nominales y 8.072,81 MW efectivos.

**Figura Nro. 118:** Evolución histórica de potencia nominal y efectiva



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

#### 4.1.1 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa

En las tablas Nros. 87 y 88 se muestran la evolución de la potencia nominal y efectiva, clasificadas por tipo de empresa. En el periodo 2010-2019, las generadoras incrementaron su potencia en aproximadamente 77 % en cuanto a valores efectivos.

**Tabla Nro. 87:** Potencia nominal por tipo de empresa (MW)

Tipo Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Generadora	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	6,563,96
Autogeneradora	911,87	918,28	947,79	1,003,06	1,084,90	1,236,80	1,381,21	1,519,90	1,638,51	1,669,44
Distribuidora	501,03	503,54	473,04	475,22	464,37	464,47	450,58	450,69	451,84	451,60
<b>Total general</b>	<b>5,137,68</b>	<b>5,181,24</b>	<b>5,454,40</b>	<b>5,496,23</b>	<b>5,731,52</b>	<b>6,004,98</b>	<b>8,226,42</b>	<b>8,050,64</b>	<b>8,661,90</b>	<b>8,685,01</b>

**Tabla Nro. 88:** Potencia efectiva por tipo de empresa (MW)

Tipo Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Generadora	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	6,346,14
Autogeneradora	711,56	712,35	739,58	794,37	865,35	988,07	1,089,57	1,209,25	1,317,20	1,345,52
Distribuidora	452,48	455,18	430,51	432,28	420,55	420,63	384,11	380,23	381,39	381,15
<b>Total general</b>	<b>4,757,39</b>	<b>4,795,69</b>	<b>5,062,95</b>	<b>5,102,76</b>	<b>5,299,09</b>	<b>5,556,99</b>	<b>7,606,88</b>	<b>7,445,16</b>	<b>8,048,11</b>	<b>8,072,81</b>

#### 4.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente

En las tablas Nros. 89 y 90 se muestran los valores de potencia clasificados por tipo de fuente (los valores incluyen a los autogeneradores). En el periodo de estudio, la potencia renovable presentó el mayor incremento, con aproximadamente 126,63 %, considerando valores efectivos.

**Tabla Nro. 89: Potencia nominal por tipo de fuente (MW)**

Tipo de Energía	Tipo Central	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Renovable	Hidráulica	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	5.076,40
	Eólica	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	101,30	101,30	101,30	101,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30
	Fotovoltaica	0,02	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54	26,48	26,48	27,63	27,63
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	-	2,00	7,26	7,26	7,26
<b>Total Renovable</b>		<b>2.346,13</b>	<b>2.338,15</b>	<b>2.367,67</b>	<b>2.387,99</b>	<b>2.439,95</b>	<b>2.598,60</b>	<b>4.640,29</b>	<b>4.715,15</b>	<b>5.266,74</b>	<b>5.276,74</b>
No Renovable	Térmica	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	3.408,27
<b>Total general</b>		<b>5.137,68</b>	<b>5.181,24</b>	<b>5.454,40</b>	<b>5.496,23</b>	<b>5.731,52</b>	<b>6.004,98</b>	<b>8.226,42</b>	<b>8.050,64</b>	<b>8.661,90</b>	<b>8.685,01</b>

**Tabla Nro. 90: Potencia efectiva por tipo de fuente (MW)**

Tipo de Energía	Tipo Central	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Renovable	Hidráulica	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	5.046,63
	Eólica	2,40	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	93,40	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40
	Fotovoltaica	0,02	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50	25,59	25,59	26,74	26,74
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	-	1,76	6,50	6,50	6,50
<b>Total Renovable</b>		<b>2.311,01</b>	<b>2.303,01</b>	<b>2.332,50</b>	<b>2.352,79</b>	<b>2.424,69</b>	<b>2.584,57</b>	<b>4.603,07</b>	<b>4.676,05</b>	<b>5.227,22</b>	<b>5.237,42</b>
No Renovable	Térmica	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	2.835,39
<b>Total general</b>		<b>4.757,39</b>	<b>4.795,69</b>	<b>5.062,95</b>	<b>5.102,76</b>	<b>5.299,09</b>	<b>5.556,99</b>	<b>7.606,88</b>	<b>7.445,16</b>	<b>8.048,11</b>	<b>8.072,81</b>

### 4.1.3 Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio

En las tablas Nros. 91 y 92 se muestran la evolución de los valores de potencia por tipo de servicio; en base a esta información se determina que, la potencia efectiva para el servicio público ha experimentado un incremento del 66,24 %, mientras que para el servicio no público (autogeneradores) un 91,97 %.

Las figuras Nros. 119 y 120 clasifican la potencia efectiva para servicio público y no público por tipo de central.



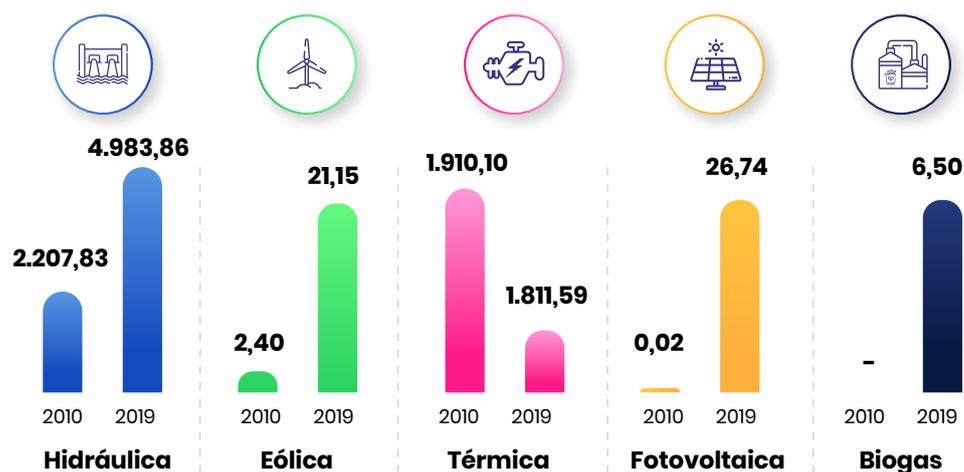
**Tabla Nro. 91:** Potencia nominal por tipo de servicio (MW)

Tipo Servicio	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Público	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	7.133,56
No Público	833,91	881,12	910,63	965,90	1.017,10	1.116,01	1.261,26	1.452,03	1.520,52	1.551,45
<b>Total general</b>	<b>5.137,68</b>	<b>5.181,24</b>	<b>5.454,40</b>	<b>5.496,23</b>	<b>5.731,52</b>	<b>6.004,98</b>	<b>8.226,42</b>	<b>8.050,64</b>	<b>8.661,90</b>	<b>8.685,01</b>

**Tabla Nro. 92:** Potencia efectiva por tipo de servicio (MW)

Tipo Servicio	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Público	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	6.849,85
No Público	637,05	674,83	702,07	756,85	800,96	870,89	972,96	1.136,53	1.194,64	1.222,96
<b>Total general</b>	<b>4.757,39</b>	<b>4.795,69</b>	<b>5.062,95</b>	<b>5.102,76</b>	<b>5.299,09</b>	<b>5.556,99</b>	<b>7.606,88</b>	<b>7.445,16</b>	<b>8.048,11</b>	<b>8.072,81</b>

**Figura Nro. 119:** Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2010 - 2019 (MW)



**Figura Nro. 120:** Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2010 - 2019 (MW)



## 4.2

# Evolución histórica de la capacidad de transformación, periodo 2010-2019

### 4.2.1 Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras

A nivel nacional, las empresas generadoras y autogeneradoras han presentado una importante evolución de la capacidad de transformación; capacidad que se incrementa en función de la evolución de la potencia 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 2010-2019; en ésta, se aprecia un incremento del 84,59 % de la capacidad máxima.

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

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2019	7.776,40

La tabla Nro. 94 detalla la evolución histórica de la capacidad de transformación de empresas autogeneradoras; dicha capacidad se ha incrementado en un 67,74 %, durante el periodo de estudio.

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

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2019	1.286,55

### 4.2.2 Capacidad de transformación en subestaciones de la CELEC EP - Transelectric

Al 2019 la capacidad máxima en subestaciones del transmisor fue de 14.858,85 MVA, incluyendo las móviles; lo que representó un incremento del 108,31 % respecto al 2010.

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

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2019	14.858,85

### 4.2.3 Capacidad de transformación en subestaciones de empresas distribuidoras

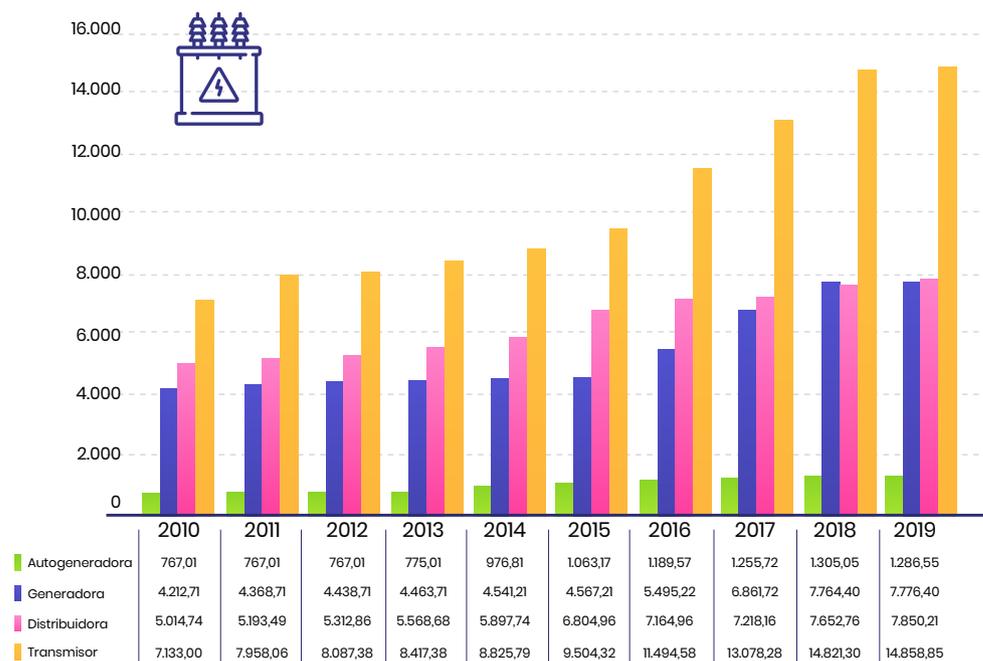
La evolución del número y capacidad instalada de subestaciones de distribución se muestra en la tabla Nro. 96; la misma revela un incremento del 56,54 % en el periodo 2010-2019, respecto a la capacidad máxima.

**Tabla Nro. 96:** Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras

Año	Número	Capacidad Máxima (MVA)
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	7.164,96
2017	392	7.218,16
2018	376	7.652,76
2019	377	7.850,21

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 esta 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 2010-2019

#### 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 estas cumplen, se consideran como líneas de transmisión.

La longitud total de las líneas de transmisión reportadas por las generadoras para el 2010 fue 377,15 km, en tanto que para el 2019 se reportó 326,38 km.

**Tabla Nro. 97: Histórico 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
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	-	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
2019	-	0,60	0,80	0,40	-	175,57	145,10	3,91	326,38

En 2019, la longitud total de las líneas de empresas autogeneradoras fue 724,02 km, lo que representó un incremento del 57,37 %, con respecto al 2010. Los datos históricos se presentan en la tabla Nro. 98.

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

Año	Longitud (km)									
	6,3 kV	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	230 kV	Total
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
2019	3,75	5,20	-	22,66	275,60	29,19	259,75	-	127,87	724,02

#### 4.3.2 Líneas de transmisión de la CELEC EP- Transelectric

En 2019, el transmisor operó 5.761,01 km de líneas de transmisión, valor que representó un incremento del 59,38 % en relación al 2010 (los valores no incluyen líneas para interconexión).

**Tabla Nro. 99:** Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric

Año	Longitud (km)			
	138 kV	230 kV	500 kV	Total
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	263,8	5.398,76
2017	2.217,83	3.002,23	263,8	5.483,86
2018	2.135,48	3.014,28	460,80	5.610,56
2019	2.168,37	2.982,64	610,00	5.761,01

### 4.3.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de las empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras reportaron una longitud total de 5.492,07 km para el 2019, lo que representó un incremento de 934,24 km (20,50 %) respecto al 2010. 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
2010		78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,55	106,99	4.557,83
2011		78,65	50,41	216,75	211,48	3.893,72	106,99	4.558,00
2012		63,65	50,55	44,97	211,48	4.143,50	56,15	4.570,30
2013		63,65	50,55	44,97	211,48	4.230,91	61,48	4.663,04
2014		24,65	50,55	34,90	211,48	4.446,86	95,65	4.864,09
2015		8,15	50,72	44,56	211,48	4.454,47	134,87	4.904,25
2016	12,00	8,15	54,71	44,56	211,48	4.586,94	134,87	5.052,71
2017	12,00	17,86	54,71	67,59	192,03	4.626,13	114,17	5.084,49
2018	-	29,86	54,71	67,59	247,31	4.664,71	272,96	5.337,14
2019	-	29,86	54,71	67,59	245,37	4.821,58	272,96	5.492,07



## 4.4 Evolución histórica de clientes, periodo 2010-2019

### 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, en 2019 se registró un total de 5.273.600 clientes, lo que representa un incremento del 33,44 % (1.321.610 clientes) respecto al 2010.

**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
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
2019	4.654.883	495.793	42.058	-	80.671	5.273.405	195	5.273.600

En la tabla Nro. 101, para 2019 no se contabiliza como clientes regulados a los 316 suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL 006/18 denominada "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General" que establece que los usuarios del servicio de alumbrado público general son todas las personas que utilizan el SAPG.

En el periodo de estudio, la tasa de crecimiento promedio de clientes residenciales, comerciales, industriales y otros fue de 2,98 %; 2,52 %; -0,73 %; y, 5,04 %, respectivamente.

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

del Sector Eléctrico Ecuatoriano  
2010-2019

Capítulo 05





Chosita, Reserva Artesana - Pichincha  
Autor: Néstor Carrera





## 5.1

### Evolución histórica de la producción de energía, periodo 2010-2019

#### 5.1.1 Producción de energía

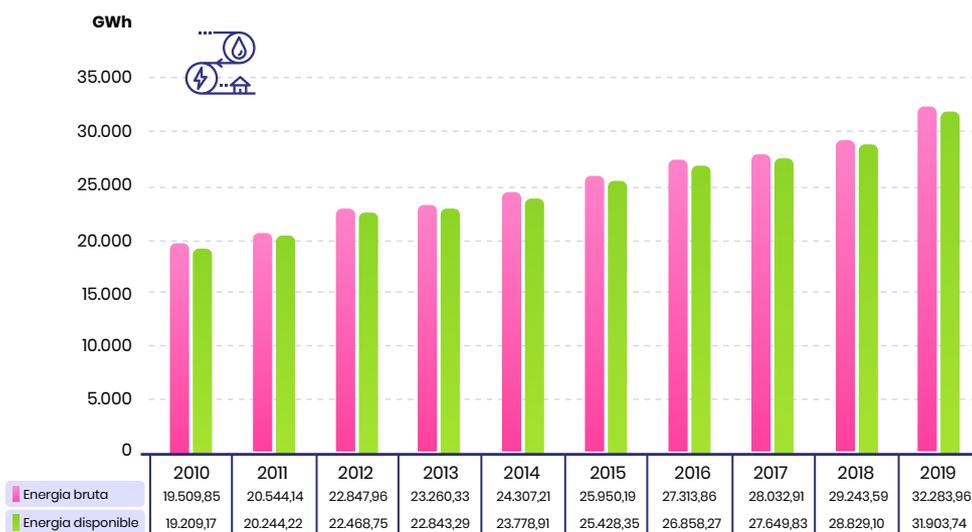
La energía bruta producida por las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras durante el periodo 2010-2019 se presenta en la tabla Nro. 102. En 2010 la energía bruta fue 19.509,85 GWh y en 2019 fue 32.283,96 GWh, lo que representó un incremento de 12.774,10 GWh, 65,48 %.

**Tabla Nro. 102:** Energía producida 2010-2019

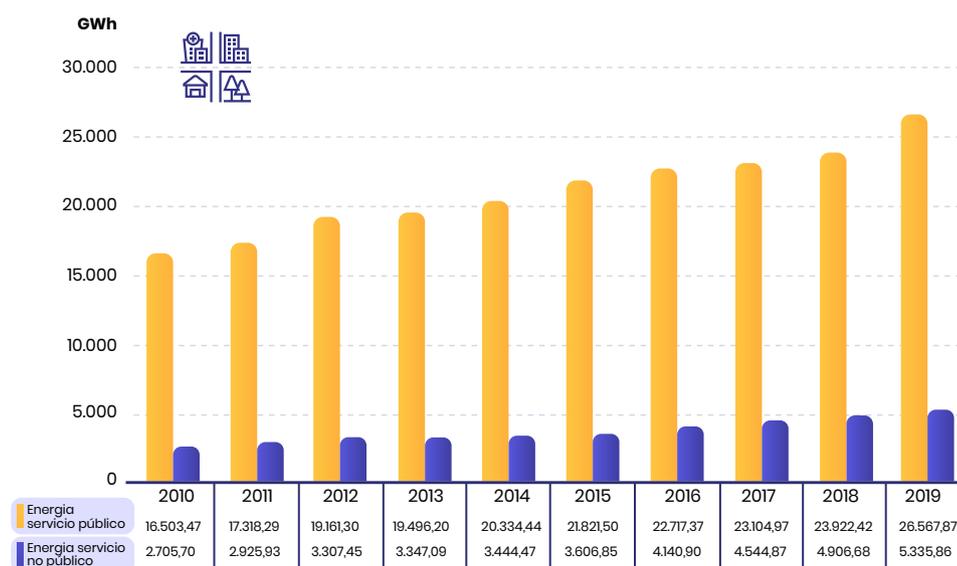
Año	Energía bruta (GWh)	Energía consumos auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2010	19.509,85	300,69	19.209,17	16.503,47	2.705,70
2011	20.544,14	299,92	20.244,22	17.318,29	2.925,93
2012	22.847,96	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	29.243,59	414,48	28.829,10	23.922,42	4.906,68
2019	32.283,96	380,22	31.903,74	26.567,87	5.335,86

La energía disponible en 2010 fue 19.209,17 GWh y en 2019 31.903,74 GWh, lo que representó un incremento de 12.694,57 GWh, 66,09 %. De la energía disponible en 2019, 26.567,87 GWh, 83,28 %, se entregó para el servicio público; y, 5.335,86 GWh, 16,72 %, al servicio no público, que corresponde a la energía producida por las empresas autogeneradoras para sus procesos productivos e incluye la energía excedente que es vendida al sistema eléctrico.

**Figura Nro. 123:** Energía bruta y disponible, periodo 2010-2019



**Figura Nro. 124:** Energía para servicio público y no público, periodo 2010-2019



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 2010-2019.

## 5.1.2 Producción histórica de las generadoras

La energía bruta producida por las empresas generadoras en 2010 fue 14.739,45 GWh y en 2019 fue 25.632,40 GWh; con un incremento en los últimos diez años de 10.892,95 GWh, lo que representó el 73,90 %.

Asimismo, la energía destinada para servicio público se incrementó en 10.801,58 GWh, que representó el 74,79 %.

**Tabla Nro. 103:** Energía producida por las generadoras

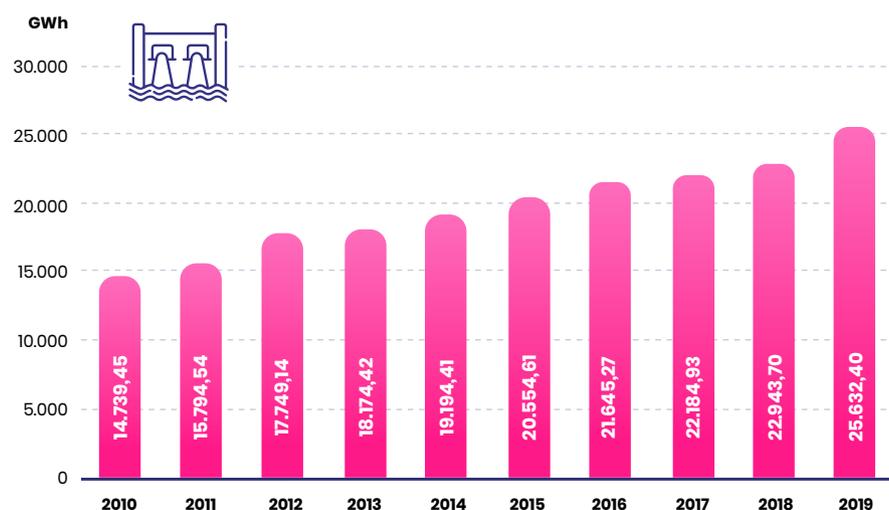
Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2010	14.739,45	247,18	14.492,27	14.442,15
2011	15.794,54	273,10	15.521,44	15.388,06
2012	17.749,14	306,49	17.442,64	17.305,58
2013	18.174,42	340,26	17.834,16	17.657,94
2014	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
2019	25.632,40	280,98	25.351,42	25.243,73

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 las generadoras



## 5.1.3 Producción histórica de las distribuidoras con generación

En 2019, la energía entregada para servicio público por parte de las empresas distribuidoras con generación fue 629,42 GWh. Con respecto al 2010, existe una variación de 868,46 GWh (57,98 %), 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 distribuidoras con generación

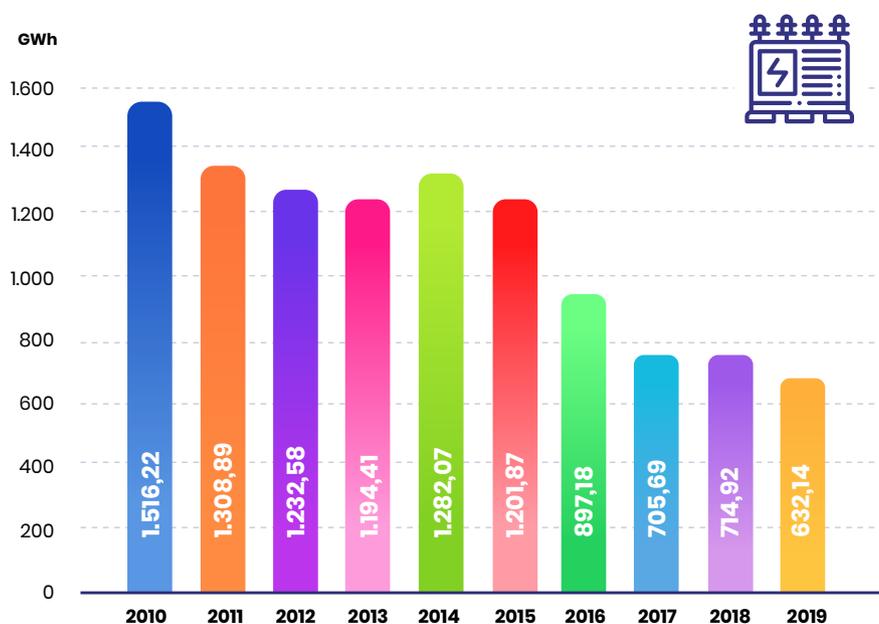
Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2010	1.516,22	18,33	1.497,88	1.497,88
2011	1.308,89	14,22	1.294,66	1.294,66
2012	1.232,58	12,90	1.219,67	1.219,67
2013	1.194,41	12,55	1.181,86	1.181,86
2014	1.282,07	13,29	1.268,78	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
2019	632,14	2,72	629,42	629,42

En la tabla Nro. 105 se presenta la energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación para servicio público durante el periodo 2010-2019.

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

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CNEL-Guayaquil	603,35	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78	68,58	62,25
CNEL-EI Oro	0,09	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolivar	4,51	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sucumbios	61,94	47,49	15,15	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	557,64	619,41	543,27	519,23	551,27	485,17	413,35	391,20	401,20	336,82
E.E. Riobamba	105,70	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90	90,62	76,81
E.E. Cotopaxi	51,55	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80	58,96	61,72
E.E. Norte	52,66	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30	56,03	48,58
E.E. Sur	38,89	30,98	28,04	33,77	26,89	23,44	23,87	18,20	16,77	21,20
E.E. Ambato	10,22	9,37	13,02	10,47	10,20	13,08	11,96	13,08	12,92	14,75
E.E. Galápagos	29,27	31,90	36,74	37,05	43,54	50,50	20,83	8,71	9,11	9,31
E.E. Centro Sur	0,39	0,05	0,65	1,48	1,27	0,68	0,73	0,74	0,72	0,69
<b>Total general</b>	<b>1.516,22</b>	<b>1.308,89</b>	<b>1.232,58</b>	<b>1.194,41</b>	<b>1.282,07</b>	<b>1.201,87</b>	<b>897,18</b>	<b>705,69</b>	<b>714,92</b>	<b>632,14</b>

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



## 5.1.4 Producción histórica de las autogeneradoras

La energía bruta producida por las empresas autogeneradoras en 2010 fue 3.254,19 GWh y en 2019 fue 6.019,41 GWh; la variación de energía en el periodo 2010-2019 fue 2.765,23 GWh, que representó un incremento del 84,97%.

**Tabla Nro. 106:** Energía producida por las 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)
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
2019	6.019,41	96,52	5.922,89	694,73	5.228,17

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 las autogeneradoras

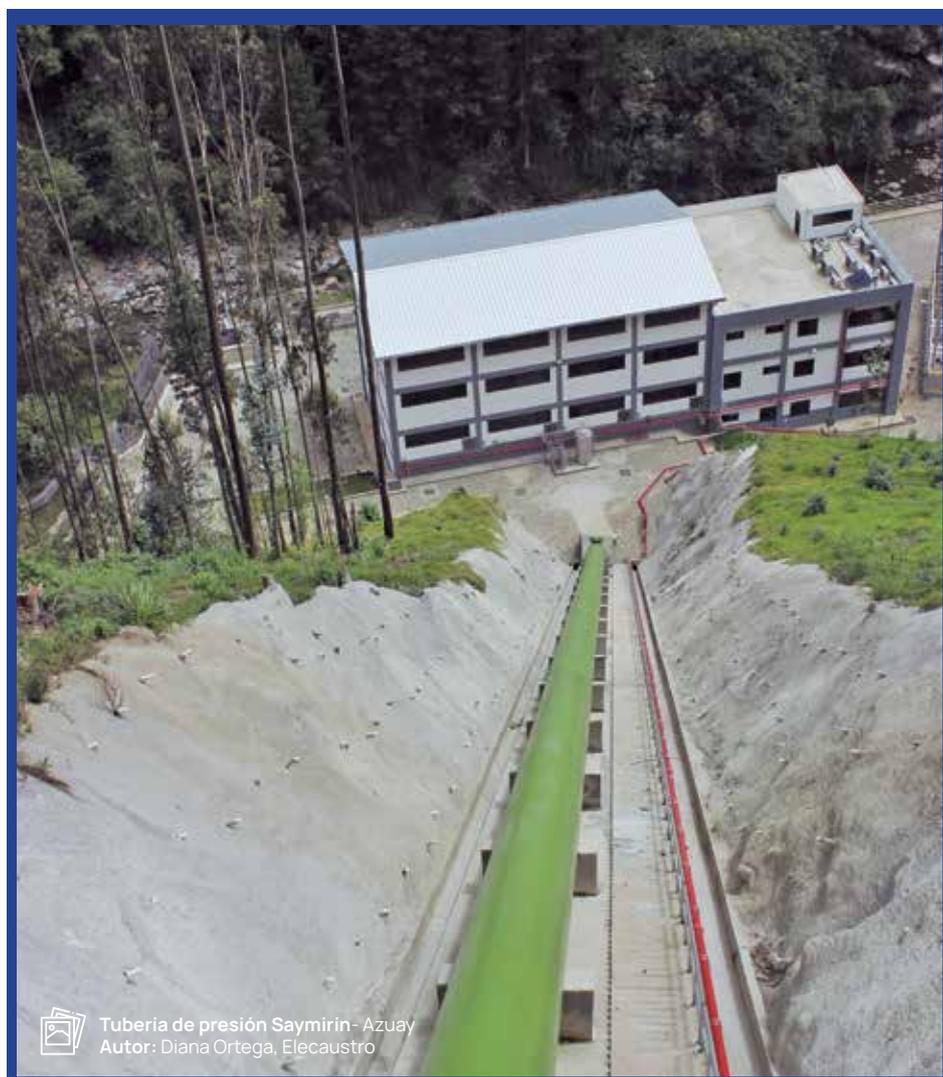


En el anexo G.3., se muestra la producción de energía de las empresas autogeneradoras en los últimos diez años.

## 5.1.5 Consumo de combustibles periodo 2010-2019

En la tabla Nro. 107 se presenta el consumo de los combustibles utilizados para generación de energía eléctrica. Comparando el 2010 con el 2019, se visualiza una reducción en el consumo de los principales combustibles fósiles utilizados: el diésel redujo 187,27 millones de galones, 59,24 %; el fuel oil 101,39 millones de galones, 43,07 %; y, el residuo 22,81 millones de galones, 59,37 %, entre los más representativos; esto debido a la incorporación de nuevas centrales hidroeléctricas.

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

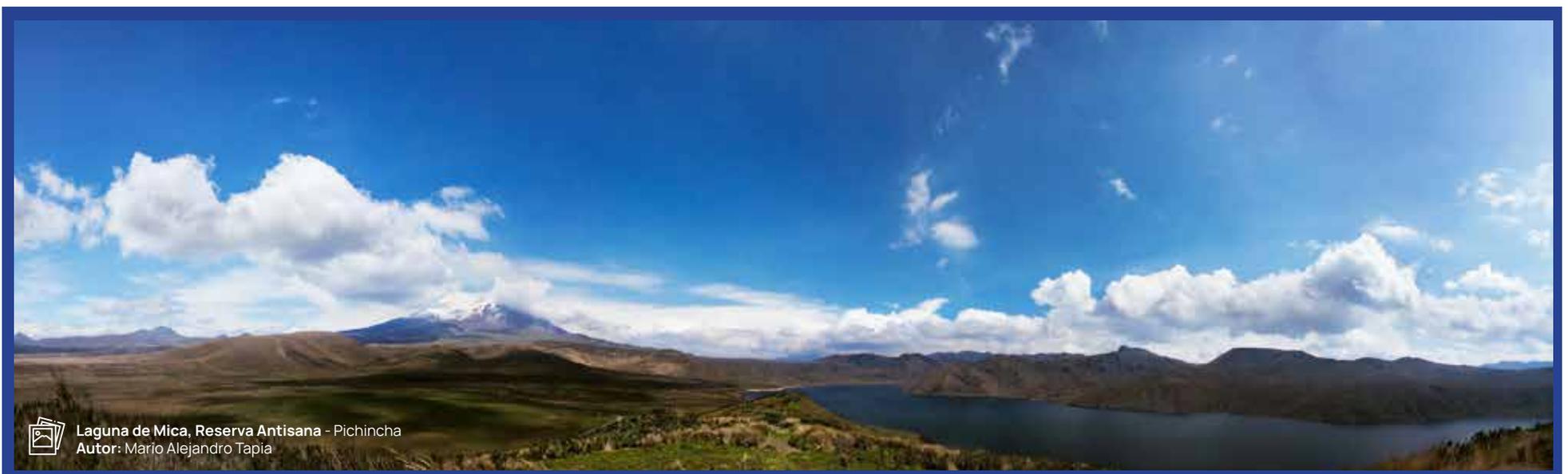


**Tabla Nro. 107:** Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica

Combustible	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fuel Oil	kgal	235.416,46	265.897,77	312.667,03	343.514,47	368.783,70	335.750,59	249.953,74	141.680,00	186.006,83	134.026,99
Diesel	kgal	315.196,43	172.273,64	139.157,80	176.864,55	185.573,03	212.376,03	185.279,36	108.232,19	114.307,25	127.921,90
Nafta	kgal	14.639,68	14.711,27	90,75	2.705,72	-	-	0,01	-	-	-
Gas Natural	kpc x 106	20,04	17,71	23,23	25,87	26,65	25,72	26,18	23,53	20,21	18,06
Residuo	kgal	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	15.615,77
Crudo	kgal	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	117.919,25
GLP	kgal	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	6.301,22
Bagazo de Caña	t	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	1.623.297,24
Biogás	m³	-	-	-	-	-	-	8.119.299,87	16.327.344,01	26.622.714,15	24.938.767,94

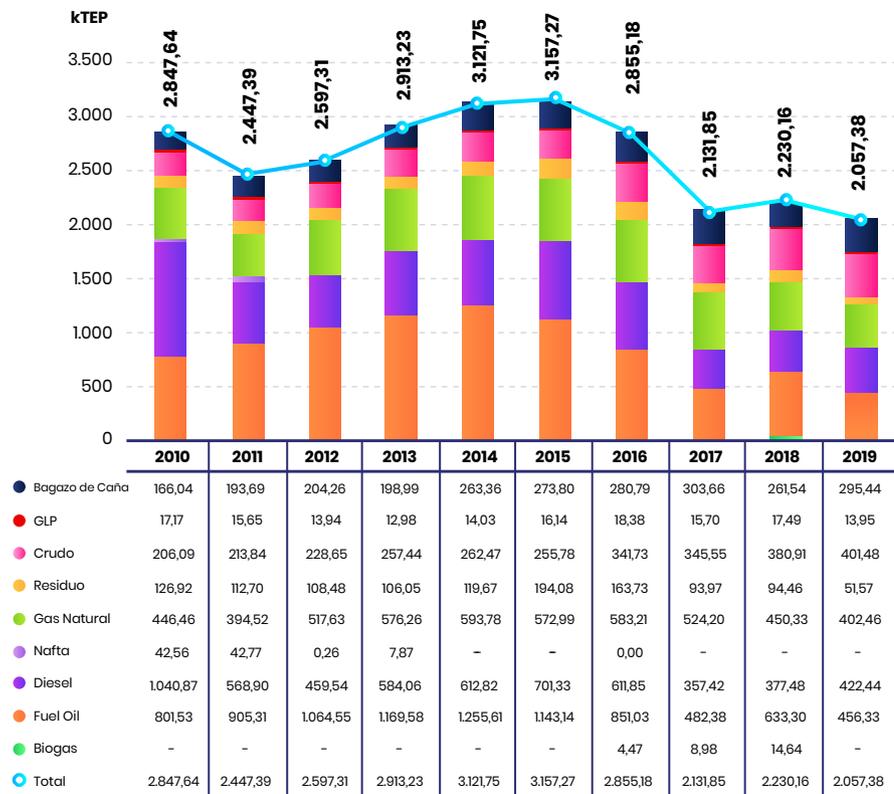
**Tabla Nro. 108:** Consumo de combustibles (TEP)

Combustible	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fuel Oil	801,53	905,31	1.064,55	1.169,58	1.255,61	1.143,14	851,03	482,38	633,30	456,33
Diesel	1.040,87	568,90	459,54	584,06	612,82	701,33	611,85	357,42	377,48	422,44
Nafta	42,56	42,77	0,26	7,87	-	-	0,00	-	-	-
Gas Natural	446,46	394,52	517,63	576,26	593,78	572,99	583,21	524,20	450,33	402,46
Residuo	126,92	112,70	108,48	106,05	119,67	194,08	163,73	93,97	94,46	51,57
Crudo	206,09	213,84	228,65	257,44	262,47	255,78	341,73	345,55	380,91	401,48
GLP	17,17	15,65	13,94	12,98	14,03	16,14	18,38	15,70	17,49	13,95
Bagazo de Caña	166,04	193,69	204,26	198,99	263,36	273,80	280,79	303,66	261,54	295,44
Biogás	-	-	-	-	-	-	4,47	8,98	14,64	13,72
<b>Total general</b>	<b>2.847,64</b>	<b>2.447,39</b>	<b>2.597,31</b>	<b>2.913,23</b>	<b>3.121,75</b>	<b>3.157,27</b>	<b>2.855,18</b>	<b>2.131,85</b>	<b>2.230,16</b>	<b>2.057,38</b>



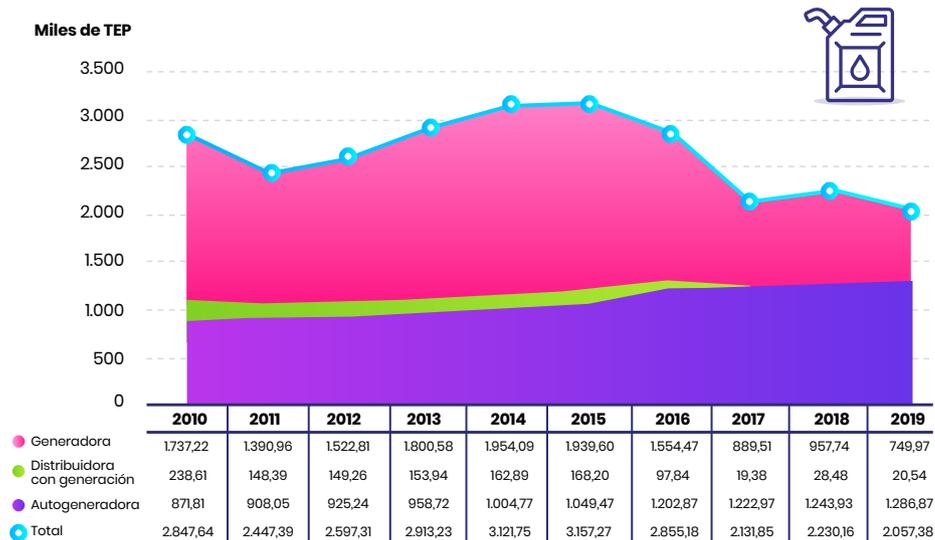
En la figura Nro. 128 se presentan los consumos de combustibles para el periodo 2010-2019 expresados en TEP.

**Figura Nro. 128:** Consumo de combustible (TEP)



En la figura Nro. 129 se muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa para el periodo 2010-2019.

**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.



Molino de trigo en manta - Manabi  
Autor: Moderna Alimentos

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

Combustible	Tipo de Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fuel Oil	Generadora	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	434.508,47
	Distribuidora	99.827,58	82.563,51	86.546,44	79.184,41	68.506,60	64.625,27	63.296,66	13.897,79	9.836,57	1.130,43
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	4,57	4.174,50	17.153,93	21.550,26	20.687,62
Diesel	Generadora	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	66.626,56
	Distribuidora	130.368,41	61.120,43	62.717,44	74.752,71	94.382,88	103.571,81	34.547,18	5.480,26	18.647,44	19.407,78
	Autogeneradora	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	336.402,55
Nafta	Generadora	42.559,17	42.767,29	263,82	7.865,82	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	0,02	-	-	-
Gas Natural	Generadora	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	209.148,49
	Autogeneradora	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	193.312,30
Residuo	Generadora	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	22.591,40
	Distribuidora	-	4.702,20	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	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	28.976,62
Crudo	Generadora	-	-	-	-	-	-	8.512,62	-	-	3.380,45
	Distribuidora	8.418,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	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	398.103,45
GLP	Autogeneradora	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	13.952,17
Bagazo	Autogeneradora	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	295.436,01
Biogás	Generadora	-	-	-	-	-	-	4.465,49	8.979,80	14.642,10	13.715,95

## 5.2

### Evolución histórica de la energía vendida, periodo 2010-2019

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

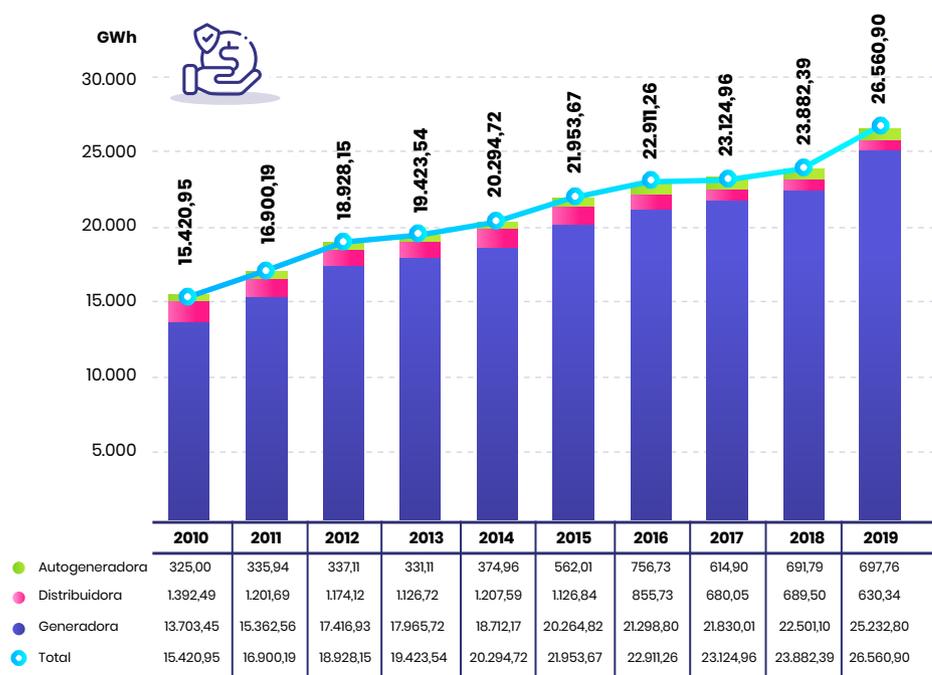
En 2019 se vendieron 26.560,90 GWh y en 2010 15.420,94 GWh; durante el periodo 2010-2019 las empresas generadoras han incrementado su venta en 11.529,35 GWh, 84,13 %; las autogeneradoras incrementaron 372,76 GWh, 114,69 %; y, las distribuidoras con generación disminuyeron su venta en 762,16 GWh, 54,73 %, esto debido a que durante el periodo varias centrales pasaron a ser administradas por CELEC EP.

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

Año	Generador	Distribuidor	Autogenerador
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
2019	25.232,80	630,34	697,76

Para el periodo en análisis 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 (GWh)



## 5.2.1 Energía vendida por las generadoras

En tabla Nro. 111 se presenta la energía vendida por las empresas generadoras: en 2010 fue 13.703,45 GWh; y, en 2019 fue 25.232,80 GWh, con un crecimiento de 11.529,35 GWh lo que representó el 84,13 %.



**Tabla Nro. 111:** Energía vendida por generadoras (GWh)

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CELEC-Hidropaute	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	8.750,97
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65	6.488,44	6.730,56
CELEC-Hidroagoyán	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	2.527,51
CELEC-Electroguayas	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	1.201,97
CELEC-Termogas Machala	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	798,78
CELEC-Termoesmeraldas	449,54	719,71	1.383,28	1.699,50	1.774,55	1.711,79	1.370,50	744,09	586,16	222,31
CELEC-Hidronación	-	-	1.035,85	820,40	933,87	1.245,66	1.209,89	1.196,51	982,70	1.314,70
CELEC-Termopichincha	360,95	742,65	848,15	1.027,17	1.108,49	1.218,81	1.055,18	425,04	383,30	311,96
Termoguayas	595,79	540,97	546,45	632,93	623,18	622,91	520,36	64,87	-	-
Elecaastro	228,65	309,26	387,15	462,92	476,62	518,08	427,99	424,97	405,03	417,74
Electroquil	498,16	221,74	222,14	248,99	268,66	363,40	230,85	-	-	-
Intervisa Trade	327,94	228,65	60,54	354,75	174,93	295,68	121,07	-	-	-
Hidrosibimbe	86,68	103,12	98,87	84,16	97,56	104,67	98,30	100,56	80,41	94,33
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	92,80	74,35	41,47	40,23
Generoca	162,86	135,38	121,18	123,25	126,94	111,28	85,17	5,83	38,84	14,88
CELEC-Gensur	-	-	-	49,57	74,70	90,92	76,73	66,10	331,49	695,28
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	36,16	209,10	208,00	210,59
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	32,04	42,29	40,56	44,46
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	12,96	23,16	28,09	37,19
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	6,75	20,18	22,14	26,99
Gransolar	-	-	-	-	2,64	5,83	5,91	5,65	5,82	5,71
Wildtecsa	-	-	-	-	0,71	1,28	3,37	1,25	1,19	1,21
Epfotovoltaica	-	-	-	1,21	2,98	2,97	3,06	2,88	2,96	2,63
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	1,78	28,57	46,08	44,40
San Pedro	-	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66	1,68	1,63
Gonzanergy	-	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64	1,65	1,58
Lojaenergy	-	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52	1,55	1,50
Electrisol	-	-	-	-	1,45	1,62	1,56	1,52	1,58	1,51
Valsolar	-	-	-	1,31	1,32	1,44	1,49	1,42	1,39	1,27
Surenergy	-	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45	1,46	1,42
Renova Loja	-	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37	1,37	1,32
Saracaysol	-	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27	1,22	1,17
Solsantros	-	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28	1,26	1,17
Sanersol	-	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25	1,21	1,14
Sabiangosolar	-	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50	1,56	1,40
Eolicsa	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	1,20
Solsantonio	-	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15	1,16	1,15
Solhuaqui	-	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14	1,14	1,12
Solchacras	-	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10	1,15	1,12
Brineforcorp	-	-	-	-	0,34	1,40	1,20	1,17	1,22	1,20
Genrenotec	-	-	-	-	0,81	1,08	1,11	1,08	1,11	0,81
Altgenotec	-	-	-	-	0,83	0,91	1,11	1,07	1,08	0,81
Enersol	-	-	-	0,51	0,67	0,62	0,65	0,64	0,62	0,64
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	4,99	211,53
EMAAP-Q	77,82	113,68	106,89	121,95	105,73	103,20	-	-	-	-
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	25,60	99,29	95,42
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	57,27	61,22
CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	-	352,11	275,55
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	101,25	1.007,46
Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,29
Hidropastaza	1.031,03	903,23	-	-	-	-	-	-	-	-
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	3,55	5,16	3,77
Hidronación	762,86	647,83	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total general</b>	<b>13.703,45</b>	<b>15.362,56</b>	<b>17.416,93</b>	<b>17.965,72</b>	<b>18.712,17</b>	<b>20.264,82</b>	<b>21.298,80</b>	<b>21.830,01</b>	<b>22.501,10</b>	<b>25.232,80</b>

## 5.2.2 Energía vendida por las distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras con centrales de generación eléctrica, a lo largo del tiempo, han aportado energía eléctrica al sector eléctrico ecuatoriano, esta aportación ha variado en los últimos años debido a que algunas de sus centrales pasaron a ser operadas por CELEC EP. Durante el periodo 2010–2019, 8 distribuidoras efectuaron la venta de la energía producida por sus centrales de generación en el mercado eléctrico.

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

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CNEL-Guayaquil	595,70	331,45	390,76	373,89	412,11	400,93	217,66	45,49	68,35	61,74
CNEL-Bolivar	4,49	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	549,67	612,82	537,38	512,20	543,85	480,99	408,24	389,75	398,77	360,85
E.E. Riobamba	102,66	96,07	105,77	92,52	100,36	101,43	93,39	104,71	85,91	71,24
E.E. Cotopaxi	38,74	49,99	44,73	49,42	50,01	51,47	48,35	52,05	50,98	52,29
E.E. Norte	52,66	69,18	53,28	54,90	64,64	56,06	52,75	57,30	56,14	48,58
E.E. Sur	38,38	30,56	27,69	33,32	26,43	22,88	23,38	17,68	16,45	20,92
E.E. Ambato	10,20	9,37	13,02	10,46	10,19	13,07	11,96	13,08	12,89	14,71
<b>Total general</b>	<b>1.392,49</b>	<b>1.201,69</b>	<b>1.174,12</b>	<b>1.126,72</b>	<b>1.207,59</b>	<b>1.126,84</b>	<b>855,73</b>	<b>680,05</b>	<b>689,50</b>	<b>630,34</b>

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de venta de energía (GWh) registrados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el periodo 2010-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.

La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación en 2019 fue 630,34 GWh; esto representó una variación de 762,16 GWh con respecto al 2010, es decir, un 54,73 %.

## 5.2.3 Energía vendida por las autogeneradoras

En la tabla Nro. 113 se presentan los valores de energía vendida por las empresas autogeneradoras: en 2010 fue 325,00 GWh; y, en 2019 fue 697,76 GWh, con un incremento de 372,76 GWh lo que representó el 114,69 %.

**Tabla Nro. 113:** Energía vendida por autogeneradoras (GWh)

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
San Carlos	29,56	33,33	43,02	39,08	115,80	139,88	300,88	109,69	121,41	135,56
Hidosanbartolo	-	-	-	-	-	148,21	154,04	175,91	163,16	144,87
Ecoelectric	34,75	64,92	61,80	71,41	63,78	57,64	66,96	53,80	39,10	4,26
Coazucar	-	-	-	-	-	-	62,64	54,62	34,68	41,14
Hidroabanico	126,09	95,23	79,28	80,59	39,25	44,20	60,30	51,40	80,51	25,92
Enermax	36,65	37,36	38,88	34,25	43,62	52,42	55,50	57,18	33,30	17,36
Ecoluz	29,72	38,43	38,70	40,92	41,19	44,32	27,44	13,20	18,06	11,84
UNACEM	-	-	-	-	-	13,01	16,85	6,41	7,63	3,43
SERMAA EP	-	-	-	-	-	1,67	4,61	3,57	3,23	4,71
I.M. Mejía	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	4,09
Moderna Alimentos	0,71	3,63	3,07	1,63	2,39	1,13	1,57	1,42	2,25	1,75
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	1,31	1,03	1,32	0,97	1,09
Vicunha	-	-	-	0,34	0,77	0,94	0,31	0,11	0,12	2,17
Perlabi	0,42	0,88	0,66	0,19	0,13	0,07	0,22	6,42	0,26	1,94
Consejo Provincial De Tungurahua	0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,19	0,25	-	0,30
Electrocordova	0,05	0,26	0,13	0,09	0,01	-	-	-	-	-
La Internacional	0,31	0,13	0,30	-	-	-	-	-	-	-
Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Municipio A. Ante	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	-	-	-	-	-
Lafarge	6,37	0,38	8,97	6,13	8,71	-	-	-	-	-
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	-	74,83	101,18	110,62
Ecudos	51,02	49,02	50,83	43,67	49,58	49,39	-	-	-	-
Hidronormandía	-	-	-	-	-	-	-	-	81,14	186,73
Agua Y Gas De Sillunchi	0,03	0,03	0,07	0,24	0,27	0,04	-	-	-	-
Hidroservice	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total general</b>	<b>325,00</b>	<b>335,94</b>	<b>337,11</b>	<b>331,11</b>	<b>374,96</b>	<b>562,01</b>	<b>756,73</b>	<b>614,90</b>	<b>691,79</b>	<b>697,76</b>

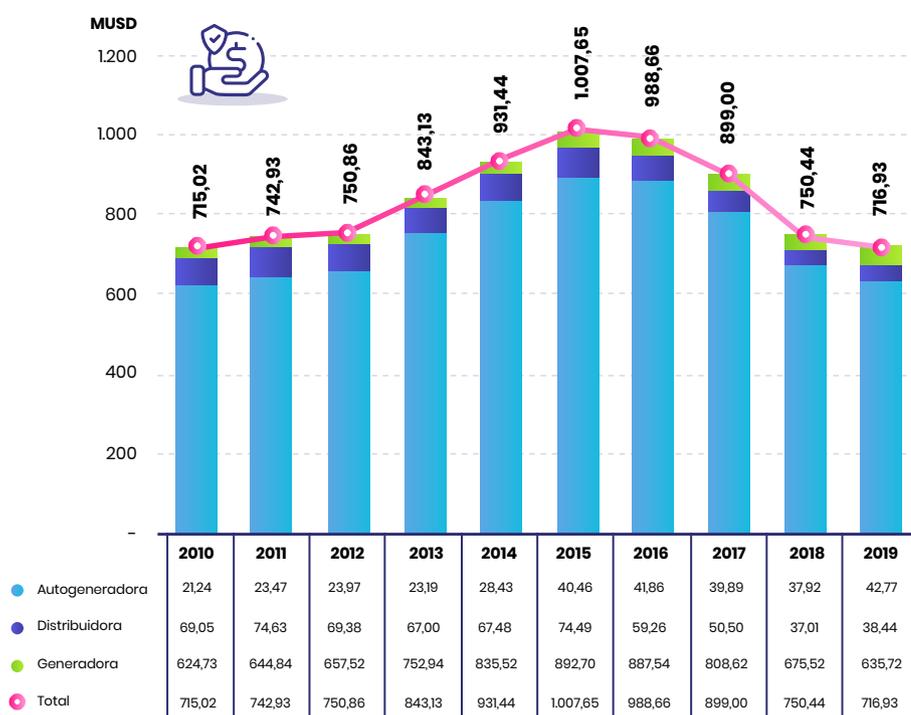
Debido a cambios en la denominación de la persona jurídica UNACEM, esta pasó a llamarse Lafarge; así también, se cambió La Internacional por Vicunha; y, Coazucar por Ecudos.

## 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: en 2010 fue 715,02 MUSD; y, en 2019 fue 716,93 MUSD, con un incremento de 1,91 MUSD lo que representó el 0,27 %.

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



### 5.2.4.2 Valor de la energía vendida por las generadoras

En la tabla Nro. 114 se presentan los valores por venta de energía de las empresas generadoras: en 2010 fue 624,73 MUSD; y, en 2019 fue 635,72 MUSD, con un incremento de 10,99 MUSD lo que representó el 1,76 %.

**Tabla Nro. 114:** Valor de la energía vendida por generadoras (MUSD)

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CELEC-Electroguayas	173,00	192,88	167,36	217,76	230,20	216,82	180,90	119,98	131,48	111,33
CELEC-Termoesmeraldas	27,14	34,65	92,42	120,23	123,19	132,96	127,66	108,45	50,96	18,32
CELEC-Termopichincha	38,04	68,46	82,07	105,67	114,29	141,12	125,07	92,25	81,47	87,94
CELEC-Hidropaute	61,09	90,08	71,54	43,19	58,41	55,20	113,98	151,28	94,59	53,68
CELEC-Termogas Machala	67,89	51,24	62,88	65,22	80,02	81,73	78,84	85,31	53,61	88,45
CELEC-Hidroagoyán	38,64	30,77	31,22	25,52	26,79	28,86	49,83	54,15	43,42	35,82
CELEC-Hidronación	-	-	17,94	15,71	26,41	36,13	41,98	41,12	25,32	29,57
Termoguayas	40,25	37,88	42,43	55,09	53,80	53,39	37,27	5,54	-	-
Electroquil	62,19	38,70	40,19	41,15	38,20	43,37	32,34	-	-	-
Elecaastro	13,34	14,32	15,20	14,58	25,43	28,73	24,56	26,15	24,54	25,29
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	2,83	19,85	74,20	61,21	46,74
Intervisa Trade	38,30	30,61	17,38	26,48	28,24	33,89	13,92	-	-	-
Generoca	12,29	10,89	9,77	10,08	11,04	9,60	7,71	0,52	3,35	1,27
CELEC-Gensur	-	-	-	4,53	6,82	8,30	7,01	6,03	7,36	14,85
Hidrosibimbe	4,05	4,90	4,71	4,03	4,66	5,07	4,78	4,57	2,29	2,11
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	2,49	14,39	14,31	14,49
Gransolar	-	-	-	-	1,06	2,33	2,37	2,26	2,33	2,29
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	2,30	3,03	2,91	3,19
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	1,42	2,56	4,22	4,11
Epfotovoltaica	-	-	-	0,49	1,19	1,19	1,23	1,15	1,18	1,15
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	1,05	1,29	0,57	0,87
San Pedro	-	-	-	-	0,10	0,63	0,68	0,67	0,67	0,65
Gonzanergy	-	-	-	-	0,10	0,62	0,68	0,66	0,66	0,63
Lojaenergy	-	-	-	-	0,03	0,43	0,63	0,61	0,62	0,60
Electrisol	-	-	-	-	0,58	0,65	0,63	0,61	0,63	0,60
Valsolar	-	-	-	0,53	0,53	0,58	0,60	0,57	0,55	0,51
Surenergy	-	-	-	-	0,05	0,59	0,59	0,58	0,58	0,57
Renova Loja	-	-	-	-	0,02	0,38	0,55	0,55	0,55	0,53
Saracaysol	-	-	-	-	0,10	0,54	0,54	0,51	0,49	0,47
Solsantros	-	-	-	-	0,10	0,55	0,54	0,51	0,50	0,47
Sanersol	-	-	-	-	0,10	0,54	0,53	0,50	0,48	0,46
Sabiangosolar	-	-	-	-	0,01	0,23	0,53	0,60	0,62	0,57
Wildtecsa	-	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,50	0,48	0,48
Sansau	-	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,41	0,48	0,48
Solsantonio	-	-	-	-	0,05	0,46	0,51	0,46	0,47	0,46
Solhuaqui	-	-	-	-	0,06	0,49	0,50	0,45	0,46	0,45
Solchacras	-	-	-	-	0,06	0,40	0,49	0,44	0,46	0,45
Brineforcorp	-	-	-	-	0,14	0,56	0,48	0,47	0,49	0,48
Genrenotec	-	-	-	-	0,33	0,43	0,45	0,43	0,44	0,33
Altgenotec	-	-	-	-	0,33	0,37	0,44	0,43	0,43	0,33
Enersol	-	-	-	0,20	0,27	0,29	0,26	0,25	0,25	0,25
Eolicisa	0,44	0,43	0,31	0,44	0,50	0,44	0,17	-	-	-
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	0,12	2,05	3,30	3,18
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	0,01	0,04	1,66	1,15
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	0,39	0,57	0,42
EliteEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	13,77
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	4,47	2,02
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	1,68	6,53	6,28
CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	-	43,01	38,15
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	0,20	15,20
EMAAP-Q	5,30	4,24	2,11	2,05	1,75	0,98	-	-	-	-
Hidropastaza	22,25	11,55	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,32
Hidronación	20,51	23,22	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total general</b>	<b>624,73</b>	<b>644,84</b>	<b>657,52</b>	<b>752,94</b>	<b>835,52</b>	<b>892,70</b>	<b>887,54</b>	<b>808,62</b>	<b>675,52</b>	<b>635,72</b>

### 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 2019 fue 38,44 MUSD; esto representó una variación de 30,62 MUSD con respecto al 2010, es decir, un 44,34 %.

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

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CNEL-Guayaquil	46,56	33,72	33,03	34,47	39,40	47,13	30,97	22,21	13,09	18,86
CNEL-Bolivar	0,25	0,19	0,00	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	0,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	8,95	28,43	26,06	23,62	21,19	20,25	18,55	17,93	15,57	12,42
E.E. Sur	4,58	3,98	3,66	3,19	2,06	2,84	2,52	2,57	2,70	2,25
E.E. Riobamba	3,34	2,88	2,74	2,17	1,62	1,70	2,38	3,29	1,94	1,73
E.E. Norte	2,97	2,95	1,98	1,56	1,83	1,18	2,26	2,83	1,87	1,27
E.E. Cotopaxi	1,01	1,30	1,47	1,48	1,10	1,12	1,94	1,09	1,36	1,21
E.E. Ambato	1,24	1,17	0,43	0,53	0,28	0,27	0,64	0,58	0,48	0,70
<b>Total general</b>	<b>69,05</b>	<b>74,63</b>	<b>69,38</b>	<b>67,00</b>	<b>67,48</b>	<b>74,49</b>	<b>59,26</b>	<b>50,50</b>	<b>37,01</b>	<b>38,44</b>

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de venta de energía (MUSD) de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el período 2010-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.

### 5.2.4.4 Valor de la energía vendida por las autogeneradoras

En la tabla Nro. 116 se presentan los valores de energía vendida de las empresas autogeneradoras: en 2010 fue 21,24 MUSD; y, en 2019 fue 42,77 MUSD, con un incremento de 21,53 MUSD lo que representó el 101,39 %.



**Tabla Nro. 116:** Valor de la energía vendida por autogeneradoras (USD)

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
San Carlos	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	12.994.040,03
Hidosanbartolo	-	-	-	-	-	9.203.544,92	9.566.029,92	10.923.702,79	10.132.269,76	8.996.274,60
Coazucar	-	-	-	-	-	-	5.117.015,76	3.443.145,40	56.242,96	-
Ecoelectric	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	-
Hidroabanico	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	751.804,00
Enermax	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	503.309,10
Ecoluz	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	353.882,40
UNACEM	-	-	-	-	-	670.017,03	867.606,56	169.186,18	64.962,44	1.824,11
SERMAA EP	-	-	-	-	-	81.839,60	243.591,81	189.895,31	246.738,96	279.261,59
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	293.128,20
Moderna Alimentos	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	68.628,60
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	63.294,36	51.755,00	65.920,00	48.210,00	54.334,10
Perlabí	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	77.406,85
Consejo Provincial De Tungurahua	11.396,70	19.659,80	22.333,50	4.214,70	12.348,00	8.945,66	6.570,90	8.932,50	-	10.651,20
Vicunha	-	-	-	9.380,72	24.051,00	18.281,15	-	-	-	-
Electrocordova	1.844,72	8.956,27	4.693,35	3.247,24	503,32	-	-	-	-	-
La Internacional	8.762,74	3.672,09	8.393,50	-	-	-	-	-	-	-
Lafarge	341.373,29	20.898,93	482.687,78	337.017,41	461.876,56	-	-	-	-	-
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	-	4.646.731,12	6.283.166,27	6.869.444,72
Ecudos	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	274.342,23	356.581,19	451.070,62	414.687,80	379.943,35	275.305,33	-	-	-	-
Municipio A. Ante	46.734,27	47.493,06	10.864,21	115.693,32	96.357,76	-	-	-	-	-
Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidronormandia	-	-	-	-	-	-	-	-	4.982.521,77	11.519.367,56
Agua Y Gas De Sillunchi	949,23	825,57	2.168,55	7.176,72	8.226,72	1.238,73	-	-	-	-
Hidroservice	1.753,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total general</b>	<b>21.239.467,16</b>	<b>23.467.911,28</b>	<b>23.966.801,38</b>	<b>23.186.500,98</b>	<b>28.428.469,72</b>	<b>40.461.524,56</b>	<b>41.860.687,73</b>	<b>39.885.510,53</b>	<b>37.916.329,84</b>	<b>42.773.357,07</b>

## 5.3

# Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión -SNT, periodo 2010-2019

## 5.3.1 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

En la tabla Nro. 117 se presenta el balance multianual de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, así como las pérdidas en el SNT. En el periodo 2010-2019, la energía recibida se incrementó de 15.745,87 GWh a 27.532,24 GWh, esto significó un aumento del 74,85 % en los últimos diez años.

Las pérdidas en el sistema nacional de transmisión pasaron de 512,88 GWh en 2010 a 896,57 GWh en 2019.

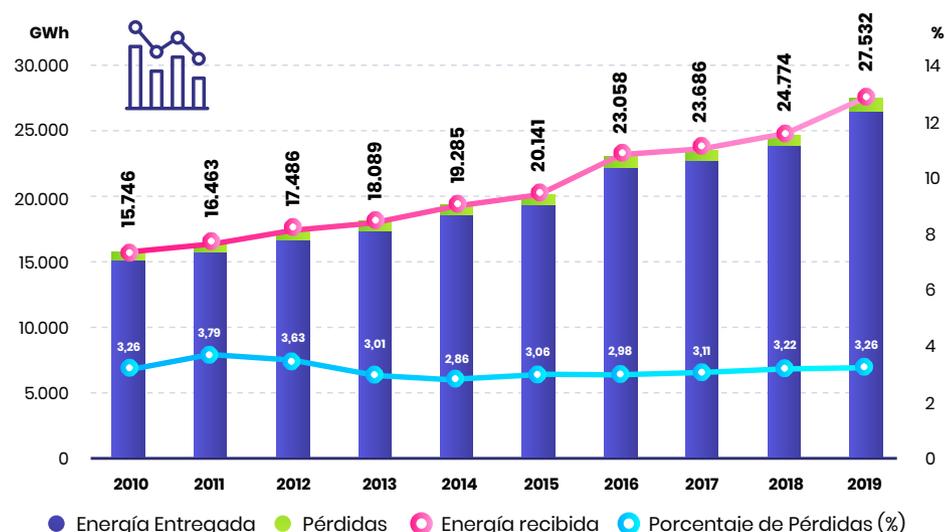
**Tabla Nro. 117:** Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de Auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
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
2019	27.532,24	26.578,72	56,96	896,57	3,26

Fuente: CENACE



**Figura Nro. 132:** Pérdidas de energía en el SNT



## 5.3.2 Valores facturados por el transmisor

En la tabla Nro. 118 se indican los montos totales facturados por la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en cada uno de los años del periodo 2010 - 2019. Cabe indicar que en 2007, las inversiones por concepto de expansión del sistema de transmisión eran cubiertas por el Transmisor; y, a partir del 2009 el Estado Ecuatoriano pasó a financiar este concepto, por tal razón únicamente se reportan valores por cargo fijo.

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

Año	Valores facturados por CELEC EP-Transelectric (MUSD)
	Cargo fijo
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
2019	118,05

## 5.4

# Evolución histórica de la demanda de energía eléctrica, periodo 2010-2019

## 5.4.1 Compra de energía eléctrica por las distribuidoras

La energía comprada por las empresas distribuidoras en 2019 fue 23.289,78 GWh; esto representó un aumento de 6.956,76 GWh con respecto al 2010, es decir, un incremento de 42,59 %.

En la tabla Nro. 119 se presenta en detalle la energía comprada y el valor económico de la misma en el periodo 2010-2019.

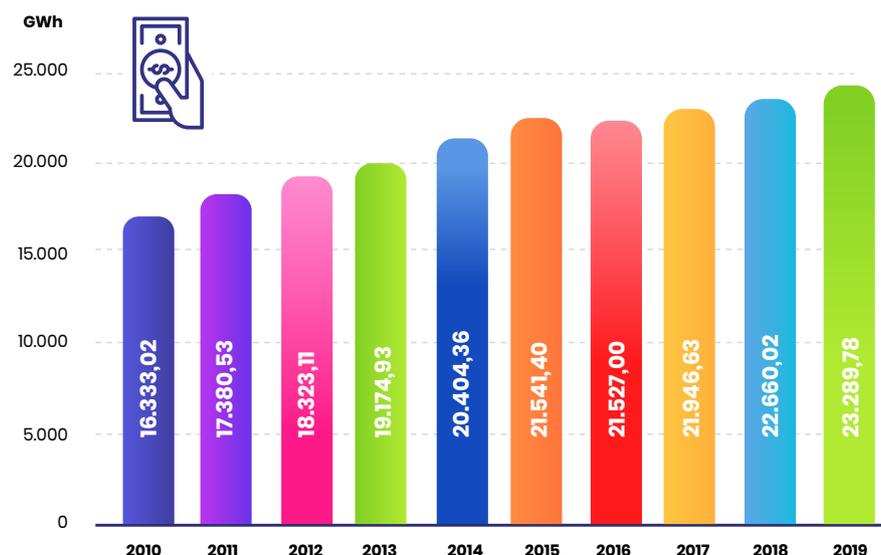
**Tabla Nro. 119:** Compra de energía eléctrica de las distribuidoras

Año	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
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	22.660,02	601,99	155,45	109,48	866,92
2019	23.289,78	510,87	167,76	98,54	777,17

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 2019 fue 777,17 MUSD, con una variación del 12,59 % respecto del monto registrado en 2010 (889,12 MUSD).

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



## 5.4.2 Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución

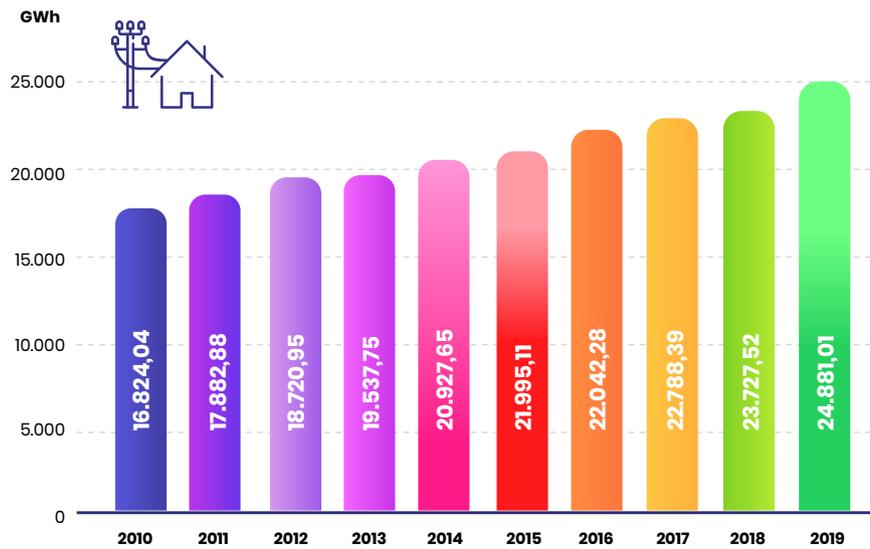
En la tabla Nro. 120 se observa la evolución que ha tenido la energía disponible en el periodo 2010-2019.

**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)
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	23.284,97	6,10	21,51	23.727,52
2019	24.238,98	7,59	23,78	24.881,01

La energía disponible del sistema de distribución en 2019 fue 24.881,01 GWh; con respecto al 2010, existió un aumento de 8.056,97 GWh en la energía disponible, equivalente a un incremento del 47,89 %.

**Figura Nro. 134:** Energía disponible del sistema de distribución (GWh)



### 5.4.3 Energía facturada a clientes regulados

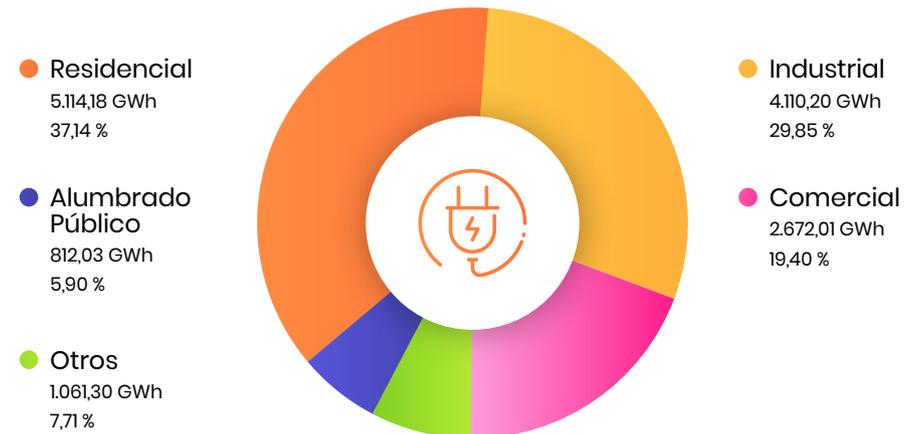
En la tabla Nro. 121 se presenta la evolución de los valores de energía que las empresas distribuidoras facturaron por concepto de servicio eléctrico, a sus clientes regulados en el periodo 2010-2019.

**Tabla Nro. 121:** Energía facturada por grupo de consumo (GWh)

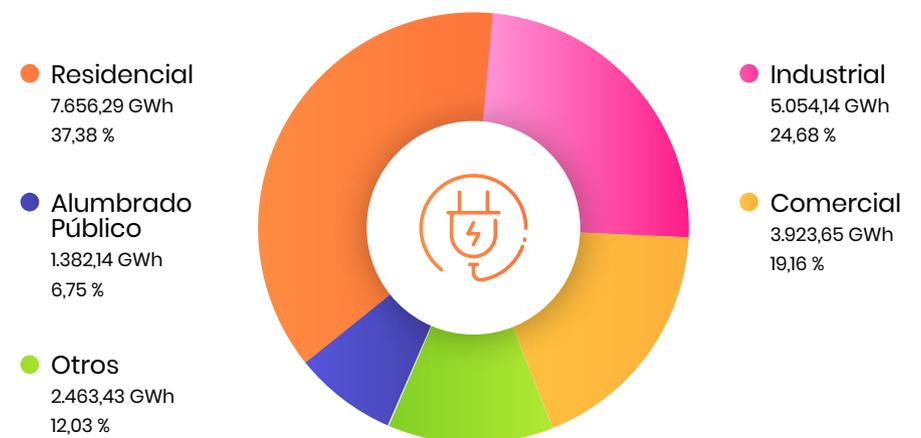
Año	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público	Total
2010	5.114,18	4.110,20	2.672,01	1.061,30	812,03	13.769,73
2011	5.350,95	4.480,50	2.955,49	1.261,22	882,97	14.931,12
2012	5.628,67	4.685,93	3.209,14	1.411,18	913,08	15.847,99
2013	5.881,39	4.684,27	3.485,54	1.728,01	963,73	16.742,94
2014	6.364,00	4.974,56	3.785,72	1.810,68	1.023,34	17.958,30
2015	6.927,71	4.972,67	3.981,06	1.979,83	1.081,32	18.942,59
2016	7.104,85	4.778,08	3.838,26	2.049,14	1.127,10	18.897,42
2017	7.298,00	4.924,57	3.843,01	2.149,01	1.212,96	19.427,55
2018	7.400,31	5.091,68	3.830,56	2.367,71	1.310,36	20.000,62
2019	7.656,29	5.054,14	3.923,65	2.463,43	1.382,14	20.479,65

En 2019, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un total de 20.479,65 GWh; esto es 6.709,92 GWh más que en 2010, lo que representó un incremento del 48,73 %.

**Figura Nro. 135:** Energía facturada por grupo de consumo en 2010 (GWh)

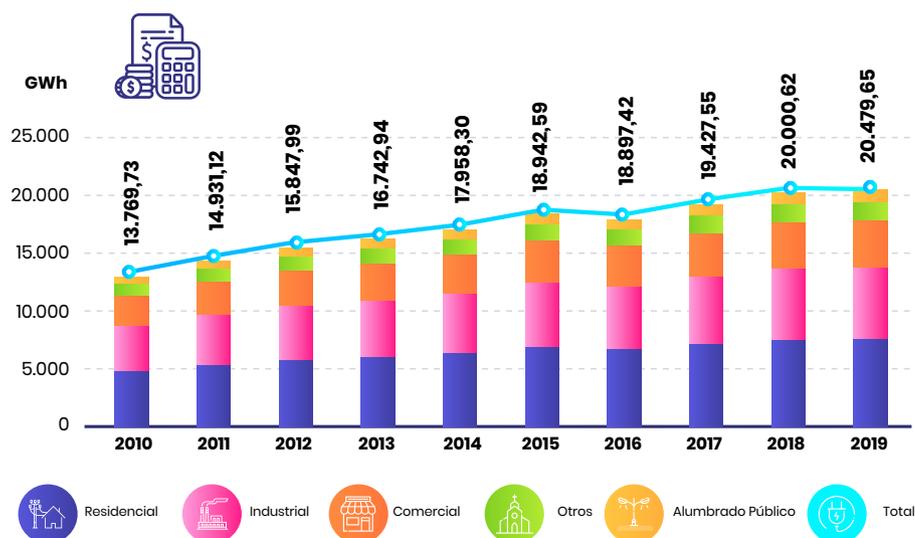


**Figura Nro. 136:** Energía facturada por grupo de consumo en 2019 (GWh)



De las figuras Nros. 135 y 136 se puede concluir que en los últimos años el sector industrial ha crecido en nuestro país, mostrando un incremento de 943,94 GWh, que en porcentaje representó 22,97 %.

**Figura Nro. 137:** Evolución de la energía facturada por grupo de consumo (GWh)



En la tabla Nro. 122 se presenta la energía facturada a nivel de provincia para el periodo 2011-2019. Cabe señalar que la información de energía facturada por provincia del 2010 no se dispone debido a que esta se reporta a partir del año 2011.

**Tabla Nro. 122:** Energía facturada por provincia (GWh)

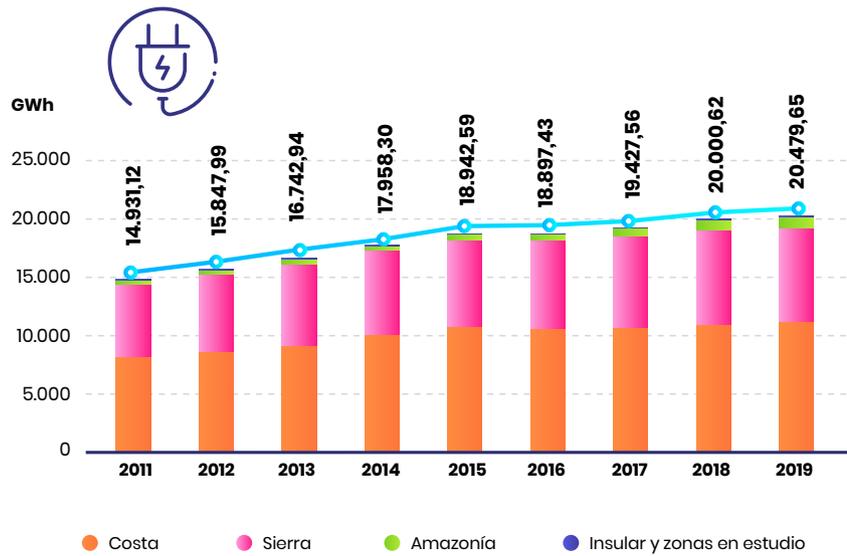
Provincia	Año								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Guayas	5.618,22	5.892,87	6.263,78	6.804,50	7.206,58	7.149,03	7.037,13	7.043,26	7.275,58
Pichincha	3.532,81	3.695,12	3.852,72	3.926,67	4.015,85	3.987,27	4.093,60	4.157,51	3.999,67
Manabi	1.017,08	1.112,98	1.170,74	1.289,60	1.404,03	1.329,95	1.422,08	1.483,87	1.540,58
Azuay	755,18	803,65	850,19	886,13	933,40	945,76	1.015,06	1.018,99	1.041,11
El Oro	546,33	608,40	651,21	729,64	801,98	831,02	848,44	906,59	977,46
Los Ríos	435,82	474,80	507,71	570,00	619,96	628,75	656,42	683,13	702,03
Sucumbios	100,01	114,96	131,77	145,34	161,26	169,14	235,91	502,46	580,09
Tungurahua	382,77	407,22	438,71	458,15	485,79	496,63	517,12	538,15	546,69
Santo Domingo de los Tsáchilas	275,10	294,36	315,15	344,26	413,90	429,66	456,19	475,33	489,65
Cotopaxi	367,62	396,11	405,53	450,92	444,86	429,36	488,27	514,19	482,87
Esmeraldas	378,72	433,57	429,82	450,40	445,45	450,46	491,47	482,52	479,75
Santa Elena	233,75	258,11	274,32	327,35	363,81	362,42	373,12	390,78	429,57
Imbabura	262,75	258,88	276,68	300,64	308,67	306,19	343,74	338,74	348,44
Chimborazo	257,78	276,38	302,97	321,06	334,63	342,93	373,46	359,44	345,32
Loja	202,03	215,32	226,73	243,90	253,09	264,15	269,18	282,78	290,19
Cañar	156,53	163,89	170,58	180,24	185,85	193,70	211,36	193,75	206,87
Zamora Chinchipe	34,62	37,33	39,15	44,90	47,72	48,47	49,97	53,01	145,50
Orellana	64,87	75,10	86,51	112,51	118,75	115,41	116,36	124,64	132,03
Carchi	68,68	69,10	74,05	77,11	81,26	84,57	85,81	92,94	100,94
Bolivar	59,98	65,84	68,66	72,82	77,30	82,65	85,32	89,06	90,84
Napo	48,93	52,12	56,13	62,07	65,58	69,80	75,23	81,92	85,84
Morona Santiago	52,54	56,30	59,70	60,73	63,97	66,66	71,77	71,22	72,95
Pastaza	40,84	43,42	47,52	49,73	51,53	54,34	55,89	58,17	59,80
Galápagos	32,52	36,20	36,53	42,09	47,98	47,01	49,71	51,13	55,89
Zonas en estudio	5,65	5,98	6,08	7,52	9,41	12,11	4,97	7,06	-
<b>Total general</b>	<b>14.931,12</b>	<b>15.847,99</b>	<b>16.742,94</b>	<b>17.958,30</b>	<b>18.942,59</b>	<b>18.897,43</b>	<b>19.427,56</b>	<b>20.000,62</b>	<b>20.479,65</b>

En la figura Nro. 138 se presenta la energía facturada por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2019.



Estación Central ORNCEM - Francisco de Orellana  
Autor: Operaciones Río Napo

**Figura Nro. 138:** Energía facturada por región (GWh)



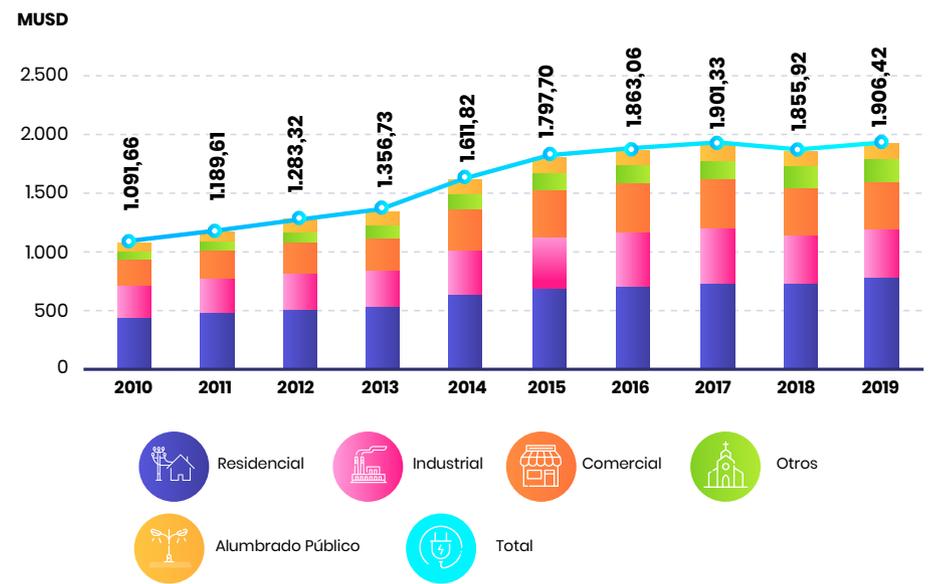
En la tabla Nro. 123 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares y desagregada por grupo de consumo.

**Tabla Nro. 123:** Facturación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD)

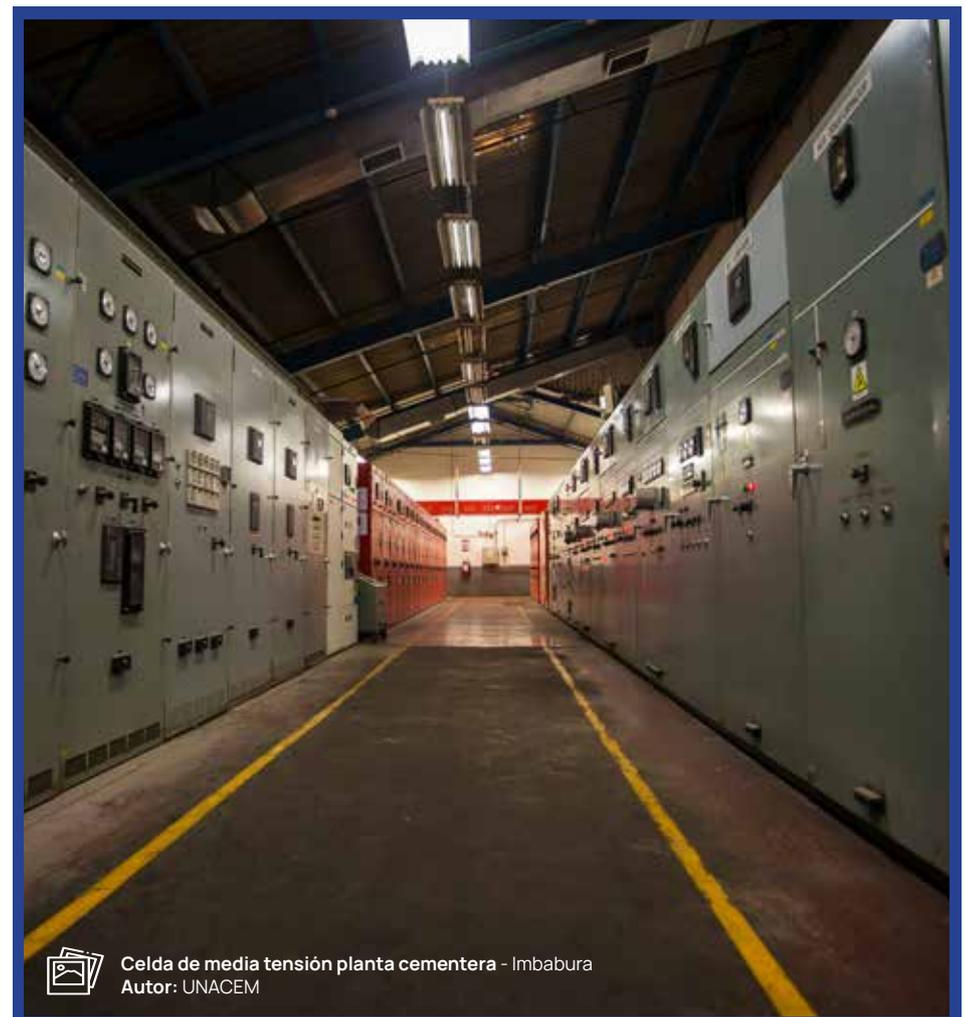
Año	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público	Total
2010	471,47	268,26	209,64	62,22	80,08	1.091,66
2011	504,24	286,18	231,39	78,06	89,76	1.189,61
2012	540,47	298,00	251,60	90,09	103,15	1.283,32
2013	557,29	298,89	269,62	108,73	122,20	1.356,73
2014	634,60	380,40	337,53	129,36	129,93	1.611,82
2015	711,98	418,57	383,85	145,10	138,19	1.797,70
2016	726,99	453,52	398,96	145,41	138,19	1.863,06
2017	742,32	465,96	399,88	151,96	141,21	1.901,33
2018	751,29	407,85	397,82	166,87	132,09	1.855,92
2019	787,02	403,75	409,68	174,60	131,37	1.906,42

En 2019, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un monto total de 1.906,42 MUSD; esto es 814,76 MUSD más que en 2010, lo que representó un incremento del 74,63 %.

**Figura Nro. 139:** Facturación por servicio eléctrico por grupo de consumo (MUSD)



En la tabla Nro. 124 se presentan los montos correspondientes a la facturación por servicio eléctrico a nivel de provincia para el periodo 2011-2019.

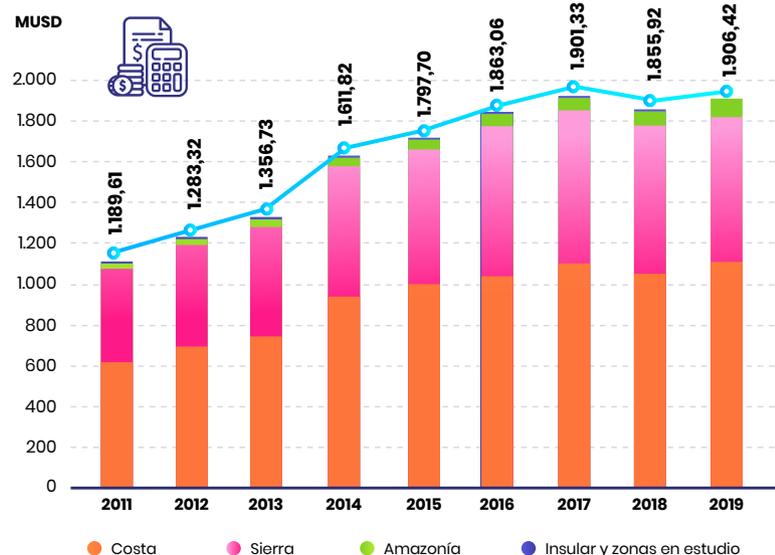


**Tabla Nro. 124:** Facturación por servicio eléctrico por provincia (MUSD)

Provincia	Año								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Guayas	415,55	454,17	475,72	586,84	662,49	693,85	679,18	645,23	669,65
Pichincha	274,97	286,31	303,41	344,26	374,62	380,46	392,41	383,27	371,12
Manabí	82,10	91,28	93,12	112,96	130,90	123,90	131,99	128,11	139,59
Azuay	63,41	67,45	70,49	82,42	91,23	97,90	104,64	97,45	98,30
El Oro	47,91	53,41	56,95	69,87	80,22	84,46	84,79	86,39	91,86
Los Ríos	39,91	44,83	47,39	58,84	58,54	61,65	63,33	65,05	67,98
Tungurahua	35,32	37,05	39,28	44,79	48,86	50,47	52,05	51,76	51,67
Santo Domingo de los Tsáchilas	21,67	23,55	30,14	35,90	44,12	46,58	48,63	48,58	49,15
Sucumbios	9,58	10,39	12,13	14,86	16,44	17,52	21,98	40,01	45,02
Cotopaxi	28,33	30,47	31,72	38,93	42,21	44,04	48,82	46,52	44,61
Santa Elena	21,68	24,57	26,68	30,08	39,62	41,46	41,82	40,67	43,26
Esmeraldas	31,81	36,37	37,88	36,45	38,43	43,73	45,97	40,88	42,13
Imbabura	23,69	24,02	25,43	29,81	32,01	32,08	35,64	34,50	35,35
Chimborazo	23,03	24,58	27,13	31,41	34,71	36,62	38,79	35,77	34,43
Loja	19,66	21,08	22,30	25,93	27,74	28,84	29,05	29,88	30,48
Cañar	12,99	13,63	14,05	16,73	18,22	19,93	21,50	18,78	19,93
Orellana	6,25	6,83	7,78	10,61	11,67	11,55	11,65	12,24	12,92
Zamora Chinchipe	3,25	3,44	3,62	4,57	5,11	5,24	5,26	5,48	12,20
Carchi	6,24	6,41	6,85	7,68	8,43	8,97	9,06	9,71	10,61
Bolívar	6,22	6,30	6,26	7,16	7,91	8,25	8,35	8,54	8,47
Napo	4,19	4,47	4,79	5,75	6,36	6,90	7,40	7,75	8,05
Morona Santiago	4,82	5,14	5,43	6,04	6,67	6,91	7,56	7,36	7,58
Galápagos	2,93	3,21	3,50	4,40	5,07	5,11	5,35	5,56	6,11
Pastaza	3,57	3,80	4,11	4,77	5,17	5,43	5,56	5,72	5,90
Zonas en estudio	0,52	0,55	0,56	0,74	0,93	1,21	0,52	0,73	-
<b>Total general</b>	<b>1.189,61</b>	<b>1.283,32</b>	<b>1.356,73</b>	<b>1.611,82</b>	<b>1.797,70</b>	<b>1.863,06</b>	<b>1.901,33</b>	<b>1.855,92</b>	<b>1.906,42</b>

En la figura Nro. 140 se presentan los montos por concepto de facturación por servicio eléctrico por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2019.

**Figura Nro. 140:** Facturación por servicio eléctrico por región (MUSD)



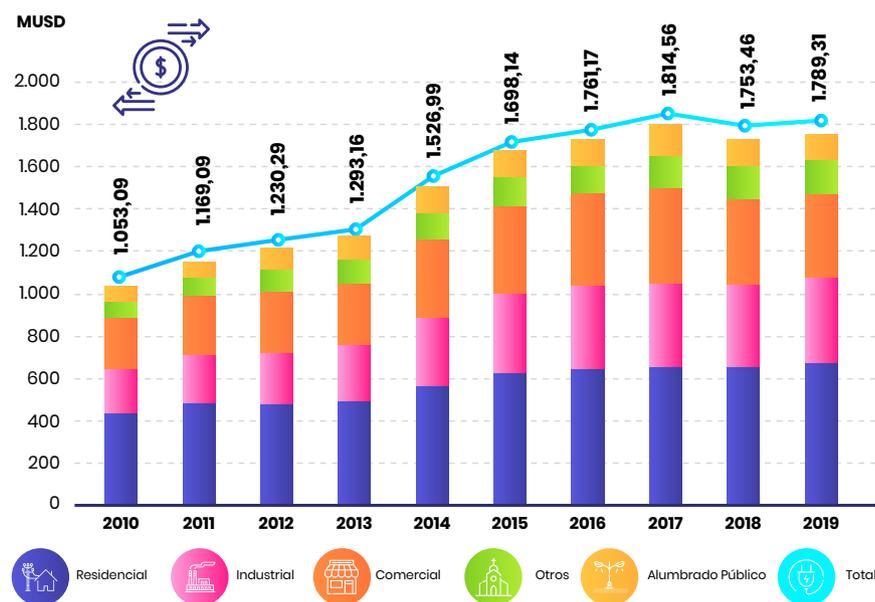
## 5.4.4 Recaudación de valores facturados por las distribuidoras a clientes regulados

En 2019, la recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados fue 1.789,31 MUSD; con respecto al 2010, existió un aumento de 736,21 MUSD en la recaudación de valores facturados, equivalente al 69,91 %.

**Tabla Nro. 125:** Recaudación de valores facturados por grupo de consumo (MUSD)

Año	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Alumbrado Público	Total
2010	443,49	250,36	204,62	79,88	74,75	1.053,09
2011	484,18	284,75	231,04	86,19	82,93	1.169,09
2012	475,32	297,77	247,20	104,91	105,09	1.230,29
2013	492,76	296,33	267,19	115,74	121,13	1.293,16
2014	565,66	374,29	333,70	123,90	129,44	1.526,99
2015	633,06	415,10	380,71	134,35	134,91	1.698,14
2016	652,60	446,52	393,52	132,96	135,57	1.761,17
2017	662,80	463,72	395,14	153,24	139,65	1.814,56
2018	654,81	409,88	394,49	162,84	131,44	1.753,46
2019	679,11	401,37	405,24	167,17	136,42	1.789,31

**Figura Nro. 141:** Recaudación de valores facturados por grupo de consumo (MUSD)



## 5.4.5 Facturación a clientes no regulados

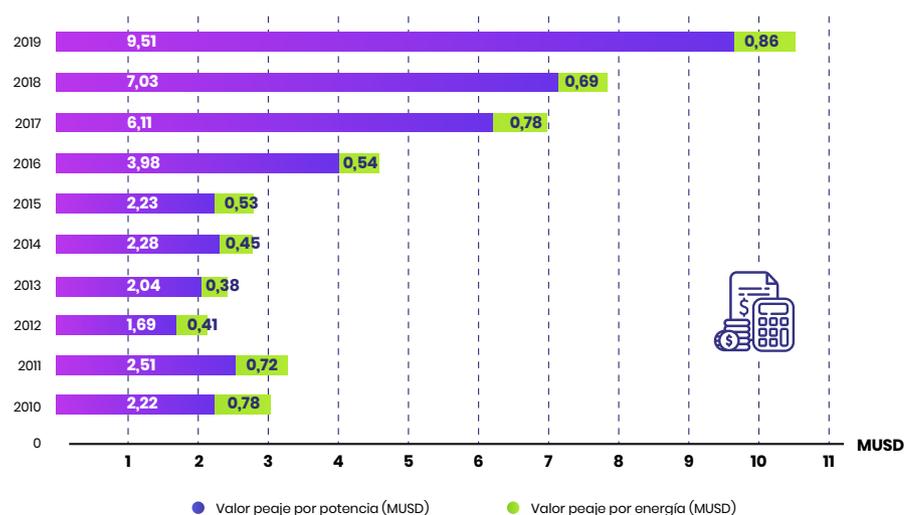
En 2019, las empresas distribuidoras entregaron a clientes no regulados un total de 1.427,07 GWh, la cual representó el 290,64 % de la energía entregada a este tipo de clientes en 2010 (491,01 GWh).

**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)
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	1.050.415,84	2.278,26	7.033.801,85	694.000,81	7.767.347,84
2019	1.427.072,46	3.105,45	9.506.927,51	858.543,26	10.409.605,53

Los valores de potencia corresponden a la sumatoria de las demandas máximas mensuales (MW) registradas por los clientes no regulados durante 2019.

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



**Tabla Nro. 127:** Pérdidas de energía eléctrica en distribución

Año	Disponibles en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
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
2019	24.881,01	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00

## 5.5

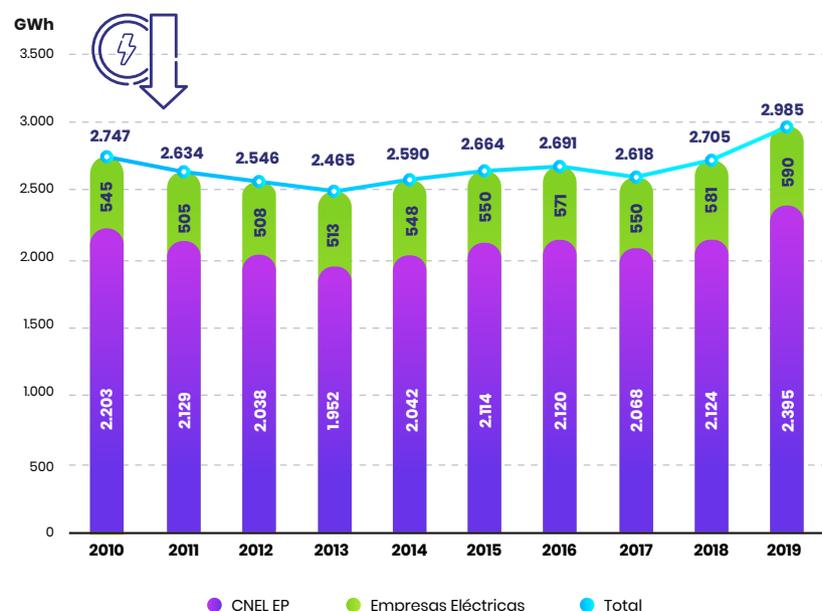
### Evolución histórica de pérdidas en los sistemas de distribución, periodo 2010-2019

#### 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 2010-2019.



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



Las pérdidas de energía de los sistemas de distribución en 2019, fueron 2.985,31 GWh; con respecto al 2010, existió un incremento de 237,89 GWh.

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



Porcentualmente, en 2019 las pérdidas fueron 12,00 %, lo que representó una disminución de 4,33 puntos porcentuales con relación al 2010 (16,33 %).

### 5.5.2 Comparativo de los valores de pérdidas de las distribuidoras para 2010 y 2019

Los valores de pérdidas que registraron cada una de las empresas distribuidoras en 2010 y 2019 se presentan en la tabla Nro. 128.



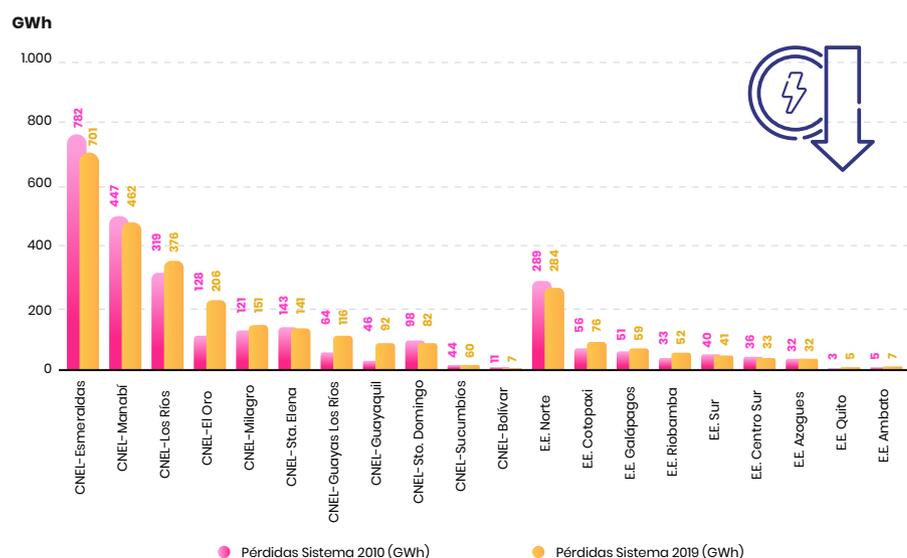
Represa El Labrado - Azuay  
Autor: Elecaastro

**Tabla Nro. 128:** Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2010 vs. 2019

Empresa	2010			2019			Variación Pérdidas (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	
CNEL-Guayaquil	4.653,98	782,23	16,81	5.746,01	700,92	12,20	(4,61)
CNEL-Manabi	1.283,80	446,51	34,78	1.950,65	462,27	23,70	(11,08)
CNEL-Guayas Los Ríos	1.396,13	318,51	22,81	2.586,01	375,84	14,53	(8,28)
CNEL-El Oro	672,99	128,23	19,05	1.332,27	206,43	15,49	(3,56)
CNEL-Esmeraldas	430,46	120,54	28,00	615,74	151,45	24,60	(3,41)
CNEL-Milagro	578,43	143,45	24,80	935,73	141,20	15,09	(9,71)
CNEL-Sta. Elena	404,95	64,32	15,88	791,47	115,98	14,65	(1,23)
CNEL-Sto. Domingo	411,60	46,29	11,25	794,06	92,04	11,59	0,34
CNEL-Los Ríos	321,53	97,95	30,46	487,61	82,18	16,85	(13,61)
CNEL-Sucumbios	193,36	44,05	22,78	772,78	60,49	7,83	(14,95)
CNEL-Bolivar	64,52	10,75	16,66	96,59	6,60	6,84	(9,83)
<b>Total CNEL EP</b>	<b>10.411,74</b>	<b>2.202,84</b>	<b>21,16</b>	<b>16.108,91</b>	<b>2.395,42</b>	<b>14,87</b>	<b>(6,29)</b>
E.E. Quito	3.654,18	289,15	7,91	4.561,06	284,09	6,23	(1,68)
E.E. Centro Sur	780,19	56,40	7,23	1.175,91	76,31	6,49	(0,74)
E.E. Norte	466,11	51,20	10,99	648,98	59,03	9,10	(1,89)
E.E. Cotopaxi	389,23	32,51	8,35	605,78	52,39	8,65	0,30
E.E. Ambato	473,07	40,36	8,53	713,59	41,38	5,80	(2,73)
E.E. Riobamba	271,35	35,75	13,17	418,97	32,52	7,76	(5,41)
E.E. Sur	252,14	31,53	12,50	477,07	32,19	6,75	(5,76)
E.E. Galápagos	32,69	2,98	9,13	60,65	4,77	7,86	(1,27)
E.E. Azogues	93,34	4,71	5,04	110,09	7,22	6,56	1,51
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>6.412,30</b>	<b>544,59</b>	<b>8,49</b>	<b>8.772,10</b>	<b>589,90</b>	<b>6,72</b>	<b>(1,77)</b>
<b>Total general</b>	<b>16.824,04</b>	<b>2.747,43</b>	<b>16,33</b>	<b>24.881,01</b>	<b>2.985,31</b>	<b>12,00</b>	<b>(4,33)</b>

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores registrados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en 2010, corresponden a los registrados en ese año por la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

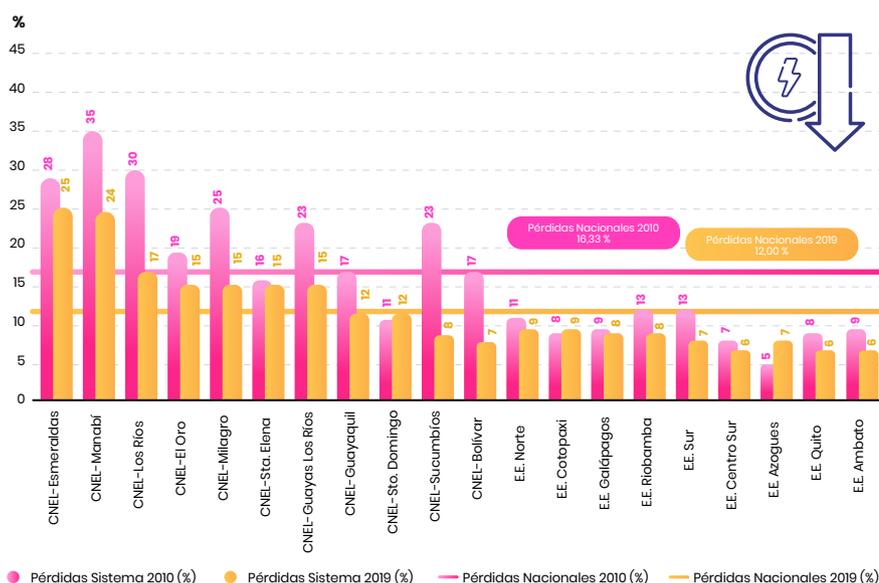
**Figura Nro. 145:** Comparativo de pérdidas (GWh) 2010 vs. 2019



De la tabla Nro. 128 y de la figura Nro. 145 se colige que la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil presentó la disminución más significativa en cuanto a las pérdidas de energía, puesto que estas pasaron de 782,23 GWh en 2010 a 700,92 GWh en 2019, es decir, se redujeron 81,30 GWh en pérdidas.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito presentó la disminución más significativa, pasando de 289,15 GWh en 2010 a 284,09 GWh en 2019, con una reducción de 5,06 GWh por concepto de pérdidas.

**Figura Nro. 146:** Comparativo de pérdidas (%) 2010 vs. 2019



Con respecto a las pérdidas porcentuales, de la tabla Nro. 126 y de la figura Nro. 146 se puede deducir, que la CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbios presentó la disminución más significativa en el porcentaje de pérdidas, puesto que en 2010 estas fueron 22,78 % y en 2019 fueron 7,83 %, evidenciando una disminución de 14,95 puntos porcentuales.

Por parte de las empresas eléctricas, la Sur presentó la disminución más significativa en pérdidas porcentuales, pasando de 12,50 % en 2010 a 6,75 % en 2019, con una reducción de 5,76 puntos porcentuales.

## 5.6

## Evolución histórica de precios medios periodo 2010-2019

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

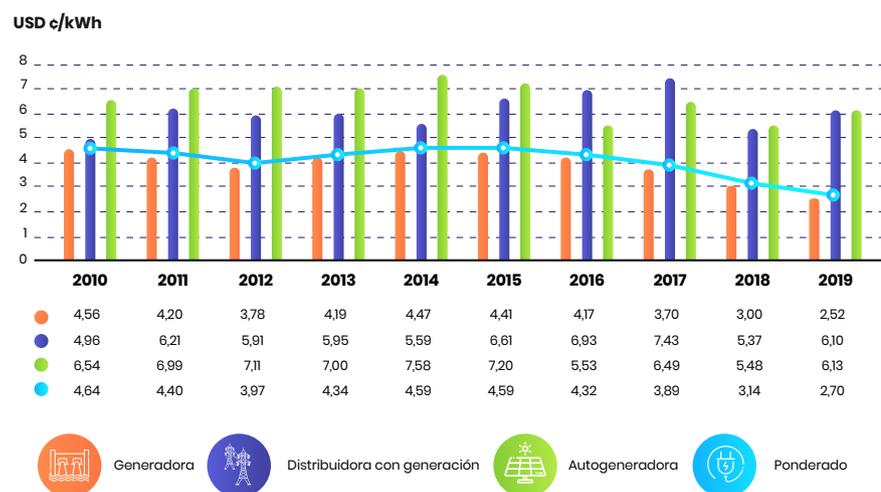
En la tabla Nro. 129 se presentan los precios medios por tipo de empresa para el periodo 2010-2019; se observa que el precio medio ponderado en 2010 fue 4,64 USD ¢/kWh y para 2019 se situó en 2,70 USD ¢/kWh. En 2019, las empresas generadoras registraron un precio medio de 2,52 USD ¢/kWh, las distribuidoras con generación 6,10 USD ¢/kWh y las autogeneradoras 6,13 USD ¢/kWh.

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

Tipo	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Generadora	4,56	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70	3,00	2,52
Distribuidora con generación	4,96	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93	7,43	5,37	6,10
Autogeneradora	6,54	6,99	7,11	7,00	7,58	7,20	5,53	6,49	5,48	6,13
Ponderado	4,64	4,40	3,97	4,34	4,59	4,59	4,32	3,89	3,14	2,70



**Figura Nro. 147:** Precio medio de la energía generada por tipo de empresa



## 5.6.2 Precio medio de la energía vendida por las generadoras

En la tabla Nro. 130 se presenta el precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras: en 2010 fue 4,56 USD ¢/kWh; y, en 2019 fue 2,52 USD ¢/kWh.

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

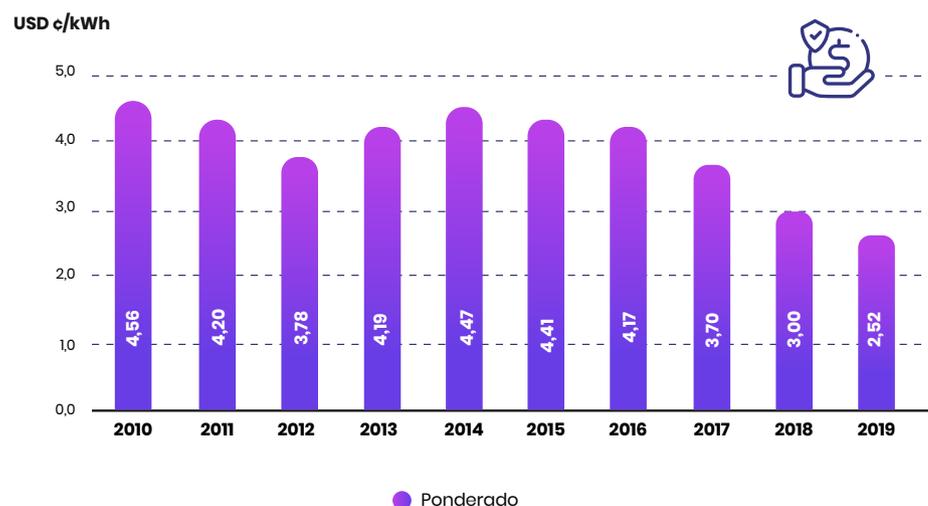
Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
2010	13.703,45	624,73	4,56
2011	15.362,56	644,84	4,20
2012	17.416,93	657,52	3,78
2013	17.965,72	752,94	4,19
2014	18.712,17	835,52	4,47
2015	20.264,82	892,70	4,41
2016	21.298,80	887,54	4,17
2017	21.830,01	808,62	3,70
2018	22.501,10	675,52	3,00
2019	25.232,80	635,72	2,52

En la tabla Nro. 131 y figura Nro. 148 se presenta la evolución de los precios medios de las empresas generadoras durante el periodo 2010-2019. Hasta el 2012 los precios se situaron entre 1,01 USD ¢/kWh y 28,71 USD ¢/kWh; a partir del 2013 se visualizan precios que ascienden a 40,03 USD ¢/kWh, que corresponden a centrales de generación fotovoltaica.

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

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	0,20	0,20	7,50	4,25
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	1,96	0,61	1,19	0,94	0,69
EPMAPS	-	-	-	-	-	-	1,13	1,73	1,38	2,16
CELEC-Hidropaute	1,42	1,34	1,01	0,74	0,96	0,79	1,66	2,02	1,23	0,61
CELEC-Hidroagoyán	3,66	2,84	1,34	0,99	1,06	1,01	2,06	2,29	2,08	1,42
CELEC-Hidronación	-	-	1,73	1,92	2,83	2,90	3,47	3,44	2,58	2,25
HidroSimimbe	4,67	4,75	4,76	4,78	4,78	4,85	4,86	4,55	2,85	2,24
CELEC-Termogas Machala	6,73	7,29	5,16	4,56	5,01	5,54	5,48	7,05	6,11	11,07
Elecaastro	5,84	4,63	3,93	3,15	5,34	5,55	5,74	6,15	6,06	6,05
Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	6,88	6,88	6,88	6,88
HidroVictoria	-	-	-	-	-	-	6,97	7,17	7,17	7,17
Termoguayas	6,76	7,00	7,76	8,70	8,63	8,57	7,16	8,54	-	-
Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	7,17	7,17	7,17	7,17
Generoca	7,54	8,04	8,07	8,18	8,70	8,63	9,05	8,85	8,62	8,54
CELEC-Gensur	-	-	-	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	2,22	2,14
CELEC-Termoesmeraldas	6,04	4,82	6,68	7,07	6,94	7,77	9,31	14,57	8,69	8,24
CELEC-Electroguayas	6,28	8,89	8,53	8,76	8,51	9,10	9,46	11,64	8,77	9,26
Gasgreen	-	-	-	-	-	-	11,00	11,05	15,04	11,05
Intervisa Trade	11,68	13,39	28,71	7,46	16,14	11,46	11,50	-	-	-
CELEC-Termopichincha	10,54	9,22	9,68	10,29	10,31	11,58	11,85	21,71	21,25	28,19
Eolicsa	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82	13,21	12,81	-	-	-
Electroquil	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	39,96
Sansau	-	-	-	-	40,03	39,27	39,75	39,56	40,00	40,00
Ep fotovoltaica	-	-	-	40,03	39,76	40,03	40,03	40,03	40,03	43,56
Brineforcorp	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Electrisol	-	-	-	-	40,03	39,90	40,03	40,03	40,03	40,03
Solsantros	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Saracaysol	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Lojaenergy	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Gransolar	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Surenergy	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Valsolar	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	39,96
Solchacras	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Sanersol	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Enersol	-	-	-	39,76	40,04	46,13	40,03	39,23	40,03	40,03
Gonzanergy	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
San Pedro	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Renova Loja	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Solsantonio	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Solhuaqui	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Sabiangosolar	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,60
Genrenotec	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Altgenotec	-	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03
Hidronación	2,69	3,58	-	-	-	-	-	-	-	-
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	7,80	3,29
Hidropastaza	2,16	1,28	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	-	12,21	13,85
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	11,12	11,08	11,08
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	0,20	1,51
EMAAP-Q	6,82	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95	-	-	-	-
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	6,51	6,51
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	6,58	6,58	6,58
Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,17
<b>Ponderado</b>	<b>4,56</b>	<b>4,20</b>	<b>3,78</b>	<b>4,19</b>	<b>4,47</b>	<b>4,41</b>	<b>4,17</b>	<b>3,70</b>	<b>3,00</b>	<b>2,52</b>

**Figura Nro. 148:** Precio medio de la energía vendida por las generadoras



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

En 2010, el precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación fue 4,96 USD ¢/kWh. Para 2019, el precio medio fue 6,10 USD ¢/kWh, lo que representó una variación del 22,97%.

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

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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
2019	630,34	38,44	6,10

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

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

Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CNEL-Guayaquil	7,82	10,17	8,45	9,22	9,56	11,75	14,23	48,83	19,15	30,55
CNEL-Bolívar	5,58	8,36	0,20	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	11,92	13,04	13,21	9,56	7,81	12,43	10,78	14,53	16,42	10,76
E.E. Quito	1,63	4,64	4,85	4,61	3,90	4,21	4,54	4,60	3,90	3,44
E.E. Ambato	12,13	12,45	3,33	5,07	2,76	2,07	5,35	4,40	3,73	4,76
E.E. Norte	5,64	4,26	3,71	2,84	2,83	2,10	4,29	4,94	3,33	2,61
E.E. Cotopaxi	2,61	2,60	3,30	2,99	2,20	2,18	4,02	2,10	2,67	2,32
E.E. Riobamba	3,25	3,00	2,59	2,34	1,61	1,68	2,55	3,15	2,25	2,43
<b>Ponderado</b>	<b>4,96</b>	<b>6,21</b>	<b>5,91</b>	<b>5,95</b>	<b>5,59</b>	<b>6,61</b>	<b>6,93</b>	<b>7,43</b>	<b>5,37</b>	<b>6,10</b>

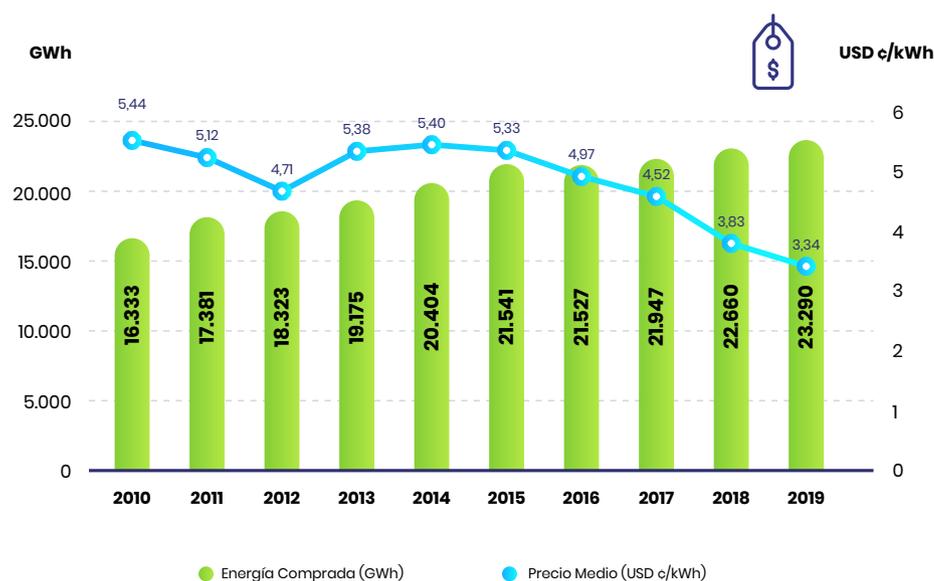
### 5.6.4 Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras

El valor promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras en 2019 fue 3,34 USD ¢/kWh, esto es 2,11 USD ¢/kWh menos que el valor de 2010 (5,44 USD ¢/kWh), lo que representó una disminución del 38,70%.

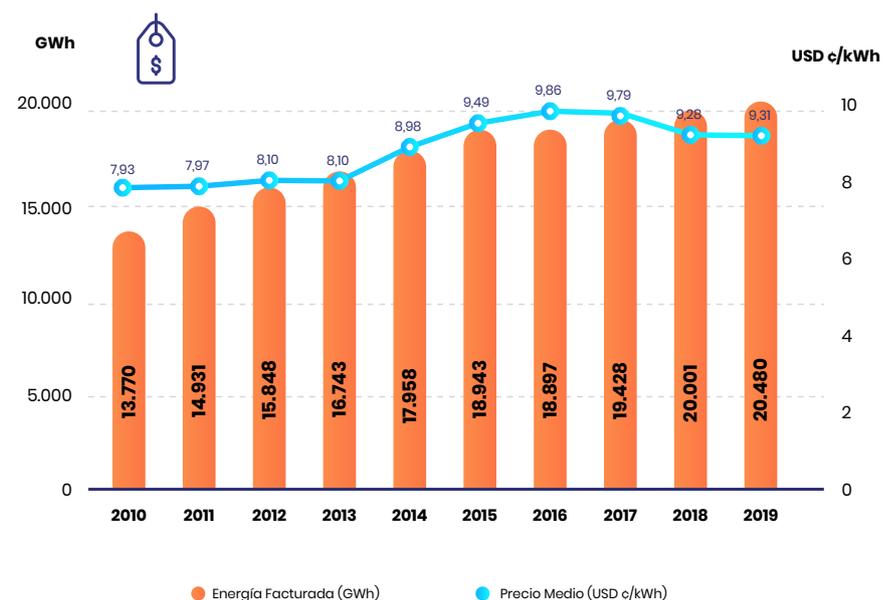
**Tabla Nro. 134:** Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras

Año	Energía Comprada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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	22.660,02	866,92	3,83
2019	23.289,78	777,17	3,34

**Figura Nro. 149:** Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras



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



### 5.6.5 Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

En 2010, el precio medio de la energía facturada a clientes regulados fue 7,93 USD c/kWh. Para 2019, el precio medio fue 9,31 USD c/kWh, lo que representó una variación del 17,42 %.

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

Año	Energía Facturada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
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
2019	20.479,65	1.906,42	9,31

## 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 2010-2019. En 2010, se exportaron 9,96 GWh; y, en 2019, 1.826,64 GWh, el incremento fue 1.816,68 GWh, lo que representó 18.246,66 %.

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

Exportación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colombia	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33	378,52	194,53	233,53	1.765,22
Perú	0,21	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85	23,28	17,27	22,13	61,42
<b>Total general</b>	<b>9,96</b>	<b>14,39</b>	<b>11,88</b>	<b>28,98</b>	<b>47,24</b>	<b>46,17</b>	<b>401,80</b>	<b>211,80</b>	<b>255,66</b>	<b>1.826,64</b>

**Figura Nro. 151:** Energía exportada periodo 2010-2019



### 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 2010-2019. En 2010, el monto alcanzó 0,70 MUSD; y, en 2019, 68,41 MUSD, el incremento fue 67,71 MUSD.

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

Exportación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colombia	0,68	0,19	0,17	1,11	1,95	2,57	37,36	3,13	5,86	67,75
Perú	0,02	1,88	2,36	0,05	0,04	0,10	0,35	0,22	0,36	0,66
Total general	0,70	2,07	2,54	1,16	1,99	2,68	37,72	3,35	6,22	68,41

### 5.7.1.2 Precio medio de la energía exportada

En la tabla Nro. 138 se presentan los precios medios de la energía exportada en el periodo 2010-2019, para 2019 fue 3,75 USD ¢/kWh: Colombia con 3,84 USD ¢/kWh y Perú 1,07 USD ¢/kWh.

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

Exportación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colombia	6,97	2,27	2,66	3,90	4,16	5,68	9,87	1,61	2,51	3,84
Perú	10,21	30,46	44,03	10,51	11,04	12,04	1,52	1,30	1,62	1,07
Ponderado	7,04	14,36	21,35	4,01	4,21	5,79	9,39	1,58	2,43	3,75

## 5.7.2 Importación de energía

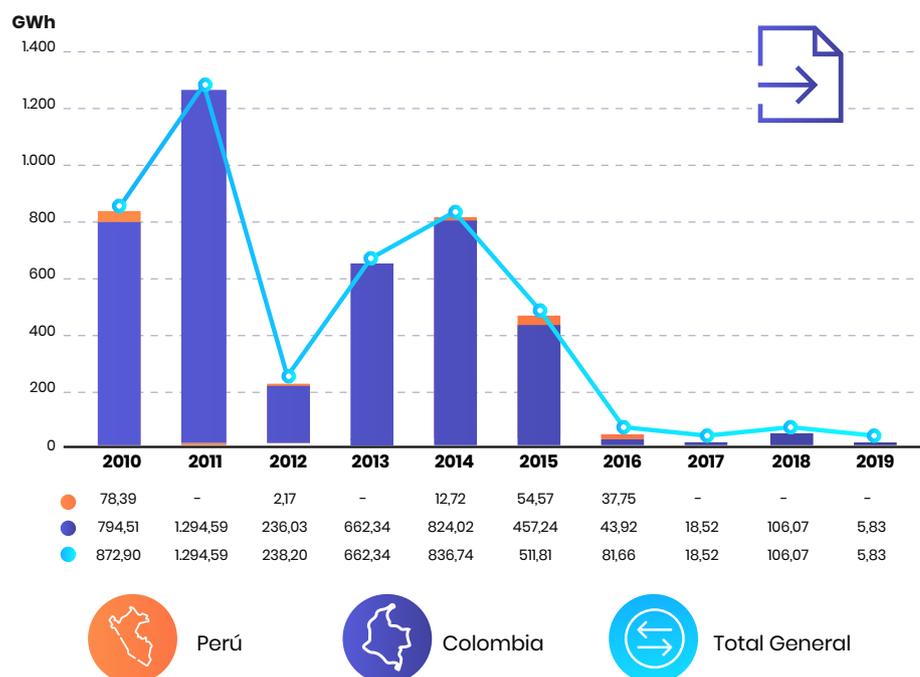
En la tabla Nro. 139 y figura Nro. 152 se presenta la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2010-2019. A lo largo del periodo se evidencia una reducción en la importación de energía debido al inicio de operación de varias centrales hidroeléctricas de mediana y gran capacidad. La energía importada en 2010 fue 872,90 GWh; y, en 2019 fue 5,83 GWh, la disminución fue 867,07 GWh, lo que representó una disminución del 99,33 %.

**Tabla Nro. 139:** Energía importada a través del SNT (GWh)

Importación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colombia	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52	106,07	5,83
Perú	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75	-	-	-
Total general	872,90	1.294,59	238,20	662,34	836,74	511,81	81,66	18,52	106,07	5,83



**Figura Nro. 152:** Energía importada en el periodo 2010-2019



### 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 2010-2019: en 2010 fue 96,93 MUSD; y, en 2019 fue 0,28 MUSD, la disminución fue 96,65 MUSD lo que representó el 99,71 %.

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

Interconexión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colombia	74,13	87,83	23,99	78,06	96,16	47,98	6,07	0,88	4,63	0,28
Perú	22,80	-	1,22	-	0,55	3,13	2,20	-	-	-
Total general	96,93	87,83	25,21	78,06	96,71	51,11	8,27	0,88	4,63	0,28

### 5.7.2.2 Precio medio de energía importada

En la tabla Nro. 141 se presentan los precios medios de la energía importada, en 2019 fue 4,80 USD ¢/kWh.

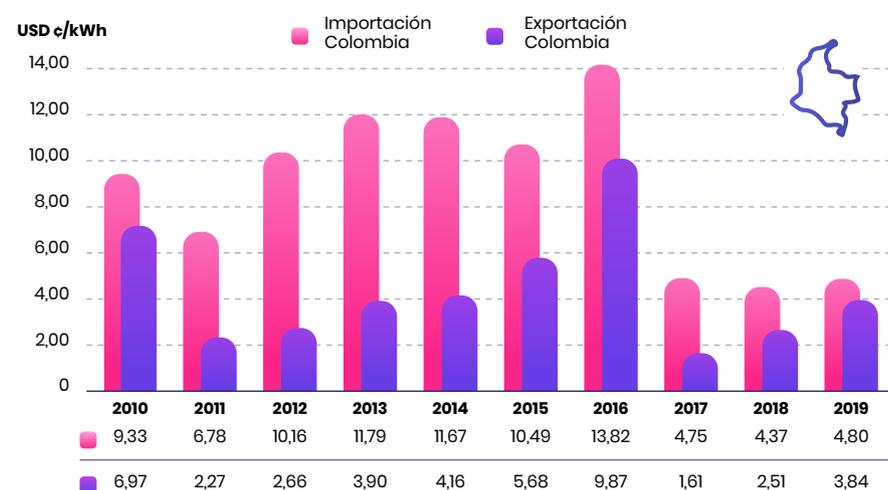
**Tabla Nro. 141:** Precio medio de la energía importada (USD ¢/kWh)

Interconexión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Colombia	9,33	6,78	10,16	11,79	11,67	10,49	13,82	4,75	4,37	4,80
Perú	24,55	29,09	56,12	-	4,32	5,74	5,84	-	-	-
Ponderado	10,51	11,10	10,58	11,79	11,56	9,99	10,13	4,75	4,37	4,80

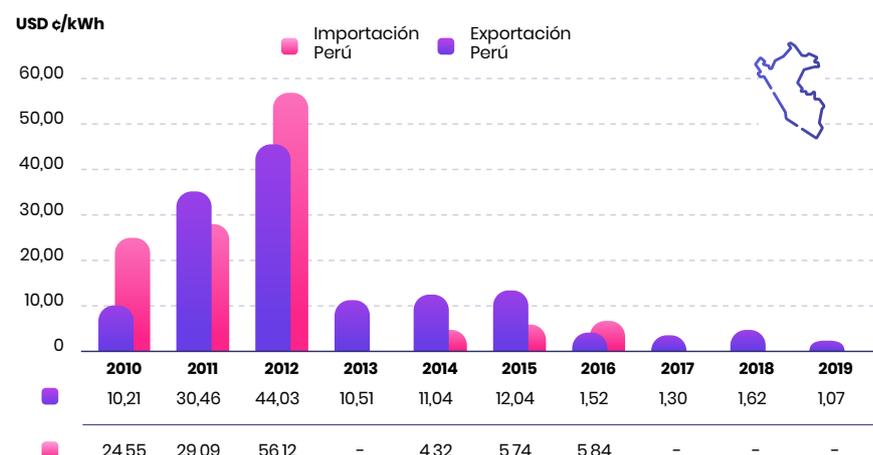
### 5.7.3 Análisis comparativo del precio medio de transacciones internacionales a través del SNT

En las figuras Nros. 153 y 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 del precio medio de transacciones con Colombia (USD ¢/kWh)



**Figura Nro. 154:** Comparativo del precio medio de transacciones con Perú (USD ¢/kWh)







# Indicadores

del Sector Eléctrico Ecuatoriano  
2010-2019







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

Concepto \ Año	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energía Generada Bruta <sup>(1)</sup>	GWh	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	32.283,96
Energía Importada desde Colombia	GWh	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52	106,07	5,83
Energía Importada desde Perú	GWh	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,74	-	-	-
<b>Energía Bruta Total</b>	<b>GWh</b>	<b>20.382,76</b>	<b>21.838,73</b>	<b>23.086,16</b>	<b>23.922,67</b>	<b>25.143,95</b>	<b>26.462,01</b>	<b>27.395,52</b>	<b>28.051,43</b>	<b>29.349,66</b>	<b>32.289,79</b>
Energía Entregada a Clientes No Regulados	GWh	491,01	542,90	326,55	329,07	378,87	387,76	453,30	775,05	1.050,42	1.427,07
Energía No Disponible para Servicio Público <sup>(2)</sup>	GWh	2.214,69	2.383,03	2.980,91	3.018,02	3.065,60	3.219,08	3.687,60	3.769,82	3.856,27	3.908,79
<b>Energía Generada e Importada para Servicio Público</b>	<b>GWh</b>	<b>18.168,06</b>	<b>19.455,70</b>	<b>20.105,25</b>	<b>20.904,65</b>	<b>22.078,35</b>	<b>23.242,92</b>	<b>23.707,92</b>	<b>24.281,61</b>	<b>25.493,39</b>	<b>28.381,00</b>



**Notas:**

(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 2019 la generación de energía bruta fue 32.283,96 GWh, mientras que la energía importada fue 5,83 GWh; sumadas estas cantidades, se tiene 32.289,79 GWh, correspondiente a la energía bruta total, cifra que representó un crecimiento del 58,42 % respecto al 2010.

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

Concepto	Año	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energía Generada e Importada para Servicio Público		GWh	18.168,06	19.455,70	20.105,25	20.904,65	22.078,35	23.242,92	23.707,92	24.281,61	25.493,39	28.381,00
Energía Entregada a Clientes No Regulados		GWh	491,01	542,90	326,55	329,07	378,87	387,76	453,30	775,05	1.050,42	1.427,07
Autoconsumos en Generación para Servicio Público <sup>(1)</sup>		GWh	300,69	299,92	379,21	417,04	528,30	521,85	455,60	383,08	414,48	380,22
		%	1,66	1,54	1,89	1,99	2,39	2,25	1,92	1,58	1,63	1,34
<b>Energía Entregada para Servicio Público</b>		<b>GWh</b>	<b>17.867,38</b>	<b>19.155,78</b>	<b>19.726,05</b>	<b>20.487,61</b>	<b>21.550,05</b>	<b>22.721,08</b>	<b>23.252,33</b>	<b>23.898,53</b>	<b>25.078,91</b>	<b>28.000,77</b>
Pérdidas en Transmisión <sup>(2)</sup>		GWh	1.033,38	1.258,51	993,22	920,88	575,16	679,80	808,24	898,33	1.077,90	1.293,13
		%	5,69	6,47	4,94	4,41	2,61	2,92	3,41	3,70	4,23	4,56
<b>Energía Disponible para Servicio Público</b>		<b>GWh</b>	<b>16.834,00</b>	<b>17.897,27</b>	<b>18.732,83</b>	<b>19.566,73</b>	<b>20.974,89</b>	<b>22.041,28</b>	<b>22.444,08</b>	<b>23.000,20</b>	<b>24.001,01</b>	<b>26.707,65</b>
Energía Exportada a Colombia y Perú		GWh	9,96	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80	255,66	1.826,64
		%	0,06	0,08	0,06	0,15	0,23	0,21	1,79	0,92	1,07	6,84
<b>Energía Disponible en Sistemas de Distribución</b>		<b>GWh</b>	<b>16.824,04</b>	<b>17.882,88</b>	<b>18.720,95</b>	<b>19.537,75</b>	<b>20.927,65</b>	<b>21.995,11</b>	<b>22.042,28</b>	<b>22.788,39</b>	<b>23.745,35</b>	<b>24.881,01</b>
Pérdidas Totales de Energía en Sistemas de Distribución		GWh	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	2.985,31
		%	16,33	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11	12,21	11,49	11,39	12,00
Consumo de Energía de Clientes Finales <sup>(3)</sup>		GWh	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	21.895,70
Demanda Máxima en Bornes de Generación (solo S.N.I.) <sup>(4)</sup>		GW	2,88	3,05	3,21	3,33	3,50	3,67	3,65	3,75	3,93	3,95
Demanda Máxima en Subestaciones Principales (solo S.N.I.)		GW	2,77	2,90	3,07	3,24	3,44	3,57	3,60	3,67	3,83	3,94



**Notas**

(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 2019 en bornes de generación del SNI, se produjo el 27 de noviembre de 2019; y, en 2010 se produjo el 09 de diciembre.



Bahía de Caraquez - Manabí  
Autor: Nestor Carrera

## 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 2010-2019.

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

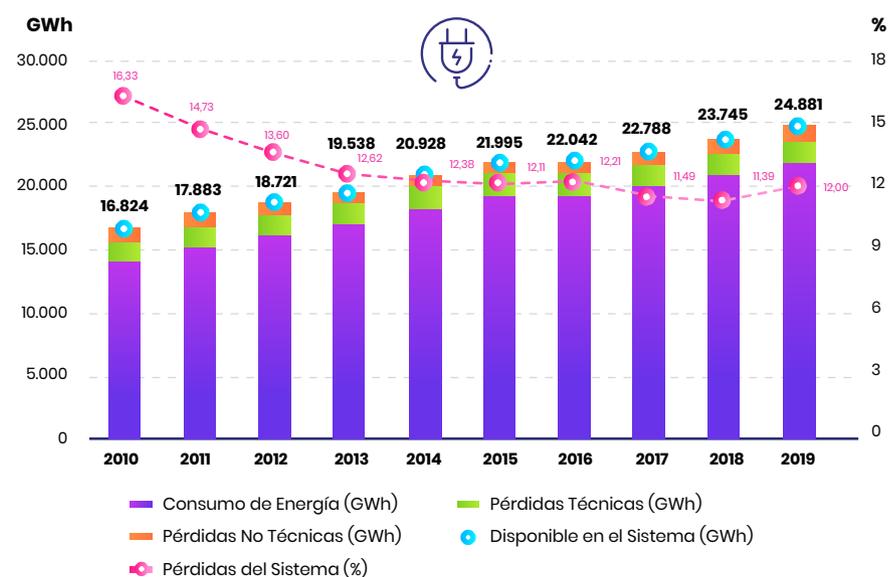
Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2010	16.824,04	14.076,61	2.747,43	1.499,79	1.247,64	16,33
2011	17.882,88	15.248,80	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	16.174,89	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
2019	24.881,01	21.895,70	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00

En 2010, de la energía disponible en el sistema de distribución, 16.824,04 GWh, el 83,67 % (14.076,61 GWh) correspondió al consumo de energía; y, el 16,33 % (2.747,43 GWh) correspondió a las pérdidas en el sistema.

En 2019, de los 24.881,01 GWh disponibles en el sistema de distribución, el 88 % (21.895,70 GWh) correspondió al consumo de energía; mientras que el 12 % (2.985,31 GWh) correspondió a las pérdidas en el sistema.

De la información registrada en 2019 contrastada con el 2010, se aprecia que la energía disponible en el sistema de distribución aumentó en 8.056,97 GWh (47,89 % de incremento). El consumo de energía registró un incremento de 7.819,09 GWh (crecimiento del 55,55 %). Por su parte, las pérdidas del sistema se incrementaron en 237,89 GWh.

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



## 6.2

## Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución

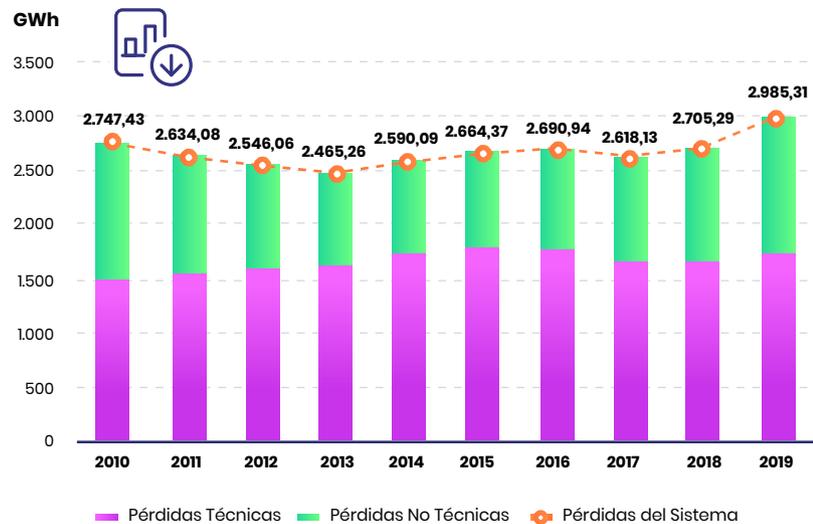
En la tabla Nro. 145 se presentan las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución para el periodo 2010-2019.

**Tabla Nro. 145:** Pérdidas de energía en el sistema de distribución

Año	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
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
2019	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00	6,98	5,01

En 2019, las pérdidas de energía del sistema de distribución fueron de 2.985,31 GWh, lo que implica un incremento de 237,89 GWh en comparación con las registradas en 2010 (2.747,43 GWh).

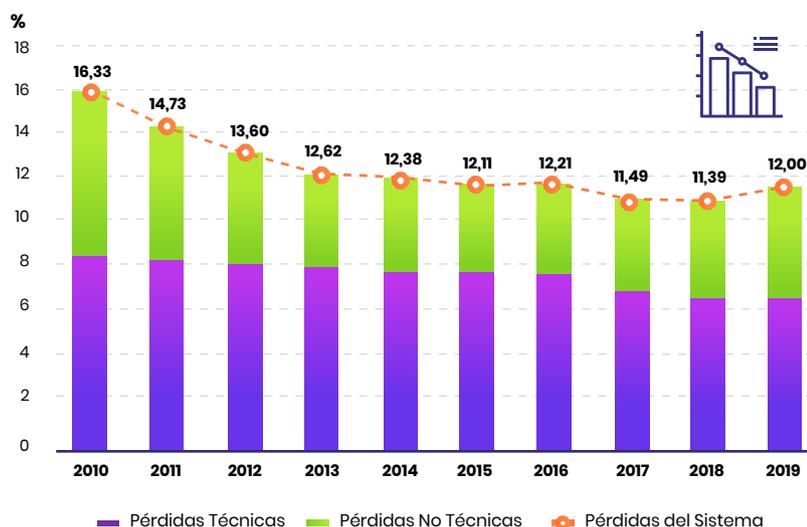
**Figura Nro. 156:** Pérdidas de energía en el sistema de distribución (GWh)



En la figura Nro. 156 se aprecia la reducción que han tenido las pérdidas no técnicas del sistema: en 2019 fue 1.247,65 GWh, es decir, 0,01 GWh menos que las pérdidas registradas en 2010 (1.247,64 GWh).

Con respecto a las pérdidas porcentuales, en 2019, éstas tuvieron un valor de 12 %, lo que significó una disminución de 4,33 puntos porcentuales con respecto al 2010 (16,33 %).

**Figura Nro. 157:** Pérdidas porcentuales de energía en el sistema de distribución (%)



En la figura Nro. 157 se observa la disminución que ha tenido el porcentaje de pérdidas no técnicas del sistema: en 2019 fue 5,01 %, es decir, 2,40 puntos porcentuales menos que el porcentaje de pérdidas registrado en 2010 (7,42%).

## 6.3

### Consumo promedio mensual de energía eléctrica

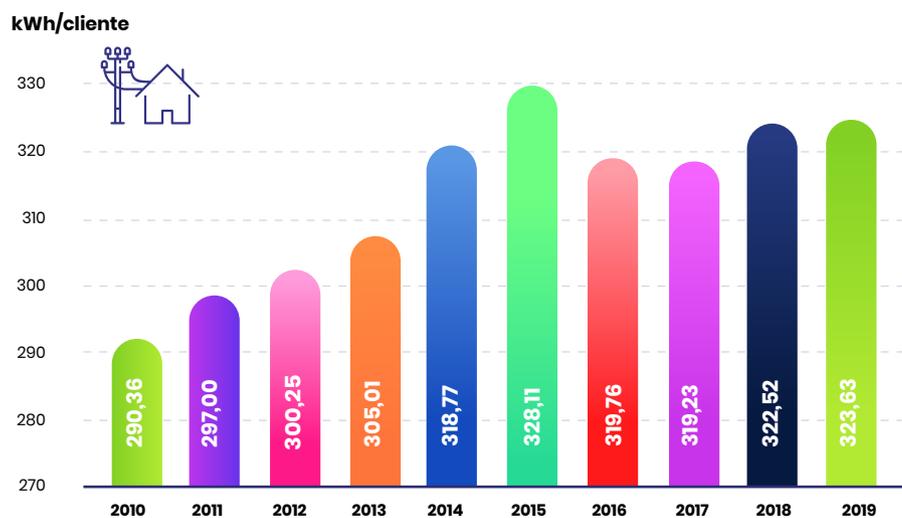
En la tabla Nro. 146 se puede apreciar el consumo promedio mensual de los clientes regulados, por cada grupo de consumo, para el periodo 2010 - 2019.

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

Año	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	Alumbrado Público	Total
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
2019	10.014,22	2.544,73	659,49	137,07	21,84	323,63

El consumo promedio de energía eléctrica en 2019 fue 323,63 kWh/cliente, es decir, 33,27 kWh más por cliente que el registrado en el 2010 (290,36 kWh/cliente), lo que representó un incremento del 11,46 %.

**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.

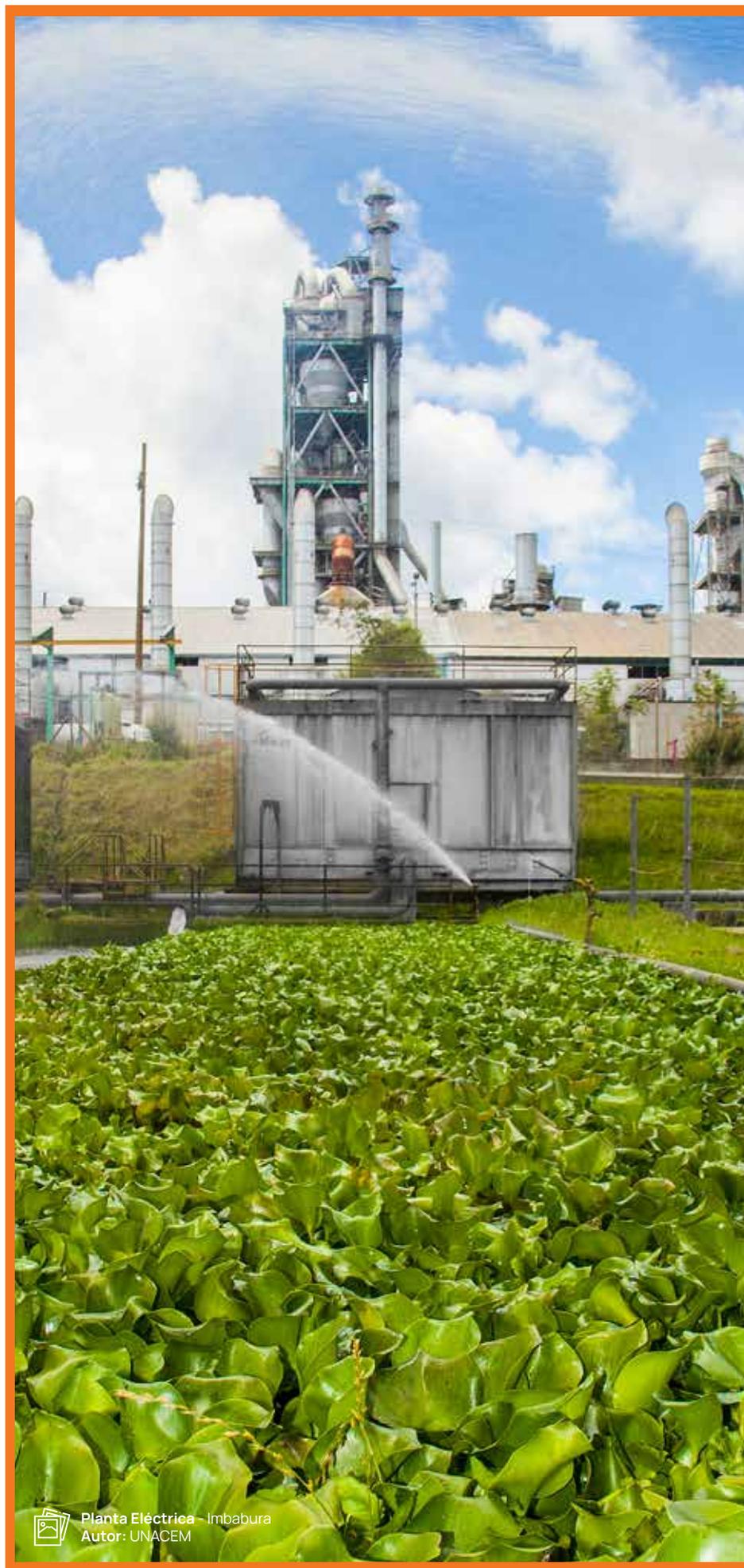
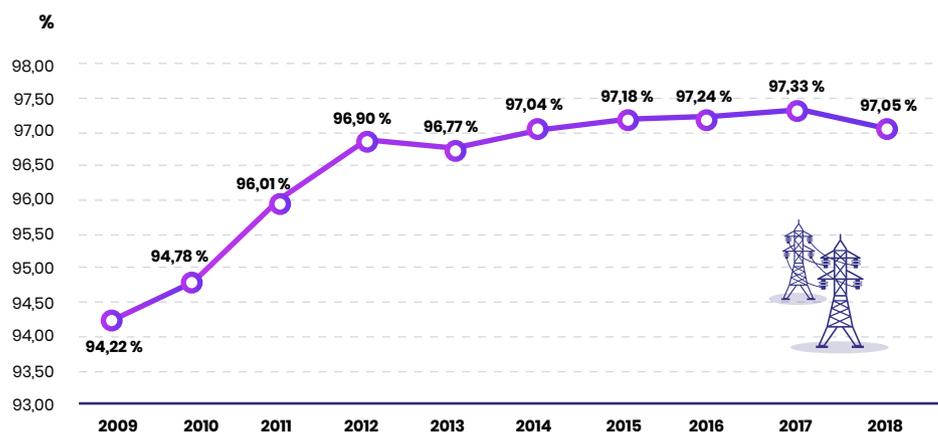
## 6.4 Cobertura del servicio eléctrico 2018<sup>(1)</sup>

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

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

**Nota:** (1) Se publican los datos disponibles a la fecha.

**Figura Nro. 159:** Cobertura de servicio eléctrico



Planta Eléctrica - Imbabura  
Autor: UNACEM

**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 %	98,83 %	98,06 %
Bolivar	87,14 %	88,21 %	89,03 %	89,73 %	90,68 %	90,85 %	91,03 %	91,07 %	91,59 %	92,04 %
Cañar	95,92 %	95,92 %	96,21 %	96,35 %	95,78 %	96,18 %	96,22 %	96,24 %	96,32 %	95,99 %
Carchi	97,17 %	97,34 %	97,52 %	97,68 %	97,95 %	99,07 %	99,09 %	99,11 %	99,14 %	99,13 %
Cotopaxi	90,52 %	91,79 %	93,45 %	94,92 %	95,60 %	96,87 %	96,95 %	96,97 %	97,09 %	97,09 %
Chimborazo	91,77 %	92,03 %	92,49 %	92,83 %	92,87 %	94,26 %	93,81 %	93,89 %	93,79 %	94,09 %
Imbabura	96,30 %	97,36 %	98,30 %	98,85 %	98,33 %	99,25 %	99,26 %	98,31 %	98,83 %	98,88 %
Loja	93,89 %	94,88 %	96,92 %	97,73 %	98,60 %	99,37 %	99,38 %	99,40 %	99,34 %	98,86 %
Pichincha	99,00 %	99,29 %	99,41 %	99,42 %	99,46 %	99,47 %	99,52 %	99,53 %	99,75 %	99,76 %
Tungurahua	96,56 %	96,93 %	97,24 %	98,07 %	98,99 %	99,46 %	99,48 %	99,50 %	97,68 %	97,73 %
Santo Domingo	95,54 %	96,19 %	96,88 %	98,10 %	98,02 %	98,88 %	98,90 %	98,93 %	98,96 %	98,94 %
<b>Región Sierra</b>	<b>96,43 %</b>	<b>96,91 %</b>	<b>97,38 %</b>	<b>97,78 %</b>	<b>98,00 %</b>	<b>98,48 %</b>	<b>98,50 %</b>	<b>98,47 %</b>	<b>98,48 %</b>	<b>98,41 %</b>
El Oro	97,28 %	97,38 %	96,09 %	96,64 %	97,54 %	98,18 %	98,22 %	98,25 %	98,27 %	98,06 %
Esmeraldas	87,60 %	89,03 %	93,66 %	95,46 %	90,83 %	91,51 %	91,54 %	92,56 %	87,80 %	87,83 %
Guayas	95,39 %	95,42 %	96,62 %	96,87 %	95,81 %	95,78 %	96,03 %	96,08 %	97,79 %	97,11 %
Los Ríos	91,25 %	91,52 %	93,42 %	97,39 %	97,50 %	98,37 %	98,39 %	98,40 %	97,13 %	98,38 %
Manabí	89,94 %	91,34 %	96,91 %	98,22 %	98,52 %	97,43 %	97,51 %	97,69 %	97,80 %	97,39 %
Santa Elena	90,02 %	91,42 %	88,90 %	92,90 %	92,83 %	90,81 %	91,84 %	92,00 %	89,34 %	88,37 %
<b>Región Costa</b>	<b>93,34 %</b>	<b>93,82 %</b>	<b>95,76 %</b>	<b>96,90 %</b>	<b>96,16 %</b>	<b>96,07 %</b>	<b>96,26 %</b>	<b>96,40 %</b>	<b>96,72 %</b>	<b>96,37 %</b>
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 %
Sucumbios	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 %
<b>Región Amazónica</b>	<b>81,72 %</b>	<b>83,89 %</b>	<b>85,53 %</b>	<b>88,61 %</b>	<b>91,44 %</b>	<b>93,70 %</b>	<b>94,29 %</b>	<b>94,47 %</b>	<b>93,12 %</b>	<b>92,77 %</b>
Galápagos	99,28 %	99,50 %	99,34 %	99,48 %	99,67 %	99,67 %	99,81 %	99,83 %	99,63 %	99,68 %
<b>Región Insular</b>	<b>99,28 %</b>	<b>99,50 %</b>	<b>99,34 %</b>	<b>99,48 %</b>	<b>99,67 %</b>	<b>99,67 %</b>	<b>99,80 %</b>	<b>99,83 %</b>	<b>99,63 %</b>	<b>99,68 %</b>
<b>Total Nacional</b>	<b>94,22 %</b>	<b>94,78 %</b>	<b>96,01 %</b>	<b>96,90 %</b>	<b>96,77 %</b>	<b>97,04 %</b>	<b>97,18 %</b>	<b>97,24 %</b>	<b>97,33 %</b>	<b>97,05 %</b>



# Glosario





Catedral de Cuenca - Azuay  
Autor: Ministerio de Turismo





## 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:** Es la conexión física entre la red eléctrica de propiedad de la distribuidora y la instalación eléctrica de propiedad del consumidor.

**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.

**Área de servicio:** Es el área geográfica establecida por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables en la cual una empresa eléctrica presta el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica y el servicio público de alumbrado público general.

**Bajo voltaje:** Voltajes inferiores a los 600 voltios.

**Calidad:** Grado con el que el servicio público de energía eléctrica y de alumbrado público general cumplen con los parámetros técnicos y comerciales inherentes al suministro de energía eléctrica y alumbrado público general, respectivamente, establecidos en la normativa vigente.

**Cargos o costos fijos:** Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente 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 destinados a la generación de potencia y 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, por lo general tienen un impacto ambiental 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 ARCERNR.

**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/m<sup>3</sup>, 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.

**Costo variable de producción -CVP-:** Costo de la operación y del mantenimiento de la unidad o central de generación, asociado a la energía producida. El CVP es declarado por el generador o por el autogenerador; y, aprobado y auditado por el CENACE, conforme la regulación correspondiente.

**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 éste se presta, o como receptor directo del servicio.

**Consumo propio o autoconsumo:** Demanda de energía eléctrica del autogenerador.

**Contratos regulados:** Contratos suscritos entre un generador o un autogenerador con todas las empresas distribuidoras, para la compraventa de energía en forma proporcional a sus demandas, cuyos aspectos técnicos y comerciales se rigen por lo establecido en la LOSPEE, en su Reglamento y en las regulaciones emitidas por la ARCERNR.

**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 cuyo Título Habilitante le faculta realizar la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica y el

servicio de alumbrado público general, dentro de su área de servicio.

**Empresa eléctrica:** Persona jurídica de derecho público o privado, cuyo título habilitante le faculta realizar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, importación o exportación de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

**Empresa generadora:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le faculta realizar la actividad de generación y la venta de energía eléctrica.

**Energía eléctrica:** Flujo de electrones producido con base en fuentes primarias de energía, mediante generadores eléctricos, transportada y distribuida hasta las instalaciones del consumidor o usuario final.

**Energía bruta:** Es la energía total producida por una unidad de generación. Energía entregada a terceros: Corresponde a la energía que se transfiere a los clientes no regulados por el pliego tarifario.

**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 las masas 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 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 procedente de fuentes que no disminuyen por efecto de su utilización: hidráulica, eólica, solar, geotérmica, biomasa, mareomotriz, nuclear y otras.

**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.

**Facturación por servicio eléctrico:** Sumatoria de los rubros facturados por concepto de: consumo de energía, demanda de potencia, pérdidas en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia.

**Gran Consumidor:** Persona natural o jurídica, cuyas características de consumo definidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables –ARCERNNR–, a través de la respectiva regulación, le facultan para acordar libremente con un generador o autogenerador privados, la compra de la 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:** Conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos), que se extiende entre dos subestaciones adyacentes. En Ecuador las líneas de transmisión operan en niveles de voltajes de: 138 kV, 230 kV y 500kV.

**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:** Es el valor que se aplica al consumidor no regulado como pago relacionado con las pérdidas eléctricas y el uso de la infraestructura considerando su punto de conexión. El peaje de energía está relacionado con las pérdidas eléctricas, en tanto que, el peaje de potencia con el uso de la infraestructura.

**Peaje de distribución:** Valor que cancelan por el uso de las redes de distribución los grandes consumidores y los autogeneradores por sus consumos propios.

**Peaje de transmisión:** Valor que cancelan por el uso de las líneas de transmisión los distribuidoras, los grandes consumidores y los autogeneradores por sus consumos propios.

**Pérdidas del sistema:** Es la diferencia entre la energía disponible y la energía total comercializada por la empresa. Corresponden al total de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

**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 de distribución:** Documento emitido por la ARCERNNR, que contiene la estructura tarifaria a aplicarse a los consumidores o usuarios finales, y los valores que le corresponde a dicha estructura, para el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

**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.

**Proyecto:** Obra de infraestructura dentro de una de las actividades de sector eléctrico, que comprende las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento y cierre.

**Punto de entrega:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de la distribuidora y las instalaciones de propiedad de un consumidor o usuario final.

**Punto de entrega:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de la distribuidora y las instalaciones de propiedad de un consumidor o usuario final.

**Recaudación por servicio eléctrico:** Valor total recaudado por consumo de energía, demanda de potencia, pérdidas en transformadores, comercialización y penalización por bajo factor de potencia, sin valores de subsidios.

**Servicio público de energía eléctrica:** Comprende las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica.

**Servicio de Alumbrado Público General (SAPG):** Servicio prestado por las empresas distribuidoras para la iluminación de vías públicas para el tránsito de personas y vehículos. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal y la iluminación pública ornamental e intervenida.

**Sistema de distribución:** Conjunto de instalaciones para la distribución de energía eléctrica desplegada en una determinada área de prestación del servicio; está conformado por líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medidores de energía eléctrica, entre otros elementos.

**Sistema Nacional de Transmisión (SNT):** Es el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, las subestaciones principales de elevación y de reducción, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión de energía eléctrica; incluyendo los equipamientos de: compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, medición, control y comunicaciones.

**Sistema Nacional Interconectado (SNI):** Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica, no incluye la distribución de electricidad.

**Sistema no incorporado:** Es el sistema eléctrico que no está conectado al SNI; por ejemplo sistemas aislados como los insulares.

**Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):** Es el conjunto de instalaciones eléctricas conformado por las centrales de generación, el sistema de transmisión, los sistemas de distribución y las interconexiones internacionales.

**Subestación:** Es un conjunto de equipos de conexión, protección, conductores, barras, transformadores y demás equipos auxiliares, cuyas funciones son las de transmitir, distribuir, seccionar y transformar, con la finalidad de reducir el voltaje para la utilización en la distribución primaria o para interconexión de subestaciones a un nivel más bajo de voltaje.

**Subestación de distribución:** Las subestaciones de distribución son aquellas que efectúan el cambio de voltaje a niveles inferiores propicios para la subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

**Subestación de seccionamiento:** Son elementos del sistema eléctrico de potencia que permiten la maniobra o interconexión con otras partes del sistema.

**Tarifa eléctrica:** Corresponde al valor que paga el consumidor o usuario final del servicio público de energía eléctrica, por el consumo de la energía y potencia eléctrica que requiere para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades, según sus modalidades de consumo y nivel de tensión al que se brinda este servicio.

**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, entre otros.

**Transmisión:** Es el transporte de energía eléctrica por medio de líneas interconectadas y subestaciones de transmisión, que no tienen cargas intermedias.

**Transmisor:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le permite ejercer la actividad de transmisión de energía eléctrica.

**Unidad de generación:** Conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar una fuente de energía renovable o no renovable, en energía eléctrica.

**Voltaje:** Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

## 7.2 Siglas

En esta sección se define el significado de las siglas empleadas en este documento.

**ARCERNNR:** Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

**CELEC EP:** Corporación Eléctrica del Ecuador.

**CELEC-Transelectric:** CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric

**CENACE:** Operador Nacional de Electricidad.

**CNEL EP:** Corporación Nacional de Electricidad.

**CNEL-Bolivar:** CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar

**CNEL-EI Oro:** CNEL EP Unidad de Negocio El Oro

**CNEL-Esmeraldas:** CNEL EP Unidad de Negocio Esmeraldas

**CNEL-Guayaquil:** CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil

**CNEL-Guayas Los Ríos:** CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos

**CNEL-Los Ríos:** CNEL EP Unidad de Negocio Los Ríos

**CNEL-Manabí:** CNEL EP Unidad de Negocio Manabí

**CNEL-Milagro:** CNEL EP Unidad de Negocio Milagro

**CNEL-Sta. Elena:** CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena

**CNEL-Sto. Domingo:** CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo

**CNEL-Sucumbios:** CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbios

**CONALI:** Consejo Nacional de Limites Internos.

**CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad.

**E.E. Ambato:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA)

**E.E. Azogues:** Empresa Eléctrica Azogues C.A.

**E.E. Centro Sur:** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

**E.E. Cotopaxi:** Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.)

**E.E. Galápagos:** Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A. (ELECGALAPAGOS S.A.)

**E.E. Norte:** Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE S.A.)

**E.E. Quito:** Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ)

**E.E. Riobamba:** Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EERSA)

**E.E. Sur:** Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA)

**ENS:** Energía No Suministrada

**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.

**PEC:** Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad.

**SAPG:** Servicio de Alumbrado Público General.

**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

**MVA<sub>r</sub>:** Mega voltamperios reactivos

**MWh:** Megavatios hora

**t:** Tonelada

**u:** Unidad

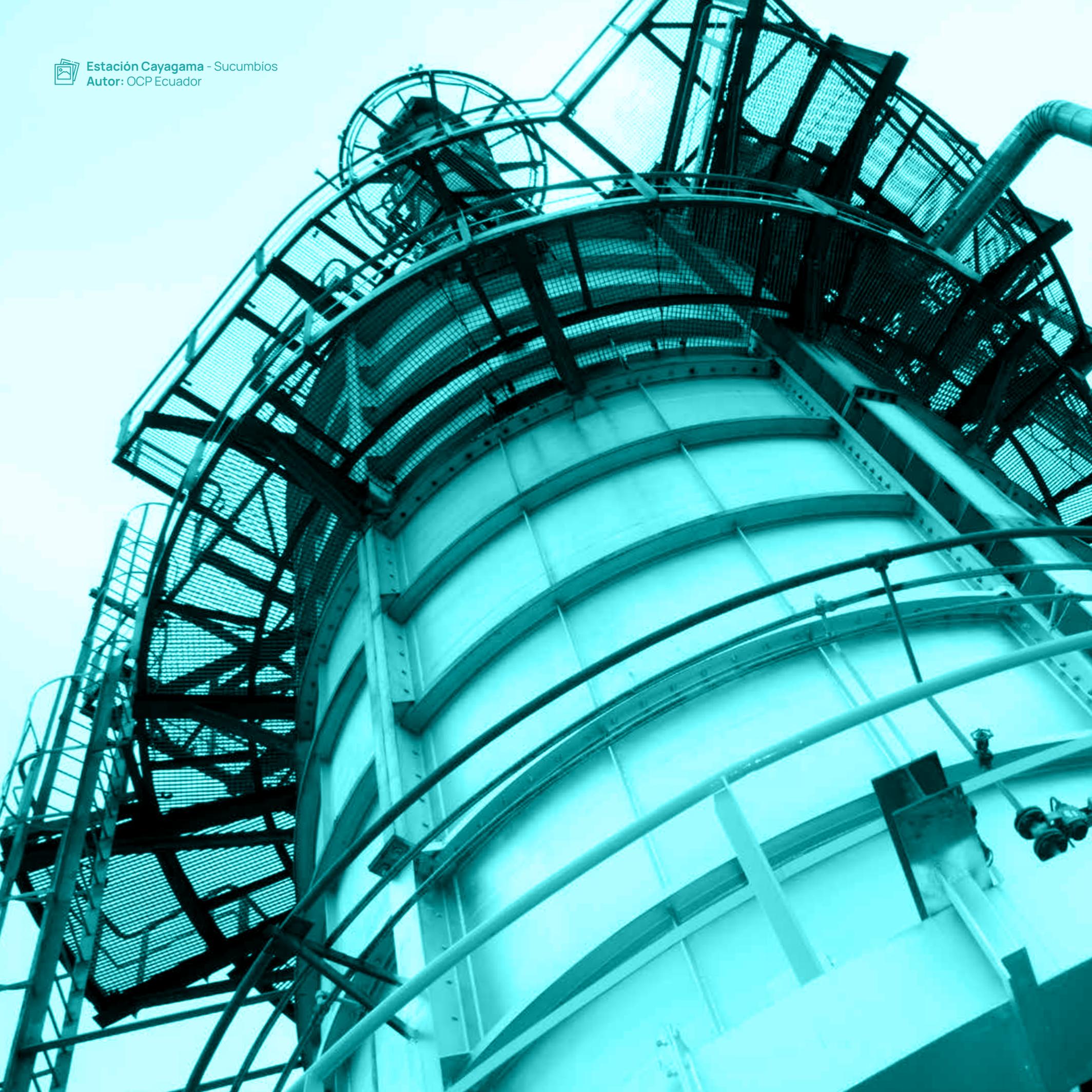
**USD ¢/kWh:** Centavos de dólares de los Estados Unidos de América por kilovatio hora

**USD:** Dólares de los Estados Unidos de América

**V:** Voltio

**VA:** Voltamperio

**W:** Vatio



A low-angle, upward-looking photograph of an industrial worker. The worker is wearing a white hard hat, safety glasses, a dark long-sleeved shirt, and blue denim overalls. They are walking on a metal walkway or platform. The background shows a complex network of metal beams, pipes, and structural elements of an industrial facility. The entire image has a teal/cyan color overlay. The word "ANEXOS" is written in large, white, bold, sans-serif capital letters across the center of the image.

**ANEXOS**



## Anexo A.1.: Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central (1/2)

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	Imbabura		63,36	65,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Electroguayas	Enrique Garcia	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Molino	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-Termomanabi	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	CAMPO ITT	Orellana	20	-	-	-	-	-	-	34,00	30,00	-	-	-	-
	Celso Castellanos	Sucumbios		-	-	-	-	-	-	10,00	7,20	-	-	-	-
	Dayuma	Orellana		-	-	-	-	-	-	2,25	1,80	-	-	-	-
	Floreana	Galápagos		-	-	-	-	-	-	0,30	0,23	-	-	-	-
	Guangopolo	Pichincha		-	-	-	-	-	-	22,50	21,80	-	-	-	-
	Guangopolo2	Pichincha		-	-	-	-	-	-	52,20	48,00	-	-	-	-
	Isabela	Galápagos		-	-	-	-	-	-	1,63	1,50	-	-	-	-
	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		-	-	-	-	-	-	2,25	2,03	-	-	-	-
	Quevedo II	Los Rios		-	-	-	-	-	-	47,60	40,50	-	-	-	-
	Sacha	Orellana		-	-	-	-	-	-	20,40	18,60	-	-	-	-
	San Cristóbal	Galápagos		-	-	-	-	-	-	7,41	5,91	-	-	-	-
Santa Cruz	Galápagos	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Anexo A.1.: Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central (2/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogas		Turbovapor		
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)											
Elecaustro	El Descanso	Cañar	5	-	-	-	-	-	-	19,20	17,20	-	-	-	-	
	Gualaceo	Azuay		0,97	0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ocaña	Cañar		26,10	26,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saucay	Azuay		24,00	24,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saymirin	Azuay		15,52	15,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrisol	Electrisol	Pichincha	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	
ElitEnergy	Pusuno	Napo	1	38,25	38,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EMAC-BGP	Pichacay	Azuay	1	-	-	-	-	-	-	1,06	1,00	-	-	-	-	
Enersol	Enersol	Manabí	1	-	-	-	-	0,50	0,49	-	-	-	-	-	-	
Epfotovoltaica	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 Ríos		15,37	14,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Uravia	Pichincha		0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hidrosierra	Rio Verde Chico	Tungurahua	1	10,00	10,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hidrosigchos	Sigchos	Cotopaxi	1	18,60	18,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Hidrotambo	Hidrotambo	Bolívar	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	Sabiano 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	-	-	-	-	-	-	
<b>Total general</b>			<b>98</b>	<b>4.702,80</b>	<b>4.678,94</b>	<b>16,50</b>	<b>16,50</b>	<b>24,46</b>	<b>23,57</b>	<b>796,18</b>	<b>691,53</b>	<b>612,53</b>	<b>537,60</b>	<b>411,50</b>	<b>398,00</b>	

## Anexo A.2.: Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (1/5)

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	Aurora	Orellana	37	-	-	2,43	1,95	-	-	-	-
	Cami	Orellana		-	-	0,05	0,04	-	-	-	-
	CDP	Orellana		-	-	4,10	3,50	-	-	-	-
	Chorongo A	Sucumbios		-	-	0,37	0,30	-	-	-	-
	CPH	Orellana		-	-	2,59	2,07	-	-	-	-
	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		-	-	2,01	1,50	-	-	-	-
	Hormiguero C	Orellana		-	-	9,61	7,85	-	-	-	-
	Hormiguero D	Orellana		-	-	3,73	3,00	-	-	-	-
	Hormiguero Sur	Orellana		-	-	5,44	5,18	-	-	-	-
	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		-	-	4,55	3,95	-	-	-	-
	Nantu C	Orellana		-	-	2,14	1,71	-	-	-	-
	Nantu D	Orellana		-	-	4,60	3,58	-	-	-	-
	Penke B	Orellana		-	-	0,73	0,68	-	-	-	-
	Pindo	Orellana		-	-	1,82	1,45	-	-	-	-
	Shiripuno	Orellana		-	-	0,90	0,80	-	-	-	-
	Sunka 1	Orellana		-	-	2,76	2,30	-	-	-	-
Sunka 2	Orellana	-	-	0,45	0,36	-	-	-	-		
Tapir A	Orellana	-	-	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	Ecudos A-G	Cañar	1	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60
Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	Tungurahua	1	0,10	0,06	-	-	-	-	-	-
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20

## Anexo A.2.: Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (2/5)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)						
Ecoluz	Loreto	Napo	2	2,30	2,20	-	-	-	-	-	-
	Papallacta	Napo		6,63	6,20	-	-	-	-	-	-
Electrocórdova	Electrocórdova	Imbabura	1	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-
Enermax	Calope	Cotopaxi	1	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-
Hidroabanico	Abanico	Morona Santiago	1	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-
Hidroalto	Due	Sucumbios	1	49,71	49,71	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Imbabura	1	0,92	0,88	-	-	-	-	-	-
Hidronormandia	Hidronormandia	Morona Santiago	1	49,58	49,58	-	-	-	-	-	-
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	1	49,98	49,95	-	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	La Calera	Pichincha	1	2,50	1,98	-	-	-	-	-	-
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	2	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-
	Kohler	Pichincha		-	-	1,60	1,40	-	-	-	-
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	1	0,44	0,40	-	-	-	-	-	-
OCP Ecuador	Amazonas	Sucumbios	7	-	-	6,66	6,14	-	-	-	-
	Cayagama	Sucumbios		-	-	3,36	3,36	-	-	-	-
	Chiquilpe	Pichincha		-	-	0,16	0,16	-	-	-	-
	Páramo	Napo		-	-	3,36	2,56	-	-	-	-
	Puerto Quito	Pichincha		-	-	0,16	0,16	-	-	-	-
	Sardinas	Napo		-	-	6,66	5,33	-	-	-	-
	Terminal Marítimo	Esmeraldas		-	-	1,72	1,72	-	-	-	-
Orion	Estación CFE	Sucumbios	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	-	-	-	-
Perlabi	Perlabi	Pichincha	1	2,70	2,46	-	-	-	-	-	-
Petroamazonas	Aguajal	Orellana	84	-	-	5,80	2,02	-	-	-	-
	Aguarico	Sucumbios		-	-	15,17	11,70	-	-	-	-
	Anaconda	Orellana		-	-	2,35	0,98	-	-	-	-
	Angel Norte	Orellana		-	-	0,40	0,35	-	-	-	-
	Arazá	Sucumbios		-	-	1,05	0,82	-	-	-	-
	Arcolands Shushu- findi	Sucumbios		-	-	10,15	8,14	-	-	-	-
	Auca	Orellana		-	-	15,23	11,39	-	-	-	-
	Auca 51	Orellana		-	-	8,05	4,23	-	-	-	-
	Auca Central	Orellana		-	-	2,66	2,04	-	-	-	-
	Auca Sur	Orellana		-	-	22,72	18,98	-	-	-	-
	Cedros	Orellana		-	-	0,73	0,45	-	-	-	-
	CELEC Sacha	Orellana		-	-	14,40	11,20	-	-	-	-
	Central de Procesos Tiputini	Orellana		-	-	5,52	4,42	-	-	-	-
	Coca	Orellana		-	-	10,83	7,67	-	-	-	-
	Concordia	Orellana		-	-	0,89	0,31	-	-	-	-
Cononaco	Pastaza	-	-	15,04	10,53	-	-	-	-		

## Anexo A.2.: Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (3/5)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)						
Petroamazonas	CPF	Sucumbios	84	-	-	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	-	-	-	-
	Guanta	Sucumbios		-	-	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	1,74	-	-	-	-
	Nenke	Orellana		-	-	4,08	1,58	-	-	-	-
	Oso	Napo		-	-	40,00	29,57	-	-	-	-
	Pacayacu	Sucumbios		-	-	0,67	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		-	-	0,00	0,00	-	-	-	-
	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	-	-	0,00	0,00	-	-	-	-		
RS ROTH Shushufindi Drago 2	Sucumbios	-	-	7,16	4,79	-	-	-	-		
RS ROTH Shushufindi Drago N1	Sucumbios	-	-	3,19	2,40	-	-	-	-		
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	-	-	-	-		

## Anexo A.2.: Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (4/5)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)						
Petroamazonas	Sacha Sur GAS Wakesha	Orellana	84	-	-	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 Estación Sur-oes-te	Sucumbios		-	-	18,20	12,77	-	-	-	-
	Shushufindi Norte	Sucumbios		-	-	3,15	2,37	-	-	-	-
	SRF Shushufindi	Sucumbios		-	-	0,83	0,35	-	-	-	-
	Tambococha A	Orellana		-	-	2,13	1,84	-	-	-	-
	Tambococha D	Orellana		-	-	1,07	0,92	-	-	-	-
	Tangay	Orellana		-	-	0,37	0,29	-	-	-	-
	Tapi	Sucumbios		-	-	5,21	3,92	-	-	-	-
	Tetete	Sucumbios		-	-	4,61	2,91	-	-	-	-
	Tipishca	Sucumbios		-	-	1,43	1,12	-	-	-	-
	Tiputi A-2	Orellana		-	-	13,88	11,22	-	-	-	-
	Tiputini A-1	Orellana		-	-	24,52	19,40	-	-	-	-
	Tiputini C-1	Orellana		-	-	26,33	22,59	-	-	-	-
	Tiputini C-2	Orellana		-	-	17,49	15,06	-	-	-	-
	Tiputini Gas	Orellana		-	-	5,25	4,75	-	-	-	-
	Tumali	Orellana		-	-	1,55	1,07	-	-	-	-
	VHR	Sucumbios		-	-	12,32	8,70	-	-	-	-
	Vinita	Sucumbios		-	-	3,51	2,64	-	-	-	-
Yamanunka	Sucumbios	-	-	2,19	1,20	-	-	-	-		
Yanaq Oeste	Orellana	-	-	1,64	1,15	-	-	-	-		
Yuca	Orellana	-	-	6,95	5,48	-	-	-	-		
Yuralpa	Napo	-	-	18,60	9,21	-	-	-	-		
ZEMI	Orellana	-	-	1,36	1,07	-	-	-	-		
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	Orellana	6	-	-	-	-	42,90	35,00	-	-
	REPSOL YPF-NPF-2	Orellana		-	-	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	8	-	-	9,55	7,40	-	-	-	-
	MDC-LOC40	Orellana		-	-	1,29	0,95	-	-	-	-
	PBH-Estación	Orellana		-	-	0,28	0,20	-	-	-	-
	PBH-HUA02	Orellana		-	-	0,72	0,70	-	-	-	-
	PBHI-InchiA	Orellana		-	-	3,82	3,15	-	-	-	-
	PBHI-InchiB	Orellana		-	-	0,84	0,75	-	-	-	-

## Anexo A.2.: Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (5/5)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogas		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)						
Sipac	PBH-PAR12	Orellana	8	-	-	2,52	2,20	-	-	-	-
	PBH-PSO24	Orellana		-	-	0,82	0,70	-	-	-	-
Tepetrol	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	-	-	-	-	-	-
<b>Total general</b>			<b>185</b>	<b>231,44</b>	<b>227,33</b>	<b>1176,82</b>	<b>891,34</b>	<b>101,25</b>	<b>76,95</b>	<b>159,93</b>	<b>149,90</b>

## Anexo A.3.: Potencia nominal y efectiva de empresas de distribución de electricidad por tipo de central

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogas		Turbovapor		
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)											
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	Guayas	3	-	-	-	-	-	-	-	-	94,80	84,00	-	-	
	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	Pastaza		-	-	-	-	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-	-
	Península	Tungurahua		3,00	2,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago	1	-	-	-	-	0,37	0,37	-	-	-	-	-	-	
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Cotopaxi	5	0,30	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Catazación	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	Galápagos	10	-	-	2,25	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Baltra Solar	Galápagos		-	-	-	-	0,07	0,07	-	-	-	-	-	-	
	Floreana Perla Solar	Galápagos		-	-	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-	-	
	Floreana Solar aislados	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	
	Isabela Solar	Galápagos		-	-	-	-	0,95	0,95	-	-	-	-	-	-	
	Isabela Solar aislados	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	
	San Cristóbal Eólico	Galápagos		-	-	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	
	San Cristóbal Solar Eolicca	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	
	Santa Cruz Solar aislados	Galápagos		-	-	-	-	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	
Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galápagos	-	-	-	-	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. Ouito	Cumbayá	Pichincha	6	40,00	40,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	G. Hernández	Pichincha		-	-	-	-	-	-	34,32	31,20	-	-	-	-	
	Guangopolo	Pichincha		20,92	20,92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Los Chillos	Pichincha		1,76	1,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Nayón	Pichincha		29,70	29,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Pasochoa	Pichincha		4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	3	10,40	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Nizag	Chimborazo		0,80	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Rio Blanco	Chimborazo		3,13	3,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	2	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Catamayo	Loja		-	-	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-	
<b>Total general</b>			<b>37</b>	<b>142,16</b>	<b>140,36</b>	<b>4,65</b>	<b>4,65</b>	<b>3,17</b>	<b>3,17</b>	<b>59,06</b>	<b>51,97</b>	<b>208,07</b>	<b>161,00</b>	<b>34,50</b>	<b>20,00</b>	

## Anexo B.1.: Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio

Tipo de Empresa	Empresa	Público		No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Altgenotec	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	367,80	316,38	-	-	367,80	316,38
	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
	ElitEnergy	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
	Gonzanergy	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
	Hidrosierra	10,00	10,20	-	-	10,00	10,20
	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
	Intervis 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	
Solsantros	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	
<b>Total Generadora</b>		<b>6.513,06</b>	<b>6.303,34</b>	<b>50,90</b>	<b>42,80</b>	<b>6.563,96</b>	<b>6.346,14</b>

Tipo de Empresa	Empresa	Público		No Público		Total	
		Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Agip	-	-	55,06	48,21	55,06	48,21
	Agua Y Gas De Sillunchi	-	-	0,40	0,39	0,40	0,39
	Andes Petro	-	-	164,75	137,75	164,75	137,75
	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
	Hidroabanico	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
	Perlabi	-	-	2,70	2,46	2,70	2,46
	Petroamazonas	-	-	833,00	596,40	833,00	596,40
	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	-	-	19,84	16,05	19,84	16,05
	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	
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>168,89</b>	<b>165,36</b>	<b>1.500,55</b>	<b>1.180,16</b>	<b>1.669,44</b>	<b>1.345,52</b>
Distribuidora	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	0,37	0,37	-	-	0,37	0,37
	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	
<b>Total Distribuidora</b>		<b>451,60</b>	<b>381,15</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>451,60</b>	<b>381,15</b>
<b>Total general</b>		<b>7.133,56</b>	<b>6.849,85</b>	<b>1.551,45</b>	<b>1.222,96</b>	<b>8.685,01</b>	<b>8.072,81</b>

### Anexo C.1.: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia (1/3)

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	Solsantros	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Esmeraldas	CELEC-Termoesmeraldas	Térmica	S.N.I.	3	243,20	217,50
	Galápagos	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	4	24,15	21,06
	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	2,25	2,03
	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	Sabiangosolar	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	0,73
	Loja	San Pedro	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Loja	Surenergy	Fotovoltaica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Los Ríos	CELEC-Hidronación	Hidráulica	S.N.I.	1	42,20	42,00
	Los Ríos	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	1	47,60	40,50
Los Ríos	Hidrosibimbe	Hidráulica	S.N.I.	1	15,37	14,20	

## Anexo C.1.: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia (2/3)

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	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	2	54,40	48,60
	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
	Tungurahua	Hidrosierra	Hidráulica	S.N.I.	1	10,00	10,20
Zamora Chinchipe	CELEC-Gensur	Hidráulica	S.N.I.	1	180,00	180,00	
<b>Total Generadora</b>					<b>98</b>	<b>6.563,96</b>	<b>6.346,14</b>
Autogeneradora	Cañar	Coazucar	Biomasa	S.N.I.	1	29,80	27,60
	Cañar	UCEM	Térmica	No Incorporado	1	3,63	2,50
	Carchi	Municipio Cantón Espejo	Hidráulica	S.N.I.	1	0,44	0,40
	Chimborazo	UCEM	Hidráulica	No Incorporado	1	2,00	1,90
	Cotopaxi	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

### Anexo C.1.: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia (3/3)

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Napo	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	2	58,61	38,78
	Orellana	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	23	66,25	55,35
	Orellana	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	46	489,20	356,44
	Orellana	Repsol	Térmica	No Incorporado	5	144,39	120,42
	Orellana	Sippec	Térmica	No Incorporado	8	19,84	16,05
	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	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
	Sucumbios	Orion	Térmica	No Incorporado	6	2,68	2,16
	Sucumbios	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	35	270,16	190,65
	Sucumbios	Repsol	Térmica	No Incorporado	1	9,62	6,95
	Sucumbios	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	8	7,78	6,22
Sucumbios	Tungurahua	Consejo Provincial De Tungurahua	Hidráulica	S.N.I.	1	0,10	0,06
<b>Total Autogeneradoras</b>					<b>185</b>	<b>1.669,44</b>	<b>1.345,52</b>
Distribuidora	Carchi	E.E. Norte	Hidráulica	S.N.I.	2	4,38	3,75
	Chimborazo	E.E. Riobamba	Hidráulica	No Incorporado	1	0,80	0,75
	Chimborazo	E.E. Riobamba	Hidráulica	S.N.I.	2	13,53	13,00
	Cotopaxi	E.E. Cotopaxi	Hidráulica	No Incorporado	3	2,80	2,68
	Cotopaxi	E.E. Cotopaxi	Hidráulica	S.N.I.	2	9,39	9,20
	Galápagos	E.E. Galápagos	Eólica	No Incorporado	2	4,65	4,65
	Galápagos	E.E. Galápagos	Fotovoltaica	No Incorporado	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	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
<b>Total Distribuidoras</b>					<b>37</b>	<b>451,60</b>	<b>381,15</b>
<b>Total general</b>					<b>320</b>	<b>8.685,01</b>	<b>8.072,81</b>

## Anexo D.1.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras (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	CELEC-Electroguayas	2	Santa Elena II	1	Principal CSE II	T	34,5	138	125,00	156,00	-	156,00	
			Santa Elena III	1	Principal CSE III	T	13,8	69	50,00	-	-	50,00	
	<b>CELEC-Electroguayas</b>	<b>2</b>		<b>2</b>					<b>175,00</b>	<b>156,00</b>	<b>-</b>	<b>206,00</b>	
	CELEC-Gensur	1	Villonaco	1	TP1	T	34,5	69	23,00	25,00	-	25,00	
	<b>CELEC-Gensur</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>23,00</b>	<b>25,00</b>	<b>-</b>	<b>25,00</b>	
	CELEC-Hidroagoyán	3	San Francisco	TP1	2		T	13,8	230	-	-	127,50	127,50
				TP2		T	13,8	230	-	-	127,50	127,50	
			Agoyán	TP1	2		T	13,8	145	-	-	85,00	85,00
				TP2		T	13,8	145	-	-	85,00	85,00	
			Pucará	TP1	2		T	13,8	141,5	-	-	40,00	40,00
				TP2		T	13,8	141,5	-	-	40,00	40,00	
	<b>Total CELEC-Hidroagoyán</b>	<b>3</b>		<b>6</b>					<b>-</b>	<b>-</b>	<b>505,00</b>	<b>505,00</b>	
	CELEC-Hidroazogues	1	Alazán	1	TP1	T	6,6	69	10,00	12,50	-	12,50	
	<b>Total CELEC-Hidroazogues</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>10,00</b>	<b>12,50</b>	<b>-</b>	<b>12,50</b>	
	CELEC-Hidronación	1	Baba	TF1	2		T	13,8	230	37,00	-	51,00	51,00
				TF2		T	13,8	230	37,00	-	51,00	51,00	
	<b>Total CELEC-Hidronación</b>	<b>1</b>		<b>2</b>					<b>74,00</b>	<b>-</b>	<b>102,00</b>	<b>102,00</b>	
	CELEC-Termoesmeraldas	1	Esmeraldas I	MT1	3		T	13,8	138	90,00	120,00	160,00	160,00
				STO		T	4,16	13,2	10,00	12,50	-	12,50	
				UT1		T	4,16	13,2	10,00	12,50	-	12,50	
	<b>Total CELEC-Termoesmeraldas</b>	<b>1</b>		<b>3</b>					<b>110,00</b>	<b>145,00</b>	<b>160,00</b>	<b>185,00</b>	
	CELEC-Termogas Machala	1	Bajo Alto	TR-101A	4		T	13,8	138	50,00	67,00	93,00	93,00
				TR-101B		T	13,8	138	50,00	67,00	93,00	93,00	
				GSU-1		T	13,8	138	60,00	80,00	100,00	100,00	
				GSU-2		T	13,8	138	60,00	80,00	100,00	100,00	
	<b>Total CELEC-Termogas Machala</b>	<b>1</b>		<b>4</b>					<b>220,00</b>	<b>294,00</b>	<b>386,00</b>	<b>386,00</b>	
	CELEC-Termomanabí	1	Jaramijó	TR1_JAR	4		T	13,8	138	50,00	62,50	-	62,50
TR2_JAR					T	13,8	138	40,00	50,00	-	50,00		
TR3_JAR					T	13,8	138	50,00	62,50	-	62,50		
TR4_JAR					T	13,8	138	40,00	50,00	-	50,00		
<b>Total CELEC-Termomanabí</b>	<b>1</b>		<b>4</b>					<b>180,00</b>	<b>225,00</b>	<b>-</b>	<b>225,00</b>		
CELEC-Termopichincha	1	Patio De Maniobras	B1	2		T	6,6	138	15,00	20,00	-	20,00	
			B2		T	6,6	138	15,00	20,00	-	20,00		
	1	Patio De Maniobras	P1	3		T	13,8	138	32,00	-	-	32,00	
			P2		T	13,8	138	32,00	-	-	32,00		
			P3		T	13,8	138	32,00	-	-	32,00		
<b>Total CELEC-Termopichincha</b>	<b>2</b>		<b>5</b>					<b>126,00</b>	<b>40,00</b>	<b>-</b>	<b>136,00</b>		
Elecaastro	3	Saucay	TR1	3		T	4,16	69	10,00	-	-	10,00	
			TR2		T	4,16	69	10,00	-	-	10,00		
			TR3		T	4,16	69	10,00	-	-	10,00		
	Ocaña	TR6-1	2		T	13,8	69	15,00	-	-	15,00		
		TR6-2		T	13,8	69	15,00	-	-	15,00			
	Saymirin	T111	2		T	69	2,4	10,00	12,50	-	12,50		
		T112		T	6,3	69	8,61	-	-	8,61			
<b>Total Elecaastro</b>	<b>3</b>		<b>7</b>					<b>78,61</b>	<b>12,50</b>	<b>-</b>	<b>81,11</b>		

## Anexo D.1.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras (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)	
Elevación	ElitEnergy	2	Pusuno 1	1	Transformador-Pusuno 1	T	138	13,8	26,00	-	-	26,00	
			Pusuno 2	1	Transformador-Pusuno 2	T	138	13,8	20,00	-	-	20,00	
	<b>Total ElitEnergy</b>	<b>2</b>		<b>2</b>					<b>46,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>46,00</b>	
	EMAC-BGP	1	Pichacay	1	T1	T	0,48	22	2,20	-	-	2,20	
	<b>Total EMAC-BGP</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>2,20</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,20</b>	
	Epfotovoltaica	2	EPMulalo	1	EPMulalo-T1	A	0,37	13,8	1,00	-	-	1,00	
			EPPastocalle	1	EPPastocalle-T1	A	0,37	13,8	1,00	-	-	1,00	
	<b>Total Epfotovoltaica</b>	<b>2</b>		<b>2</b>					<b>1,99</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,99</b>	
	EPMAPS	2	El Carmen	1	T1	T	6,6	138	10,00	12,50	-	-	12,50
			Recuperadora	1	T1	T	6,9	138	12,60	18,00	-	-	18,00
	<b>Total EPMAPS</b>	<b>2</b>		<b>2</b>					<b>22,60</b>	<b>30,50</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30,50</b>
	Gransolar	1	Gransolar	3	TP3	T	13,8	0,27	1,00	-	-	1,00	
					TP1	T	13,8	0,27	1,00	-	-	1,00	
					TP2	T	13,8	0,27	1,00	-	-	1,00	
	<b>Total Gransolar</b>	<b>1</b>		<b>3</b>					<b>3,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3,00</b>	
	Hidrosierra	1	Rio Verde Chico	1	Transformador de 6.9KV a 69 KV	T	6,9	69	12,00	-	-	12,00	
	<b>Total Hidrosierra</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>12,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12,00</b>	
	Hidrosigchos	1	Hidrosigchos	1	Transformador 1	T	13,8	69	18,00	27,00	-	-	27,00
	<b>Total Hidrosigchos</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>18,00</b>	<b>27,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>27,00</b>
	Hidrovictoria	1	Cuyuja	1	THV	T	6,6	22,8	12,00	-	-	12,00	
<b>Total Hidrovictoria</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>12,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12,00</b>		
Intervisa Trade	1	Intervisa	1	GSU XFORMER	T	13,8	138	90,00	120,00	150,00	150,00		
<b>Total Intervisa Trade</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>90,00</b>	<b>120,00</b>	<b>150,00</b>	<b>150,00</b>		
IPNEGAL	1	Palmira	1	Palmira	T	69	6,9	13,00	-	-	13,00		
<b>Total IPNEGAL</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>13,00</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,00</b>		
<b>Total Elevación</b>		<b>29</b>		<b>50</b>					<b>1.205,40</b>	<b>1.087,50</b>	<b>1.303,00</b>	<b>2.161,30</b>	

## Anexo D.2.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras (1/4)

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	Repsol	2	Npf	10	X-1010	T	13,8	34,5	5	7	7	7
					X-1020	T	13,8	34,5	10	15	25	25
					X-1060	T	13,8	34,5	10	12,5	14	14
					X-1064	T	13,8	34,5	15	20	25	25
			X-2012		T	13,8	34,5	15	20	28	28	
			X-2013		T	13,8	34,5	15	20	28	28	
			X-2020		T	13,8	34,5	20	25	28	28	
			X-2065		T	13,8	34,5	20	25	28	28	
			X-2066		T	13,8	34,5	20	25	28	28	
			X-2067		T	13,8	34,5	20	25	28	28	
	<b>Total Repsol</b>	<b>2</b>			<b>10</b>				<b>150</b>	<b>194,5</b>	<b>239</b>	<b>239</b>
Petroamazonas	14	Culebra JUSTICE	17	Culebra transf 1	T	0,48	13,8	7,5	7,5	7,5	7,5	

## Anexo D.2.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras (2/4)

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	Petroamazonas	14	Lago Agrio	17	Lago transf 1	T	4,16	13,8	4	4	4	4	
			Lago transf 2		T	4,16	13,8	4	4	4	4		
			Lago Agrio		Lago transf 3	T	13,8	69	6,25	6,25	6,25	6,25	
			Sacha		Sacha transf 3	T	13,8	69	5	6,25	6,25	6,25	
			Secoya		Secoya transf 1	T	13,8	69	15	15	15	15	
			Shushufindi Sur JUSTICE		Shushufindi Sur transf JUSTICE	T	0,48	13,8	7,5	7,5	7,5	7,5	
			Shushufindi-Sacha- Atacapi		Shushufindi transf 1	T	13,8	69	15	15	15	15	
			Shushufindi Central- Sur		Shushufindi transf 2	T	13,8	69	5	6,25	6,25	6,25	
			Yuca		Yuca tranf 1	T	0,48	13,8	2	2	2	2	
			Sacha		Transformador S/E Sacha 01	T	4,16	13,8	4	-	-	4	
			CPF		CPF Transf	T	13,8	69	20	26,6	26,6	26,6	
			Sacha		Sacha Trans	T	13,8	69	20	26,6	26,6	26,6	
			Eden Yuturi		EPF Trans 1	T	13,8	34,5	10	10	10	10	
			Palo Azul		EPF Trans 2	T	13,8	34,5	10	10	10	10	
		PAZU Trans 1	T	13,8	69	20	26,6	26,6	26,6				
		PAZU Trans 2	T	13,8	69	20	26,6	26,6	26,6				
		<b>Total Petroamazonas</b>	<b>14</b>		<b>17</b>				<b>175,25</b>	<b>200,15</b>	<b>200,15</b>	<b>204,15</b>	
		Andes Petro	1	Switchyard	7	T-001	T	13,8	34,5	9	12	-	12
	T-002					T	13,8	34,5	9	12	-	12	
	T-005					T	13,8	34,5	9	12	-	12	
	T-006					T	13,8	34,5	9	12	-	12	
	T-008					T	13,8	34,5	12	20	-	20	
	T-009					T	13,8	34,5	12	20	-	20	
	T-10					T	13,8	34,5	12	20	-	20	
		<b>Total Andes Petro</b>	<b>1</b>		<b>7</b>				<b>72</b>	<b>108</b>	<b>-</b>	<b>108</b>	
		San Carlos	1	San Carlos	6	T1	T	4,16	13,8	5	6,25	-	6,25
	T2					T	4,16	13,8	5	6,25	-	6,25	
T3	T					13,8	69	25	31,25	-	31,25		
T4	T					13,8	69	25	31,25	-	31,25		
T5	T					0,46	13,8	0,75	0,9	-	0,9		
TB	T					4,16	13,8	5	6,5	-	6,5		
	<b>Total San Carlos</b>	<b>1</b>		<b>6</b>				<b>65,75</b>	<b>82,4</b>	<b>-</b>	<b>82,4</b>		
	Hidrosanbartolo	1	HIDROSANBARTOLO	1	TP1	T	13,8	230	56	-	-	56	
	<b>Total Hidrosanbartolo</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>56</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>56</b>	
	Hidroabanico	1	Hidroabanico I	2	Etapa I	T	4,16	69	18	-	-	18	
Etapa II					T	4,16	69	27	-	-	27		
	<b>Total Hidroabanico</b>	<b>1</b>		<b>2</b>					<b>45</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45</b>	
	Coazucar	1	Ecudos	1	TP-E	T	13,8	69	22	31,6	-	31,6	
	<b>Total Coazucar</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>22</b>	<b>31,6</b>	<b>-</b>	<b>31,6</b>	

## Anexo D.2.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras (3/4)

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	5,6	-	5,6
					Cf42-Tr001b	T	13,8	34,5	5	5,6	-	5,6
					Cf42-Tr001c	T	13,8	34,5	5	5,6	-	5,6
					Cf42-Tr003a	T	0,48	13,8	2	2,24	-	2,24
					Cf42-Tr003b	T	0,48	13,8	2	2,24	-	2,24
	<b>Total Agip</b>	<b>1</b>	<b>5</b>						<b>19</b>	<b>21,28</b>	<b>-</b>	<b>21,28</b>
	Enermax	1	Calope	1	CALOPE	T	6,9	69	20,8	-	-	20,8
	<b>Total Enermax</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>20,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20,8</b>
	Ecoluz	2	Loreto	2	T3	T	0,69	22,8	2,5	-	-	2,5
			Papallacta		T4	A	22,8	43,8	6,6	-	-	6,6
	<b>Total Ecoluz</b>	<b>2</b>		<b>2</b>					<b>9,1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9,1</b>
	Vicunha	1	Vindobona	2	TP1	T	0,4	13,8	5	-	-	5
					TP2	T	0,69	13,8	4	-	-	4
	<b>Total Vicunha</b>	<b>1</b>		<b>2</b>					<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9</b>
	Sipac	2	PARAISO 17	2	PSO-17	T	13,8	34,5	4	-	-	4
			CPF		CPF	T	13,8	34,5	4	-	-	4
	<b>Total Sipac</b>	<b>2</b>		<b>2</b>					<b>8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>
	Ecoelectric	1	Ecoelectric	1	TF21-31	T	4,16	69	5,5	6,25	-	6,25
	<b>Total Ecoelectric</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>5,5</b>	<b>6,25</b>	<b>-</b>	<b>6,25</b>
Perlabi	1	Perlabi	1	TE1	T	0,69	22,8	3,15	-	-	3,15	
<b>Total Perlabi</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>3,15</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3,15</b>	
Hidroalto	1	Due	1	TP1	A	13,8	230	70	-	-	70	
<b>Total Hidroalto</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>70</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>70</b>	
Hidronormandia	1	Normandia	1	Transformador Totalizador	T	230	13,8	56	-	-	56	
<b>Total Hidronormandia</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>56</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>56</b>	
<b>Total Elevación</b>		<b>32</b>		<b>60</b>					<b>786,55</b>	<b>644,18</b>	<b>439,15</b>	<b>969,73</b>
Reducción	Repsol	11	Tivacuno	21	X-1901	T	33	2,4	5	7	-	7
			Bogi		X-1902	T	33	2,4	5	7	-	7
			Capiron		X-1903	T	33	2,4	7	7,84	9,8	9,8
					X-1912	T	33	2,4	5	-	-	5
			Amo B		X-2901	T	33	2,4	5	6,25	7	7
					X-2909	T	33	2,4	5	6,25	7	7
			WIP		X-2904	T	34,4	2,4	10	12,5	-	12,5
			Ginta A - Iro B		X-2907	T	34,5	2,4	10	12,5	-	12,5
					X-21111	T	34,5	2,4	10	12,5	-	12,5
			Pompeya		X-4010	T	33	4,16	5	6,25	7	7
					X-2902A	T	33	2,4	5	6,25	7	7
			Amo A		X-2902B	T	33	2,4	5	6,25	7	7
					X-2905	T	33	2,4	5	6,25	7	7
			Daimi A - Daimi B		X-2905A	T	33	2,4	5	6,25	7	7
					X-2906	T	33	2,4	5	6,25	7	7
X-2906A	T	34,5		2,4	10	12,5	-	12,5				

## Anexo D.2.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras (4/4)

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)
	Repsol		Iro 01 - Iro A		X-2911	T	33	2,4	5	6,25	7	7
					X-2910	T	34,5	2,4	10	12,5	-	12,5
					X-21002	T	34,5	2,4	10	12,5	-	12,5
			Ginta B		X-2908A	T	34,5	2,4	10	12,5	-	12,5
					X-2908B	T	34,5	2,4	5	7	-	7
	<b>Total Repsol</b>	<b>11</b>		<b>21</b>					<b>142</b>	<b>172,59</b>	<b>72,8</b>	<b>186,3</b>
	Petroamazonas	5	Atacapi	5	Atacapi transf	T	69	13,8	6,25	6,25	6,25	6,25
			Culebra		Culebra tranf 2	T	69	13,8	5	6,25	6,25	6,25
			Parahuacu		Parahuacu transf	T	69	13,8	6,25	6,25	6,25	6,25
			Shushufindi Sur		Shushufindi Sur transf 1	T	69	13,8	5	6,25	6,25	6,25
			Yuca		Yuca transf 2	T	69	13,8	5	6,25	6,25	6,25
	<b>Total Petroamazonas</b>	<b>5</b>		<b>5</b>					<b>27,5</b>	<b>31,25</b>	<b>31,25</b>	<b>31,25</b>
	Coazucar	1	Ecudos R.	1	TP-I	T	69	5,5	6	8,67	-	8,67
	<b>Total Coazucar</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>6</b>	<b>8,67</b>	<b>-</b>	<b>8,67</b>
	Agip	3	SRY	8	Sar-Tr-001a	T	13,8	0,48	2	2,3	-	2,3
					Sar-Tr-001b	T	13,8	0,48	2	2,3	-	2,3
			Villano B		Vb42-Tr-002a	T	4,16	0,48	0,3	0,36	-	0,36
			Villano A		Ws42-Tr001a	T	34,5	4,16	5	5,6	-	5,6
					Ws42-Tr001b	T	34,5	4,16	5	5,6	-	5,6
					Ws42-Tr001c	T	34,5	4,16	5	5,6	-	5,6
					Ws42-Tr002a	T	4,16	0,48	1	1,12	-	1,12
Ws42-Tr002b					T	4,16	0,48	1	1,12	-	1,12	
<b>Total Agip</b>	<b>3</b>		<b>8</b>					<b>21,3</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>24</b>	
Ecoluz	1	Pifo	1	T5	A	43,8	22,8	6,6	-	-	6,6	
<b>Total Ecoluz</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>6,6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6,6</b>	
Vicunha	1	Equinoccial	2	TP3	T	22,8	13,2	3	-	-	3	
				TP4	T	22,8	13,2	3	-	-	3	
<b>Total Vicunha</b>	<b>1</b>		<b>2</b>					<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	
UCEM	1	UCEM Principal	2	Principal 5MVA	T	69	4,16	5,6	7	-	7	
				Principal 12MVA	T	69	4,16	10	12	-	12	
<b>Total UCEM</b>	<b>1</b>		<b>2</b>					<b>15,6</b>	<b>19</b>	<b>-</b>	<b>19</b>	
UNACEM	1	Selva Alegre	1	T1	T	69	4,16	30	35	-	35	
<b>Total UCNACEM</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>4,16</b>	<b>30</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>35</b>
<b>Total Reducción</b>		<b>24</b>		<b>41</b>					<b>255</b>	<b>290,51</b>	<b>104,05</b>	<b>316,82</b>
<b>Total general</b>		<b>56</b>		<b>101</b>					<b>1041,55</b>	<b>934,69</b>	<b>543,2</b>	<b>1286,55</b>

### Anexo 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
				AT2	A	138	69	45,00	75,00	-	75,00
		Baños	1	ATQ	A	138	69	20,00	26,70	33,30	33,30
		Bomboiza	1	ATK	T	230	69	20,00	33,30		33,30
		Caraguay	1	ATQ	A	138	69	135,00	225,00	-	225,00
		Chone	1	ATQ	A	138	69	60,00	100,00		100,00
		Chorrillos	2	ATI	A	500	230	270,00	450,00		450,00
				ATJ	A	500	230	270,00	450,00		450,00
		Cuenca	1	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	-	99,90
		Cumbaratza	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30		33,30
		Dos Cerritos	1	ATK	T	230	69	99,00	132,00	165,00	165,00
		Durán	1	ATL	A	230	69	135,00	180,00	225,00	225,00
		El Inga	5	ATT	A	230	138	180,00	300,00		300,00
				ATU	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
		Esclusas	1	ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		Esmeraldas	3	ATQ	A	138	69	44,80	59,73	75,00	75,00
				ATR	A	138	69	44,80	75,00	-	75,00
				ATT	A	230	138	99,99	166,65		166,65
		Francisco de Orellana	1	ATQ	T	138	69	40,00	66,66	-	66,66
		Gualaceo	1	TRG	T	138	22	12,00	13,27	-	13,27
		Ibarra	3	ATQ	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66
				ATR	A	138	69	40,00	66,66	-	66,66
				T1	T	138	34,5	30,00	50,00	-	50,00
		Jivino	1	TRK	T	230	69	100,00	167,00		167,00
		Limón	1	TRE	T	138	13,8	5,00	6,66	-	6,66
		Loja	1	ATQ	A	138	69	40,00	53,30	66,70	66,70
		Loreto	1	ATQ	T	138	69	33,33			33,33
		Macas	1	TRQ	T	138	69	40,00	66,70		66,70
		Machala	3	ATQ	A	138	69	60,00	99,90	-	99,90
				ATR	A	138	69	60,00	99,90	-	99,90
				TRK	A	230	69	99,90	166,50	-	166,50
Manta	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,33	-	33,33		
Méndez	1	TRE	T	138	13,8	5,00	6,66	-	6,66		
Milagro	2	ATK	A	230	69	99,99	133,32	166,65	166,65		
		ATU	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00		
Molino	2	AT1	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00		
		AT2	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00		
Montecristi	1	ATQ	A	138	69	60,00	100,00	-	100,00		
Móvil EFACEC 1	1	TMK	T	230	69	-	-	45,00	45,00		
Móvil EFACEC 2	1	AMQ	A	138	69	-	-	60,00	60,00		
Móvil EFACEC 3	1	AMQ	A	138	69	-	-	60,00	60,00		
Móvil MITSUBISHI	1	AMQ	A	138	69	30,00	-	-	30,00		

### Anexo 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		Mulaló	1	ATQ	A	138	69	40,00	53,34	66,70	66,70
		Nueva Babahoyo	2	ATQ	A	138	69	40,00	60,00	-	60,00
				ATR	A	138	69	40,00	66,70		66,70
		Nueva Prosperina	1	ATQ	A	138	69	90,00	150,00		150,00
		Pascuales	4	ATQ	A	138	69	120,00	200,00	-	200,00
				ATR	A	138	69	120,00	200,00	-	200,00
				ATT	A	230	138	225,00	375,00	-	375,00
				ATU	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00
		Policentro	1	ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		Pomasqui	2	ATT	A	230	138	180,00	300,00		300,00
				ATU	A	230	138	180,00	300,00	-	300,00
		Portoviejo	2	AA1	A	138	69	44,80	59,73	75,00	75,00
				AA2	A	138	69	45,00	75,00	-	75,00
		Posorja	1	ATQ	A	138	69	40,00	53,34	66,67	66,67
		Puyo	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30	-	33,30
		Quevedo	2	ATR	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
				ATT	A	230	138	99,99	133,32	166,65	166,65
		Quinindé	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,70		66,70
		Riobamba	2	TRK	T	230	69	60,00	80,10	99,90	99,90
				ATL	A	230	69	135,00	225,00		225,00
		Salitral	2	ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
				ATR	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00
		San Gregorio	2	ATK	A	230	69	100,00	166,70		166,70
				ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00
		San Rafael	1	ATH	A	500	230	270,00	450,00		450,00
		Santa Elena	2	ATQ	A	138	69	40,00	53,30	66,70	66,70
				ATR	A	138	69	40,00	66,70	-	66,70
		Santa Rosa	3	ATT	A	230	138	225,00	375,00	-	375,00
				ATU	A	230	138	225,00	300,00	375,00	375,00
				TRN	T	138	46	45,00	75,00	-	75,00
		Santo Domingo	4	ATQ	A	138	69	100,00	167,00		167,00
				ATR	A	138	69	60,00	80,00	99,99	99,99
				ATT	A	230	138	99,99	166,65		166,65
	ATU			A	230	138	99,99	133,32	166,65	166,65	
	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	
	Tisaleo	1	ATI	T	500	230	450,00			450,00	
	Totoras	2	ATQ	A	138	69	60,00	99,99	-	99,99	
			ATT	A	230	138	67,20	111,99	-	111,99	
	Trinitaria	2	ATQ	A	138	69	90,00	150,00	-	150,00	
			ATT	A	230	138	135,00	225,00	-	225,00	
	Tulcán	1	ATQ	A	138	69	20,00	33,30	-	33,30	
	Yanacocha	1	ATQ	A	138	69	40,00	66,70		66,70	
<b>Total general</b>			<b>89</b>					<b>9.038,78</b>	<b>13.565,45</b>	<b>3.238,24</b>	<b>14.858,85</b>

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (1/10)

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	1	Baltra Subtransmisión	1	Elevación - Reducción	T	13,8	34,5	7,50	10,00	10,00	10,00
		1	Floreana	2	Elevación	T	0,22	13,2	0,03	-	-	0,03
					Elevación	T	0,44	13,2	0,08	-	-	0,08
		1	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
		1	San Cristóbal	14	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 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
					Elevación Banco grupo 4	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33
					Elevación Banco grupo 4	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 5	T	0,48	13,8	0,33	-	-	0,33
					Elevación Banco grupo 9	T	0,48	13,8	1,50	-	-	1,50
					Elevación grupo 7 y 8	T	4,16	13,8	4,00	-	-	4,00
	1	Santa Cruz Térmica	3	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		
Elevación Banco grupo 1				T	0,48	13,8	5,00	-	-	5,00		
1	Subestación Isabela	2	Elevación banco de baterías	T	0,384	13,8	1,00	-	-	1,00		
			Elevación grupos térmicos	T	0,48	13,8	1,00	-	-	1,00		
<b>Total E.E. Galápagos</b>		<b>6</b>		<b>24</b>				<b>34,07</b>	<b>10,00</b>	<b>10,00</b>	<b>36,57</b>	
	E.E. Quito	1	Los Chillos	1	S/E No. 90	T	2,3	23	5,01	6,99	-	6,99
<b>Total E.E. Quito</b>		<b>1</b>		<b>1</b>				<b>5,01</b>	<b>6,99</b>	<b>-</b>	<b>6,99</b>	
<b>Total Elevación</b>		<b>7</b>		<b>25</b>				<b>39,08</b>	<b>16,99</b>	<b>10,00</b>	<b>43,56</b>	
Reducción	CNEL-Bolívar	1	Caluma	1	Caluma	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	CNEL-Bolívar	1	Cochabamba	2	Cochabamba	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
	Cochabamba				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Bolívar	1	Echeandia	1	Echeandia	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-Bolívar	1	Guanujo	1	Guanujo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-Bolívar	1	Guaranda	2	Guaranda	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
	Guaranda				T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Bolívar	1	Sicoto	1	Sicoto	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	<b>Total CNEL-Bolívar</b>		<b>6</b>		<b>8</b>				<b>62,50</b>	<b>68,75</b>	<b>-</b>	<b>76,25</b>
	CNEL-EI Oro	1	Arenillas	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-EI Oro	1	Balao	1	T1	T	69	13,8	24,00	32,00	-	32,00
	CNEL-EI Oro	1	Barbones	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-EI Oro	1	El Bosque	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
	CNEL-EI Oro	1	El Cambio	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
	CNEL-EI Oro	1	Huaquillas	2	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-EI Oro				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-EI Oro	1	La Avanzada	1	T1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
	CNEL-EI Oro	1	La Iberia	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-EI Oro	1	La Peaña	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
	CNEL-EI Oro	1	La Primavera	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
	CNEL-EI Oro	1	Los Pinos	2	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
	CNEL-EI Oro				T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	CNEL-EI Oro	1	Machala	1	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
	CNEL-EI Oro	1	Machala Centro	2	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	CNEL-EI Oro				T2	T	69	13,8	3,75	-	-	3,75

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (2/10)

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-EI Oro	1	Pagua	2	T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-EI Oro				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-EI Oro	1	Porotillo	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-EI Oro	1	Portovelo	4	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-EI Oro				T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	CNEL-EI Oro				T3	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
	CNEL-EI Oro				T4	T	69	13,8	10,00	12,00	-	12,00	
	CNEL-EI Oro	1	Santa Rosa	2	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-EI Oro				T2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-EI Oro	1	Saracay	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	<b>Total CNEL-EI Oro</b>	<b>18</b>			<b>26</b>					<b>328,75</b>	<b>390,25</b>	<b>-</b>	<b>404,00</b>
	CNEL-Esmeraldas	1	Atacames	1	Subestación Atacames T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Borbón 1	1	Subestación Borbón T1	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Golondrinas	1	SUBESTACIÓN GOLONDRINAS T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas	1	Las Palmas	1	Subestación Las Palmas T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Muisne	1	Subestación Muisne	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
	CNEL-Esmeraldas	1	Nuevo Quinindé	1	Subestación Nuevo Quinindé	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas	1	Pradera	1	Transformador T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Propicia	2	Subestación Propicia T1	T	69	13,2	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas				Subestación Propicia T2	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Quinindé	1	Subestación Quinindé	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas	1	Rocafuerte	1	Subestación Rocafuerte T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas	1	Sálina	1	Subestación Sálina T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas	1	San Lorenzo	1	Subestación San Lorenzo T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Esmeraldas	1	Santas Vainas	1	Subestación Santas Vainas T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Tachina	1	Transformador de la S/E Tachina	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Esmeraldas	1	Viche	1	Subestación Viche	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
	<b>Total CNEL-Esmeraldas</b>	<b>15</b>			<b>16</b>					<b>175,00</b>	<b>221,00</b>	<b>209,00</b>	<b>233,00</b>
	CNEL-Guayaquil	1	Alborada	1	TR-98-55	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	ALBORADA 2	1	TR-11-81	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	América	1	TR-88-38	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Astillero	2	TR-03-66	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-03-67	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Atarazana	1	TR-82-31	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Ayacucho	1	TR-93-47	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Belo Horizonte	1	TR-09-76	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Bien Público	1	TR-13-86	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Boyaca	2	TR-87-35	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-87-36	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Ceibos	2	TR-11-83	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-99-60	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Cerro Blanco	1	TR-03-63	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Chongón	1	TR-11-84	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Cumbre	1	TR-03-65	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	El Fortín	1	TR-11-80	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Esmeraldas	2	TR-98-52	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-98-54	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
CNEL-Guayaquil	1	Flor De Bastión	2	TR-07-75	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00		
CNEL-Guayaquil				TR-12-85	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00		
CNEL-Guayaquil	1	Garay	2	TR-03-64	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00		
CNEL-Guayaquil				TR-88-37	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00		
CNEL-Guayaquil	1	Garzota	1	TR-90-40	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00		
CNEL-Guayaquil	1	Germania	1	TR-93-45	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00		

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (3/10)

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-Guayaquil	1	Guasmo	2	TR-95-49	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-97-51	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Guayacanes	2	TR-16-96	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-93-46	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Huancavilca	1	TR-82-30	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Kennedy Norte	2	TR-98-56	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-98-57	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Lotes con Servicio Alegría	1	TR-14-90	T	67	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Mapasingue	2	TR-11-78	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-11-79	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Mi Lote	1	TR-76-20	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Mucho Lote	1	TR-15-89	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Orquideas	2	TR-10-77	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-16-92	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Padre Canales	2	TR-14-87	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-98-53	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Parque California	1	TR-15-94	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Portuaria	1	TR-06-74	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Pradera	2	TR-04-70	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-04-71	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Puerto Lisa	1	TR-99-58	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Puerto STA ANA	2	TR-14-88	T	67	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-72-14	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Safando	1	TR-77-22	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Samanes	2	TR-04-72	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-16-91	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Sauce	2	TR-03-62	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-95-48	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Torre	2	TR-04-68	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil				TR-04-69	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Trinitaria	1	TR-15-95	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Universo	1	TR-06-73	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
	CNEL-Guayaquil	1	Vergeles	1	TR-11-82	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00	
		<b>Total CNEL-Guayaquil</b>	<b>41</b>		<b>58</b>					<b>1.020,00</b>	<b>1.360,00</b>	<b>-</b>	<b>1.360,00</b>
		CNEL-Guayas Los Ríos	1	América	1	TR01	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00
		CNEL-Guayas Los Ríos	1	Balzar	1	TR1	T	67	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		CNEL-Guayas Los Ríos	1	Buena Fe	2	TR01	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
		CNEL-Guayas Los Ríos				TR02	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		CNEL-Guayas Los Ríos	1	Cataluña	2	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		CNEL-Guayas Los Ríos				TR2	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		CNEL-Guayas Los Ríos	1	Ciudad Celeste	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Daule Norte	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Daule Peripa	1	TR1	T	69	13,8	2,50	2,50	2,50	2,50	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Daule Sur	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Durán Norte	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Durán Sur	2	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos				TR2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	El Codo	1	TR1	T	67	14,5	5,00	5,00	5,00	5,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	El Empalme	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	El Manglero	1	TR01	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	El Recreo	2	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos				TR2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	El Rosario	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (4/10)

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	1	Empacreci	1	TR1	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Juan Bautista Aguirre	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	La Martina	1	TR1	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	La Toma	1	TR01	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Lagos del Batán	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Los Arcos	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Mocoli	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Palestina	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Pedro Carbo	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Quevedo Norte	1	TR1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Quevedo Nueva	1	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Quevedo Sur	2	TR1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00	24,00
	CNEL-Guayas Los Ríos				TR2	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	20,00
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Saibaba	1	TR01	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Samborondón	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Santa Lucía	1	TR01	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Santa Martha	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Tennis Club	2	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	24,00
	CNEL-Guayas Los Ríos				TR2	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	12,50
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Valencia	1	TR1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Villa Club	1	TR1	T	69	13,8	24,00	30,00	30,00	30,00	
	CNEL-Guayas Los Ríos	1	Villa del Rey	1	TR1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	
	<b>Total CNEL-Guayas Los Ríos</b>		<b>35</b>		<b>41</b>					<b>546,50</b>	<b>698,25</b>	<b>706,25</b>	<b>706,25</b>
	CNEL-Los Ríos	1	Baba	1	TRI-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Los Ríos	1	Cedege	1	TRF-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Los Ríos	1	Centro Industrial	1	TRB-07	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	24,00
	CNEL-Los Ríos	1	La Ercilia	1	TRJ-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Los Ríos	1	Nelson Mera	1	TRA-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Los Ríos	1	Palenque	1	TRK-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Los Ríos	1	Puebloviejo	1	TRE-07	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Los Ríos	1	Terminal Terrestre	1	TRG-07	T	69	13,8	20,00	25,00	-	-	25,00
	CNEL-Los Ríos	1	Ventanas	1	TRD-07	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	CNEL-Los Ríos	1	Vinces	1	TRCI-07	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	<b>Total CNEL-Los Ríos</b>		<b>10</b>		<b>10</b>					<b>128,00</b>	<b>160,00</b>	<b>24,00</b>	<b>164,00</b>
	CNEL-Manabí	1	Bahía de Caráquez	2	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	-	5,00
	CNEL-Manabí				Tranf 2	T	69	13,8	10,00	-	-	-	10,00
	CNEL-Manabí	1	Barranco Colorado	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Manabí	1	Bellavista	1	Transf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Manabí	1	Calceta	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Manabí	1	Caza Lagarto	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Manabí	1	Chone	2	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
CNEL-Manabí	Tranf 2				T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50	12,50
CNEL-Manabí	1	Colimes	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25	
CNEL-Manabí	1	Crucita	1	Transf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00	
CNEL-Manabí	1	Jaramijó	1	Transf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	-	25,00	
CNEL-Manabí	1	Jipijapa	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50	
CNEL-Manabí	1	La Estancilla	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50	
CNEL-Manabí	1	Lodana	2	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	-	5,00	
CNEL-Manabí				Tranf 2	T	69	13,8	2,50	-	-	-	2,50	2,50
CNEL-Manabí	1	Machalilla	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	5,60	-	-	5,60	
CNEL-Manabí	1	Manta 1	3	Tranf 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	-	25,00	
CNEL-Manabí				Tranf 2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	-	25,00	25,00
CNEL-Manabí				Tranf 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00	20,00

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (5/10)

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-Manabi	1	Manta 2	1	Tranf1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00	
	CNEL-Manabi	1	Manta 3	1	Tranf1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00	
	CNEL-Manabi	1	Manta 4	1	Transf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Manabi	1	Montecristi 1	1	Tranf1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi	1	Montecristi 2	1	Transf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Manabi	1	Playa Prieta	1	Tranf1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi	1	Portoviejo 1	3	Tranf 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Manabi				Tranf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Manabi				Tranf 3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi	1	Portoviejo 2	1	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi	1	Portoviejo 3	2	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi				Transf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Manabi	1	Portoviejo 4	2	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi				Transf 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Manabi	1	Pto. Cayo	1	Tranf 1	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50	
	CNEL-Manabi	1	Pto. López	1	Transf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi	1	Rio De Oro	2	Tranf 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Manabi				Tranf 2	T	69	13,8	2,50	2,80	-	2,80	
	CNEL-Manabi	1	Rocafuerte	1	Tranf1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
	CNEL-Manabi	1	San Vicente	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
	CNEL-Manabi	1	Tosagua	1	Tranf 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	<b>Total CNEL-Manabi</b>		<b>30</b>		<b>40</b>					<b>435,50</b>	<b>499,65</b>	<b>-</b>	<b>534,65</b>
	CNEL-Milagro	1	Bucay	1	Bucay	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Milagro	1	Central Diesel	1	Central Diesel	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Milagro	1	Chobo	1	Chobo	T	69	13,8	6,00	7,50	-	7,50	
	CNEL-Milagro	1	Lorenzo De Ga	1	L.Garaicoa	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	M. Maridueña	1	M.Maridueña	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Milagro	1	Milagro Norte	1	Norte	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	Milagro Sur	2	Sur 1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro				Sur 3	T	66	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	Milagro Sur 2	1	Sur 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Milagro	1	Montero	2	Montero 1	T	69	13,8	10,00	12,00	-	12,00	
	CNEL-Milagro				Montero 2	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	Naranjal	1	Naranjal	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Milagro	1	Naranjito	1	Naranjito	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	Pto. Inca	1	Pto.Inca	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	Triunfo	1	Triunfo	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00	
	CNEL-Milagro	1	Yaguachi	1	Yaguachi	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	<b>Total CNEL-Milagro</b>		<b>14</b>		<b>16</b>					<b>196,00</b>	<b>252,50</b>	<b>-</b>	<b>252,50</b>
	CNEL-Sta. Elena	1	Capaes	1	Capaes	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena	1	Carolina	1	Carolina	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena	1	Cerecita	1	Cerecita	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena	1	Chanduy	2	AGUAPEN (P)	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75	
	CNEL-Sta. Elena				Chanduy	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	CNEL-Sta. Elena	1	Chipipe	1	Chipipe	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena	1	Colonche	2	Colonche T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena				Colonche T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
CNEL-Sta. Elena	1	Libertad	2	Libertad T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00		
CNEL-Sta. Elena				Libertad T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
CNEL-Sta. Elena	1	Manglaralto	1	Manglaralto	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25		
CNEL-Sta. Elena	1	Pechiche	1	Pechiche	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
CNEL-Sta. Elena	1	Playas	1	Playas	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00		
CNEL-Sta. Elena	1	Posorja	1	Posorja	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
CNEL-Sta. Elena	1	Punta Blanca	1	Punta Blanca	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (6/10)

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	1	Salinas	1	Salinas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena	1	San Lorenzo de Salinas	1	San Lorenzo de Salinas	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	CNEL-Sta. Elena	1	San Lorenzo Del Mate	1	San Lorenzo Del Mate	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75	
	CNEL-Sta. Elena	1	San Vicente	1	San Vicente	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	CNEL-Sta. Elena	1	Santa Rosa	1	Santa Rosa	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	<b>Total CNEL-Sta. Elena</b>	<b>17</b>			<b>20</b>					<b>195,50</b>	<b>235,00</b>	<b>-</b>	<b>242,50</b>
	CNEL-Sto. Domingo	1	Alluriquin	2	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sto. Domingo				T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sto. Domingo	1	El Carmen	1	T1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	-	25,00
	CNEL-Sto. Domingo	1	El Centenario	1	T3	T	69	13,8	20,00	25,00	-	-	25,00
	CNEL-Sto. Domingo	1	El Rocio	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sto. Domingo	1	Jama	2	T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sto. Domingo				T2	T	69	34,5	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sto. Domingo	1	La Cadena	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sto. Domingo	1	La Concordia	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	CNEL-Sto. Domingo	1	Pambiles	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00	24,00
	CNEL-Sto. Domingo	1	Patricia Pilar	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sto. Domingo	1	Pedernales (1 - Trs)	2	T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sto. Domingo				T2	T	69	34,5	6,25	-	-	6,25	
	CNEL-Sto. Domingo	1	Quevedo	2	T2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	CNEL-Sto. Domingo				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sto. Domingo	1	Quito	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	CNEL-Sto. Domingo	1	Sesme 2	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sto. Domingo	1	Valle Hermoso	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sto. Domingo	1	Via Colorados del Búa	1	T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00	20,00
	<b>Total CNEL-Sto. Domingo<sup>(1)</sup></b>	<b>15</b>			<b>19</b>					<b>206,25</b>	<b>250,00</b>	<b>44,00</b>	<b>260,25</b>
	CNEL-Sucumbios	1	Celso Castellanos	1	TCELSE CASTELLANO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sucumbios	1	Jivino	1	TJIVINO	T	69	13,8	5,00	-	6,25	6,25	6,25
	CNEL-Sucumbios	1	Lago Agrio	2	TLAGO	T	69	13,8	10,00	-	12,50	12,50	12,50
	CNEL-Sucumbios				TLAGO_NUEVO_15/20/25	T	69	13,8	15,00	-	25,00	25,00	25,00
	CNEL-Sucumbios	1	Loreto	1	LORETO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sucumbios	1	Lumbaqui	1	TRANSFORMADOR DE REDUCCIÓN	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	CNEL-Sucumbios	1	Payamino	2	T_COCA_15/20/25	T	69	13,8	15,00	20,00	25,00	25,00	25,00
	CNEL-Sucumbios				TOCOCA2 NUEVO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sucumbios	1	Sacha	1	TSACHA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sucumbios	1	Shushufindi	1	TSHUSHUFINDI	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	CNEL-Sucumbios	1	Tarapoa	1	TTARAPOA	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	<b>Total CNEL-Sucumbios</b>	<b>9</b>			<b>11</b>					<b>105,00</b>	<b>95,00</b>	<b>68,75</b>	<b>143,75</b>
	E.E. Ambato	1	Agoyán	1	Agoyán 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	E.E. Ambato	1	Atocha	2	Atocha 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	E.E. Ambato				Atocha 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	E.E. Ambato	1	Baños	1	Baños 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	E.E. Ambato	1	Batán	2	Batán 2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
	E.E. Ambato				Batán 3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	E.E. Ambato	1	Huachi	2	Huachi 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	E.E. Ambato				Huachi 4	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	E.E. Ambato	1	Loreto	2	Loreto 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	E.E. Ambato				Loreto 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00
	E.E. Ambato	1	Montalvo	1	Montalvo 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	-	12,50
	E.E. Ambato	1	Musullacta	1	Musullacta	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25
E.E. Ambato	1	Oriente	2	Oriente 1	T	69	13,8	12,00	15,00	-	-	15,00	
E.E. Ambato				Oriente 2	T	69	13,8	12,00	15,00	-	-	15,00	
E.E. Ambato	1	Pelileo	1	Pelileo 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	-	20,00	
E.E. Ambato	1	Pillaro	2	Pillaro 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	-	6,25	

### Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (7/10)

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)	
Reducción	E.E. Ambato	1	Pillaro	2	Pillaro 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Ambato				Pillaro 2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Ambato	1	Puyo	2	Puyo 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Ambato				Puyo 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Ambato	1	Puyo 2	1	Puyo 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Ambato	1	Quero	1	Quero	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Ambato	1	Samanga	2	01_01_SAMANGA	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50	
	E.E. Ambato				Samanga 2	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50	
	E.E. Ambato	1	Tena	1	Tena 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Ambato	1	Tena Norte	1	Tena 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Ambato	1	Totoras	1	Totoras	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00	
	<b>Total E.E. Ambato</b>	<b>18</b>			<b>26</b>					<b>286,00</b>	<b>360,50</b>	<b>-</b>	<b>360,50</b>
	E.E. Azogues	1	Azogues I - Gis	1	TR-1-A1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Azogues	1	Azogues II	1	TR-1-A2	T	69	22	16,00	20,00	-	20,00	
	<b>Total E.E. Azogues</b>	<b>2</b>			<b>2</b>					<b>26,00</b>	<b>32,50</b>	<b>-</b>	<b>32,50</b>
	E.E. Centro Sur	1	Cañar	2	T1 SE 18	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 18	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur	1	Centenario	2	T1 SE 02	T	22	6,3	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 02	T	22	6,3	5,00	6,50	6,50	6,50	
	E.E. Centro Sur	1	Chaulayacu	1	T1 SE 13	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur	1	El Arenal	2	T1 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur	1	El Descanso	2	T1 SE 12	T	69	22	10,00	10,00	10,00	10,00	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 12	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur	1	Huablincay	1	T1 SE 09	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur	1	La Troncal	1	T2 SE 50	T	69	13,8	20,00	25,00	25,00	25,00	
	E.E. Centro Sur	1	Léntag	2	T1 SE 14	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 14	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur	1	Luis Cordero	2	T1 SE 01	T	22	6,3	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 01	T	22	6,3	5,00	6,50	6,50	6,50	
	E.E. Centro Sur	1	Macas	2	T2 SE 21	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur				T3 SE 21	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50	
	E.E. Centro Sur	1	Monay	2	T1 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur	1	Parque Industrial	2	T1 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
	E.E. Centro Sur				T2 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00	
E.E. Centro Sur	1	Ricaurte	2	T1 SE 07	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50		
E.E. Centro Sur				T2 SE 07	T	69	22	12,50	12,50	12,50	12,50		
E.E. Centro Sur	1	Turi	1	T1 SE 08	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00		
E.E. Centro Sur	1	Verdillo	1	T1 SE 06	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50		
<b>Total E.E. Centro Sur</b>	<b>15</b>			<b>25</b>					<b>392,50</b>	<b>505,50</b>	<b>505,50</b>	<b>505,50</b>	
E.E. Cotopaxi	1	El Calvario	4	T1 calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	-	1,75	
E.E. Cotopaxi				T2 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	-	1,75	
E.E. Cotopaxi				T3 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	-	1,75	
E.E. Cotopaxi				T4 Calvario	T	23	13,8	4,00	5,20	-	-	5,20	
E.E. Cotopaxi	1	La Cocha	1	T21 La Cocha	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00		
E.E. Cotopaxi	1	La Maná	1	T8 Maná	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
E.E. Cotopaxi	1	Lasso	1	T9 Lasso	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00		
E.E. Cotopaxi	1	Mulaló	1	T7 Mulaló	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
E.E. Cotopaxi	1	Pujilli	2	T22 Pujilli	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
E.E. Cotopaxi				T6 Pujilli	T	69	13,8	4,00	5,20	-	5,20		
E.E. Cotopaxi	1	Salcedo	1	T19 Salcedo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
E.E. Cotopaxi	1	San Rafael	1	T20 San Rafael	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00		
E.E. Cotopaxi	1	Sigchos	1	T11 Sigchos	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25		
<b>Total E.E. Cotopaxi</b>	<b>9</b>			<b>13</b>					<b>106,25</b>	<b>126,65</b>	<b>-</b>	<b>131,90</b>	

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (8/10)

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)	
Reducción	E.E. Galápagos	1	Santa Cruz Subtransmisión	1	Reducción - Elevación	T	34,5	13,8	7,50	10,00	10,00	10,00	
	<b>Total E.E. Galápagos</b>	<b>1</b>		<b>1</b>					<b>7,50</b>	<b>10,00</b>	<b>10,00</b>	<b>10,00</b>	
	E.E. Norte	1	Ajaví	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	Alpachaca	1	T2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00	
	E.E. Norte	1	Atuntaqui	1	T0	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00	
	E.E. Norte	1	Cayambe	2	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	Cotacachi	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Norte	1	El Ángel	1	T1	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50	
	E.E. Norte	1	El Chota	2	T1	T	69	13,8	5,00	5,00	-	5,00	
	E.E. Norte				T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Norte	1	El Retorno	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	El Rosal	1	T3	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00	
	E.E. Norte	1	La Carolina	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Norte	1	La Esperanza	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	Otavalo	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	San Agustín	1	T1	T	67	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	San Gabriel	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	San Vicente	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Norte	1	Tulcán	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	<b>Total E.E. Norte</b>	<b>16</b>		<b>18</b>						<b>182,50</b>	<b>223,75</b>	<b>-</b>	<b>226,25</b>
	E.E. Quito	1	Aeropuerto	1	S/E No. 33	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Alangasi	1	S/E No. 26	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Andalucía	1	S/E No. 17	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Barrionuevo	2	S/E No. 03	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito				S/E No. 03	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Belisario Quevedo	1	S/E No. 11	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Carolina	1	S/E No. 24	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Chilibulo	1	S/E No. 05	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Chimbacalle	1	S/E No. 04	T	46	6,3	12,00	16,00	20,00	20,00	
	E.E. Quito	1	Conocoto	1	S/E No. 23	T	138	22,86	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Cotocollao	3	S/E No. 19	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito				S/E No. 19	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
E.E. Quito	S/E No. 19				T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00		
E.E. Quito	1	Cristiania	2	S/E No. 18	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito				S/E No. 18	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito	1	Diez Nueva	1	S/E No. 32	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
E.E. Quito	1	Diez Vieja	1	S/E No. 10	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
E.E. Quito	1	El Bosque	1	S/E No. 15	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
E.E. Quito	1	El Quinche	1	S/E No. 58	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito	1	Epiclachima	2	S/E No. 21	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito				S/E No. 21	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito	1	Escuela Sucre	1	S/E No. 06	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
E.E. Quito	1	Eugenio Espejo	2	S/E No. 59	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito				S/E No. 59	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito	1	Granda Centeno	1	S/E No. 13	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
E.E. Quito	1	Gualo	1	S/E No. 14	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
E.E. Quito	1	Iñaquito	2	S/E No. 28	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
E.E. Quito				S/E No. 28	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
E.E. Quito	1	La Floresta	1	S/E No. 12	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
E.E. Quito	1	La Marín	1	S/E No. 08	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
E.E. Quito	1	Los Bancos	1	S/E No. 49	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00		
E.E. Quito	1	Luluncoto	1	S/E No. 02	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (9/10)

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)	
Reducción	E.E. Quito	1	Machachi	1	S/E No. 34	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Miraflores	1	S/E No. 09	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00	
	E.E. Quito	1	Nueva Cumbayá	1	S/E No. 29	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Olimpico	1	S/E No. 01	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Papallacta móvil	1	S/E No. 42	T	138	22,86	17,00	-	-	17,00	
	E.E. Quito	1	Pérez Guerrero	1	S/E No. 53	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Plataforma Financiera	1	S/E No. 30	T	46	23	8,00	10,00	-	10,00	
	E.E. Quito	1	Pomasqui	2	S/E No. 57	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito				S/E No. 57	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Río Coca	2	S/E No. 16	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito				S/E No. 16	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	San Antonio	1	S/E No. 22	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	San Rafael	1	S/E No. 27	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	San Roque	1	S/E No. 07	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Sangolqui	2	S/E No. 55	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito				S/E No. 55	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Santa Rosa	3	S/E No. 37	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito				S/E No. 37	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito				S/E No. 37	T	138	46	45,00	60,00	75,00	75,00	
	E.E. Quito	1	Selva Alegre	2	S/E No. 41	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00	
	E.E. Quito				S/E No. 41	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00	
	E.E. Quito	1	Tababela	1	S/E No. 31	T	138	22,8	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito	1	Tumbaco	2	S/E No. 36	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00	
	E.E. Quito				S/E No. 36	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00	
	E.E. Quito	1	Vicentina	2	T1	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00	
	E.E. Quito				T2	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00	
	<b>Total E.E. Quito</b>		<b>43</b>		<b>58</b>					<b>1.196,00</b>	<b>1.576,00</b>	<b>1.321,00</b>	<b>1.844,00</b>
	E.E. Riobamba	1	Alao	1	TSE13	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Riobamba	1	Alausi	1	TSE09	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00	
	E.E. Riobamba	1	Cajabamba	1	TSE07	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Riobamba	1	Chunchi	1	TSE10	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Riobamba	1	Dos	1	TSE02	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75	
	E.E. Riobamba	1	Gatazo	2	TSE601	T	69	13,8	1,50	-	-	1,50	
	E.E. Riobamba				TSE602	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Riobamba	1	Guamote	1	TSE08	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Riobamba	1	Multitud	1	TSE14	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50	
	E.E. Riobamba	1	Tapi	1	TSE04	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75	
	E.E. Riobamba	1	Tres	1	TSE03	T	69	13,8	15,00	18,50	-	18,50	
	E.E. Riobamba	1	Uno	1	TSE01	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75	
	<b>Total E.E. Riobamba</b>		<b>11</b>		<b>12</b>					<b>111,50</b>	<b>131,00</b>	<b>-</b>	<b>137,50</b>
	E.E. Sur	1	Amaluza	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Sur	1	Cariamanga	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25	
	E.E. Sur	1	Catacocha	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13	
E.E. Sur	1	Catamayo	2	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25		
E.E. Sur				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		
E.E. Sur	1	Celica	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13		
E.E. Sur	1	Chaguarpamba	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80		
E.E. Sur	1	Cumbaratza	1	T1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50		
E.E. Sur	1	El Pangui	1	T1	T	69	22	5,00	6,25	-	6,25		
E.E. Sur	1	Gonzanamá	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13		
E.E. Sur	1	Macará	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25		
E.E. Sur	1	Norte	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50		

## Anexo D.4.: Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (10/10)

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Sur	1	Obrapia	2	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	E.E. Sur				T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	E.E. Sur	1	Palanda	1	T1	T	69	22	2,50	3,13	-	3,13
	E.E. Sur	1	Pindal	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	E.E. Sur	1	Playas	1	T1	T	69	13,8	1,00	-	-	1,00
	E.E. Sur	1	San Cayetano	3	T1	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00
	E.E. Sur				T2	T	69	22	5,00	6,25	-	6,25
	E.E. Sur				T3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	E.E. Sur	1	Saraguro	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	E.E. Sur	1	Sur	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	E.E. Sur	1	Velacruz	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80
	E.E. Sur	1	Vilcabamba	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	E.E. Sur	1	Yanzatza	1	T1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
	<b>Total E.E. Sur</b>		<b>21</b>		<b>25</b>					<b>147,60</b>	<b>168,75</b>	<b>-</b>
<b>Total Reducción</b>		<b>346</b>		<b>445</b>					<b>5.854,85</b>	<b>7.365,05</b>	<b>2.888,50</b>	<b>7.806,65</b>
<b>Total Reducción+Elevación</b>		<b>353</b>		<b>470</b>					<b>5.893,93</b>	<b>7.382,04</b>	<b>2.898,50</b>	<b>7.850,21</b>



(1) La Subestación Sesme 1 de la CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo fue desactivada en 2019 por avería de su transformador.

## Anexo E.1.: Características de las líneas de transmisión de empresas generadoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nombre	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Voltaje (kV)	Número 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
		CELEC-Gensur	Villonaco - Loja	Villonaco	Loja		69
	CELEC-Hidroazogues	Alazán - Colectora	Alazán	Colectora	69	2	10,40
		Colectora - Azogues 2	Colectora	Azogues I - Gis	69		23,64
	CELEC-Hidronación	Baba	Baba	Baba	230	1	1,40
	Ecuagesa	Topo	Topo	Topo	138	1	6,67
	ElitEnergy	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
		Alangasi - El Inga (T)	Alangasi	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	
<b>Total Simple</b>						<b>22</b>	<b>215,96</b>
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) - Alangasi	Santa Rosa	Alangasi	138	1	45,91
<b>Total Doble</b>						<b>4</b>	<b>110,42</b>

## Anexo E.2.: Características de las líneas de transmisión de empresas autogeneradoras

Tipo de Circuito	Empresa	Nombre	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Voltaje (kV)	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple	Agip	CPF - Villano A	CPF	Villano A	34,5	2	44,00
	Agip	Villano A - Villano B	Villano A	Villano B	34,5		3,20
	Agua y Gas de Sillunchi	Línea A	Sillunchi I	Derivación Linde	6,3	2	0,75
	Agua y Gas de Sillunchi	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
	Ecoluz	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
	Hidronormandia	Línea Normandia - San Bartolo	Normandia	Hidrosanbartolo	230	1	85,00
	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Punto de enlace	13,2	1	0,20
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Sopladora	230	1	18,87
	Petroamazonas	Atacapi-Secoya	Atacapi	Secoya	69	11	17,00
	Petroamazonas	Atacapi-Shushufindi	Atacapi	Shushufindi Central- Sur	69		27,00
	Petroamazonas	CPF-Sacha	S/E Sacha 69kV	CPF	69		37,00
	Petroamazonas	Culebra-Yuca	Culebra	Yuca 69 kV.	69		16,00
	Petroamazonas	Lago-Parahuacu	Lago Agrío 69 kV.	Parahuacu	69		20,00
	Petroamazonas	Palo Azul - El Vergel	Palo Azul	El Vergel	69		21,00
	Petroamazonas	Parahuacu-Atacapi	Parahuacu	Atacapi	69		6,00
	Petroamazonas	Sacha-Culebra	Sacha 69 kV.	Culebra	69		20,00
	Petroamazonas	Shushufindi-Sacha	Shushufindi-Sacha- Atacapi	Sacha 69 kV.	69		41,00
	Petroamazonas	Ssfd Centra-Sur	Shushufindi Central- Sur	Shushufindi Sur	69		8,00
	Petroamazonas	EPF-PCC	EPF 34,5 kV	Pañacocha 34,5 kV	34,5		25,90
	Repsol	NPF - Bogi	Npf	Bogi	34,5	11	6,10
	Repsol	NPF - Capiron	Npf	Capiron	34,5		5,70
	Repsol	NPF - Pompeya	Npf	Pompeya	34,5		44,00
	Repsol	NPF - SPF	Npf	Spf	34,5		53,90
	Repsol	NPF - Tivacuno	Npf	Tivacuno	34,5		8,90
	Repsol	SPF - Amo A	Spf	Amo A	34,5		12,80
	Repsol	SPF - Amo B	Spf	Amo B	34,5		6,00
	Repsol	SPF - Ginta B	Spf	Ginta B	34,5		13,50
	Repsol	Spf - Daimi A-B	Spf	Daimi A - Daimi B	34,5		1,20
Repsol	Spf - Osw	Spf	Iro 01 - Iro A	34,5	9,00		
Repsol	Spf - Pcr	Spf	Ginta A - Iro B	34,5	9,00		
San Carlos	San Carlos-Milagro	San Carlos	Milagro	69	1	0,85	
Sipac	CPF - Paraiso	CPF	Paraiso 17	34,5	1	31,00	
UCEM	P. Chimborazo - Chimborazo	Planta Chimborazo	UCEM Principal	22	2	17,00	
UCEM	Gatazo-Chimborazo	Gatazo	UCEM Principal	69		1,00	
Vicunha	Vindobona - Equinoccial	Vindobona	Equinoccial	13,2	1	5,00	
<b>Total Simple</b>						<b>41</b>	<b>722,62</b>
Doble	Repsol	SPF - WIP	Spf	WIP	34,5	1	1,40
<b>Total Doble</b>						<b>1</b>	<b>1,40</b>

### Anexo E.3.: Características de las líneas de transmisión de CELEC EP - Transelectric (1/3)

Número de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Límite Térmico (MVA)	Número de Líneas	Longitud (km)
1	500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1	Coca Codo Sinclair	San Rafael	1732,05	6	8,00
		Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	Coca Codo Sinclair	San Rafael	1732,05		8,30
		El Inga - Tisaleo	El Inga	Tisaleo	1732,05		149,30
		San Rafael - El Inga 1	San Rafael	El Inga	1732,01		123,90
		San Rafael - El Inga 2	San Rafael	El Inga	1732,05		123,50
		Tisaleo - Chorrillos	Tisaleo	Chorrillos	1732,05		197,00
	230	Chorrillos-Esclusas	Chorrillos	Esclusas	297	20	37,90
		Dos Cerritos - Pascuales	Dos Cerritos	Pascuales	353		9,90
		Durán - Esclusas	Durán	Esclusas	494		37,50
		Esclusas - Termoguayas	Esclusas	Termoguayas	247		0,20
		Esclusas - Trinitaria	Esclusas	Trinitaria	494		7,40
		Milagro - Dos Cerritos	Milagro	Dos Cerritos	353		42,90
		Milagro - Durán	Milagro	Durán	494		36,98
		Milagro - Machala	Milagro	Machala	494		135,20
		Milagro - Minas San Francisco	Milagro	Minas San Francisco	332		153,30
		Milagro - Pascuales	Milagro	Pascuales	353		52,80
		Minas San Francisco - Machala	Minas San Francisco	Machala	332		60,40
		Quevedo - Baba	Quevedo	Baba	353		43,90
		Santo Domingo - Baba	Santo Domingo	Baba	353		62,00
		Santo Domingo - Quevedo	Santo Domingo	Quevedo	353		104,60
		Sopladora - Esclusas	Sopladora	Esclusas	494		182,70
		Sopladora - Milagro	Sopladora	Milagro	494		181,70
		Taday - Riobamba	Taday	Riobamba	332		135,50
		Taday - Totoras	Taday	Totoras	332		178,40
		Totoras - Riobamba	Totoras	Riobamba	342		42,90
		Zhoray - Sinincay	Zhoray	Sinincay	332		52,00
	138	Baños - Topo	Baños	Topo	90	36	27,10
		Chone - Severino	Chone	Severino	113,2		30,30
		Chongón - Posorja	Chongón	Posorja	113		71,82
		Chongón - Santa Elena	Chongón	Santa Elena	113		81,60
		Chongón - Santa Elena 2	Chongón	Santa Elena	266		84,67
		Cuenca - Gualaceo	Cuenca	Gualaceo	88,8		20,87
		Daule Peripa - Chone	Daule Peripa	Chone	113,2		63,30
		Delsitanisagua - Cumbaratza	Delsitanisagua	Cumbaratza	90		18,10
		Gualaceo - Limón	Gualaceo	Limón	88,8		45,14
		Ibarra - Tulcán	Ibarra	Tulcán	115,5		74,50
Jaramijó - Manta		Central Jaramijo	Manta	110	6,40		
Jaramijó - Montecristi		Central Jaramijo	Montecristi	138	8,20		
Limón - Méndez		Limón	Méndez	88,8	33,02		
Loreto - Francisco de Orellana		Loreto	Orellana	90	55,70		
Méndez - Macas		Méndez	Macas	88,8	51,39		
Milagro - Nueva Babahoyo		Milagro	Nueva Babahoyo	332	41,30		
Mulaló - Vicentina		Mulaló	Vicentina	112	68,20		
Nueva Prosperina-Trinitaria		Nueva Prosperina	Trinitaria	112	20,60		

### Anexo E.3.: Características de las líneas de transmisión de CELEC EP - Transelectric (2/3)

Número de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Límite Térmico (MVA)	Número de Líneas	Longitud (km)
1	138	Pascuales-Nueva Prosperina	Pascuales	Nueva Prosperina	353	36	11,40
		Pomasqui - San Antonio	Pomasqui	S/E 22 San Antonio	112		6,00
		Portoviejo - San Gregorio	Portoviejo	San Gregorio	110		8,00
		Pucará - Ambato	Pucará	Ambato	112		25,74
		Pucará - Mulaló	Pucará	Mulaló	148		42,30
		Puerto Napo-Tena	Puerto Napo	Tena	90		4,50
		Puyo-Puerto Napo	Puyo	Puerto Napo	90		62,00
		Quinindé - Esmeraldas	Quinindé	Esmeraldas	113,2		74,00
		Salitral - Trinitaria	Salitral	Trinitaria	110		11,00
		San Antonio - Ibarra	S/E 22 San Antonio	Ibarra	112		54,50
		San Gregorio - Montecristi	San Gregorio	Montecristi	110		26,26
		San Idelfonso - Bajo Alto	San Idelfonso	Bajo Alto	296		11,20
		Santo Domingo - Esmeraldas	Santo Domingo	Esmeraldas	113,2		154,80
		Santo Domingo - Quinindé	Santo Domingo	Quinindé	113,2		80,50
		Tena - Loreto	Tena	Loreto	90		86,40
		Topo - Puyo	Topo	Puyo	90		29,46
		Totoras - Ambato	Totoras	Ambato	148		7,66
Tulcán - Panamericana	Tulcán	Panamericana	112	15,50			
<b>Total Simple</b>						<b>62</b>	<b>3.681,61</b>
2	230	Chorrillos - Pascuales 1	Chorrillos	Pascuales	332	22	4,80
		Chorrillos - Pascuales 2	Chorrillos	Pascuales	332		4,60
		El Inga - Pomasqui	El Inga	Pomasqui	494		34,84
		Jivino - Shushufindi	Jivino	Shushufindi	297		27,60
		Machala - Zorritos	Machala	Zorritos	332		110,00
		Manduriacu - Santo Domingo	Manduriacu	Santo Domingo	494		68,64
		Milagro - Zhoray	Milagro	Zhoray	342		120,70
		Molino - Pascuales	Molino	Pascuales	342		188,50
		Molino - Taday	Molino	Taday	332		41,40
		Pomasqui - Jamondino 1	Pomasqui	Jamondino	332		212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	Pomasqui	Jamondino	332		214,00
		Quevedo - Chorrillos	Quevedo	Chorrillos	332		143,40
		Quevedo - San Gregorio	Quevedo	San Gregorio	353		113,48
		San Francisco - Totoras	San Francisco	Totoras	282		44,57
		San Rafael - Jivino	San Rafael	Jivino	297		82,20
		Santa Rosa - El Inga	Santa Rosa	El Inga	494		32,00
		Santa Rosa - Pomasqui	Santa Rosa	Pomasqui	332		45,90
		Santa Rosa - Santo Domingo	Santa Rosa	Santo Domingo	342		78,34
		Santa Rosa - Totoras	Santa Rosa	Totoras	342		110,09
		Santo Domingo - Esmeraldas 2	Santo Domingo	Esmeraldas	332		156,80
	Taday - Bomboiza	Taday	Bomboiza	332	111,60		
	Zhoray - Molino	Zhoray	Molino	353	15,00		
	138	Baños - Agoyán	Baños	Agoyán	165	15	1,90
Cuenca - Yanacocha		Cuenca	Yanacocha	100	131,86		
Daule Peripa - Portoviejo		Daule Peripa	Portoviejo	113,2	91,20		

### Anexo E.3.: Características de las líneas de transmisión de CELEC EP - Transelectric (3/3)

Número de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Limite Térmico (MVA)	Número de Líneas	Longitud (km)
2	138	Esclusas - Caraguay	Esclusas	Caraguay	148	15	5,40
		Milagro - San Idelfonso	Milagro	San Idelfonso	113,5		112,80
		Molino - Cuenca	Molino	Cuenca	100		67,08
		Pascuales - Chongón	Pascuales	Chongón	113		24,20
		Pascuales - Salitral	Pascuales	Salitral	126		17,40
		Policentro - Pascuales	Pascuales	Policentro	126		15,10
		Pomasqui - Ibarra	Pomasqui	Ibarra	112		60,50
		Quevedo - Daule Peripa	Quevedo	Daule Peripa	113,2		43,20
		San Idelfonso - Machala	San Idelfonso	Machala	113,5		21,00
		Totoras - Baños	Totoras	Baños	165		31,70
		Yanacocha - Delsitanisagua	Yanacocha	Delsitanisagua	332		33,50
		Yanacocha - Loja	Yanacocha	Loja	100		13,60
<b>Total Doble</b>						<b>37</b>	<b>2.631,10</b>
<b>Total Simple+Doble</b>						<b>99</b>	<b>6.312,71</b>

 Nota: Las líneas de transmisión Nueva Prosperina - Trinitaria y Pascuales - Nueva Prosperina se encuentran operando a 138 kV, poseen aislamiento de 230 kV.

### Anexo F.1.: Energía bruta y entregada para servicio público y no público (1/3)

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	0,82	0,01	0,81	0,81	-
	Brineforcorp	1,20	0,00	1,20	1,20	-
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.730,56	-	6.730,56	6.730,56	-
	CELEC-Electroguayas	1.294,17	92,19	1.201,97	1.201,97	-
	CELEC-Enerjubones	1.015,86	8,40	1.007,46	1.007,46	-
	CELEC-Gensur	701,18	5,90	695,28	695,28	-
	CELEC-Hidroagoyán	2.539,45	11,94	2.527,51	2.527,51	-
	CELEC-Hidroazogues	27,36	0,37	27,00	27,00	-
	CELEC-Hidronación	1.330,66	15,83	1.314,83	1.314,83	-
	CELEC-Hidropaute	8.779,95	28,98	8.750,97	8.750,97	-
	CELEC-Termoesmeraldas	338,37	33,86	304,51	222,31	82,20
	CELEC-Termogas Machala	820,18	21,50	798,68	798,68	-
	CELEC-Termomanabí	278,89	3,34	275,55	275,55	-
	CELEC-Termopichincha	317,49	4,68	312,81	312,81	-
	Ecuagesa	213,31	2,73	210,58	210,58	-
	Elecaastro	422,72	4,97	417,74	417,74	-
	Electrisol	1,60	0,09	1,51	1,51	-
	ElitEnergy	213,85	2,32	211,53	211,53	-
	EMAC-BGP	3,78	0,01	3,77	3,77	-
	Enersol	0,68	0,04	0,64	0,64	-
	Ep fotovoltaica	2,89	0,03	2,86	2,86	-
EPMAPS	102,90	41,25	61,65	40,57	21,09	
Gasgreen	37,38	0,72	36,67	36,67	-	
Generoca	15,69	0,81	14,88	14,88	-	

## Anexo F1.: Energía bruta y entregada para servicio público y no público (2/3)

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	Genrenotec	0,82	0,01	0,81	0,81	-
	Gonzanergy	1,58	-	1,58	1,58	-
	Gransolar	5,71	-	5,71	5,71	-
	Hidrosibimbe	99,97	-	99,97	99,97	-
	Hidrosierra	60,97	0,47	60,50	60,50	-
	Hidrosigchos	99,59	0,02	99,57	99,57	-
	Hidrotambo	44,46	-	44,46	44,46	-
	Hidrotavalo	4,41	-	4,41	-	4,41
	Hidrovictoria	44,42	0,02	44,40	44,40	-
	IPNEGAL	61,71	0,49	61,22	61,22	-
	Lojaenergy	1,50	-	1,50	1,50	-
	Renova Loja	1,32	-	1,32	1,32	-
	Sabiangosolar	1,40	-	1,40	1,40	-
	San Pedro	1,63	-	1,63	1,63	-
	Sanersol	1,14	-	1,14	1,14	-
	Sansau	1,20	0,00	1,20	1,20	-
	Saracaysol	1,17	-	1,17	1,17	-
	Solchacras	1,12	-	1,12	1,12	-
	Solhuaqui	1,12	-	1,12	1,12	-
	Solsantonio	1,15	-	1,15	1,15	-
Solsantros	1,17	-	1,17	1,17	-	
Surenergy	1,42	-	1,42	1,42	-	
Valsolar	1,29	0,02	1,27	1,27	-	
Wildtecsa	1,21	0,00	1,21	1,21	-	
<b>Total Generadora</b>		<b>25.632,40</b>	<b>280,98</b>	<b>25.351,42</b>	<b>25.243,73</b>	<b>107,70</b>
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	62,25	0,47	61,78	61,78	-
	E. E. Ambato	14,75	-	14,75	14,75	-
	E. E. Centro Sur	0,69	-	0,69	0,69	-
	E. E. Cotopaxi	61,72	0,06	61,66	61,66	-
	E. E. Galápagos	9,31	1,12	8,20	8,20	-
	E. E. Norte	48,58	-	48,58	48,58	-
	E. E. Quito	336,82	0,66	336,16	336,16	-
	E. E. Riobamba	76,81	0,10	76,71	76,71	-
	E. E. Sur	21,20	0,32	20,88	20,88	-
<b>Total Distribuidora</b>		<b>632,14</b>	<b>2,72</b>	<b>629,42</b>	<b>629,42</b>	<b>-</b>
Autogeneradora	Agip	231,82	5,37	226,45	-	226,45
	Agua y Gas de Sillunchi	2,02	-	2,02	-	2,02
	Andes Petro	459,29	6,32	452,97	7,14	445,83
	Coazucar	88,11	-	88,11	41,13	46,99
	Consejo Provincial De Tungurahua	0,30	-	0,30	0,30	-
	Ecoelectric	115,79	8,83	106,96	4,26	102,70
	Ecoluz	41,07	0,51	40,56	11,84	28,72

### Anexo F.1.: Energía bruta y entregada para servicio público y no público (3/3)

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)
Autogeneradora	Electrocordova	1,21	-	1,21	-	1,21
	Enermax	94,95	-	94,95	17,36	77,60
	Hidroabanico	270,53	0,00	270,53	14,28	256,25
	Hidroalto	384,21	-	384,21	112,48	271,72
	Hidroimbabura	4,02	-	4,02	4,02	-
	Hidronormandia	386,94	1,04	385,90	183,95	201,95
	Hidrosanbartolo	423,89	0,17	423,72	139,74	283,98
	I.M. Mejía	6,62	-	6,62	6,62	-
	Moderna Alimentos	6,05	0,00	6,05	1,75	4,30
	Municipio Cantón Espejo	1,09	-	1,09	1,09	-
	OCP Ecuador	20,01	2,04	17,97	0,00	17,97
	Orion	8,54	0,68	7,86	-	7,86
	Perlabi	7,77	0,04	7,73	1,94	5,80
	Petroamazonas	2.342,79	43,54	2.299,25	0,00	2.299,25
	Repsol	650,28	12,66	637,62	0,00	637,62
	San Carlos	209,66	2,65	207,01	136,53	70,47
	SERMAA EP	4,79	-	4,79	4,71	0,08
	Sipac	63,14	3,77	59,36	0,00	59,36
	Tecpetrol	12,87	0,01	12,86	-	12,86
	UCEM	4,31	-	4,31	-	4,31
UNACEM	140,03	7,28	132,75	3,43	129,32	
Vicunha	37,32	1,60	35,72	2,17	33,54	
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>6.019,41</b>	<b>96,52</b>	<b>5.922,89</b>	<b>694,73</b>	<b>5.228,17</b>
<b>Total general</b>		<b>32.283,96</b>	<b>380,22</b>	<b>31.903,74</b>	<b>26.567,87</b>	<b>5.335,86</b>

### Anexo F.2.: Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía (1/4)

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Eólica	Generadora	CELEC-Gensur	78.655	-
	<b>Total Generadora</b>		<b>78.654,77</b>	-
	Distribuidora	E.E. Galápagos	4.818	-
	<b>Total Distribuidora</b>		<b>4.818,42</b>	-
<b>Total Eólica</b>			<b>83.473</b>	-
Fotovoltaica	Generadora	Altgenotec	815	-
		Brineforcorp	1.197	-
		Electrisol	1.508	-
		Enersol	641	-
		Ep fotovoltaica	2.860	-
		Genrenotec	812	-
		Gonzanergy	1.582	-

## Anexo F.2.: Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía (2/4)

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Fotovoltaica	Generadora	Gransolar	5.709	-
		Lojaenergy	1.504	-
		Renova Loja	1.318	-
		Sabiangosolar	1.398	-
		San Pedro	1.631	-
		Sanersol	1.142	-
		Sansau	1.204	-
		Saracaysol	1.166	-
		Solchacras	1.118	-
		Solhuaqui	1.118	-
		Solsantonio	1.145	-
		Solsantros	1.170	-
		Surenergy	1.419	-
		Valsolar	1.271	-
		Wildtecsa	1.209	-
		<b>Total Generadora</b>		<b>32.936,32</b>
	Distribuidora	E.E. Ambato	32	-
E.E. Centro Sur		693	-	
E.E. Galápagos		3.380	-	
<b>Total Distribuidora</b>		<b>4.104,56</b>	<b>-</b>	
<b>Total Fotovoltaica</b>			<b>37.041</b>	<b>-</b>
Hidráulica	Generadora	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.730.562	-
		CELEC-Enerjubones	1.007.462	-
		CELEC-Gensur	616.625	-
		CELEC-Hidroagoyán	2.527.512	-
		CELEC-Hidroazogues	26.995	-
		CELEC-Hidronación	1.314.829	-
		CELEC-Hidropaute	8.750.972	-
		Ecuagesa	210.581	-
		Elecaastro	414.219	-
		ElitEnergy	211.530	-
		EPMAPS	40.570	21.085
		Hidrosibimbe	99.973	-
		Hidrosierra	60.499	-
		Hidrosigchos	99.572	-
		Hidrotambo	44.460	-
		Hidrotavalo	-	4.414
		Hidrovictoria	44.398	-
	IPNEGAL	61.219	-	
<b>Total Generadora</b>		<b>22.261.976,37</b>	<b>25.499,49</b>	

## Anexo F.2.: Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía (3/4)

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)	
Hidráulica	Distribuidora	E.E. Ambato	14.714	-	
		E.E. Cotopaxi	61.662	-	
		E.E. Norte	48.583	-	
		E.E. Quito	330.573	-	
		E.E. Riobamba	76.713	-	
		E.E. Sur	20.720	-	
	<b>Total Distribuidora</b>			<b>552.964,08</b>	<b>-</b>
	Autogeneradora	Agua y Gas de Sillunchi	-	2.019	
		Consejo Provincial De Tungurahua	304	-	
		Ecoluz	11.839	28.718	
		Electrocordova	-	1.208	
		Enermax	17.355	77.596	
		Hidroabanico	14.277	256.251	
		Hidroalto	112.483	271.724	
		Hidroimbabura	4.021	-	
		Hidronormandía	183.953	201.949	
		Hidosanbartolo	139.735	283.985	
		I.M. Mejía	6.617	-	
		Moderna Alimentos	1.746	4.303	
		Municipio Cantón Espejo	1.087	-	
		Perlabi	1.935	5.798	
		SERMAA EP	4.711	78	
		UCEM	-	4.299	
		Vicunha	2.175	33.543	
		<b>Total Autogeneradora</b>			<b>502.240</b>
	<b>Total Hidráulica</b>			<b>23.317.180</b>	<b>1.196.969</b>
	Térmica MCI	Generadora	CELEC-Electroguayas	274.097	-
CELEC-Termoesmeraldas			13.174	82.198	
CELEC-Termomanabi			274.943	-	
CELEC-Termopichincha			312.797	-	
Elecaastro			3.525	-	
EMAC-BGP			3.769	-	
Gasgreen			36.668	-	
Generoca			14.876	-	
<b>Total Generadora</b>			<b>933.848,51</b>	<b>82.197,53</b>	
Distribuidora		E.E. Quito	5.591	-	
		E.E. Sur	158	-	
<b>Total Distribuidora</b>			<b>5.749,51</b>	<b>-</b>	

## Anexo F.2.: Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía (4/4)

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)	
Térmica MCI	Autogeneradora	Agip	-	226.453	
		Andes Petro	7.143	445.826	
		Moderna Alimentos	-	-	
		OCP Ecuador	-	17.965	
		Orion	-	7.862	
		Petroamazonas	-	2.197.026,24	
		Repsol	-	382.285	
		Sipac	-	59.364	
		Tecpetrol	-	12.860	
		UNACEM	3.426	129.323	
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>10.570</b>	<b>3.478.965</b>	
<b>Total Térmica MCI</b>			<b>950.168</b>	<b>3.561.163</b>	
Térmica Turbogas	Generadora	CELEC-Electroguayas	6.123	-	
		CELEC-Termogas Machala	798.681	-	
		CELEC-Termomanabi	605	-	
		CELEC-Termopichincha	13	-	
	<b>Total Generadora</b>			<b>805.422,06</b>	<b>-</b>
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	61.782	-	
	<b>Total Distribuidora</b>			<b>61.782,09</b>	<b>-</b>
	Autogeneradora	Petroamazonas	-	47.462,99	
Repsol		-	255.340		
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>-</b>	<b>302.803</b>	
<b>Total Térmica Turbogas</b>			<b>867.204</b>	<b>302.803</b>	
Térmica Turbovapor	Generadora	CELEC-Electroguayas	921.753	-	
		CELEC-Termoesmeraldas	209.136	-	
	<b>Total Generadora</b>			<b>1.130.888,23</b>	<b>-</b>
	Autogeneradora	Coazucar	41.125	46.987	
		Ecoelectric	4.259,45	102.700,08	
		Petroamazonas	-	54.757,82	
		San Carlos	136.533,86	70.471,92	
	UCEM	-	12		
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>181.918</b>	<b>274.929</b>	
<b>Total Térmica Turbovapor</b>			<b>1.312.807</b>	<b>274.929</b>	
<b>Total general</b>			<b>26.567.872,78</b>	<b>5.335.863</b>	

### Anexo F.3.: Energía bruta y potencia efectiva de las generadoras (1/2)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)		
Renovable	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	6.401,91		
		CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	328,66		
		CELEC-Gensur	Delsitanisagua	621,20		
		CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	989,45		
		CELEC-Hidroagoyán	Pucará	248,59		
		CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	1.301,41		
		CELEC-Hidroazogues	Alazán	27,36		
		CELEC-Hidronación	Baba	150,52		
		CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	1.180,14		
		CELEC-Hidropaute	Mazar	774,26		
		CELEC-Hidropaute	Sopladora	2.396,94		
		CELEC-Hidropaute	Molino	5.608,74		
		Ecuagesa	Topo	213,31		
		Elecaastro	Gualaceo	4,27		
		Elecaastro	Ocaña	206,64		
		Elecaastro	Saucay	111,65		
		Elecaastro	Saymirín	96,44		
		EPMAPS	El Carmen	50,50		
		EPMAPS	Noroccidente	1,13		
		EPMAPS	Recuperadora	51,16		
		EPMAPS	Carcelén	0,12		
		Hidrosibimbe	Corazón	8,34		
		Hidrosibimbe	Sibimbe	84,04		
		Hidrosibimbe	Urvia	7,60		
		Hidrosigchos	Sigchos	99,59		
		Hidrotambo	Hidrotambo	44,46		
		Hidrovictoria	Victoria	44,42		
		Hidrotavalo	Otavaló II	2,28		
		Hidrotavalo	Otavaló I	2,13		
		IPNEGAL	Ipnegal	61,71		
		ElitEnergy	Pusuno	213,85		
		CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	1.015,86		
		Hidrosierra	Rio Verde Chico	60,97		
		<b>Total Hidráulica</b>				<b>22.409,65</b>
			Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco	79,98
<b>Total Eólica</b>				<b>79,98</b>		
	Solar	Altgenotec	Altgenotec	0,82		
		Brineforcorp	Brineforcorp	1,20		
		Electrisol	Electrisol	1,60		
		Enersol	Enersol	0,68		
		Ep fotovoltaica	Pastocalle	1,47		
		Ep fotovoltaica	Mulaló	1,42		
		Genrenotec	Genrenotec	0,82		
		Gonzanergy	Gonzanergy	1,58		
		Gransolar	Salinas	3,81		
		Gransolar	Tren Salinas	1,90		

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)		
Renovable	Solar	Lojaenergy	Lojaenergy	1,50		
		Renova Loja	Renova Loja	1,32		
		Sabiangosolar	Sabiango Solar	1,40		
		San Pedro	San Pedro	1,63		
		Sanersol	Sanersol	1,14		
		Sansau	Sansau	1,20		
		Saracaysol	Saracaysol	1,17		
		Solchacras	Solchacras	1,12		
		Solhuaqui	Solhuaqui	1,12		
		Solsantonio	Solsantonio	1,15		
		Solsantros	Solsantros	1,17		
		Surenergy	Surenergy	1,42		
		Valsolar	Paragachi	1,29		
		Wildtecsa	Wildtecsa	1,21		
		<b>Total Solar</b>				<b>33,13</b>
			Biogas	EMAC-BGP	Pichacay	3,78
				Gasgreen	El Inga	37,38
	<b>Total Biogas</b>				<b>41,16</b>	
	<b>Total Renovable</b>				<b>22.563,92</b>	
	No Renovable	Térmica	CELEC-Electroguayas	Enrique García	2,88	
CELEC-Electroguayas			Gonzalo Zevallos (Gas)	3,33		
CELEC-Electroguayas			Gonzalo Zevallos (Vapor)	650,55		
CELEC-Electroguayas			Santa Elena II	290,83		
CELEC-Electroguayas			Santa Elena III	-		
CELEC-Electroguayas			Trinitaria	346,58		
CELEC-Termoesmeraldas			Esmeraldas I	237,17		
CELEC-Termoesmeraldas			Esmeraldas II	100,94		
CELEC-Termoesmeraldas			La Propicia	0,25		
CELEC-Termogas Machala			Termogas Machala I	499,70		
CELEC-Termogas Machala			Termogas Machala II	320,48		
CELEC-Termopichincha			Celso Castellanos	0,08		
CELEC-Termopichincha			Dayuma	1,44		
CELEC-Termopichincha			Floreana	0,31		
CELEC-Termopichincha			Guangopolo	0,49		
CELEC-Termopichincha			Guangopolo2	3,40		
CELEC-Termopichincha			Isabela	0,84		
CELEC-Termopichincha			Jivino I	0,01		
CELEC-Termopichincha			Jivino II	0,75		
CELEC-Termopichincha			Jivino III	10,52		
CELEC-Termopichincha	Loreto	-				
CELEC-Termopichincha	Payamino	0,10				

### Anexo F.3.: Energía bruta y potencia efectiva de las generadoras (2/2)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	4,41
		CELEC-Termopichincha	Quevedo II	1,09
		CELEC-Termopichincha	Sacha	95,47
		CELEC-Termopichincha	San Cristóbal	14,58
		CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	32,25
		CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	0,01
		CELEC-Termopichincha	Secoya	-
		CELEC-Termopichincha	Sistemas Menores	8,78
		CELEC-Termopichincha	Macas	0,02
		CELEC-Termopichincha	CAMPOITT	142,95

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	
No Renovable	Térmica	Elecaastro	El Descanso	3,71	
		Generoca	Generoca	15,69	
		CELEC-Termomanabi	Manta II	47,86	
		CELEC-Termomanabi	Miraflores	5,53	
		CELEC-Termomanabi	Pedernales	0,05	
		CELEC-Termomanabi	Jaramijó	225,44	
		<b>Total Térmica</b>			<b>3.068,49</b>
		<b>Total No Renovable</b>			
<b>Total general</b>				<b>25.632,40</b>	

### Anexo 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 Garcia	2.880,97	285.659,70	943,33	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	3.328,19	347.319,26	1146,95	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	650.545,36	38.213,57	126,19	48.685.564,70	165.761,49	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Electroguayas	Santa Elena II	290.828,18	323.448,10	1.068,12	17.331.454,48	59.009,03	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Electroguayas	Santa Elena III	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Electroguayas	Trinitaria	346.583,01	13.465,33	44,47	23.098.097,00	78.642,92	-	-	-	-	-	-	
	<b>Total CELEC-Electroguayas</b>			<b>1.294.165,72</b>	<b>1.008.105,95</b>	<b>3.329,07</b>	<b>89.115.116,18</b>	<b>303.413,44</b>	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	237.174,32	67.974,73	224,47	16.531.110,45	56.284,07	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas II	100.937,25	505.049,28	1.667,83	5.369.536,24	18.281,85	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	254,84	12.316,00	40,67	8.062,00	27,45	-	-	-	-	-	-	
	<b>Total CELEC-Termoesmeraldas</b>			<b>338.366,42</b>	<b>585.340,01</b>	<b>1.932,97</b>	<b>21.908.708,69</b>	<b>74.593,37</b>	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	499.699,68	-	-	-	-	5.716.174,68	127.349,91	-	-	-	-	
	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala II	320.480,91	18.451,50	60,93	-	-	3.671.577,21	81.798,59	-	-	-	-	
	<b>Total CELEC-Termogas Machala</b>			<b>820.180,60</b>	<b>18.451,50</b>	<b>60,93</b>	-	-	<b>9.387.751,89</b>	<b>209.148,49</b>	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	79,22	8.144,38	26,90	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Dayuma	1.444,50	148.951,00	491,88	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Guangopolo	489,50	18.819,00	62,15	-	-	-	-	43.009,00	142,03	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Guangopolo2	3.395,71	75.028,00	247,77	-	-	-	-	256.856,00	848,22	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Jivino I	9,26	2.033,00	6,71	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Jivino II	748,26	23.168,86	76,51	9.759,00	33,23	-	-	43.839,44	144,77	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Jivino III	10.517,73	222.125,89	733,53	92.170,00	313,81	-	-	661.669,41	2.185,03	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Loreto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Payamino	96,29	8.406,00	27,76	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Quevedo II	1.086,56	55.112,87	182,00	23.513,00	80,06	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	13,48	6.442,00	21,27	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termopichincha	Macas	20,09	1.779,00	5,87	-	-	-	-	-	-	-	-	
	<b>Total CELEC-Termopichincha</b>			<b>17.900,60</b>	<b>570.010,00</b>	<b>1.882,35</b>	<b>125.442,00</b>	<b>427,10</b>	-	-	<b>1.005.373,85</b>	<b>3.320,05</b>	-	-
	Elecaastro	El Descanso	3.710,19	48.392,10	159,81	-	-	-	-	194.486,38	642,25	-	-	
	<b>Total Elecaastro</b>			<b>3.710,19</b>	<b>48.392,10</b>	<b>159,81</b>	-	-	-	<b>194.486,38</b>	<b>642,25</b>	-	-	
	Gasgreen	El Inga	37.384,76	-	-	-	-	-	-	-	-	22.892.876,54	12.590,74	
	<b>Total Gasgreen</b>			<b>37.384,76</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>22.892.876,54</b>	<b>12.590,74</b>

### Anexo 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.	Generoca	Generoca	15.689,26	99.203,77	327,60	-	-	-	-	941.118,27	3.107,86	-	-
	<b>Total Generoca</b>		<b>15.689,26</b>	<b>99.203,77</b>	<b>327,60</b>	-	-	-	-	<b>941.118,27</b>	<b>3.107,86</b>	-	-
	EMAC-BGP	Pichacay	3.779,08	-	-	-	-	-	-	-	-	2.045.891,40	1.125,21
	<b>Total EMAC-BGP</b>		<b>3.779,08</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>2.045.891,40</b>	<b>1.125,21</b>
	CELEC-Termomanabi	Manta II	47.864,28	138.594,22	457,68	2.783.842,12	9.478,25	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termomanabi	Miraflores	5.531,51	450.375,50	1.487,28	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termomanabi	Pedernales	51,13	4.411,00	14,57	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termomanabi	Jaramijó	225.438,97	336.055,00	1.109,76	13.215.908,20	44.996,68	-	-	-	-	-	-
	<b>Total CELEC-Termomanabi</b>		<b>278.885,88</b>	<b>929.435,72</b>	<b>3.069,28</b>	<b>15.999.750,32</b>	<b>54.474,93</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Total S.N.I.</b>		<b>2.810.062,51</b>	<b>3.258.939,05</b>	<b>10.762,00</b>	<b>127.149.017,19</b>	<b>432.908,84</b>	<b>9.387.751,89</b>	<b>209.148,49</b>	<b>2.140.978,50</b>	<b>7.070,16</b>	<b>24.938.767,94</b>	<b>13.715,95</b>	
No Inc.	CELEC-Termopichincha	Floreana	309,12	23.333,50	77,05	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Isabela	840,24	311.364,00	1.028,22	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	4.406,13	364.581,00	1.203,96	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Sacha	95.471,76	563.884,69	1.862,12	469.826,00	1.599,63	-	-	4.700.125,23	15.521,24	-	-
	CELEC-Termopichincha	San Cristóbal	14.577,84	1.085.845,64	3.585,79	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	32.250,49	2.285.195,24	7.546,41	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Secoya	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Sistemas Menores	8.783,48	717.720,02	2.370,13	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	CAMPO ITT	142.948,21	11.564.923,06	38.190,88	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total CELEC-Termopichincha</b>		<b>299.587,28</b>	<b>16.916.847,14</b>	<b>55.864,56</b>	<b>469.826,00</b>	<b>1.599,63</b>	-	-	<b>4.700.125,23</b>	<b>15.521,24</b>	-	-	
<b>Total No Inc.</b>		<b>299.587,28</b>	<b>16.916.847,14</b>	<b>55.864,56</b>	<b>469.826,00</b>	<b>1.599,63</b>	-	-	<b>4.700.125,23</b>	<b>15.521,24</b>	-	-	
<b>Total general</b>		<b>3.109.649,79</b>	<b>20.175.786,19</b>	<b>66.626,56</b>	<b>127.618.843,19</b>	<b>434.508,47</b>	<b>9.387.751,89</b>	<b>209.148,49</b>	<b>6.841.103,73</b>	<b>22.591,40</b>	<b>24.938.767,94</b>	<b>13.715,95</b>	

### Anexo F.5.: Energía bruta de empresas autogeneradoras (1/3)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	349,31
		Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi II	1.669,69
		Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	304,32
		Ecoluz	Loreto	14.610,55
		Ecoluz	Papallacta	26.457,18
		Electrocordova	Electrocórdova	1.207,58
		Enermax	Calope	94.951,13
		Hidroabanico	Abanico	270.530,02
		Hidroalto	Due	384.206,59
		Hidroimbabura	Hidrocarolina	4.021,47
		Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	423.892,47
		I.M. Mejía	La Calera	6.617,49
		Moderna Alimentos	Geppert	6.049,73
		Municipio Cantón Espejo	ESPEJO	1.086,66
		Perlabi	Perlabi	7.771,57
		SERMAA EP	Atuntaqui	2.382,24
		SERMAA EP	Fábrica Imbabura	2.406,76
		UCEM	Planta Chimborazo	4.298,94

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)	
Renovable	Hidráulica	Vicunha	Vindobona	37.315,37	
		Hidronormandía	Hidronormandía	386.938,80	
		<b>Total Hidráulica</b>		<b>1.677.067,87</b>	
		Biomasa	Coazucar	Ecudos A-G	88.111,83
			Ecoelectric	Ecoelectric	115.789,25
			San Carlos	San Carlos	209.658,53
<b>Total Biomasa</b>		<b>413.559,61</b>			
<b>Total Renovable</b>		<b>2.090.627,48</b>			
No Renovable	Térmica	Agip	CPF	219.567,91	
		Agip	Villano A	-	
		Agip	Sarayacu	12.252,99	
		Andes Petro	Cami	108,43	
		Andes Petro	CDP	3.677,93	
		Andes Petro	Chorongo A	887,56	
		Andes Petro	CPH	1.937,60	
		Andes Petro	Dorine Battery	5.683,31	
		Andes Petro	Dorine H	600,41	
Andes Petro	Estación Dayuma	20,87			

## Anexo F.5.: Energía bruta de empresas autogeneradoras (2/3)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovables	Térmica	Andes Petro	Fanny 50	1.415,97
		Andes Petro	Hormiguero A	572,02
		Andes Petro	Hormiguero B	3.235,20
		Andes Petro	Hormiguero C	12.792,34
		Andes Petro	Hormiguero D	3.336,89
		Andes Petro	Hormiguero SUR	4.562,36
		Andes Petro	Kupi 1	2.189,68
		Andes Petro	Kupi 4	3.235,67
		Andes Petro	Lago Agrio LTF	92,18
		Andes Petro	Mariann 30	3.548,38
		Andes Petro	Mariann 4A	5.134,54
		Andes Petro	Mariann 5-8	2.163,86
		Andes Petro	Mariann 9	1.345,25
		Andes Petro	Mariann Battery	2.857,07
		Andes Petro	Mariann Vieja	6.488,71
		Andes Petro	Nantu B	5.726,99
		Andes Petro	Nantu C	2.804,51
		Andes Petro	Nantu D	12.590,31
		Andes Petro	Penke B	2.221,71
		Andes Petro	Pindo	780,20
		Andes Petro	Shiripuno	16,20
		Andes Petro	Sunka 1	5.605,97
		Andes Petro	Sunka 2	103,92
		Andes Petro	Tapir A	9.724,24
		Andes Petro	Tarapuy	3.689,41
		Andes Petro	TPP	343.767,40
		Andes Petro	Wanke 1	4.941,51
		Andes Petro	Aurora	1.434,71
		Moderna Alimentos	Kohler	-
		OCP Ecuador	Amazonas	10.594,39
		OCP Ecuador	Cayagama	197,80
		OCP Ecuador	Chiquilpe	2,77
		OCP Ecuador	Páramo	28,06
		OCP Ecuador	Puerto Quito	0,73
		OCP Ecuador	Sardinas	9.177,40
		OCP Ecuador	Terminal Marítimo	4,44
		Orion	Estación CFE	551,52
		Orion	Estación ENO	341,72
		Orion	Estación Ocano	2.794,93
		Orion	Estación Peña Blanca	4.174,17
		Orion	Estación Ron	123,03
		Orion	Estación Mira	556,46
		Petroamazonas	Aguajal	3.245,55
Petroamazonas	Anaconda	3.605,74		

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovables	Térmica	Petroamazonas	Angel Norte	465,01
		Petroamazonas	Arazá	1.581,15
		Petroamazonas	Auca	49.567,44
		Petroamazonas	Auca 51	10.707,43
		Petroamazonas	Auca Central	4.094,10
		Petroamazonas	Auca Sur	79.306,78
		Petroamazonas	CELEC Sacha	66.112,78
		Petroamazonas	Coca	21.159,60
		Petroamazonas	Concordia	115,22
		Petroamazonas	Cononaco	19.885,71
		Petroamazonas	CPF	136.936,82
		Petroamazonas	Cuyabeno	44.983,00
		Petroamazonas	Dumbique	960,87
		Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	490.776,68
		Petroamazonas	Frontera	6.975,97
		Petroamazonas	Gacela	9.837,93
		Petroamazonas	Guanta	22.920,51
		Petroamazonas	Indillana	7.066,45
		Petroamazonas	Itaya A	1.008,30
		Petroamazonas	Itaya B	2.672,35
		Petroamazonas	Jaguar	312,68
		Petroamazonas	Lago Agrio	47.459,17
		Petroamazonas	Limoncocha	38.990,84
		Petroamazonas	Lobo	1.751,72
		Petroamazonas	Mono	5.201,24
		Petroamazonas	Oso	122.557,10
		Petroamazonas	Pacayacu	89,03
		Petroamazonas	Paka Norte	8.684,31
		Petroamazonas	Paka Sur	22.960,94
		Petroamazonas	Pakay	5.238,70
		Petroamazonas	Palmar Oeste	6.805,65
		Petroamazonas	Palo Azul PGE	187.416,33
		Petroamazonas	Pañayacu	29,43
		Petroamazonas	Payamino	24.551,18
		Petroamazonas	Pichincha	761,15
		Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago 2	4.506,17
		Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago N1	1.765,28
		Petroamazonas	Sacha	107.406,05
		Petroamazonas	Sacha Norte 1	5.236,28
		Petroamazonas	Sacha Norte 2	27.292,51
		Petroamazonas	Sacha Sur	1.098,22
		Petroamazonas	Sansahuari	13.022,55

## Anexo F.5.: Energía bruta de empresas autogeneradoras (3/3)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	Petroamazonas	Santa Elena	2.959,13
		Petroamazonas	Secoya	134.811,21
		Petroamazonas	Shushufindi	23.620,48
		Petroamazonas	Shushufindi Estación Sur-oeste	38.314,43
		Petroamazonas	Shushufindi Norte	10.109,50
		Petroamazonas	Tangay	314,14
		Petroamazonas	Tapi	7.804,46
		Petroamazonas	Tetete	8.594,66
		Petroamazonas	Tipishca	1.543,50
		Petroamazonas	Tumali	1.289,66
		Petroamazonas	VHR	26.854,91
		Petroamazonas	Vinita	4.040,10
		Petroamazonas	Yamanunka	5.697,48
		Petroamazonas	Yuca	19.461,99
		Petroamazonas	Yuralpa	61.375,53
		Petroamazonas	Yanaq Oeste	402,39
		Petroamazonas	Aguarico	35.369,72
		Petroamazonas	Pucuna	1.541,83
		Petroamazonas	Central de Procesos Tiputini	19.100,24
		Petroamazonas	Tiputini C-1	143.725,43
		Petroamazonas	Tiputini C-2	59.887,15
		Petroamazonas	Tiputini A-1	24.280,64
		Petroamazonas	Tiputi A-2	45.026,10
		Petroamazonas	Zemi	2.329,79
		Petroamazonas	Puerto Nuevo	1,04
		Petroamazonas	Playas del Cuyabeno	1.118,10
		Petroamazonas	Sacha Sur GAS Wakesha	23.583,54
		Petroamazonas	Tambococha D	5.016,83
		Petroamazonas	Tambococha A	8.889,74
		Petroamazonas	Cuyabeno E	8.331,03
		Petroamazonas	Tiputini Gas	271,29
		Petroamazonas	Bermejo	3,15
		Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	150.470,00
		Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	25.831,41
		Repsol	REPSOL YPF-SPF-1	94.176,24
		Repsol	REPSOL YPF-SPF-2	13.232,94
		Repsol	REPSOL YPF-SPF-3	341.738,68
		Repsol	REPSOL YPF-SSFD	24.831,07
		Sipac	MDC-CPF	47.441,59
		Sipac	PBH-HUA02	111,00
		Sipac	PBH-PAR12	5.740,86
		Sipac	PBH-PSO24	-

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)		
No Renovable	Térmica	Sipac	PBHI-InchiA	9.040,86		
		Sipac	PBHI-InchiB	399,61		
		Sipac	MDC-LOC40	404,41		
		Tecpetrol	Bermejo Este	26,32		
		Tecpetrol	Bermejo Sur 1008	1.853,61		
		Tecpetrol	Bermejo Sur 12	1.615,41		
		Tecpetrol	Estación Norte	1.020,54		
		Tecpetrol	Estación Rayo	614,27		
		Tecpetrol	Estación Sur	3.861,57		
		Tecpetrol	Planta de Agua	3.394,54		
		Tecpetrol	Subestación 4B	484,05		
		UCEM	Planta Guapán	12,06		
		UNACEM	Selva Alegre	140.033,31		
		<b>Total Térmica</b>				<b>3.928.787,12</b>
		<b>Total No Renovable</b>				<b>3.928.787,12</b>
		<b>Total general</b>				<b>6.019.414,60</b>

## Anexo F.6.: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (1/5)

Sistema	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Residuo		Bagazo	
					gal	TEP	gal	TEP	ton	TEP
S.N.I.	Biomasa	Ecoelectric	Ecoelectric	115.789,25	-	-	-	-	476.462,89	86.715,04
		San Carlos	San Carlos	209.658,53	-	-	-	-	795.932,19	144.857,65
		Coazucar	Ecudos A-G	88.111,83	-	-	-	-	350.902,17	63.863,31
	<b>Total Biomasa</b>			<b>413.559,61</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.623.297,24</b>	<b>295.436,01</b>
	Térmica	UNACEM	Selva Alegre	140.033,31	502.194,03	1.658,40	8.774.671,11	28.976,62	-	-
	<b>Total Térmica</b>			<b>140.033,31</b>	<b>502.194,03</b>	<b>1.658,40</b>	<b>8.774.671,11</b>	<b>28.976,62</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total S.N.I.</b>				<b>553.592,91</b>	<b>502.194,03</b>	<b>1.658,40</b>	<b>8.774.671,11</b>	<b>28.976,62</b>	<b>1.623.297,24</b>	<b>295.436,01</b>

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		GLP	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Agip	CPF	219.567,91	423.884,10	1.399,79	-	-	15.002.690,60	51.080,20	-	-
		Sarayacu	12.252,99	3.094,41	10,22	-	-	876.238,44	2.983,36	-	-
		<b>Total Agip</b>		<b>231.820,91</b>	<b>426.978,51</b>	<b>1.410,01</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15.878.929,04</b>	<b>54.063,56</b>	<b>-</b>
	Andes Petro	Cami	108,43	8.800,00	29,06	-	-	-	-	-	-
		CDP	3.677,93	69.942,60	230,97	48.335,35	1.076,86	-	-	-	-
		Chorongo A	887,56	88.708,00	292,94	-	-	-	-	-	-
		CPH	1.937,60	149.722,36	494,43	8.494,70	189,25	-	-	-	-
		Dorine Battery	5.683,31	426.780,33	1.409,36	-	-	-	-	-	-
		Dorine H	600,41	60.394,00	199,44	-	-	-	-	-	-
		Estación Dayuma	20,87	1.566,00	5,17	-	-	-	-	-	-
		Fanny 50	1.415,97	112.315,17	370,90	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero A	572,02	61.554,83	203,27	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero B	3.235,20	276.622,22	913,49	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero C	12.792,34	1.056.468,18	3.488,78	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero D	3.336,89	276.805,37	914,10	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero SUR	4.562,36	397.622,76	1.313,07	-	-	-	-	-	-
		Kupi 1	2.189,68	237.317,14	783,69	-	-	-	-	-	-
		Kupi 4	3.235,67	250.591,08	827,53	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrio LTF	92,18	12.449,55	41,11	-	-	-	-	-	-
		Mariann 30	3.548,38	338.889,00	1.119,11	-	-	-	-	-	-
		Mariann 4A	5.134,54	474.287,00	1.566,24	-	-	-	-	-	-
		Mariann 5-8	2.163,86	235.381,00	777,30	-	-	-	-	-	-
		Mariann 9	1.345,25	125.690,00	415,07	-	-	-	-	-	-
		Mariann Battery	2.857,07	327.234,54	1.080,63	-	-	-	-	-	-
		Mariann Vieja	6.488,71	577.607,67	1.907,44	-	-	-	-	-	-
		Nantu B	5.726,99	503.586,43	1.663,00	-	-	-	-	-	-
		Nantu C	2.804,51	261.321,16	862,96	-	-	-	-	-	-
		Nantu D	12.590,31	56.825,00	187,65	134.501,97	2.996,55	-	-	-	-
		Penke B	2.221,71	231.101,00	763,17	-	-	-	-	-	-
Pindo	780,20	70.841,00	233,94	-	-	-	-	-	-		
Shiripuno	16,20	1.500,00	4,95	-	-	-	-	-	-		

## Anexo F.6.: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (2/5)

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		GLP		
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	
No Inc.	Andes Petro	Sunka 1	5.605,97	557.934,96	1.842,47	-	-	-	-	-	-	
		Sunka 2	103,92	11159,00	36,85	-	-	-	-	-	-	
		Tapir A	9.724,24	188.248,05	621,65	111.095,47	2.475,08	-	-	-	-	
		Tarapuy	3.689,41	316.583,00	1.045,45	-	-	-	-	-	-	
		TPP	343.767,40	2.506.874,20	8.278,46	1.546.426,00	34.452,62	11.571.041,58	39.396,34	6.301.218,00	13.952,17	
		Wanke 1	4.941,51	455.874,00	1.505,43	-	-	-	-	-	-	
		Aurora	1.434,71	163.816,68	540,97	-	-	-	-	-	-	
	<b>Total Andes Petro</b>			<b>459.293,30</b>	<b>10.892.413,28</b>	<b>35.970,05</b>	<b>1.848.853,49</b>	<b>41.190,36</b>	<b>11.571.041,58</b>	<b>39.396,34</b>	<b>6.301.218,00</b>	<b>13.952,17</b>
	Orion	Estación CFE	551,52	62.905,00	207,73	-	-	-	-	-	-	
		Estación ENO	341,72	30.666,00	101,27	-	-	-	-	-	-	
		Estación Ocano	2.794,93	222.800,00	735,75	-	-	-	-	-	-	
		Estación Peña Blanca	4.174,17	322.055,00	1.063,52	-	-	-	-	-	-	
		Estación Ron	123,03	8.239,00	27,21	-	-	-	-	-	-	
		Estación Mira	556,46	64.381,00	212,61	-	-	-	-	-	-	
	<b>Total Orion</b>			<b>8.541,83</b>	<b>711.046,00</b>	<b>2.348,09</b>	-	-	-	-	-	
	OCP Ecuador	Amazonas	10.594,39	4.293,96	14,18	-	-	721.514,64	2.456,57	-	-	
		Cayagama	197,80	15.755,41	52,03	-	-	-	-	-	-	
		Chiquilpe	2,77	636,73	2,10	-	-	-	-	-	-	
		Páramo	28,06	3.614,86	11,94	-	-	-	-	-	-	
		Puerto Quito	0,73	329,99	1,09	-	-	-	-	-	-	
		Sardinas	9.177,40	9.637,65	31,83	-	-	627.545,10	2.136,63	-	-	
		Terminal Marítimo	4,44	910,40	3,01	-	-	-	-	-	-	
	<b>Total OCP Ecuador</b>			<b>20.005,60</b>	<b>35.179,00</b>	<b>116,17</b>	-	-	<b>1.349.059,74</b>	<b>4.593,19</b>	-	

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Aguajal	3.245,55	302.195,11	997,94	-	-	-	-	-	-
		Anaconda	3.605,74	283.541,89	936,34	-	-	-	-	-	-
		Angel Norte	465,01	38.579,27	127,40	-	-	-	-	-	-
		Arazá	1.581,15	120.690,70	398,56	-	-	-	-	-	-
		Auca	49.567,44	3.572.284,18	11.796,77	-	-	-	-	-	-
		Auca 51	10.707,43	959.564,96	3.168,77	-	-	-	-	-	-
		Auca Central	4.094,10	351.496,76	1.160,75	-	-	-	-	-	-
		Auca Sur	79.306,78	3.588.962,26	11.851,84	-	-	-	-	1.887.768,50	6.427,35
		CELEC Sacha	66.112,78	405.848,11	1.340,23	4.097.073,09	13.949,45	-	-	-	-
		Coca	21.159,60	1.966.397,59	6.493,64	-	-	-	-	-	-
		Concordia	115,22	9.036,96	29,84	-	-	-	-	-	-
		Cononaco	19.885,71	1.477.078,95	4.877,76	-	-	-	-	-	-
		CPF	136.936,82	2.036.539,28	6.725,27	-	-	476.199,39	10.609,18	4.389.655,05	14.945,62
		Cuyabeno	44.983,00	2.627.407,72	8.676,50	-	-	188.875,44	4.207,93	-	-
		Dumbique	960,87	100.360,00	331,42	-	-	-	-	-	-

Anexo F.6.: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (3/5)

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	490.776,68	1.087.574,60	3.591,50	-	-	-	-	31.043.033,96	105.693,34
		Frontera	6.975,97	522.420,48	1.725,19	-	-	-	-	-	-
		Gacela	9.837,93	822.948,20	2.717,62	-	-	-	-	-	-
		Guanta	22.920,51	1.775.273,15	5.862,49	-	-	-	-	-	-
		Indillana	7.066,45	571.234,62	1.886,39	-	-	-	-	-	-
		Itaya A	1.008,30	81.539,43	269,27	-	-	-	-	-	-
		Itaya B	2.672,35	192.936,10	637,13	-	-	-	-	-	-
		Jaguar	312,68	28.059,00	92,66	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrio	47.459,17	1.580.291,96	5.218,60	-	-	-	-	2.551.317,71	8.686,56
		Limoncocha	38.990,84	-	-	-	-	615.886,04	13.721,24	-	-
		Lobo	1.751,72	163.628,00	540,35	-	-	-	-	-	-
		Mono	5.201,24	498.960,46	1.647,72	-	-	-	-	-	-
		Oso	122.557,10	4.284.610,21	14.149,08	-	-	-	-	4.548.474,98	15.486,36
		Pacayacu	89,03	11.688,13	38,60	-	-	-	-	-	-
		Paka Norte	8.684,31	739.489,86	2.442,02	-	-	-	-	-	-
		Paka Sur	22.960,94	745.304,41	2.461,22	-	-	166.851,18	3.717,26	-	-
		Pakay	5.238,70	498.901,34	1.647,52	-	-	-	-	-	-
		Palmar Oeste	6.805,65	531.866,08	1.756,38	-	-	-	-	-	-
		Palo Azul PGE	187.416,33	105.475,57	348,31	-	-	515.159,50	11.477,17	11.474.462,82	39.067,52
		Pañayacu	29,43	3.025,93	9,99	-	-	-	-	-	-
		Payamino	24.551,18	2.069.833,30	6.835,22	-	-	-	-	-	-
		Pichincha	761,15	74.350,29	245,53	-	-	-	-	-	-
		RS Roth Shushufindi Drago 2	4.506,17	405.417,36	1.338,81	-	-	-	-	-	-
		RS Roth Shushufindi Drago N1	1.765,28	153.054,36	505,43	-	-	-	-	-	-
		Sacha	107.406,05	2.761.330,27	9.118,75	1.704.791,52	5.804,37	751.014,52	16.731,75	-	-
		Sacha Norte 1	5.236,28	418.805,93	1.383,02	-	-	-	-	-	-
		Sacha Norte 2	27.292,51	995.284,54	3.286,73	-	-	211.326,56	4.708,12	-	-
		Sacha Sur	1.098,22	97.111,57	320,69	-	-	-	-	-	-
		Sansahuari	13.022,55	1.099.559,91	3.631,08	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena	2.959,13	267.503,67	883,38	-	-	-	-	-	-
		Secoya	134.811,21	31.956,98	105,53	-	-	531.230,00	11.835,20	6.449.658,18	21.959,38
		Shushufindi	23.620,48	16,00	0,05	-	-	593.999,81	13.233,64	-	-
Shushufindi Estación Sur-oeste	38.314,43	2.766.062,22	9.134,38	-	-	-	-	-	-		
Shushufindi Norte	10.109,50	768.547,75	2.537,98	-	-	-	-	-	-		
Tangay	314,14	40.022,00	132,16	-	-	-	-	-	-		
Tapi	7.804,46	658.872,53	2.175,80	-	-	-	-	-	-		
Tetete	8.594,66	654.038,99	2.159,84	-	-	-	-	-	-		
Tipishca	1.543,50	141.369,78	466,85	-	-	-	-	-	-		
Tumali	1.289,66	145.518,62	480,55	-	-	-	-	-	-		
VHR	26.854,91	1.035.010,63	3.417,92	-	-	-	-	1.024.284,00	3.487,42		
Vinita	4.040,10	344.016,44	1.136,05	-	-	-	-	-	-		

Anexo F.6.: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (4/5)

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Yamanunka	5.697,48	-	-	-	-	73.074,66	1.628,02	-	-
		Yuca	19.461,99	1.408.211,40	4.650,34	-	-	-	-	-	-
		Yuralpa	61.375,53	37.318,87	123,24	-	-	-	-	3.859.776,03	13.141,52
		Aguarico	35.369,72	2.573.251,86	8.497,66	-	-	-	-	-	-
		Yanaq Oeste	402,39	38.793,00	128,11	-	-	-	-	-	-
		Pucuna	1.541,83	177.312,92	585,54	-	-	-	-	-	-
		Central de Procesos Tiputini	19.100,24	1.367.528,00	4.515,99	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-1	143.725,43	10.143.594,00	33.497,22	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-2	59.887,15	4.293.977,00	14.180,01	-	-	-	-	-	-
		Tiputi A-2	45.026,10	3.073.909,00	10.150,98	-	-	-	-	-	-
		Tiputini A-1	24.280,64	1.824.571,20	6.025,29	-	-	-	-	-	-
		Zemi	2.329,79	142.772,00	471,48	-	-	-	-	-	-
		Puerto Nuevo	1,04	86,60	0,29	-	-	-	-	-	-
		Playas del Cuyabeno	1.118,10	99.253,17	327,76	-	-	-	-	-	-
		Sacha Sur GAS Wakesha	23.583,54	-	-	-	-	282.513,98	6.294,09	-	-
		Tambococha D	5.016,83	376.216,00	1.242,38	-	-	-	-	-	-
		Tambococha A	8.889,74	649.840,00	2.145,97	-	-	-	-	-	-
		Cuyabeno E	8.331,03	654.392,14	2.161,00	-	-	-	-	-	-
		Tiputini Gas	271,29	-	-	-	-	3.554,56	79,19	-	-
Bermejo	3,15	-	-	-	-	622,74	13,87	-	-		
<b>Total Petroamazonas</b>			<b>2.342.791,12</b>	<b>73.873.921,59</b>	<b>243.954,08</b>	<b>5.801.864,61</b>	<b>19.753,82</b>	<b>4.410.308,38</b>	<b>98.256,68</b>	<b>67.228.431,24</b>	<b>228.895,06</b>

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		
				gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	
No Inc.	Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	150.470,00	12.459.836,80	41.146,16	-	-	-	-	
		REPSOL YPF-NPF-2	25.831,41	66.516,91	219,66	368.662,61	8.213,39	-	-	
		REPSOL YPF-SPF-1	94.176,24	1.469.689,48	4.853,36	1.150.895,00	25.640,64	-	-	
		REPSOL YPF-SPF-2	13.232,94	3.771,59	12,45	254.923,00	5.679,40	-	-	
		REPSOL YPF-SPF-3	341.738,68	-	-	-	-	20.898.918,01	71.155,30	
		REPSOL YPF-SSFD	24.831,07	756.002,14	2.496,55	-	-	-	-	
	<b>Total Repsol</b>			<b>650.280,34</b>	<b>14.755.816,92</b>	<b>48.728,18</b>	<b>1.774.480,61</b>	<b>39.533,42</b>	<b>20.898.918,01</b>	<b>71.155,30</b>
	Sipac	MDC-CPF	47.441,59	2.188,05	7,23	482.223,58	10.743,40	-	-	
		PBH-HUA02	111,00	8.979,00	29,65	-	-	-	-	
		PBH-PAR12	5.740,86	432.303,77	1.427,60	-	-	-	-	
		PBH-PSO24	-	-	-	-	-	-	-	
		PBHI-InchiA	9.040,86	160.933,23	531,45	61.750,05	1.375,72	-	-	
		PBHI-InchiB	399,61	33.655,00	111,14	-	-	-	-	
MDC-LOC40	404,41	28.589,00	94,41	-	-	-	-			
<b>Total Sipac</b>			<b>63.138,33</b>	<b>666.648,05</b>	<b>2.201,47</b>	<b>543.973,62</b>	<b>12.119,12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	

## Anexo F.6.: Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (5/5)

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Tecpetrol	Bermejo Este	26,32	-	-	212,07	4,72	-	-
		Bermejo Sur 1008	1.853,61	-	-	16.225,37	361,48	-	-
		Bermejo Sur 12	1.615,41	-	-	12.559,60	279,81	-	-
		Estación Norte	1.020,54	-	-	7.934,39	176,77	-	-
		Estación Rayo	614,27	-	-	4.775,83	106,40	-	-
		Estación Sur	3.861,57	-	-	30.023,04	668,88	-	-
		Planta de Agua	3.394,54	-	-	22.833,46	508,70	-	-
		Subestación 4B	484,05	-	-	4.755,36	105,94	-	-
	<b>Total Tecpetrol</b>		<b>12.870,33</b>	-	-	<b>99.319,11</b>	<b>2.212,72</b>	-	-
	UCEM	Planta Guapán	12,06	4.872,00	16,09	-	-	-	-
<b>Total UCEM</b>		<b>12,06</b>	<b>4.872,00</b>	<b>16,09</b>	-	-	-	-	

## Anexo F.7.: Energía vendida por las empresas generadoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELEC-Hidropaute	8.750,97	53.682.511,14	0,61
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.730,56	46.742.884,93	0,69
	CELEC-Hidroagoyán	2.527,51	35.819.484,56	1,42
	CELEC-Hidronación	1.314,22	29.543.057,07	2,25
	CELEC-Electroguayas	1.201,97	111.331.791,48	9,26
	CELEC-Enerjubones	1.007,46	15.204.340,92	1,51
	CELEC-Termogas Machala	798,78	88.446.188,68	11,07
	CELEC-Gensur	694,85	14.814.400,86	2,13
	Elecaastro	416,34	25.191.871,33	6,05
	CELEC-Termomanabi	275,55	38.150.743,24	13,85
	CELEC-Termoesmeraldas	222,31	18.320.546,98	8,24
	ElitEnergy	211,53	13.773.942,23	6,51
	CELEC-Termopichincha	77,76	65.349.338,89	84,04
	IPNEGAL	61,22	2.016.201,17	3,29
	Hidrosierra	60,29	4.322.941,89	7,17
	Hidrosibimbe	48,00	1.514.145,17	3,15
	EPMAPS	40,23	870.431,68	2,16
	CELEC-Hidroazogues	26,99	1.148.398,35	4,25
	Generoca	14,88	1.270.438,89	8,54
	EMAC-BGP	3,77	417.525,65	11,08
	Electrisol	1,51	603.719,59	40,03
	Valsolar	1,27	508.714,48	39,96
	Enersol	0,64	254.618,30	40,03
<b>Contratos</b>		<b>24.488,61</b>	<b>569.298.237,48</b>	<b>2,32</b>
T. de corto plazo	CELEC-Termopichincha	234,21	22.587.085,12	9,64
	Ecuagesa	210,59	14.488.664,10	6,88
	Hidrosigchos	95,42	6.278.466,98	6,58
	Hidrotambo	44,46	3.187.765,42	7,17

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)	
T. de corto plazo	Hidrovictoria	44,40	3.183.303,12	7,17	
	Gasgreen	37,19	4.110.788,60	11,05	
	Gransolar	5,71	2.285.457,85	40,03	
	Epfotovoltaica	2,63	1.145.302,95	43,56	
	San Pedro	1,63	652.755,60	40,03	
	Gonzanergy	1,58	633.179,72	40,03	
	Lojaenergy	1,50	601.906,30	40,03	
	Surenergy	1,42	568.089,04	40,03	
	Elecaastro	1,40	97.159,42	6,94	
	Sabiangosolar	1,40	567.685,98	40,60	
	Renova Loja	1,32	527.487,70	40,03	
	Wildtecsa	1,21	483.617,69	39,96	
	Sansau	1,20	481.448,60	40,00	
	Brineforcorp	1,20	479.699,69	40,03	
	Solsantros	1,17	468.360,08	40,03	
	Saracaysol	1,17	466.854,54	40,03	
	Solsantonio	1,15	458.359,15	40,03	
	Sanersol	1,14	457.189,84	40,03	
	Solhuaqui	1,12	447.508,46	40,03	
	Solchacras	1,12	447.480,86	40,03	
	Altgenotec	0,81	325.925,24	40,03	
	Genrenotec	0,81	325.066,72	40,03	
	CELEC-Hidronación	0,48	29.771,66	6,21	
	CELEC-Gensur	0,43	39.558,47	9,13	
	<b>Total T. de corto plazo</b>		<b>697,86</b>	<b>65.825.938,91</b>	<b>9,43</b>
	Otros	Hidrosibimbe	46,33	597.058,13	1,29
	<b>Total Otros</b>		<b>46,33</b>	<b>597.058,13</b>	<b>1,29</b>
	<b>Total general</b>		<b>25.232,80</b>	<b>635.721.234,52</b>	<b>2,52</b>

## Anexo F.8.: Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (1/5)

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	1,03	1,03	1,04	1,05	1,03	1,04	1,04	1,05	1,02	1,05
Ambato	138,00	Min	0,98	0,98	0,98	1,00	0,98	0,98	0,97	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97
Ambato	69,00	Max	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,04	1,02	1,03	1,03	1,04	1,02	1,04
Ambato	69,00	Min	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,94	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Baños	138,00	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07	1,06	1,06	1,06	1,07	1,05	1,07
Baños	138,00	Min	0,98	0,97	0,98	0,95	1,00	1,01	0,98	1,01	1,00	0,98	1,00	0,96	0,95
Baños	69,00	Max	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,06	1,03	1,06
Baños	69,00	Min	0,94	0,93	0,97	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,98	0,97	0,95	0,93
Caraguay	138,00	Max	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,06	1,07	1,08	1,07	1,08	1,08	1,07	1,08
Caraguay	138,00	Min	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,97	0,98	0,96	0,99	0,96
Caraguay	69,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05
Caraguay	69,00	Min	0,95	0,96	0,97	0,94	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,96	0,94
Chone	138,00	Max	1,00	1,02	1,02	1,01	1,04	1,01	1,05	1,04	0,98	1,03	1,03	1,05	1,05
Chone	138,00	Min	0,93	0,94	0,94	0,93	0,92	0,94	0,93	0,94	0,93	0,92	0,93	0,93	0,92
Chone	69,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,04	1,03	1,06	1,05	1,06	1,05	1,05	1,08	1,05	1,08
Chone	69,00	Min	0,93	0,95	0,93	0,97	0,93	0,97	0,95	0,97	0,94	0,96	0,96	0,96	0,93
Chongón	138,00	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06
Chongón	138,00	Min	0,93	0,96	0,95	0,97	0,93	0,96	0,94	0,98	0,96	0,97	0,96	0,95	0,93
Chorrillos	500,00	Max	1,05	1,05	1,02	1,03	1,04	1,00	1,00	1,06	1,00	1,01	1,01	1,00	1,06
Chorrillos	500,00	Min	0,96	0,94	0,97	0,95	0,96	0,90	0,90	0,90	0,92	0,91	0,90	0,92	0,90
Chorrillos	230,00	Max	1,02	1,02	1,03	1,04	1,07	1,04	1,07	1,08	1,06	1,06	1,07	1,05	1,08
Chorrillos	230,00	Min	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96	0,96	0,92	0,98	0,98	1,00	0,97	0,92
Cuenca	138,00	Max	1,02	1,01	1,02	1,04	1,03	1,03	1,03	1,05	1,04	1,03	1,04	1,02	1,05
Cuenca	138,00	Min	0,95	0,96	0,97	0,94	0,94	0,98	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Cuenca	69,00	Max	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,08	1,04	1,04	1,04	1,04	1,08
Cuenca	69,00	Min	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,98	0,99	0,98
Cumbaratza	138,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,05	1,03	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06
Cumbaratza	138,00	Min	0,94	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,95	0,98	0,96	0,97	0,95	0,97	0,94
Cumbaratza	69,00	Max	1,04	1,04	1,05	1,03	1,03	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,04	1,04	1,05
Cumbaratza	69,00	Min	0,93	0,95	0,93	0,96	0,93	0,97	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,96	0,93
Dos Cerritos	230,00	Max	1,01	1,02	1,02	1,02	1,04	1,02	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Dos Cerritos	230,00	Min	0,94	0,97	0,96	0,96	0,96	0,95	0,97	0,96	0,97	0,97	0,95	0,96	0,94
Dos Cerritos	69,00	Max	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,03	1,05	1,05	1,07	1,06	1,06	1,06	1,07
Dos Cerritos	69,00	Min	0,93	0,96	0,96	0,95	0,95	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,95	0,97	0,93
Durán	230,00	Max	-	1,05	-	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,06	1,05	1,04	1,06
Durán	230,00	Min	-	0,97	-	0,95	0,95	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Durán	69,00	Max	-	1,00	-	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Durán	69,00	Min	-	0,97	-	0,96	0,96	0,96	0,95	0,97	0,95	0,96	0,96	0,97	0,95
El Inga	500,00	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
El Inga	500,00	Min	0,97	1,01	0,97	1,03	1,03	0,98	0,95	1,01	0,98	0,99	0,96	0,97	0,95
El Inga	230,00	Max	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,06	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,07
El Inga	230,00	Min	1,01	0,97	0,95	0,97	0,97	0,98	0,96	1,00	0,98	0,99	0,98	0,96	0,95
El Inga	138,00	Max	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,06	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,07
El Inga	138,00	Min	0,94	0,95	0,95	0,97	0,97	0,98	0,96	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96	0,94
Esclusas	230,00	Max	1,01	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05
Esclusas	230,00	Min	0,93	0,93	0,97	0,95	0,96	0,99	0,95	0,96	0,95	0,97	0,94	0,95	0,97
Esclusas	138,00	Max	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,08	1,08	1,07	1,08
Esclusas	138,00	Min	0,93	0,96	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	1,00	0,96	0,98	0,97	0,98	0,93

## Anexo F.8.: Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (2/5)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Esmeraldas	230,00	Max	-	1,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,08
Esmeraldas	230,00	Min	-	0,97	0,93	0,97	0,95	0,99	0,94	0,98	0,99	0,98	0,92	0,95	0,92
Esmeraldas	138,00	Max	1,04	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,04
Esmeraldas	138,00	Min	0,99	0,92	0,92	0,92	0,92	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,92
Esmeraldas	69,00	Max	1,03	1,04	1,07	1,06	1,04	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04	1,06	1,05	1,07
Esmeraldas	69,00	Min	0,99	0,97	0,97	0,94	0,95	1,00	0,96	0,96	1,00	1,00	0,95	0,97	0,94
Francisco de Orellana	138,00	Max	1,05	1,08	1,07	1,05	1,04	1,05	1,06	1,08	1,07	1,06	1,07	1,03	1,08
Francisco de Orellana	138,00	Min	0,97	0,92	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,94	0,92	0,95	0,94	0,92
Francisco de Orellana	69,00	Max	1,12	1,14	1,13	1,04	1,04	1,05	1,05	1,07	1,04	1,03	1,05	1,05	1,14
Francisco de Orellana	69,00	Min	0,96	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,95	0,95	0,97	0,95
Gualaceo	138,00	Max	1,04	1,03	1,03	1,05	1,04	1,03	1,04	1,06	1,03	1,04	1,05	1,03	1,06
Gualaceo	138,00	Min	0,99	0,98	0,98	0,96	0,96	0,97	0,96	0,99	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96
Ibarra	138,00	Max	1,05	1,05	1,05	1,04	1,06	1,06	1,07	1,06	1,05	1,06	1,05	1,04	1,07
Ibarra	138,00	Min	0,93	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,99	0,97	0,97	0,97	0,96	0,93
Ibarra	69,00	Max	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05	1,06	1,04	1,06
Ibarra	69,00	Min	0,97	0,94	0,95	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Ibarra	34,00	Max	1,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02
Ibarra	34,00	Min	0,93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,93
Jivino	230,00	Max	1,06	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,09	1,09	1,00	1,04	1,03	1,05	1,09
Jivino	230,00	Min	0,98	0,97	1,03	1,01	0,99	0,99	0,95	0,98	0,97	0,96	0,95	0,95	0,95
Jivino	69,00	Max	1,05	1,05	1,06	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,06
Jivino	69,00	Min	0,93	0,94	0,99	1,01	0,99	0,99	0,95	0,98	1,00	0,97	0,97	0,95	0,93
Limón	138,00	Max	1,04	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,05	1,04	1,06
Limón	138,00	Min	0,96	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,96	1,00	0,98	0,98	0,98	0,97	0,96
Loja	138,00	Max	1,05	1,03	1,05	1,05	1,03	1,04	1,06	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,06
Loja	138,00	Min	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,97	0,95	0,96	0,98	0,96	0,95
Loja	69,00	Max	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05
Loja	69,00	Min	0,94	0,94	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,99	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Loreto	138,00	Max	1,08	1,08	1,08	1,07	1,05	1,07	1,08	1,09	1,06	1,07	1,07	1,05	1,09
Loreto	138,00	Min	0,93	0,97	0,93	0,95	0,92	0,96	0,96	0,96	0,96	0,91	0,95	0,96	0,91
Loreto	69,00	Max	-	-	1,08	1,04	1,05	1,06	1,07	1,07	1,05	1,06	1,07	1,05	1,08
Loreto	69,00	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macas	138,00	Max	1,04	1,04	1,06	1,06	1,05	1,04	1,05	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,07
Macas	138,00	Min	0,94	0,95	0,98	1,00	1,00	0,96	0,98	1,02	0,97	0,97	0,98	0,96	0,94
Macas	69,00	Max	1,02	1,07	1,03	1,05	1,04	1,03	1,05	1,05	1,03	1,03	1,04	1,03	1,07
Macas	69,00	Min	0,99	0,97	0,93	0,96	0,97	0,99	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,93
Machala	230,00	Max	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06	1,04	1,08	1,05	1,05	1,08	1,06	1,05	1,08
Machala	230,00	Min	1,00	0,97	0,96	0,97	0,97	0,95	0,96	0,99	0,99	0,99	0,95	0,95	0,95
Machala	138,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,07	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,07
Machala	138,00	Min	1,00	0,97	0,98	0,97	0,97	0,96	0,96	0,99	0,98	0,95	0,95	0,96	0,95
Machala	69,00	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,07
Machala	69,00	Min	1,00	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,99	0,98	0,93	0,94	0,96	0,93
Manduriacu	230,00	Max	1,03	1,02	1,02	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04
Manduriacu	230,00	Min	0,99	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,02	0,99
Manta	138,00	Max	1,04	1,03	1,00	1,02	1,01	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04

## Anexo F.8.: Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (3/5)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Manta	138,00	Min	0,96	0,97	0,97	0,97	0,94	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94	0,97	0,94
Manta	69,00	Max	1,06	1,07	1,09	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,04	1,06	1,05	1,06	1,09
Manta	69,00	Min	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,95
Méndez	138,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,05	1,07	1,05	1,05	1,04	1,04	1,07
Méndez	138,00	Min	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	1,01	1,00	0,98	0,98	0,97	0,95
Milagro	230,00	Max	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,04	1,04	1,06	1,05	1,04	1,06
Milagro	230,00	Min	0,97	0,94	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,97	0,96	0,97	0,96	0,96	0,94
Milagro	138,00	Max	1,06	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07	1,06	1,07
Milagro	138,00	Min	1,01	0,97	0,96	0,98	0,98	0,98	0,98	1,01	0,99	0,97	0,99	0,99	0,96
Milagro	69,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,04	1,06
Milagro	69,00	Min	0,99	0,96	0,98	0,97	0,97	0,96	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,96
Molino	230,00	Max	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,07
Molino	230,00	Min	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	0,97	1,00	1,00	0,99	0,99	1,00	0,97
Molino	138,00	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,06
Molino	138,00	Min	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,96	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,96
Montecristi	138,00	Max	1,01	1,03	1,01	1,02	1,04	1,03	1,03	1,05	1,03	1,04	1,04	1,03	1,05
Montecristi	138,00	Min	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,93
Montecristi	69,00	Max	1,04	1,09	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,09
Montecristi	69,00	Min	0,93	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,93
Mulaló	138,00	Max	1,04	1,03	1,05	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,03	1,05
Mulaló	138,00	Min	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,96	0,95	0,95	0,96	0,94	0,93
Mulaló	69,00	Max	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
Mulaló	69,00	Min	0,93	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,98	0,97	0,96	0,97	0,97	0,93
Nueva Babahoyo	138,00	Max	1,05	1,01	1,02	1,04	1,03	1,03	1,04	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06
Nueva Babahoyo	138,00	Min	1,00	0,92	0,93	0,94	0,94	0,95	0,96	0,99	0,96	0,97	0,96	0,92	0,92
Nueva Babahoyo	69,00	Max	1,05	1,06	1,10	1,05	1,07	1,04	1,04	1,07	1,04	1,05	1,05	1,04	1,10
Nueva Babahoyo	69,00	Min	0,99	0,96	0,97	0,95	0,95	0,97	0,97	0,98	0,96	0,97	0,97	0,97	0,95
Nueva Prosperina	138,00	Max	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06
Nueva Prosperina	138,00	Min	0,94	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,98	0,99	0,97	0,97	0,95	0,96	0,94
Nueva Prosperina	69,00	Max	1,09	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,09
Nueva Prosperina	69,00	Min	0,95	0,97	0,98	0,97	0,97	0,96	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95
Pascuales	230,00	Max	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,06
Pascuales	230,00	Min	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,95	0,97	0,99	0,97	0,97	0,97	0,95	0,94
Pascuales	138,00	Max	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Pascuales	138,00	Min	0,93	0,95	0,93	0,98	0,98	0,97	0,96	0,99	0,98	0,99	0,97	0,96	0,93
Pascuales	69,00	Max	1,04	1,04	1,05	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05
Pascuales	69,00	Min	0,93	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	0,98	0,96	0,97	0,97	0,93
Policentro	138,00	Max	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,06
Policentro	138,00	Min	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,96	0,98	0,99	0,98	0,97	0,97	0,96
Policentro	69,00	Max	1,09	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,09
Policentro	69,00	Min	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,95
Pomasqui	230,00	Max	1,03	1,04	1,03	1,02	1,03	1,04	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,01	1,06
Pomasqui	230,00	Min	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,95	0,98	0,98	0,98	0,99	1,00	0,95
Pomasqui	138,00	Max	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,06	1,07	1,07	1,05	1,05	1,01	1,04	1,07
Pomasqui	138,00	Min	0,99	0,98	1,00	0,98	0,98	0,99	0,97	0,99	0,99	0,98	1,00	0,97	0,97
Portoviejo	138,00	Max	1,04	1,07	1,06	1,06	1,06	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07
Portoviejo	138,00	Min	0,96	0,96	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	0,96

## Anexo F.8.: Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (4/5)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Portoviejo	69,00	Max	1,04	1,08	1,05	1,04	1,05	1,09	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,09
Portoviejo	69,00	Min	0,95	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,99	0,97	0,87	0,97	0,97	0,87
Posorja	138,00	Max	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05
Posorja	138,00	Min	0,94	0,95	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,93	0,94	0,93
Posorja	69,00	Max	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,08	1,05	1,06	1,08
Posorja	69,00	Min	0,94	0,97	0,94	0,96	0,96	0,96	0,96	0,98	0,97	0,96	0,95	0,97	0,94
Puyo	138,00	Max	1,06	1,06	1,05	1,06	1,06	1,06	1,07	1,06	1,06	1,07	1,07	1,06	1,07
Puyo	138,00	Min	0,98	0,94	0,95	0,96	0,96	0,99	0,94	0,99	1,00	0,99	0,96	0,95	0,94
Puyo	69,00	Max	1,03	1,04	1,04	1,06	1,05	1,05	1,06	1,14	1,05	1,05	1,07	1,05	1,14
Puyo	69,00	Min	0,97	0,97	0,98	0,96	0,96	0,99	0,98	0,99	0,98	0,98	0,91	0,97	0,91
Quevedo	230,00	Max	1,02	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05
Quevedo	230,00	Min	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,95
Quevedo	138,00	Max	1,04	1,06	1,05	1,06	1,05	1,06	1,07	1,07	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07
Quevedo	138,00	Min	0,93	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	1,01	1,02	1,01	1,00	1,01	1,01	0,93
Quevedo	69,00	Max	1,03	1,04	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,03	1,05
Quevedo	69,00	Min	0,93	0,99	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	1,00	0,99	0,98	0,99	0,98	0,93
Quinindé	138,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05
Quinindé	138,00	Min	0,99	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,98	0,99	0,97	0,97	0,97	0,96	0,95
Quinindé	69,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05
Quinindé	69,00	Min	0,98	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,99	0,96	0,98	0,97	0,97	0,95
Riobamba	230,00	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04
Riobamba	230,00	Min	0,98	1,01	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,95	0,95
Riobamba	69,00	Max	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,05
Riobamba	69,00	Min	0,98	0,97	0,94	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,94
Salitral	138,00	Max	1,01	1,04	1,03	1,03	1,05	1,03	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
Salitral	138,00	Min	1,00	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	1,00	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97
Salitral	69,00	Max	1,03	1,02	1,02	1,02	1,07	1,02	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,07
Salitral	69,00	Min	1,00	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,99	0,97	0,96	0,97	0,98	0,96
San Gregorio	230,00	Max	1,03	1,05	1,03	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,06	1,06	1,08	1,04	1,08
San Gregorio	230,00	Min	1,00	0,96	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,01	1,00	0,99	1,00	1,00	0,96
San Gregorio	138,00	Max	1,02	1,06	1,04	1,05	1,06	1,06	1,05	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
San Gregorio	138,00	Min	1,00	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,95	0,98	0,98	0,96	0,96	0,96	0,95
San Idelfonso	138,00	Max	1,05	1,03	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,02	1,00	1,05
San Idelfonso	138,00	Min	1,02	0,97	0,99	0,97	0,97	0,99	1,02	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	0,97
San Rafael	500,00	Max	1,06	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,04	1,00	1,01	1,02	1,02	1,00	1,07
San Rafael	500,00	Min	0,98	1,01	0,98	1,02	1,02	0,93	0,95	1,00	0,98	0,94	0,96	0,94	0,93
San Rafael	230,00	Max	1,05	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,10	1,09	1,00	1,72	1,03	1,03	1,72
San Rafael	230,00	Min	0,98	1,00	1,02	1,02	1,01	0,99	0,94	0,98	1,00	0,95	0,97	0,96	0,94
Santa Elena	138,00	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,07	1,06	1,04	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,07
Santa Elena	138,00	Min	0,95	0,95	0,95	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,97	0,95	0,93	0,93	0,93
Santa Elena	69,00	Max	1,04	1,09	1,05	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,05	1,06	1,09
Santa Elena	69,00	Min	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,95	0,97	0,97	0,96	0,95
Santa Rosa	230,00	Max	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,06
Santa Rosa	230,00	Min	0,97	0,97	0,94	0,98	0,98	0,98	0,96	0,99	0,98	0,98	0,98	0,97	0,94
Santa Rosa	138,00	Max	1,05	1,06	1,05	1,04	1,06	1,06	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,05	1,07

## Anexo F.8.: Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (5/5)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Santa Rosa	138,00	Min	0,97	0,98	0,93	0,99	0,99	0,99	0,97	1,00	0,99	0,98	0,98	0,96	0,93
Santa Rosa	46,00	Max	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,03	1,05
Santa Rosa	46,00	Min	0,94	0,97	0,94	0,97	0,97	0,97	0,95	0,98	0,97	0,97	0,85	0,93	0,85
Santo Domingo	230,00	Max	1,03	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Santo Domingo	230,00	Min	0,98	0,99	1,02	0,97	0,99	0,99	0,95	0,97	0,97	0,96	0,95	0,95	0,95
Santo Domingo	138,00	Max	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,06
Santo Domingo	138,00	Min	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,99	0,99	0,98	0,99	0,98	0,98	0,97
Santo Domingo	69,00	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05
Santo Domingo	69,00	Min	0,95	0,97	0,96	0,96	0,96	0,98	0,97	0,99	0,98	0,98	0,95	0,97	0,95
Shushufindi	230,00	Max	1,05	1,08	1,08	1,07	1,08	1,07	1,09	1,10	1,03	1,04	1,03	1,04	1,10
Shushufindi	230,00	Min	0,98	0,99	1,02	0,97	0,99	0,99	0,95	0,97	0,97	0,96	0,95	0,95	0,95
Sinincay	230,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,06	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06
Sinincay	230,00	Min	1,00	0,99	1,00	0,98	0,98	1,04	0,98	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98
Sinincay	69,00	Max	1,03	1,03	1,04	1,03	1,04	1,01	1,04	1,03	1,04	1,03	1,08	1,04	1,08
Sinincay	69,00	Min	1,00	0,97	0,96	0,97	0,97	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96
Sopladora	230,00	Max	1,05	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08	1,06	1,06	1,08	1,07	1,08	1,08
Sopladora	230,00	Min	0,99	0,96	0,98	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,98	0,95
Taday	230,00	Max	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,06	1,07	1,07	1,07	1,06	1,07
Taday	230,00	Min	1,00	0,97	1,01	0,98	0,97	1,00	0,98	0,98	0,99	0,99	0,96	0,96	0,96
Tena	138,00	Max	1,08	1,08	1,08	1,09	1,08	1,09	1,09	1,10	1,07	1,08	1,08	1,07	1,10
Tena	138,00	Min	0,93	0,93	0,98	0,97	0,94	1,01	1,00	0,96	0,97	0,98	0,99	0,99	0,93
Tena	69,00	Max	1,06	1,05	1,05	1,04	1,06	1,06	1,07	0,53	1,06	1,05	1,07	1,04	1,07
Tena	69,00	Min	0,93	0,92	0,98	0,97	0,92	0,93	0,97	0,94	0,95	0,96	0,98	0,96	0,92
Tisaleo	500,00	Max	1,06	1,04	1,02	1,02	1,00	1,06	1,06	1,07	1,03	1,08	1,04	1,06	1,08
Tisaleo	500,00	Min	1,02	0,95	0,99	0,96	1,00	0,93	0,93	0,95	0,96	0,95	0,98	0,96	0,93
Topo	138,00	Max	1,06	1,06	1,05	1,06	1,06	1,06	1,08	1,06	1,07	1,07	1,08	1,06	1,08
Topo	138,00	Min	0,95	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,96	1,02	0,99	0,98	0,98	0,97	0,95
Totoras	230,00	Max	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05
Totoras	230,00	Min	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	1,00	0,97	0,98	0,99	0,99	0,97
Totoras	138,00	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06	1,04	1,05	1,05	1,06	1,04	1,06
Totoras	138,00	Min	0,99	0,99	1,00	0,97	0,97	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,97
Totoras	69,00	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06	1,04	1,05	1,05	1,06	1,04	1,06
Totoras	69,00	Min	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	0,97	0,97
Trinitaria	230,00	Max	1,00	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04
Trinitaria	230,00	Min	0,91	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,97	0,98	0,96	0,97	0,95	0,96	0,91
Trinitaria	138,00	Max	1,02	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Trinitaria	138,00	Min	0,93	0,98	0,99	0,97	0,97	0,99	1,00	1,01	0,99	0,99	0,83	0,97	0,83
Trinitaria	69,00	Max	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Trinitaria	69,00	Min	0,94	0,97	0,98	0,97	0,97	0,99	0,98	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,94
Tulcán	138,00	Max	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,07	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,07
Tulcán	138,00	Min	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,96	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96
Tulcán	69,00	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
Tulcán	69,00	Min	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Yanacocha	138,00	Max	1,05	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
Yanacocha	138,00	Min	0,93	0,98	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,98	0,96	0,98	0,95	0,95	0,93
Zhoray	230,00	Max	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,07	1,06	1,05	1,07
Zhoray	230,00	Min	1,00	0,99	0,97	1,00	1,00	1,00	0,98	1,01	1,00	0,99	1,00	1,00	0,97

## Anexo F.9.: Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT (1/2)

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Ambato	AT1	43	27,68	29,98	27,53	27,25	26,84	28,13	30,50	36,94	27,79	35,24	30,86	32,08	36,94
Ambato	AT2	75	29,68	31,98	31,98	32,98	32,98	33,98	24,07	24,07	24,07	24,07	22,56	22,56	33,98
Baños	ATQ	33,3	17,95	17,15	14,88	16,61	13,34	14,36	4,15	8,85	10,25	19,65	14,27	22,18	22,18
Caraguay	ATQ	225	118,32	118,47	119,41	130,16	120,05	124,03	105,10	113,83	128,54	106,82	113,41	118,81	130,16
Chone	ATQ	100	69,48	69,17	69,07	69,48	70,83	69,13	71,78	68,68	67,82	68,30	69,99	70,37	71,78
Chorrillos	ATI	450	125,83	195,58	193,88	140,80	58,76	141,70	185,18	274,47	192,71	206,11	177,72	199,88	274,47
Chorrillos	ATJ	450	113,65	141,09	142,35	140,80	59,05	141,16	186,89	179,02	173,55	205,52	166,02	86,91	205,52
Cuenca	ATQ	99,9	74,10	104,44	100,04	95,48	93,03	96,11	98,57	64,20	64,89	95,25	100,31	100,32	104,44
Cumbaratza	ATQ	33,3	24,92	14,97	13,19	29,89	11,77	13,31	18,77	11,76	18,14	15,24	21,28	18,68	29,89
Dos Cerritos	ATK	165	134,38	134,76	140,50	161,89	151,06	147,82	141,88	148,27	167,40	170,14	160,96	177,83	177,83
El Inga	ATH	600	548,84	354,70	358,03	354,92	369,39	385,80	342,26	301,18	312,96	325,93	309,59	365,61	548,84
El Inga	ATI	600	549,66	353,47	357,42	355,21	369,16	383,03	288,74	302,51	383,95	328,16	365,75	337,04	549,66
El Inga	ATJ	600	538,11	351,33	355,83	353,67	367,03	381,20	349,19	302,61	381,82	580,47	364,95	470,97	580,47
El Inga	ATT	300	52,95	42,07	43,63	52,98	195,16	62,06	41,00	54,40	41,07	48,73	40,88	42,94	195,16
El Inga	ATU	300	0,00	46,16	43,91	56,50	44,06	45,55	43,75	56,57	41,33	50,10	40,56	48,26	56,57
Esclusas	ATT	225	122,86	118,24	119,69	131,15	121,23	123,76	106,17	114,91	130,40	107,91	112,86	120,74	131,15
Esmeraldas	ATQ	75	46,57	42,38	43,93	74,37	73,10	42,16	71,30	42,42	62,61	45,20	42,92	51,96	74,37
Esmeraldas	ATT	166,65	92,58	92,58	90,42	72,98	83,31	69,55	72,71	56,32	40,14	108,46	86,81	85,00	108,46
Esmeraldas	ATR	75	41,49	41,04	47,67	75,00	74,31	41,31	42,83	41,97	61,68	81,21	42,53	49,54	81,21
Gualaceo	TRG	13,27	13,59	9,49	9,24	9,54	11,91	9,54	9,39	11,68	9,47	9,82	9,97	13,17	13,59
Ibarra	ATQ	66,66	45,63	42,83	42,20	43,14	43,79	42,31	44,67	45,15	47,31	44,16	45,65	46,91	47,31
Ibarra	ATR	66,66	45,64	42,32	41,90	43,33	43,50	43,27	45,03	58,67	57,84	59,03	45,72	46,64	59,03
Ibarra	T1	50	6,44	5,51	5,54	5,50	13,37	6,66	6,84	22,45	6,69	6,88	6,79	6,71	22,45
Jivino	TRK	167	76,85	95,05	93,15	99,12	125,47	95,45	98,80	97,07	100,05	95,00	110,60	96,92	125,47
Limón	TRE	6,66	1,57	1,49	1,43	2,19	2,39	1,54	1,83	1,47	1,53	1,90	2,63	4,58	4,58
Loja	ATQ	66,7	29,04	45,33	57,05	49,66	45,43	43,03	42,30	46,00	47,11	47,59	58,50	49,10	58,50
Macas	TRQ	66,7	34,57	34,12	35,56	27,34	32,22	30,70	27,30	27,96	27,19	27,64	28,64	27,45	35,56
Machala	ATQ	99,9	86,19	57,56	80,90	65,65	59,73	63,68	65,36	68,92	50,01	76,41	70,15	50,05	86,19
Machala	ATR	99,9	72,44	54,70	80,76	66,09	87,54	64,30	65,99	69,18	49,86	80,31	69,72	49,75	87,54
Machala	TRK	166,5	90,18	131,87	131,11	140,26	130,19	112,32	126,05	145,53	120,70	119,46	130,97	133,81	145,53
Manta	ATQ	33,33	28,02	32,34	31,59	32,93	33,20	31,62	30,77	31,28	31,17	31,63	30,87	30,85	33,20
Méndez	TRE	6,66	3,96	3,96	4,46	3,71	5,94	3,20	4,23	4,40	4,92	3,39	4,12	3,04	5,94
Milagro	ATK	166,65	160,44	126,07	145,26	130,90	130,07	131,51	111,84	101,93	108,24	107,31	109,68	145,92	160,44
Milagro	ATU	225	77,83	61,95	67,86	90,79	77,24	87,42	61,30	85,19	73,80	108,55	123,54	117,07	123,54
MO1	AMQ	30	15,79	39,92	26,92	19,05	21,06	20,03	25,70	18,06	19,65	24,37	21,79	21,63	39,92
MO3	TMK	45	42,49	40,44	39,86	42,95	41,70	40,67	37,34	35,65	36,16	36,52	39,32	42,23	42,95
MO4	AMQ	60	43,28	54,30	44,39	47,44	48,71	41,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	54,30
MO5	AMQ	60	26,98	0,00	0,00	1,00	1,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,98
Molino	AT1	375	265,79	280,86	265,29	282,54	263,58	269,47	318,40	240,10	231,05	283,50	280,51	343,76	343,76
Molino	AT2	375	286,25	312,72	309,86	297,36	306,69	311,67	343,75	283,82	275,03	319,52	318,19	353,33	353,33
Montecristi	ATQ	100	94,03	96,19	97,31	97,62	95,55	94,57	90,72	80,78	78,90	83,83	87,31	90,90	97,62
Mulaló	ATQ	66,7	48,14	44,85	51,42	52,18	49,29	41,41	43,49	44,20	46,51	44,32	45,82	44,33	52,18

## Anexo F.9.: Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT (2/2)

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Nueva Babahoyo	ATQ	60	33,68	32,23	30,76	46,67	31,60	27,09	43,49	44,20	46,51	44,32	45,82	44,33	46,67
Nueva Babahoyo	ATR	66,7	45,39	40,65	48,80	55,83	42,08	39,02	24,31	47,06	29,53	29,95	52,61	42,03	55,83
Nueva Prosperina	ATQ	150	110,61	114,75	128,70	114,36	115,83	102,40	35,06	51,85	42,74	43,14	48,92	60,59	128,70
Francisco de Orellana	ATQ	66,66	28,02	32,74	30,00	31,82	28,71	26,28	36,58	31,67	30,55	38,25	21,41	32,26	38,25
Pascuales	ATQ	200	101,90	107,79	133,14	114,58	112,38	105,33	102,93	106,00	188,67	110,35	123,34	115,99	188,67
Pascuales	ATR	200	99,18	109,46	134,95	116,63	114,37	107,09	111,25	123,53	146,16	112,13	147,12	118,27	147,12
Pascuales	ATT	375	344,73	344,51	344,78	345,13	344,73	328,62	334,96	324,08	294,07	342,46	353,39	347,90	353,39
Pascuales	ATU	375	334,43	323,08	318,07	337,90	330,26	309,72	313,90	346,94	277,87	321,88	351,19	345,02	351,19
Policentro	ATQ	150	125,72	123,08	123,30	127,05	120,14	116,77	111,69	111,41	112,45	111,78	110,33	111,44	127,05
Pomasqui	ATT	300	174,53	162,48	175,10	166,12	156,06	173,83	161,18	156,20	190,30	171,30	164,91	161,93	190,30
Pomasqui	ATU	300	173,50	162,97	174,67	165,67	155,73	172,97	161,66	156,19	174,90	171,74	164,99	161,64	174,90
Portoviejo	AA1	75	55,60	61,35	60,55	61,27	59,89	57,97	57,64	59,89	65,81	65,63	61,30	65,49	65,81
Portoviejo	AA2	75	55,59	61,47	60,99	61,29	60,01	57,02	58,66	60,86	63,49	65,63	61,30	66,02	66,02
Posorja	ATQ	66,67	29,04	29,16	28,12	28,41	28,42	27,58	26,85	26,66	27,73	29,17	28,95	28,98	29,17
Puyo	ATQ	33,3	13,77	13,61	13,98	14,31	13,79	13,72	13,85	19,48	19,62	13,87	13,84	14,03	19,62
Quevedo	ATR	150	41,33	39,61	46,85	41,79	40,75	76,41	78,86	83,89	85,17	82,07	84,85	85,32	85,32
Quevedo	ATT	166,65	127,37	120,81	136,87	123,25	67,51	82,62	116,70	126,39	133,31	134,09	127,40	132,21	136,87
Quinindé	ATQ	66,7	22,38	23,72	21,65	26,63	28,46	26,33	19,39	22,95	20,16	17,83	27,42	42,05	42,05
Riobamba	ATL	225	56,44	59,20	60,77	62,30	58,93	51,89	58,71	63,49	61,94	66,46	61,26	52,28	66,46
Riobamba	TRK	99,9	29,84	56,83	24,67	25,67	77,23	21,19	24,15	27,51	29,95	28,53	27,92	63,25	77,23
Salitral	ATQ	150	117,83	122,36	133,05	121,51	118,63	123,49	159,84	115,88	128,93	130,22	110,28	113,49	159,84
Salitral	ATR	150	118,97	128,13	139,23	127,32	125,17	129,54	159,84	121,16	125,16	136,97	124,13	119,46	159,84
San Gregorio	ATT	225	127,01	165,57	132,03	140,23	121,61	164,14	130,48	136,47	134,29	140,17	141,78	147,55	165,57
San Rafael	ATH	450	65,23	78,79	67,79	92,17	92,16	95,50	91,07	95,18	69,57	87,71	92,71	39,82	95,50
Santa Elena	ATQ	66,7	36,19	48,76	47,06	42,26	44,24	36,04	35,21	35,18	56,05	35,52	36,68	46,90	56,05
Santa Elena	ATR	66,7	40,51	47,46	51,26	46,82	47,04	39,65	38,07	39,72	54,28	39,65	41,08	51,12	54,28
Santa Rosa	ATT	375	200,06	212,52	194,72	195,35	200,56	226,54	217,01	214,58	214,75	218,70	245,15	190,52	245,15
Santa Rosa	ATU	375	166,43	180,69	161,40	160,49	167,61	190,03	178,09	178,37	177,88	180,93	161,95	158,66	190,03
Santa Rosa	TRN	75	63,42	60,26	58,61	56,51	54,92	53,87	54,39	67,31	56,70	56,61	58,47	59,23	67,31
Santa Rosa	TRP	75	65,90	63,32	62,67	60,04	57,00	56,41	57,29	57,58	67,35	60,08	71,53	61,65	71,53
Santo Domingo	ATQ	167	53,71	57,09	55,65	69,50	86,89	55,32	56,95	90,00	89,48	57,56	56,72	80,99	90,00
Santo Domingo	ATR	99,99	54,55	58,27	56,78	58,48	58,37	56,33	57,95	59,21	60,20	68,55	57,80	58,00	68,55
Santo Domingo	ATT	166,65	73,03	69,91	75,44	69,48	71,76	104,59	69,43	71,92	93,58	90,84	130,31	117,14	130,31
Santo Domingo	ATU	166,65	71,31	71,12	109,95	82,08	73,24	79,80	70,95	73,38	65,55	60,87	75,13	112,61	112,61
Sinincay	TRK	165,5	75,62	55,68	68,79	70,32	64,68	37,23	73,26	81,73	87,56	82,91	60,25	65,49	87,56
Tena	TRQ	33,33	19,72	22,38	19,54	20,32	21,17	22,44	21,67	23,18	22,28	20,18	28,92	14,63	28,92
Totoras	ATQ	99,99	43,14	31,71	32,71	52,33	33,25	39,23	25,43	36,65	38,18	38,74	47,81	33,60	52,33
Totoras	ATT	111,99	126,94	115,89	118,09	123,78	103,22	100,11	117,34	104,79	93,50	122,60	93,49	116,13	126,94
Trinitaria	ATQ	150	110,16	121,09	146,10	123,33	122,21	118,84	48,03	48,03	48,03	48,03	48,03	48,03	146,10
Trinitaria	ATT	225	155,59	170,91	170,23	187,22	207,52	177,77	168,41	180,34	191,08	206,26	205,76	206,83	207,52
Tulcán	ATQ	33,3	19,14	18,74	16,86	21,41	14,61	18,33	16,89	16,98	17,85	17,83	20,93	19,58	21,41
Yanacocha	ATQ	66,7	0,00	12,45	19,31	10,18	22,25	12,27	8,08	12,09	7,49	9,96	19,74	7,10	22,25
Durán	ATL	225	44,08	44,08	45,38	56,04	43,99	44,69	41,38	44,58	47,11	46,66	52,29	119,48	119,48

## Anexo F.10.: Porcentaje de uso de transformadores del SNT (1/2)

Subestación	Transformador	Porcentaje de uso de transformadores del SNT (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ambato	AT1	64,38	69,72	64,02	63,38	62,42	65,43	70,94	85,91	64,64	81,96	71,76	74,61
Ambato	AT2	39,58	42,64	42,64	43,97	43,97	45,31	32,09	32,09	32,09	32,09	30,08	30,08
Baños	ATQ	53,90	51,49	44,70	49,89	40,05	43,13	12,47	26,58	30,77	59,01	42,85	66,61
Caraguay	ATQ	52,59	52,65	53,07	57,85	53,35	55,12	46,71	50,59	57,13	47,48	50,40	52,81
Chone	ATQ	69,48	69,17	69,07	69,48	70,83	69,13	71,78	68,68	67,82	68,30	69,99	70,37
Chorrillos	ATI	27,96	43,46	43,08	31,29	13,06	31,49	41,15	60,99	42,82	45,80	39,49	44,42
Chorrillos	ATJ	25,26	31,35	31,63	31,29	13,12	31,37	41,53	39,78	38,57	45,67	36,89	19,31
Cuenca	ATQ	74,17	104,54	100,14	95,57	93,12	96,21	98,67	64,26	64,96	95,35	100,41	100,42
Cumbaratza	ATQ	74,84	44,96	39,61	89,75	35,35	39,98	56,36	35,32	54,47	45,75	63,89	56,08
Dos Cerritos	ATK	81,44	81,68	85,15	98,11	91,55	89,59	85,99	89,86	101,45	103,11	97,55	107,78
El Inga	ATH	91,47	59,12	59,67	59,15	61,57	64,30	57,04	50,20	52,16	54,32	51,60	60,93
El Inga	ATI	91,61	58,91	59,57	59,20	61,53	63,84	48,12	50,42	63,99	54,69	60,96	56,17
El Inga	ATJ	89,69	58,55	59,31	58,94	61,17	63,53	58,20	50,44	63,64	96,75	60,82	78,49
El Inga	ATT	17,65	14,02	14,54	17,66	65,05	20,69	13,67	18,13	13,69	16,24	13,63	14,31
El Inga	ATU	-	15,39	14,64	18,83	14,69	15,18	14,58	18,86	13,78	16,70	13,52	16,09
Esclusas	ATT	54,60	52,55	53,19	58,29	53,88	55,01	47,19	51,07	57,96	47,96	50,16	53,66
Esmeraldas	ATQ	62,09	56,51	58,58	99,16	97,47	56,22	95,06	56,57	83,48	60,27	57,23	69,28
Esmeraldas	ATR	55,32	54,71	63,56	100,00	99,08	55,08	57,11	55,96	82,24	108,28	56,71	66,06
Gualaceo	TRG	102,41	71,55	69,66	71,92	89,77	71,86	70,79	88,01	71,33	74,01	75,10	99,27
Ibarra	ATQ	68,45	64,25	63,30	64,71	65,69	63,47	67,01	67,73	70,97	66,25	68,48	70,37
Ibarra	ATR	68,46	63,49	62,85	64,99	65,26	64,91	67,55	88,02	86,76	88,55	68,59	69,97
Ibarra	T1	12,87	11,02	11,07	11,00	26,73	13,33	13,68	44,90	13,37	13,76	13,58	13,42
Jivino	TRK	46,02	56,92	55,78	59,35	75,13	57,16	59,16	58,13	59,91	56,89	66,23	58,04
Limón	TRE	23,64	22,33	21,44	32,90	35,86	23,08	27,48	22,10	22,94	28,50	39,46	68,77
Loja	ATQ	43,55	67,95	85,53	74,45	68,11	64,51	63,42	68,97	70,64	71,35	87,70	73,61
Macas	TRQ	51,82	51,15	53,32	40,98	48,31	46,02	40,93	41,92	40,76	41,43	42,94	41,15
Machala	ATQ	86,27	57,62	80,99	65,71	59,79	63,74	65,43	68,99	50,06	76,49	70,22	50,10
Machala	ATR	72,52	54,75	80,85	66,16	87,63	64,37	66,06	69,25	49,91	80,39	69,79	49,80
Machala	TRK	54,16	79,20	78,75	84,24	78,19	67,46	75,70	87,41	72,49	71,75	78,66	80,37
Manta	ATQ	84,06	97,04	94,79	98,79	99,60	94,88	92,31	93,84	93,51	94,90	92,61	92,57
Méndez	TRE	59,39	59,50	66,99	55,77	89,15	48,00	63,52	66,02	73,84	50,92	61,85	45,71
Milagro	ATK	96,27	75,65	87,16	78,55	78,05	78,91	67,11	61,17	64,95	64,39	65,81	87,56
Milagro	ATU	34,59	27,53	30,16	40,35	34,33	38,85	27,24	37,86	32,80	48,24	54,91	52,03
MO1	AMQ	52,62	133,06	89,74	63,50	70,21	66,76	85,65	60,19	65,50	81,24	72,64	72,09
MO3	TMK	94,42	89,86	88,57	95,45	92,67	90,37	82,99	79,22	80,35	81,15	87,38	93,84
MO4	AMQ	72,14	90,50	73,98	79,07	81,18	68,82	-	-	-	-	-	-
MO5	AMQ	44,96	-	-	1,67	1,67	3,33	-	-	-	-	-	-
Molino	AT1	70,88	74,90	70,74	75,34	70,29	71,86	84,91	64,03	61,61	75,60	74,80	91,67
Molino	AT2	76,33	83,39	82,63	79,30	81,78	83,11	91,67	75,69	73,34	85,21	84,85	94,22
Montecristi	ATQ	94,03	96,19	97,31	97,62	95,55	94,57	90,72	80,78	78,90	83,83	87,31	90,90
Mulaló	ATQ	72,17	67,24	77,10	78,23	73,89	62,08	65,20	66,27	69,73	66,45	68,69	66,46
Nueva Babahoyo	ATQ	56,13	53,71	51,26	77,79	52,67	45,14	72,48	73,67	77,51	73,87	76,36	73,88
Nueva Babahoyo	ATR	68,05	60,94	73,16	83,70	63,09	58,51	36,44	70,56	44,28	44,90	78,88	63,01
Nueva Prosperina	ATQ	73,74	76,50	85,80	76,24	77,22	68,27	23,37	34,57	28,49	28,76	32,61	40,40

## Anexo F.10.: Porcentaje de uso de transformadores del SNT (2/2)

Subestación	Transformador	Porcentaje de uso de transformadores del SNT (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Francisco de Orellana	ATQ	42,04	49,11	45,00	47,74	43,07	39,43	54,87	47,52	45,83	57,38	32,11	48,40
Pascuales	ATQ	50,95	53,89	66,57	57,29	56,19	52,67	51,46	53,00	94,33	55,18	61,67	58,00
Pascuales	ATR	49,59	54,73	67,47	58,32	57,19	53,55	55,62	61,77	73,08	56,07	73,56	59,13
Pascuales	ATT	91,93	91,87	91,94	92,04	91,93	87,63	89,32	86,42	78,42	91,32	94,24	92,77
Pascuales	ATU	89,18	86,16	84,82	90,11	88,07	82,59	83,71	92,52	74,10	85,83	93,65	92,01
Policentro	ATQ	83,82	82,05	82,20	84,70	80,09	77,85	74,46	74,27	74,97	74,52	73,55	74,29
Pomasqui	ATT	58,18	54,16	58,37	55,37	52,02	57,94	53,73	52,07	63,43	57,10	54,97	53,98
Pomasqui	ATU	57,83	54,32	58,22	55,22	51,91	57,66	53,89	52,06	58,30	57,25	55,00	53,88
Portoviejo	AA1	74,14	81,79	80,74	81,69	79,85	77,30	76,85	79,85	87,74	87,51	81,74	87,32
Portoviejo	AA2	74,13	81,96	81,32	81,72	80,01	76,03	78,22	81,14	84,65	87,51	81,74	88,03
Posorja	ATQ	43,56	43,73	42,18	42,61	42,63	41,37	40,28	39,98	41,60	43,76	43,42	43,47
Puyo	ATQ	41,34	40,86	41,97	42,98	41,41	41,20	41,59	58,50	58,92	41,66	41,57	42,13
Quevedo	ATR	27,55	26,41	31,24	27,86	27,17	50,94	52,58	55,92	56,78	54,71	56,56	56,88
Quevedo	ATT	76,43	72,49	82,13	73,96	40,51	49,58	70,03	75,84	80,00	80,46	76,45	79,34
Quinindé	ATQ	33,56	35,56	32,46	39,92	42,67	39,48	29,07	34,41	30,22	26,73	41,11	63,04
Riobamba	ATL	25,08	26,31	27,01	27,69	26,19	23,06	26,09	28,22	27,53	29,54	27,23	23,24
Riobamba	TRK	29,87	56,89	24,70	25,70	77,31	21,21	24,17	27,54	29,98	28,56	27,94	63,32
Salitral	ATQ	78,56	81,57	88,70	81,01	79,09	82,33	106,56	77,26	85,95	86,81	73,52	75,66
Salitral	ATR	79,32	85,42	92,82	84,88	83,45	86,36	106,56	80,77	83,44	91,31	82,76	79,64
San Gregorio	ATT	56,45	73,59	58,68	62,33	54,05	72,95	57,99	60,65	59,69	62,30	63,01	65,58
San Rafael	ATH	14,50	17,51	15,06	20,48	20,48	21,22	20,24	21,15	15,46	19,49	20,60	8,85
Santa Elena	ATQ	54,26	73,10	70,56	63,36	66,33	54,03	52,79	52,74	84,04	53,25	54,99	70,32
Santa Elena	ATR	60,73	71,16	76,86	70,20	70,52	59,45	57,08	59,55	81,37	59,45	61,59	76,65
Santa Rosa	ATT	53,35	56,67	51,93	52,09	53,48	60,41	57,87	57,22	57,27	58,32	65,37	50,80
Santa Rosa	ATU	44,38	48,18	43,04	42,80	44,69	50,67	47,49	47,57	47,43	48,25	43,19	42,31
Santa Rosa	TRN	84,56	80,35	78,15	75,34	73,22	71,83	72,52	89,75	75,60	75,48	77,96	78,97
Santa Rosa	TRP	87,87	84,42	83,56	80,06	76,00	75,21	76,39	76,78	89,80	80,10	95,37	82,21
Santo Domingo	ATQ	32,16	34,19	33,32	41,61	52,03	33,12	34,10	53,89	53,58	34,47	33,96	48,50
Santo Domingo	ATR	54,56	58,28	56,79	58,49	58,38	56,34	57,95	59,21	60,20	68,56	57,81	58,00
Santo Domingo	ATT	43,82	41,95	45,27	41,69	43,06	62,76	41,66	43,16	56,15	54,51	78,20	70,29
Santo Domingo	ATU	42,79	42,68	65,98	49,25	43,95	47,88	42,58	44,03	39,33	36,53	45,08	67,57
Sinincay	TRK	45,69	33,64	41,57	42,49	39,08	22,49	44,27	49,38	52,91	50,09	36,41	39,57
Tena	TRQ	59,18	67,16	58,63	60,98	63,52	67,32	65,02	69,54	66,86	60,56	86,77	43,89
Totoras	ATQ	43,14	31,72	32,71	52,34	33,26	39,24	25,43	36,66	38,18	38,75	47,82	33,60
Totoras	ATT	113,35	103,49	105,44	110,52	92,17	89,39	104,77	93,57	83,49	109,47	83,48	103,70
Trinitaria	ATQ	73,44	80,72	97,40	82,22	81,47	79,23	32,02	32,02	32,02	32,02	32,02	32,02
Trinitaria	ATT	69,15	75,96	75,66	83,21	92,23	79,01	74,85	80,15	84,93	91,67	91,45	91,92
Tulcán	ATQ	57,46	56,27	50,64	64,28	43,88	55,04	50,72	50,98	53,61	53,55	62,85	58,80
Yanacocha	ATQ	-	18,67	28,94	15,26	33,36	18,39	12,11	18,13	11,23	14,94	29,60	10,65
Durán	ATL	19,59	19,59	20,17	24,91	19,55	19,86	18,39	19,82	20,94	20,74	23,24	53,10
Esmeraldas	ATT	55,56	55,56	54,26	43,79	49,99	41,74	43,63	33,79	24,09	65,08	52,09	51,01

## Anexo F.11.: Cargabilidad de líneas de transmisión de 138 kV (1/2)

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Porcentaje 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	48,74	48,65	48,37	50,09	48,78	49,02	49,57	50,42	47,75	48,80	47,99	48,15
	Baños - Agoyán	C2	165	49,18	48,37	47,77	49,54	48,14	48,35	48,96	50,14	47,79	60,91	47,95	48,16
	Baños - Topo	C1	90	56,40	46,91	48,25	48,36	47,74	49,18	49,91	50,31	55,43	55,49	62,89	47,09
	Chongón - Posorja	C1	113	45,37	45,99	109,59	39,30	73,54	36,80	44,74	37,46	42,08	40,84	39,90	42,38
	Chongón - Santa Elena	C1	113	31,56	111,44	40,95	22,66	46,84	29,48	21,57	20,20	21,86	64,35	55,00	74,98
	Chongón - Santa Elena 2	C1	266	14,72	47,29	17,48	10,25	19,56	12,60	9,83	9,73	16,66	17,41	16,20	19,65
	Cuenca - Gualaceo	C1	88,8	35,18	33,16	33,00	25,11	26,65	26,42	23,34	23,55	49,80	69,94	62,21	23,99
	Cuenca - Yanacocha	C1	100	33,83	40,96	75,35	51,33	49,56	65,19	63,73	28,70	32,20	64,43	77,08	68,09
	Cuenca - Yanacocha	C2	100	33,15	72,48	69,76	49,84	50,29	66,71	74,79	30,07	31,53	65,69	75,08	77,17
	Daule Peripa - Chone	C1	113,2	64,64	74,94	66,09	67,36	72,17	68,35	62,31	68,48	65,43	64,71	71,64	74,69
	Daule Peripa - Portoviejo	C1	113,2	70,82	41,77	92,61	44,22	44,80	42,49	50,01	42,37	41,85	55,27	60,97	40,98
	Daule Peripa - Portoviejo	C2	113,2	67,47	41,89	92,16	64,26	45,11	43,03	40,68	42,06	42,16	54,44	61,03	41,10
	Delsitanisagua - Cumbaratza	C1	90	-	34,97	18,84	14,74	13,31	15,56	21,96	17,71	13,31	13,82	34,28	17,17
	Esclusas - Caraguay	C1	148	41,60	40,78	40,90	44,49	60,24	42,67	36,12	39,15	44,39	57,34	38,92	61,56
	Esclusas - Caraguay	C2	148	39,98	40,23	42,17	44,04	40,49	42,09	35,61	38,50	43,80	59,60	38,36	40,09
	Gualaceo - Limón	C1	88,8	70,33	36,90	37,24	28,00	27,28	30,11	27,27	27,59	27,16	67,61	36,20	27,15
	Ibarra - Tulcán	C1	115,5	17,77	14,20	15,40	17,77	13,56	16,19	14,95	15,70	23,16	29,79	18,29	18,48
	Jaramijó - Manta	C1	110	34,86	31,13	34,65	31,70	32,08	30,23	29,41	30,10	29,90	30,28	29,89	29,62
	Jaramijó - Montecristi	C1	138	75,02	20,98	34,78	35,56	64,60	66,85	66,41	63,68	74,09	77,57	64,38	48,15
	Limón - Méndez	C1	88,8	36,87	36,52	37,18	28,45	28,61	31,96	28,65	28,97	28,49	28,34	29,50	28,52
	Loreto - Francisco de Orellana	C1	90	40,06	43,17	32,77	58,81	23,20	36,60	32,50	35,95	29,11	40,42	51,40	42,83
	Méndez - Macas	C1	88,8	39,89	38,66	39,72	30,94	36,83	34,88	30,93	31,66	30,82	31,42	32,84	32,26
	Milagro - Nueva Babahoyo	C1	332	26,42	30,35	26,30	28,65	19,33	9,96	9,03	12,66	14,74	11,03	15,84	15,46
	Milagro - San Idelfonso	C1	113,5	29,90	22,64	30,00	34,20	29,50	22,65	28,14	35,62	12,31	27,81	34,28	28,54
	Milagro - San Idelfonso	C2	113,5	29,52	22,80	30,05	32,77	17,88	22,58	32,24	29,31	14,00	27,91	34,73	20,00
	Molino - Cuenca	C1	100	59,48	41,77	62,45	52,68	65,48	58,15	72,65	56,46	61,83	65,79	46,65	53,60
	Molino - Cuenca	C2	100	59,83	42,17	62,69	53,23	65,84	58,72	77,94	58,60	62,06	66,03	55,16	56,58
	Mulaló - Vicentina	C1	112	59,06	79,66	66,42	74,50	63,08	61,97	93,85	82,20	72,59	65,75	59,37	73,32
	Nueva Prosperina-Trinitaria	C1	112	-	44,46	91,95	43,73	99,01	54,43	48,13	99,89	98,90	101,48	37,89	40,39
	Pascuales - Chongón	C1	113	94,87	106,21	98,59	97,38	98,86	93,37	94,63	104,62	95,50	145,27	149,35	163,51
	Pascuales - Chongón	C2	113	88,67	86,91	90,24	102,30	91,68	93,03	89,79	69,82	-	148,94	99,12	112,00
	Pascuales - Salitral	C1	126	80,84	67,44	77,84	73,05	84,23	61,26	75,18	75,08	80,94	84,17	63,37	65,56
	Pascuales - Salitral	C2	126	74,24	70,81	76,24	72,93	89,28	61,29	74,94	75,42	82,43	79,01	63,46	65,92
	Policentro - Pascuales	C1	126	63,00	59,82	61,26	65,21	62,77	61,89	56,86	75,98	56,25	54,42	0,00	57,86
	Policentro - Pascuales	C2	126	56,96	61,62	66,01	62,59	61,63	61,63	59,20	90,93	83,95	85,06	91,55	85,95
	Pomasqui - Ibarra	C2	112	45,50	44,87	87,04	45,69	46,11	45,94	48,32	48,95	50,78	50,40	49,85	51,50
	Pomasqui - San Antonio	C1	112	-	52,34	53,75	52,92	55,12	53,39	54,76	66,71	58,35	58,85	57,04	58,88
	Portoviejo - San Gregorio	C1	110	61,45	73,47	85,30	61,02	100,65	60,66	60,56	67,55	72,74	78,56	54,95	69,42
	Pucará - Ambato	C1	112	62,91	78,54	64,98	75,08	77,63	79,54	86,55	75,27	72,24	75,70	69,46	72,85
	Pucará - Mulaló	C1	148	54,29	85,41	77,87	78,03	77,58	77,32	88,75	89,20	80,42	76,78	74,16	70,90
Quevedo - Daule Peripa	C1	113,2	48,42	58,52	36,10	36,48	41,09	46,05	29,68	39,49	36,36	38,14	30,88	32,01	
Quevedo - Daule Peripa	C2	113,2	48,80	33,01	37,24	37,34	42,16	41,46	30,62	40,73	37,32	39,15	38,84	32,71	
Quinindé - Esmeraldas	C1	113,2	29,03	8,80	21,56	26,03	12,50	6,59	8,30	10,38	11,16	10,01	9,25	15,93	
Salitral - Trinitaria	C1	110	107,85	114,51	112,30	95,06	93,65	127,30	114,49	121,03	92,28	89,58	92,67	92,77	
San Antonio - Ibarra	C1	112	-	42,89	43,98	43,64	44,40	43,97	46,97	59,35	48,57	48,54	47,79	49,37	
San Gregorio - Montecristi	C1	110	85,76	95,41	109,81	94,96	93,77	90,85	86,63	90,98	101,29	94,31	98,60	95,77	
San Idelfonso - Bajo Alto	C1	296	52,86	47,50	45,41	51,38	46,19	40,96	41,29	41,19	38,16	39,47	39,34	37,51	

### Anexo F.11.: Cargabilidad de líneas de transmisión de 138 kV (2/2)

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Porcentaje de uso de líneas de transmisión del SNT (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
138	San Idelfonso - Machala	C1	113,5	57,05	50,41	56,21	58,80	53,36	55,93	61,15	79,03	55,05	63,71	61,88	43,37
	San Idelfonso - Machala	C2	113,5	52,31	61,29	51,66	58,78	52,71	56,23	62,13	76,66	44,72	63,95	61,84	43,76
	Santo Domingo - Esmeraldas	C1	113,2	37,87	14,92	27,40	33,15	15,14	15,79	14,66	14,99	8,50	10,27	25,13	28,87
	Santo Domingo - Quinindé	C1	113,2	19,07	20,93	30,50	37,69	22,10	20,01	21,49	20,28	13,68	9,72	28,82	32,28
	Tena - Loreto	C1	90	43,42	36,09	37,04	69,16	34,88	32,35	62,46	42,42	55,29	42,38	50,40	49,52
	Topo - Puyo	C1	90	62,52	53,69	67,46	70,73	55,97	53,87	54,12	55,92	65,57	55,16	55,46	46,41
	Totoras - Ambato	C1	148	73,84	88,64	81,44	85,56	87,39	89,80	93,25	92,20	81,87	87,48	85,71	83,31
	Totoras - Baños	C1	165	49,04	54,31	56,44	62,84	61,27	59,68	61,14	60,26	55,34	58,19	54,32	62,74
	Totoras - Baños	C2	165	49,32	55,07	57,21	63,58	62,52	59,72	62,30	61,27	56,33	59,07	54,99	63,93
	Tulcán - Panamericana	C1	112	1,11	1,11	1,11	1,11	1,13	1,14	1,16	1,16	1,11	16,20	1,11	1,09
	Yanacocha - Delsitanisagua	C1	332	-	26,20	23,84	17,58	17,58	47,18	25,65	4,84	4,46	22,27	33,89	25,33
	Yanacocha - Delsitanisagua	C2	332	-	15,41	23,76	17,42	17,67	23,84	25,83	5,01	1,91	21,90	25,97	26,04
	Yanacocha - Loja	C1	100	27,17	22,41	33,60	45,87	22,59	21,22	21,02	20,68	23,97	23,67	47,85	24,13

### Anexo F.12.: Cargabilidad de líneas de transmisión de 230 kV (1/2)

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
230	Chorrillos - Pascuales 1	C1	332	30,21	20,52	20,61	16,77	21,71	20,96	56,00	29,75	28,06	26,93	32,89	26,39
	Chorrillos - Pascuales 1	C2	332	29,92	20,83	21,02	16,37	19,48	20,97	55,41	38,16	28,21	43,33	33,38	31,16
	Chorrillos - Pascuales 2	C1	332	-	26,20	23,84	17,58	17,58	47,18	25,65	4,84	4,46	22,27	33,89	25,33
	Chorrillos - Pascuales 2	C2	332	-	15,41	23,76	17,42	17,67	23,84	25,83	5,01	1,91	21,90	25,97	26,04
	Dos Cerritos - Pascuales	C1	353	46,05	43,61	49,96	59,25	33,10	40,89	70,12	48,52	62,48	61,48	40,61	37,10
	Durán - Esclusas	C1	494	-	70,32	23,10	45,29	24,64	22,12	46,15	28,19	22,44	29,33	29,92	29,01
	El Inga - Pomasqui	C1	494	53,90	56,15	57,85	55,90	56,36	57,26	52,34	57,11	79,90	52,46	67,64	56,49
	El Inga - Pomasqui	C2	494	54,07	56,94	57,56	55,70	56,19	57,07	52,12	76,34	73,73	52,06	57,80	56,53
	Esclusas - Termoguayas	C1	247	13,51	13,95	13,96	14,04	14,08	14,11	13,98	13,91	13,91	13,91	14,38	14,37
	Esclusas - Trinitaria	C1	494	31,57	35,73	38,05	39,38	43,69	36,37	34,88	37,34	39,74	43,08	43,12	43,04
	Jivino - Shushufindi	C1	297	33,33	10,39	2,70	2,73	2,72	2,72	4,65	2,77	2,78	2,90	2,55	33,03
	Machala - Zorritos	C1	332	9,89	9,71	14,18	15,32	15,86	15,74	15,44	14,46	12,35	25,64	15,35	15,22
	Machala - Zorritos	C2	332	9,89	9,71	19,97	9,48	11,15	10,94	18,57	15,27	0,00	0,00	0,00	-
	Manduriacu - Santo Domingo	C1	494	-	7,56	8,83	6,58	7,49	7,36	7,34	-	-	0,00	0,00	-
	Manduriacu - Santo Domingo	C2	494	-	13,34	13,42	6,37	7,49	7,35	12,48	10,26	13,18	13,06	13,12	14,38
	Milagro - Dos Cerritos	C1	353	56,01	84,10	76,29	89,32	66,41	71,72	95,40	72,50	90,13	64,92	70,20	68,65
	Milagro - Durán	C1	494	-	21,21	29,92	51,27	30,86	27,10	52,13	33,97	29,64	36,02	37,48	37,97
	Milagro - Machala	C1	494	17,42	22,55	17,48	23,06	15,01	25,78	18,00	19,96	11,80	17,23	17,88	16,71
	Milagro - Minas San Francisco	C1	332	-	37,01	39,11	33,23	24,56	35,56	38,86	39,71	31,85	37,49	37,23	36,12
	Milagro - Pascuales	C1	353	49,75	69,02	68,28	52,15	58,76	63,18	88,60	66,49	58,70	56,28	62,80	59,78
	Milagro - Zhoray	C1	342	75,46	70,63	78,00	71,66	73,37	71,79	92,21	67,21	62,53	66,52	75,49	66,99
	Milagro - Zhoray	C2	342	70,85	72,12	79,12	73,00	73,40	72,07	92,20	93,73	63,76	66,56	94,10	68,82
	Minas San Francisco - Machala	C1	332	-	54,41	39,90	57,13	41,77	50,60	52,28	55,16	48,89	48,06	49,46	53,98
	Molino - Pascuales	C1	342	70,35	70,60	87,14	70,76	68,54	70,12	73,81	63,10	65,00	66,95	79,21	69,30
	Molino - Pascuales	C2	342	71,32	70,03	80,67	70,27	67,90	69,64	87,17	77,31	63,35	66,53	78,76	68,80
	Molino - Taday	C1	332	-	62,79	61,49	60,21	52,20	63,66	58,82	58,48	69,56	60,87	53,09	59,20
	Molino - Taday	C2	332	-	58,04	56,74	56,75	48,46	58,95	56,18	54,81	65,96	61,56	52,10	56,76

## Anexo F.12.: Cargabilidad de líneas de transmisión de 230 kV (2/2)

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
230	Pomasqui - Jamondino 1	C1	332	29,82	35,23	33,23	39,31	41,25	34,69	36,04	41,47	37,02	41,06	41,35	45,98
	Pomasqui - Jamondino 1	C2	332	30,24	77,82	36,75	39,02	46,56	45,76	61,05	41,25	41,82	41,06	41,20	45,45
	Pomasqui - Jamondino 2	C1	332	36,42	39,59	36,07	36,41	45,31	37,01	60,54	40,00	42,15	39,37	41,45	46,89
	Pomasqui - Jamondino 2	C2	332	33,52	39,26	36,29	38,23	46,45	37,10	41,15	38,77	41,87	39,47	41,45	44,59
	Quevedo - Baba	C1	353	62,33	43,41	37,60	54,98	42,37	42,97	35,66	31,44	49,49	48,54	33,14	39,49
	Quevedo - Chorrillos	C1	332	39,58	36,37	34,27	34,30	36,31	32,28	48,14	57,08	48,98	35,06	29,66	44,58
	Quevedo - Chorrillos	C2	332	40,75	36,43	34,41	34,77	36,80	32,34	48,37	56,77	48,76	35,17	61,68	44,51
	Quevedo - San Gregorio	C1	353	36,71	54,60	38,05	40,35	62,61	59,87	37,48	38,01	39,44	47,59	40,10	41,87
	San Francisco - Totoras	C1	282	39,18	39,92	39,75	39,96	39,95	39,81	41,19	40,30	40,13	39,84	50,33	39,98
	San Francisco - Totoras	C2	282	39,75	75,97	39,46	39,91	66,55	39,66	40,91	42,94	40,21	39,66	47,17	39,77
	San Rafael - Jivino	C1	297	15,40	16,70	17,76	17,97	16,25	16,64	28,59	16,80	17,20	16,75	18,78	27,80
	San Rafael - Jivino	C2	297	14,88	16,72	19,29	17,84	16,28	16,70	25,47	16,85	17,10	16,74	18,93	32,42
	Santa Rosa - El Inga	C1	494	59,80	49,76	47,00	49,67	52,16	59,42	44,92	45,81	58,59	71,79	43,20	44,52
	Santa Rosa - El Inga	C2	494	59,52	49,75	47,27	49,64	51,88	59,46	44,10	45,79	54,42	73,91	43,21	44,60
	Santa Rosa - Pomasqui	C1	332	19,37	31,84	34,96	32,20	36,63	26,69	31,99	31,21	31,14	23,22	27,54	29,47
	Santa Rosa - Pomasqui	C2	332	20,96	31,87	34,70	32,33	37,24	27,32	31,67	31,66	29,50	23,18	27,58	29,78
	Santa Rosa - Santo Domingo	C1	342	62,82	52,17	47,85	59,97	60,64	54,58	52,35	45,15	60,49	60,30	51,00	54,43
	Santa Rosa - Santo Domingo	C2	342	62,47	58,02	47,74	61,07	57,42	54,48	54,39	45,14	60,78	60,92	83,55	53,98
	Santa Rosa - Totoras	C1	342	51,10	68,27	59,87	63,08	58,03	61,16	78,08	68,98	75,01	62,53	52,64	58,36
	Santa Rosa - Totoras	C2	342	51,19	67,55	58,79	61,98	56,40	63,18	80,10	69,76	74,58	64,25	53,44	60,09
	Santo Domingo - Baba	C1	353	62,54	35,00	33,58	45,37	31,31	33,98	31,15	31,46	49,75	48,65	34,38	36,35
	Santo Domingo - Quevedo	C1	353	62,24	36,70	34,46	49,53	37,81	37,23	33,03	31,56	49,76	48,84	33,35	36,65
	Sopladora - Esclusas	C1	494	50,49	71,77	66,90	63,44	63,56	63,96	69,04	63,07	61,96	62,18	63,34	63,47
	Sopladora - Milagro	C1	494	58,73	81,51	55,99	56,35	55,68	58,29	63,83	57,60	84,24	56,03	55,78	55,57
	Taday - Bomboiza	C1	332	-	1,31	8,20	8,37	4,50	4,92	9,98	10,21	9,54	12,87	13,83	13,83
	Taday - Bomboiza	C2	332	-	1,31	8,32	8,37	8,37	8,42	8,32	-	-	0,00	0,00	-
	Taday - Riobamba	C1	332	-	60,02	58,66	58,67	50,34	59,72	58,05	52,71	67,89	52,88	52,75	52,30
	Taday - Totoras	C1	332	-	44,11	54,79	55,17	47,22	57,87	54,56	49,46	64,24	49,92	48,97	49,12
	Totoras - Riobamba	C1	342	45,60	42,82	38,66	45,98	36,80	46,17	43,15	29,79	55,06	53,65	56,56	36,17
	Zhoray - Molino	C2	353	67,39	64,86	60,17	60,60	68,86	63,92	82,62	84,20	54,17	60,80	53,97	50,71
Zhoray - Molino	C1	353	68,74	68,13	60,07	64,05	72,01	79,52	83,01	61,34	54,04	60,80	54,42	51,87	
Zhoray - Sinincay	C1	332	19,56	17,23	21,13	21,57	23,52	18,18	22,62	25,37	25,65	26,96	18,67	20,58	

## Anexo F.13: Cargabilidad de líneas de transmisión de 500 kV

Voltaje (kV)	Nombre L/T	Circuito	Capacidad de diseño (MVA)	Cargabilidad (%)											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1	C1	1.732	45,72	31,91	32,32	32,50	33,48	34,72	31,21	31,84	30,78	31,88	30,55	32,35
	Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	C1	1.732	31,58	31,60	31,99	31,93	33,15	34,37	31,44	31,48	30,47	31,53	30,24	31,94
	San Rafael - El Inga 1	C1	1.732	49,79	31,11	31,29	31,22	32,30	33,74	30,42	30,65	30,35	30,90	50,58	31,18
	San Rafael - El Inga 2	C1	1.732	38,26	31,01	31,16	30,98	32,23	41,24	30,30	30,30	30,32	30,86	29,23	31,09
	Tisaleo - Chorrillos	C1	1.732	6,70	6,58	6,50	6,61	6,71	16,70	22,16	20,68	20,42	24,11	20,35	23,41

## Anexo F.14.: Demanda máxima de empresas y valores facturados (1/2)

Empresa	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CNEL-Bolivar	MW	18,97	18,99	18,72	18,55	18,52	18,34	18,06	18,42	18,75	18,53	18,65	19,82
	USD	45.175,86	45.328,50	44.722,04	44.335,48	44.270,17	43.831,99	43.188,88	44.009,54	44.921,21	44.505,88	44.791,85	47.687,01
CNEL-EI Oro	MW	200,30	207,16	204,09	209,48	207,68	200,78	191,12	181,56	182,42	190,76	195,67	200,00
	USD	476.991,49	494.550,89	487.514,70	500.615,11	496.398,90	479.968,10	457.072,32	433.836,42	436.982,51	458.117,15	469.872,22	481.176,54
CNEL-Esmeraldas	MW	95,17	93,86	97,52	94,27	93,81	91,27	92,33	93,75	90,88	98,47	94,79	102,87
	USD	226.638,95	224.056,29	232.947,84	225.285,23	224.238,09	218.171,26	220.809,10	224.008,43	217.705,03	236.482,60	227.616,71	247.496,62
CNEL-Guayaquil	MW	872,51	887,59	899,72	939,78	888,64	855,41	814,37	807,69	804,91	859,10	894,18	874,16
	USD	2.077.766,47	2.118.914,69	2.149.199,38	2.245.921,62	2.124.050,49	2.044.847,22	1.947.641,16	1.929.993,60	1.928.105,78	2.063.103,18	2.147.216,16	2.103.107,06
CNEL-Guayas Los Rios	MW	368,70	362,61	364,96	379,13	372,25	342,55	324,15	330,65	340,37	349,72	360,21	377,76
	USD	878.007,65	865.646,65	871.788,32	906.050,03	889.757,35	818.867,85	775.240,14	790.091,10	815.332,90	839.848,10	864.988,80	908.819,27
CNEL-Los Rios	MW	81,24	80,62	80,22	86,82	81,60	74,33	71,59	74,11	74,33	73,80	77,67	83,76
	USD	193.460,72	192.464,18	191.631,77	207.493,66	195.045,44	177.678,24	171.210,53	177.089,05	178.063,90	177.226,90	186.499,24	201.519,77
CNEL-Manabi	MW	297,57	299,55	302,07	305,25	297,64	285,22	273,81	274,57	269,83	278,83	290,39	300,17
	USD	708.631,52	715.093,47	721.573,27	729.502,29	711.418,84	681.823,06	654.841,77	656.089,21	646.358,64	669.596,09	697.331,61	722.172,64
CNEL-Milagro	MW	154,27	159,83	158,58	170,53	154,76	152,03	155,42	160,58	149,60	154,77	153,33	118,42
	USD	367.371,14	381.543,61	378.793,21	407.531,89	369.918,45	363.418,66	371.709,02	383.706,79	358.350,93	371.682,95	368.193,11	284.911,33
CNEL-Sta. Elena	MW	113,72	120,23	129,19	119,78	123,22	108,81	104,96	105,54	107,59	114,65	116,23	129,65
	USD	270.804,52	287.011,23	308.599,01	286.246,97	294.529,57	260.114,25	251.017,06	252.191,76	257.719,40	275.332,28	279.096,81	311.909,36
CNEL-Sto. Domingo	MW	104,67	109,76	108,39	109,59	107,90	107,60	107,76	108,37	109,93	108,04	109,36	111,27
	USD	249.258,37	262.016,40	258.905,77	261.906,60	257.901,39	257.212,43	257.707,67	258.955,38	263.325,94	259.454,46	262.613,25	267.709,81
CNEL-Sucumbios	MW	104,77	105,27	109,58	111,19	110,62	111,53	115,86	115,85	119,72	116,45	115,25	115,85
	USD	249.501,41	251.311,73	261.755,06	265.721,48	264.415,69	266.616,04	277.082,43	276.833,86	286.772,63	279.663,60	276.757,08	278.724,08
Coazucar	MW	25,88	0,89	0,85	0,90	0,87	1,90	23,90	24,80	25,64	24,47	18,16	21,47
	USD	60.653,61	2.085,71	1.982,41	2.104,24	2.027,59	4.458,22	56.026,12	58.119,80	60.095,39	57.359,93	42.555,72	50.323,75
E.E. Ambato	MW	122,95	123,27	123,68	124,60	122,95	122,27	122,08	121,04	123,91	124,15	125,51	128,04
	USD	190.164,12	191.126,97	191.883,64	193.397,73	190.871,75	189.847,48	189.626,12	187.863,13	192.789,20	193.642,85	195.755,39	200.077,96
E.E. Azogues	MW	12,01	19,08	18,66	18,67	18,80	18,69	11,86	11,64	11,87	12,26	12,22	12,49
	USD	4.530,56	7.214,74	7.061,76	7.067,21	7.117,85	7.076,69	4.494,40	4.407,41	4.502,70	4.665,62	4.646,73	4.759,65
E.E. Centro Sur	MW	189,65	187,72	188,45	189,45	187,94	187,79	187,03	171,32	191,07	192,10	193,94	193,63
	USD	282.599,57	280.421,90	281.685,23	283.308,59	281.099,80	280.896,04	279.887,65	256.166,94	286.400,05	288.677,66	291.417,27	291.503,97
E.E. Cotopaxi	MW	97,79	88,30	96,62	85,47	87,50	84,20	85,13	86,09	85,41	84,60	84,10	85,73
	USD	205.659,08	186.173,99	203.835,67	180.400,47	184.713,04	177.769,37	179.803,02	181.680,63	180.698,55	179.428,75	178.347,18	182.167,03
E.E. Norte	MW	103,67	102,69	102,36	104,81	103,51	103,21	103,01	104,60	108,31	104,79	107,01	107,58
	USD	219.251,69	217.724,34	217.159,67	222.461,52	219.721,27	219.109,13	218.787,52	221.975,13	230.415,14	223.494,31	228.213,52	229.863,33
E.E. Quito	MW	649,62	659,99	653,09	647,25	643,86	646,99	650,56	643,28	646,00	637,97	649,56	641,69
	USD	1.991.147,90	2.027.946,07	2.007.986,03	1.990.931,58	1.980.863,68	1.990.681,57	2.002.599,86	1.978.492,69	1.991.767,21	1.971.974,15	2.007.679,20	1.987.098,59
E.E. Riobamba	MW	62,46	74,98	73,74	73,92	74,07	64,54	59,75	58,00	60,17	61,13	61,32	60,99
	USD	38.288,32	46.078,20	45.347,19	45.474,82	45.576,54	39.714,73	36.786,10	35.677,21	37.101,00	37.791,12	37.908,56	37.775,87
E.E. Sur	MW	65,59	64,97	65,94	67,70	65,99	74,99	88,79	91,31	90,60	100,54	105,21	110,20
	USD	34.175,46	33.935,95	34.465,30	35.401,09	34.512,01	39.223,39	46.466,29	47.742,68	47.490,50	52.833,06	55.282,28	58.015,31
Ecoelectric	MW	-	-	-	-	-	28,79	25,18	30,96	20,75	25,57	29,73	29,16
	USD	-	-	-	-	-	67.490,31	59.013,94	72.576,63	48.630,06	59.925,47	69.685,19	68.356,45
Ecoluz	MW	4,05	4,04	4,10	4,89	4,96	4,79	5,04	4,81	4,91	4,67	5,00	4,99
	USD	9.490,30	9.468,51	9.613,09	11.469,88	11.629,50	11.222,00	11.806,58	11.267,77	11.508,10	10.934,96	11.724,32	11.693,79
Ecoluz_Empaqplast S.A.	MW	-	-	-	-	-	-	-	1,94	1,88	1,83	1,97	2,21
	USD	-	-	-	-	-	-	-	4.552,32	4.411,94	4.284,32	4.606,33	5.176,00

## Anexo F.14.: Demanda máxima de empresas y valores facturados (2/2)

Empresa	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Enermax	MW	21,25	20,62	20,86	21,05	21,11	20,90	20,02	19,99	20,57	21,49	21,70	22,27
	USD	49.814,56	48.323,42	48.897,70	49.332,00	49.487,09	48.978,88	46.930,05	46.847,02	48.227,55	50.364,90	50.866,23	52.196,12
EPMAPS	MW	5,04	4,87	4,37	4,39	4,80	4,51	4,46	4,62	5,03	4,76	4,39	4,18
	USD	11.817,86	11.426,41	10.250,30	10.301,64	11.248,85	10.569,53	10.450,64	10.824,62	11.796,05	11.164,66	10.294,23	9.808,49
Hidroabánico	MW	43,80	43,00	44,11	43,49	45,86	49,23	52,14	50,66	50,72	50,52	51,74	52,02
	USD	102.656,40	100.795,57	103.402,35	101.932,46	107.503,03	115.398,01	122.219,37	118.756,85	118.878,48	118.411,59	121.284,68	121.935,29
Hidroalto	MW	45,59	46,43	46,30	48,31	48,69	47,84	48,90	48,73	48,38	49,74	49,98	52,29
	USD	106.856,61	108.822,04	108.518,78	113.242,91	114.132,03	112.132,71	114.611,43	114.224,28	113.412,45	116.596,72	117.151,26	122.574,58
Hidronormandia	MW	30,83	30,95	39,81	40,60	39,13	39,39	41,83	41,64	41,10	42,54	44,24	42,95
	USD	72.275,79	72.551,09	93.311,40	95.170,20	91.730,90	92.319,80	98.039,96	97.608,27	96.345,73	99.716,21	103.705,20	100.678,67
Hidrosanbartolo	MW	44,32	44,44	45,24	49,17	49,59	49,44	47,82	48,21	48,69	48,60	49,83	50,27
	USD	103.876,74	104.168,88	106.035,30	115.247,00	116.238,34	115.886,96	112.090,65	112.993,96	114.118,69	113.928,29	116.810,93	117.829,20
Moderna Alimentos	MW	7,62	12,35	7,66	6,09	6,49	6,25	6,54	6,50	6,68	6,78	6,56	6,55
	USD	17.862,37	28.948,54	17.962,38	14.279,21	15.208,37	14.638,92	15.327,39	15.243,79	15.652,45	15.889,44	15.369,58	15.345,39
Otros Sistemas	MW	-	-	-	1,90	1,96	1,93	1,91	-	-	-	-	-
	USD	549.499,72	939.701,41	1.039.521,59	660.068,55	722.376,77	298.379,70	359.228,14	394.368,94	277.800,88	299.811,94	358.607,78	679.908,02
San Carlos	MW	-	-	-	-	-	-	6,98	10,48	3,32	9,56	2,72	5,66
	USD	-	-	-	-	-	-	16.350,86	24.565,00	7.780,18	22.401,53	6.366,52	13.261,81
<b>Total Potencia Máxima (MW)</b>		<b>3.944,00</b>	<b>3.974,04</b>	<b>4.045,88</b>	<b>4.077,03</b>	<b>3.984,73</b>	<b>3.905,52</b>	<b>3.862,35</b>	<b>3.851,71</b>	<b>3.863,33</b>	<b>3.971,20</b>	<b>4.050,62</b>	<b>4.068,13</b>
<b>Total Suma de Valor Fijo (USD)</b>		<b>9.794.228,76</b>	<b>10.254.851,38</b>	<b>10.436.350,16</b>	<b>10.212.201,44</b>	<b>10.058.002,81</b>	<b>9.448.342,53</b>	<b>9.408.066,15</b>	<b>9.422.760,21</b>	<b>9.333.461,18</b>	<b>9.608.310,66</b>	<b>9.853.254,96</b>	<b>10.215.582,76</b>

## Anexo F.15.: Factor de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Nacional Interconectado, 2019

El Ecuador, como suscriptor de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (UNFCCC), ha ratificado el compromiso de reducir sus emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) para alcanzar un desarrollo sustentable; siendo prioritario promover la mitigación al cambio climático a través de la energía renovable y de la eficiencia energética.

Con el objetivo de contribuir en torno a este tema, se ha constituido la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero –CTFE, conformada por: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables –MERNNR, Ministerio de Ambiente y Agua –MAAE, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables –ARCERNNR, y el Operador Nacional de Electricidad –CENACE.

En esta línea, la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de GEI (CTFE), ha desarrollado el “Informe 2019 del factor de emisiones de gases de efecto invernadero del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI)”, bajo los lineamientos

establecidos por la UNFCCC en la metodología ACM0002 y con aplicación de la “Herramienta para el cálculo del factor de emisión para un sistema eléctrico”, versión v7.0<sup>(1)</sup>. La síntesis del informe se indica a continuación:

El factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador, se calculó con datos estadísticos de la operación del sistema eléctrico continental del Ecuador para los años 2017 - 2019 dando como resultado el Factor de emisión del Margen de Operación (OM), la herramienta metodológica de la UNFCCC establece que el cálculo del factor de emisión de CO<sub>2</sub> para las unidades de generación se lo realice utilizando la siguiente ecuación:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

$EF_{EL,m,y}$  = Factor de emisión de CO<sub>2</sub> de las unidades de generación m en el año y (t CO<sub>2</sub>/MWh).

$FC_{i,m,y}$  = Cantidad de combustible fósil  $i$  consumido en el año  $y$  de las unidades de generación  $m$  (unidad de masa o volumen).

$NCV_{i,y}$  = Poder calorífico neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo  $i$  en el año  $y$  (TJ/unidad de masa o volumen).

$EF_{CO_2,i,y}$  = Factor de emisión de  $CO_2$  por tipo de combustible  $i$  en el año  $y$  ( $tCO_2/TJ$ ).

$EG_{m,y}$  = Energía neta generada en el año  $y$  a excepción de las unidades de bajo costo (MWh).

(1) Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

En la tabla Nro. 1 se presentan los resultados que se obtuvieron del margen de operación para los años del 2017 al 2019.

**Tabla Nro. 1: Resultados del Margen de Operación (OM) para los años 2017, 2018 y 2019**

Parámetros		Unidad
Lambda	$\lambda$ 2017	0,3136
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2017} \times EF_{EL,m,2017}$	2.397.507,90
	$\sum_m EG_{m,2017}$	3.353.882,79
Generadores bajo costo	$\sum_k EG_{k,2017} \times EF_{EL,k,2017}$	0,000
	$\sum_k EG_{k,2017}$	20.295.425,36
	$EF_{grid,OM-adj,2017}$	0,4907

Parámetros		Unidad
Lambda	$\lambda$ 2018	0,2805
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2018} \times EF_{EL,m,2018}$	2.746.531,29
	$\sum_m EG_{m,2018}$	3.715.186,23
Generadores bajo costo	$\sum_k EG_{k,2018} \times EF_{EL,k,2018}$	0,000
	$\sum_k EG_{k,2018}$	21.023.546,99
	$EF_{grid,OM-adj,2018}$	0,5319

Parámetros		Unidad
Lambda	$\lambda$ 2019	0,3905
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2019} \times EF_{EL,m,2019}$	1.927.693,34
	$\sum_m EG_{m,2019}$	2.605.360,60
Generadores bajo costo	$\sum_k EG_{k,2019} \times EF_{EL,k,2019}$	0,000
	$\sum_k EG_{k,2019}$	24.877.040,20
	$EF_{grid,OM-adj,2019}$	0,4509

Por otra parte, se establece el cálculo de las emisiones de los proyectos ingresados en los últimos 5 años o que corresponda el 20 % de la producción energética del último año de la estadística, determinando con ello el Factor de Emisión del Margen de Construcción (BM). Con estos dos indicadores se establece el Factor de Emisión de Margen Combinado (CM); el cual, debe ser considerado para el cálculo de la línea base de uno de los nuevos proyectos de energía renovable que ingrese a la red eléctrica y desplace generación de mayor costo basado en el uso de combustible fósil.

En base a los resultados anteriores con referencia al margen de operación, se puede establecer que el cálculo del factor de emisión del  $CO_2$  Ex ante, considera la ponderación de los últimos tres años.

$$EF_{OM,2017-2019} = 0,4897 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

El Margen de Construcción con datos operativos del año 2019 es el siguiente:

$$EF_{BM,2019} = 0,00 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

El factor de emisión del margen combinado representa un promedio ponderado de los márgenes OM y BM calculados, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$EF_{CM,2017-2019} = EF_{OM,2017-2019} \times W_{OM} + EF_{BM,2019} \times W_{BM}$$

Los resultados estimados en el estudio toman en cuenta que las ponderaciones corresponden el 50 % del OM y el BM con lo que tenemos el siguiente resultado:

$$EF_{CM,2017-2019} = 0,2449 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

# Resultados

Del informe 2019 del Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador, se debe destacar los resultados más relevantes:

El factor de emisión que se debe considerar para certificar reducción de emisiones en proyectos de energía renovable por centrales hidroeléctricas o por cogeneración y en proyectos de eficiencia energética es el margen combinado CM.

**Factor Ex Ante** toma en cuenta los últimos tres años de operación de la red eléctrica.

$$EF_{CM,2017-2019} = 0,2449 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

**Factor Ex Post** toma en cuenta el último año de operación de la red eléctrica

$$EF_{CM,2019} = 0,2255 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

Para centrales fotovoltaicas o eólicas, los factores a utilizar en nuevos proyectos son:

**Factor Ex Ante**

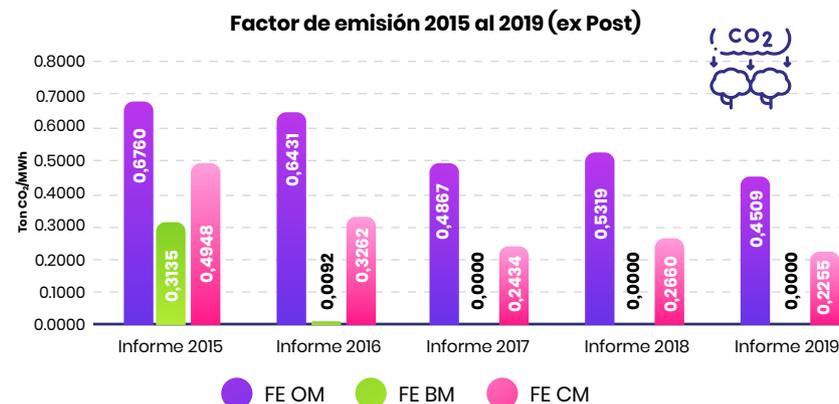
$$EF_{CM,2017-2019} = 0,3673 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

**Factor Ex Post**

$$EF_{CM,2019} = 0,3382 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

La comisión CTFE viene realizando la actualización anual de estos factores de emisión desde el año 2010, por lo que en la gráfica Nro. 1 se presenta una estadística de los tres factores de emisión del 2015 al 2019.

**Gráfica Nro. 1:** Estadística de los márgenes del factor de emisión del 2015 a 2019



La estimación de gases de efecto invernadero emitidas al ambiente por parte del SNI, considerando el periodo del 2013 al 2019 se presentan la gráfica Nro. 2.

**Gráfica Nro. 2:** Estimación de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente del 2013 al 2019



Estos factores son aplicables para:

- Proyectos de generación eléctrica que desplace el uso de combustibles fósiles en el SNI; es decir, cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministra electricidad a una red.

- Proyectos que resultan en ahorros de energía eléctrica suministrada por la red del SNI (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética).

Es importante considerar que, las emisiones de CO<sub>2</sub> en el cálculo de huella de carbono, corresponden proporcionalmente conforme se señala en la sección de resultados del Margen de Operación (OM). Esto aplica para el Sistema Nacional Interconectado, en el desarrollo de los siguientes estudios:

- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica en el año de operación;
- Inventarios de emisiones de GEI en el año de operación; y,
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa, mediante la cual se puede cuantificar las emisiones de GEI de una organización.



Volcán Antisana - Pichincha  
Autor: Fundación Natura

### Anexo G.1.: Energía producida por tipo de empresa, periodo 2010-2019 (GWh) (1/4)

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Generadora	Eólica	CELEC-Gensur	-	-	-	53,25	75,84	92,46	78,02	67,19	73,70	79,98	
		Eolicosa	3,43	3,34	2,40	3,45	3,86	3,40	1,31	-	-	-	
	<b>Total Eólica</b>		<b>3,43</b>	<b>3,34</b>	<b>2,40</b>	<b>56,70</b>	<b>79,70</b>	<b>95,86</b>	<b>79,33</b>	<b>67,19</b>	<b>73,70</b>	<b>79,98</b>	
	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65	6.488,44	6.730,56	
		CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	-	101,48	1.015,86	
		CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	-	261,71	621,20	
		CELEC-Hidroagoyán	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	2.539,45	
		CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	-	6,84	20,37	22,30	27,36	
		CELEC-Hidronación	773,79	657,39	1.051,04	832,86	948,18	1.080,85	1.224,90	1.208,97	992,33	1.330,66	
		CELEC-Hidropaute	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	8.779,95	
		Ecuagesa	-	-	-	-	-	-	36,73	212,35	210,60	213,31	
		Elecaastro	173,23	240,95	325,60	385,03	394,87	442,54	381,32	418,16	379,80	419,01	
		ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,31	213,85
		EPMAPS	137,41	145,60	146,80	177,62	171,78	171,77	170,39	170,55	96,99	102,90	
		Hidropastaza	1.043,88	913,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Hidrosibimbe	87,95	105,23	100,50	85,71	99,35	106,25	99,80	100,62	80,42	99,97	
		Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60,97
		Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	-	-	25,60	99,17	99,59

Anexo G.1.: Energía producida por tipo de empresa, periodo 2010-2019 (GWh) (2/4)

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Generadora	Hidráulica	Hidrotambo	-	-	-	-	-	-	32,04	42,29	40,56	44,46	
		Hidrotavalo	-	-	-	-	-	-	-	3,64	4,89	4,41	
		Hidrovictoria	-	-	-	-	-	-	1,79	28,59	46,08	44,42	
		IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	-	57,84	61,71	
	<b>Total Hidráulica</b>			<b>7.584,15</b>	<b>9.905,14</b>	<b>11.079,45</b>	<b>9.940,02</b>	<b>10.295,69</b>	<b>11.842,66</b>	<b>14.565,07</b>	<b>18.380,96</b>	<b>18.717,33</b>	<b>22.409,65</b>
	Solar	Altgenotec	-	-	-	-	0,84	0,92	1,11	1,07	1,10	0,82	
		Brineforcorp	-	-	-	-	0,34	1,40	1,21	1,17	1,22	1,20	
		Electrisol	-	-	-	-	1,54	1,71	1,65	1,61	1,67	1,60	
		Enersol	-	-	-	0,54	0,73	0,69	0,67	0,67	0,67	0,68	
		Epfotovoltaica	-	-	-	1,22	2,99	3,00	3,06	2,91	2,98	2,89	
		Genrenotec	-	-	-	-	0,82	1,09	1,12	1,09	1,12	0,82	
		Gonzanergy	-	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64	1,65	1,58	
		Gransolar	-	-	-	-	2,72	5,80	5,93	5,65	5,82	5,71	
		Lojaenergy	-	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52	1,55	1,50	
		Renova Loja	-	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37	1,37	1,32	
		Sabiangosolar	-	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50	1,56	1,40	
		San Pedro	-	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66	1,68	1,63	
		Sanersol	-	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25	1,21	1,14	
		Sansau	-	-	-	-	0,72	1,29	1,31	1,04	1,19	1,20	
		Saracaysol	-	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27	1,22	1,17	
		Solchacras	-	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10	1,15	1,12	
		Solhuaqui	-	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14	1,14	1,12	
		Solsantonio	-	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15	1,16	1,15	
		Solsantros	-	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28	1,26	1,17	
		Surenergy	-	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45	1,46	1,42	
	Valsolar	-	-	-	1,34	1,34	1,46	1,51	1,44	1,40	1,29		
	Wildtecsa	-	-	-	-	0,72	1,29	1,31	1,26	1,19	1,21		
	<b>Total Solar</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3,10</b>	<b>14,71</b>	<b>33,30</b>	<b>35,81</b>	<b>34,24</b>	<b>34,77</b>	<b>33,13</b>
	Térmica	CELEC-Electroguayas	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	1.294,17	
		CELEC-Termoesmeraldas	486,15	780,06	1.446,95	1.763,33	1.862,64	1.795,73	1.426,80	803,23	739,70	338,37	
		CELEC-Termogas Machala	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	820,18	
		CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	-	356,63	278,89	
		CELEC-Termopichincha	1.081,52	885,71	891,24	1.066,17	1.151,09	1.264,75	1.091,71	436,00	393,84	317,49	
Elecaustro		59,41	73,59	69,45	88,30	92,37	86,18	55,21	14,48	31,07	3,71		
Electroquil		514,78	228,88	225,22	258,28	280,48	373,73	241,42	-	-	-		
Generoca		170,41	141,64	126,93	129,40	132,77	116,98	89,90	6,15	40,67	15,69		
Intervisa Trade		328,90	229,03	60,78	169,81	183,13	297,25	126,58	-	-	-		
Termoguayas		595,79	540,97	546,45	632,93	623,19	622,91	432,17	64,87	-	-		
<b>Total Térmica</b>			<b>7.151,87</b>	<b>5.886,05</b>	<b>6.667,29</b>	<b>8.174,60</b>	<b>8.804,31</b>	<b>8.582,79</b>	<b>6.952,18</b>	<b>3.674,72</b>	<b>4.072,38</b>	<b>3.068,49</b>	
Biogas	EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	-	3,62	5,28	3,78		
	Gasgreen	-	-	-	-	-	-	12,88	24,21	40,25	37,38		
<b>Total Biogas</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12,88</b>	<b>27,82</b>	<b>45,52</b>	<b>41,16</b>		
<b>Total Generadora</b>			<b>14.739,45</b>	<b>15.794,54</b>	<b>17.749,14</b>	<b>18.174,42</b>	<b>19.194,41</b>	<b>20.554,61</b>	<b>21.645,27</b>	<b>22.184,93</b>	<b>22.943,70</b>	<b>25.632,40</b>	

Anexo G.1.: Energía producida por tipo de empresa, periodo 2010-2019 (GWh) (3/4)

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Distribuidora	Eólica	E.E. Galápagos	-	-	-	-	0,04	2,95	4,63	6,21	6,56	5,55	
	<b>Total Eólica</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,04</b>	<b>2,95</b>	<b>4,63</b>	<b>6,21</b>	<b>6,56</b>	<b>5,55</b>	
	Hidráulica	CNEL-Bolivar		4,51	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Sucumbios		0,74	0,90	0,66	-	-	-	-	-	-	-
		E.E. Ambato		10,02	8,87	12,60	9,64	9,89	12,70	11,47	13,08	12,89	14,71
		E.E. Centro Sur		0,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		E.E. Cotopaxi		51,55	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80	58,96	61,72
		E.E. Norte		50,24	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30	56,03	48,58
		E.E. Quito		357,99	463,08	395,74	342,67	378,32	306,54	303,48	367,78	351,26	330,99
		E.E. Riobamba		104,07	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90	90,62	76,81
		E.E. Sur		15,60	16,84	18,09	17,79	18,46	13,84	16,73	18,12	16,62	21,04
	<b>Total Hidráulica</b>		<b>595,10</b>	<b>722,76</b>	<b>647,59</b>	<b>585,08</b>	<b>639,77</b>	<b>556,17</b>	<b>538,39</b>	<b>625,98</b>	<b>586,39</b>	<b>553,86</b>	
	Solar	E.E. Ambato		-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	0,03
		E.E. Centro Sur		-	0,05	0,31	0,54	0,59	0,66	0,73	0,74	0,72	0,69
		E.E. Galápagos		-	0,01	0,02	0,02	1,18	2,09	2,22	2,50	2,56	3,77
	<b>Total Solar</b>		<b>-</b>	<b>0,06</b>	<b>0,33</b>	<b>0,56</b>	<b>1,77</b>	<b>2,76</b>	<b>2,94</b>	<b>3,24</b>	<b>3,31</b>	<b>4,49</b>	
	Térmica	CNEL-EI Oro		0,09	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Guayaquil		603,35	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78	68,58	62,25
		CNEL-Sucumbios		61,21	46,59	14,49	-	-	-	-	-	-	-
		E.E. Ambato		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			29,27	31,89	36,73	37,04	42,32	45,46	13,98	-	-	-	
E.E. Norte			2,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
E.E. Quito			199,65	156,33	147,53	176,56	172,96	178,63	109,87	23,41	49,93	5,83	
E.E. Riobamba			1,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
E.E. Sur			23,29	14,14	9,95	15,98	8,42	9,60	7,14	0,08	0,15	0,16	
<b>Total Térmica</b>		<b>921,12</b>	<b>586,06</b>	<b>584,66</b>	<b>608,76</b>	<b>640,49</b>	<b>640,00</b>	<b>351,22</b>	<b>70,27</b>	<b>118,67</b>	<b>68,24</b>		
<b>Total Distribuidora</b>			<b>1.516,22</b>	<b>1.308,89</b>	<b>1.232,58</b>	<b>1.194,41</b>	<b>1.282,07</b>	<b>1.201,87</b>	<b>897,18</b>	<b>705,69</b>	<b>714,92</b>	<b>632,14</b>	
Autogeneradora	Biomasa	Coazucar	96,48	94,04	97,80	87,29	102,76	100,38	105,40	104,96	81,84	88,11	
		Ecoelectric	70,51	110,99	110,84	122,56	117,31	105,46	129,32	115,81	121,31	115,79	
		San Carlos	68,57	73,17	87,72	85,93	179,40	201,92	241,79	210,08	179,29	209,66	
	<b>Total Biomasa</b>		<b>235,56</b>	<b>278,20</b>	<b>296,35</b>	<b>295,79</b>	<b>399,47</b>	<b>407,75</b>	<b>476,52</b>	<b>430,85</b>	<b>382,44</b>	<b>413,56</b>	
	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi		2,82	1,66	2,19	2,45	2,17	1,74	1,44	2,38	1,76	2,02
		Consejo Provincial De Tungurahua		0,33	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,20	0,25	-	0,30
		Ecoluz		30,58	39,58	39,79	42,14	42,24	47,33	46,07	33,98	39,26	41,07
		Electrocordova		0,05	0,47	0,13	0,09	0,01	0,31	1,30	1,45	1,23	1,21
		Enermax		88,35	87,78	92,50	85,38	97,46	104,27	90,28	93,28	82,17	94,95
		Hidroabanico		299,63	324,82	315,40	321,76	321,85	317,27	319,70	317,47	322,44	270,53
		Hidroalto		-	-	-	-	-	-	-	146,14	333,04	384,21
		Hidroimbabura		-	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56	1,95	3,07	1,60	4,02
		Hidronormandia		-	-	-	-	-	-	-	-	126,94	386,94
		Hidrosanbartolo		-	-	-	-	-	166,01	204,09	417,99	404,41	423,89
		I.M. Mejia		7,60	9,88	8,51	7,82	6,94	5,31	2,37	1,78	3,19	6,62
		Moderna Alimentos		1,70	7,00	6,58	4,82	7,85	3,82	7,24	5,95	7,62	6,05

### Anexo G.1.: Energía producida por tipo de empresa, periodo 2010-2019 (GWh) (4/4)

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Autogeneradora		Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	1,29	1,03	1,32	0,97	1,09	
		Perlabi	7,14	14,58	13,49	7,20	7,97	6,32	7,57	11,20	8,80	7,77	
		SERMAA EP	1,34	1,36	0,31	2,50	2,02	1,67	4,67	3,75	3,31	4,79	
		UCEM	-	-	-	-	-	5,10	4,39	2,67	1,38	4,30	
		Vicunha	17,57	16,96	29,15	37,31	33,45	35,20	38,09	38,99	36,16	37,32	
	<b>Total Hidráulica</b>			<b>457,10</b>	<b>505,18</b>	<b>510,69</b>	<b>513,72</b>	<b>522,44</b>	<b>697,44</b>	<b>730,38</b>	<b>1.081,67</b>	<b>1.374,28</b>	<b>1.677,07</b>
	Térmica	Agip	208,71	221,71	229,33	231,94	237,24	210,91	215,32	231,54	248,67	231,82	
		Andes Petro	362,23	467,85	470,62	471,27	474,03	483,40	471,48	463,15	482,72	459,29	
		Moderna Alimentos	-	-	0,36	0,52	-	0,02	-	-	-	-	
		OCP Ecuador	24,97	24,04	24,05	24,24	21,20	19,14	17,81	18,13	18,27	20,01	
		Orion	-	-	-	-	-	0,60	6,31	11,26	15,11	8,54	
		Petroamazonas	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	2.342,79	
		Petrobras	69,26	82,09	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Petroproducción	227,29	213,76	258,22	-	-	-	-	-	-	-	
		Repsol	815,89	805,19	812,85	842,47	831,46	809,79	777,81	691,03	651,95	650,28	
		Rio Napo	-	-	-	-	-	39,45	22,89	-	-	-	
		Sipac	28,56	33,45	36,28	42,38	43,26	40,19	38,22	51,07	56,56	63,14	
		Tecpetrol	-	-	-	-	-	28,96	29,80	28,17	26,52	12,87	
		UCEM	-	-	-	-	-	-	0,01	0,05	0,03	0,01	
		UNACEM	127,62	96,93	156,21	160,04	163,99	172,63	171,77	155,21	164,62	140,03	
Vicunha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
<b>Total Térmica</b>			<b>2.561,47</b>	<b>2.657,34</b>	<b>3.059,20</b>	<b>3.081,99</b>	<b>2.908,82</b>	<b>3.088,51</b>	<b>3.564,51</b>	<b>3.629,76</b>	<b>3.828,24</b>	<b>3.928,79</b>	
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>3.254,14</b>	<b>3.440,72</b>	<b>3.866,24</b>	<b>3.891,50</b>	<b>3.830,73</b>	<b>4.193,70</b>	<b>4.771,41</b>	<b>5.142,28</b>	<b>5.584,96</b>	<b>6.019,41</b>	
<b>Total general</b>			<b>19.509,80</b>	<b>20.544,14</b>	<b>22.847,96</b>	<b>23.260,33</b>	<b>24.307,21</b>	<b>25.950,19</b>	<b>27.313,86</b>	<b>28.032,91</b>	<b>29.243,59</b>	<b>32.283,96</b>	

### Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (1/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
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

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (2/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2010	Intervisa Trade	328,90	327,94	-	327,94
	Termoguayas	595,79	595,79	-	595,79
<b>Total 2010</b>		<b>14.739,45</b>	<b>14.492,27</b>	<b>50,13</b>	<b>14.442,15</b>
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
	Eolicsa	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
<b>Total 2011</b>		<b>15.794,54</b>	<b>15.521,44</b>	<b>133,38</b>	<b>15.388,06</b>
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
	Eolicsa	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
<b>Total 2012</b>		<b>17.749,14</b>	<b>17.442,64</b>	<b>137,06</b>	<b>17.305,58</b>
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
	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

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (3/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
	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
	Eolicsa	3,45	3,45	-	3,45
	Epfotovoltaica	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
	<b>Total 2013</b>		<b>18.174,42</b>	<b>17.834,16</b>	<b>176,22</b>
2014	Altgenotec	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
	Eolicsa	3,86	3,86	-	3,86
	Epfotovoltaica	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	

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (4/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2014	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
<b>Total 2014</b>		<b>19.194,41</b>	<b>18.747,42</b>	<b>61,58</b>	<b>18.685,84</b>
2015	Altgenotec	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
	Enersol	0,69	0,67	-	0,67
	Eolicsa	3,40	3,40	-	3,40
	Epfotovoltaica	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	

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (5/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2015	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
<b>Total 2015</b>		<b>20.554,61</b>	<b>20.135,54</b>	<b>67,36</b>	<b>20.068,19</b>
2016	Altgenotec	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
	Eolicsa	1,31	1,31	-	1,31
	Ep fotovoltaica	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	

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (6/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2016	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
<b>Total 2016</b>		<b>21.645,27</b>	<b>21.320,15</b>	<b>79,87</b>	<b>21.240,27</b>
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-Hidroagoyán	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
	Elecaastro	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

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (7/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2017	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
	Intervisa Trade	-	-	-	-
	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
	Solhuaqui	1,14	1,14	-	1,14
	Solsantonio	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	
<b>Total 2017</b>		<b>22.184,93</b>	<b>21.937,79</b>	<b>108,79</b>	<b>21.829,01</b>
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-Hidroagoyán	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

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (8/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2018	CELEC-Termomanabi	356,63	352,11	-	352,11
	CELEC-Termopichincha	393,84	383,30	-	383,30
	Ecuagesa	210,60	208,00	-	208,00
	Elecaastro	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
	Intervisa Trade	-	-	-	-
	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
	Solhuaqui	1,14	1,14	-	1,14
	Solsantonio	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	
<b>Total 2018</b>		<b>22.943,70</b>	<b>22.630,08</b>	<b>110,68</b>	<b>22.519,40</b>

## Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (9/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2019	Altgenotec	0,82	0,81	-	0,81
	Brineforcorp	1,20	1,20	-	1,20
	CELEC-Coca Codo Sinclair	6.730,56	6.730,56	-	6.730,56
	CELEC-Electroguayas	1.294,17	1.201,97	-	1.201,97
	CELEC-Enerjubones	1.015,86	1.007,46	-	1.007,46
	CELEC-Gensur	701,18	695,28	-	695,28
	CELEC-Hidroagoyán	2.539,45	2.527,51	-	2.527,51
	CELEC-Hidroazogues	27,36	27,00	-	27,00
	CELEC-Hidronación	1.330,66	1.314,83	-	1.314,83
	CELEC-Hidropaute	8.779,95	8.750,97	-	8.750,97
	CELEC-Termoesmeraldas	338,37	304,51	82,20	222,31
	CELEC-Termogas Machala	820,18	798,68	-	798,68
	CELEC-Termomanabí	278,89	275,55	-	275,55
	CELEC-Termopichincha	317,49	312,81	-	312,81
	Ecuagesa	213,31	210,58	-	210,58
	Elecaastro	422,72	417,74	-	417,74
	Electrisol	1,60	1,51	-	1,51
	ElitEnergy	213,85	211,53	-	211,53
	EMAC-BGP	3,78	3,77	-	3,77
	Enersol	0,68	0,64	-	0,64
	Epfotovoltaica	2,89	2,86	-	2,86
	EPMAPS	102,90	61,65	21,09	40,57
	Gasgreen	37,38	36,67	-	36,67
	Generoca	15,69	14,88	-	14,88
	Genrenotec	0,82	0,81	-	0,81
	Gonzanergy	1,58	1,58	-	1,58
	Gransolar	5,71	5,71	-	5,71
	Hidrosibimbe	99,97	99,97	-	99,97
	Hidrosierra	60,97	60,50	-	60,50
	Hidrosigchos	99,59	99,57	-	99,57
	Hidrotambo	44,46	44,46	-	44,46
	Hidrotavalo	4,41	4,41	4,41	-
	Hidrovictoria	44,42	44,40	-	44,40
	IPNEGAL	61,71	61,22	-	61,22
	Lojaenergy	1,50	1,50	-	1,50
	Renova Loja	1,32	1,32	-	1,32
	Sabiangosolar	1,40	1,40	-	1,40
	San Pedro	1,63	1,63	-	1,63
	Sanersol	1,14	1,14	-	1,14
	Sansau	1,20	1,20	-	1,20
Saracaysol	1,17	1,17	-	1,17	
Solchacras	1,12	1,12	-	1,12	

### Anexo G.2.: Energía producida por empresa generadora (10/10)

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2019	Solhuaqui	1,12	1,12	-	1,12
	Solsantonio	1,15	1,15	-	1,15
	Solsantros	1,17	1,17	-	1,17
	Surenergy	1,42	1,42	-	1,42
	Valsolar	1,29	1,27	-	1,27
	Wildtecsa	1,21	1,21	-	1,21
<b>Total 2019</b>		<b>25.632,40</b>	<b>25.351,42</b>	<b>107,70</b>	<b>25.243,73</b>

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (1/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2010	Agip	208.709,19	199.960,74	0,00	199.960,74
	Agua y Gas de Sillunchi	2.821,84	2.821,84	31,52	2.790,32
	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	34.746,75	28.541,67
	Ecoluz	30.581,15	29.718,24	29.718,24	-
	Electroandina	-	-	-	-
	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	714,63	982,07
	Perlabi	7.140,69	7.102,77	-	7.102,77
	Petroamazonas	696.944,85	683.438,73	0,00	683.438,73
	Petrobras	69.260,52	61.529,47	0,00	61.529,47
	Petroproducción	227.289,45	220.470,77	0,00	220.470,77
	Repsol	815.886,97	801.731,23	0,00	801.731,23
	San Carlos	68.568,61	65.952,36	29.556,22	36.396,14
	Sipac	28.556,14	27.962,99	-	27.962,99
	Vicunha	17.569,60	16.785,24	312,95	16.472,29
	SERMAA EP	1.335,40	1.335,40	1.335,40	-
UNACEM	127.621,69	151.536,59	6.116,24	145.420,35	
OCP Ecuador	24.973,60	28.727,20	0,00	28.727,20	
Coazucar	96.480,14	96.591,92	51.021,31	45.570,61	
<b>Total 2010</b>		<b>3.254.185,78</b>	<b>3.219.011,90</b>	<b>563.439,78</b>	<b>2.655.572,11</b>

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (2/8)

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	27,64	1.634,48
	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	64.924,24	39.104,86
	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	-
	Hidroabanico	324.815,09	327.121,14	327.121,14	-
	Hidroservice	-	-	-	-
	I.M. Mejía	9.877,56	9.877,56	9.877,56	-
	Moderna Alimentos	7.004,42	7.004,19	7.004,19	-
	Perlabi	14.577,51	14.539,11	14.539,11	-
	Petroamazonas	712.321,05	697.646,65	0,00	697.646,65
	Petrobras	82.094,89	73.821,64	-	73.821,64
	Petroproducción	213.757,04	207.344,33	0,00	207.344,33
	Repsol	805.192,87	789.923,91	0,00	789.923,91
	San Carlos	73.173,19	71.536,25	33.329,08	38.207,17
	Sipac	33.445,44	32.345,88	0,00	32.345,88
	Vicunha	16.962,75	15.693,45	131,11	15.562,34
SERMAA EP	1.357,15	1.357,15	1.357,15	-	
UNACEM	96.926,15	157.127,55	478,02	156.649,53	
OCP Ecuador	24.038,69	28.895,55	0,00	28.895,55	
Coazucar	94.035,77	94.395,22	49.016,63	45.378,59	
<b>Total 2011</b>		<b>3.440.718,72</b>	<b>3.428.118,15</b>	<b>635.568,47</b>	<b>2.792.549,68</b>
2012	Agip	229.331,28	220.436,19	0,04	220.436,15
	Agua y Gas de Sillunchi	2.193,94	2.193,94	72,28	2.121,66
	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	61.804,61	42.031,40
	Ecoluz	39.793,83	38.701,00	38.701,00	-
	Electroandina	-	-	-	-
	Electrocordova	134,10	134,10	134,10	-
	Enermax	92.501,27	92.486,84	92.486,84	-
	Hidroabanico	315.402,45	321.162,38	321.162,38	-
	Hidroimbabura	1.986,27	1.986,27	1.986,27	-
	Hidroservice	-	-	-	-
	I.M. Mejía	8.510,72	8.510,72	8.510,72	-
	Moderna Alimentos	6.942,48	6.942,25	6.942,25	-
	Perlabi	13.485,17	13.446,77	98,94	13.347,83

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (3/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2012	Petroamazonas	1.071.288,68	1.046.428,64	-	1.046.428,64
	Petroproducción	258.215,11	250.845,32	0,00	250.845,32
	Repsol	812.847,95	798.173,48	0,00	798.173,48
	San Carlos	87.715,63	86.110,02	43.017,54	43.092,48
	Sipac	36.277,49	34.114,03	0,00	34.114,03
	Vicunha	29.151,45	27.257,00	299,78	26.957,22
	SERMAA EP	310,40	310,40	310,40	-
	UNACEM	156.209,46	161.261,38	9.043,87	152.217,51
	OCP Ecuador	24.046,58	29.181,61	0,00	29.181,61
	Coazucar	97.797,79	98.105,92	50.828,07	47.277,84
<b>Total 2012</b>		<b>3.866.243,82</b>	<b>3.806.432,22</b>	<b>636.037,14</b>	<b>3.170.395,08</b>
2013	Agip	231.941,21	218.810,41	0,06	218.810,35
	Agua y Gas de Sillunchi	2.445,23	2.445,23	244,24	2.201,00
	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	78.276,13	36.339,92
	Ecoluz	42.142,09	40.920,73	40.920,73	-
	Electroandina	-	-	-	-
	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	-
	Hidroservice	-	-	-	-
	I.M. Mejía	7.824,24	7.824,24	7.824,24	-
	Moderna Alimentos	5.346,34	5.346,12	5.346,12	-
	Perlabi	7.204,86	7.166,46	0,67	7.165,79
	Petroamazonas	1.309.118,97	1.271.636,66	699,36	1.270.937,30
	Repsol	842.470,13	827.574,37	0,00	827.574,37
	San Carlos	85.934,26	84.668,58	39.075,71	45.592,87
	Sipac	42.382,33	39.854,22	0,00	39.854,22
	Vicunha	37.313,75	34.889,12	18.220,49	16.668,63
SERMAA EP	2.500,82	2.500,82	2.500,82	-	
UNACEM	160.041,55	172.152,75	6.134,28	166.018,47	
OCP Ecuador	24.242,92	29.345,10	0,00	29.345,10	
Coazucar	87.292,85	88.123,00	43.673,11	44.449,89	
<b>Total 2013</b>		<b>3.891.498,32</b>	<b>3.827.268,77</b>	<b>656.398,42</b>	<b>3.170.870,34</b>

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (4/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2014	Agip	237.237,29	226.635,39	0,06	226.635,34
	Agua y Gas de Sillunchi	2.165,66	2.165,66	274,23	1.891,43
	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	64.126,61	44.566,96
	Ecoluz	42.244,73	41.189,91	39.097,91	2.092,00
	Electroandina	-	-	-	-
	Electrocordova	8,50	8,50	8,50	-
	Enermax	97.462,26	98.850,98	43.674,95	55.176,03
	Hidroabanico	321.849,00	327.678,51	40.481,08	287.197,43
	Hidroimbabura	122,26	122,26	122,26	-
	Hidroservice	-	-	-	-
	I.M. Mejía	6.941,79	6.941,79	6.941,79	-
	Moderna Alimentos	7.853,88	7.853,65	7.853,65	-
	Perlabi	7.968,72	7.930,32	0,00	7.930,32
	Petroamazonas	1.137.632,83	1.094.877,51	0,00	1.094.877,51
	Repsol	831.464,79	817.617,67	0,00	817.617,67
	San Carlos	179.396,71	176.767,23	115.810,56	60.956,67
	Sipac	43.264,00	40.671,65	0,00	40.671,65
	Vicunha	33.453,76	31.686,32	770,31	30.916,01
SERMAA EP	2.016,54	2.016,54	2.016,54	-	
UNACEM	163.987,66	172.006,28	8.712,55	163.293,72	
OCP Ecuador	21.204,54	28.155,01	0,00	28.155,01	
Coazucar	102.760,26	102.890,37	49.583,48	53.306,89	
<b>Total 2014</b>		<b>3.830.730,68</b>	<b>3.762.715,42</b>	<b>379.827,29</b>	<b>3.382.888,13</b>
2015	Agip	210.908,77	200.573,94	0,02	200.573,92
	Agua y Gas de Sillunchi	1.741,78	1.741,78	41,29	1.700,49
	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	57.638,96	41.239,67
	Ecoluz	47.331,89	46.481,36	44.322,46	2.158,90
	Electrocordova	312,50	312,50	-	312,50
	Enermax	104.268,23	104.462,57	51.344,07	53.118,51
	Hidroabanico	317.266,30	325.687,13	45.720,00	279.967,13
	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	2.961,38	878,36
	Perlabi	6.319,05	6.280,65	0,00	6.280,65
	Petroamazonas	1.283.431,14	1.233.679,29	0,00	1.233.679,29
	Repsol	809.785,32	796.088,21	0,00	796.088,21
	San Carlos	201.919,10	199.119,53	139.637,43	59.482,10
Sipac	40.193,79	37.787,53	0,00	37.787,53	

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (5/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2015	Vicunha	35.195,91	33.400,94	935,89	32.465,05
	Hidrosanbartolo	166.007,22	166.581,41	154.476,40	12.105,01
	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	0,00	534,04
	UNACEM	172.628,98	174.486,02	13.010,04	161.475,98
	OCP Ecuador	19.143,11	17.210,78	0,00	17.210,78
	Coazucar	100.375,51	100.869,28	49.389,02	51.480,26
<b>Total 2015</b>		<b>4.193.704,34</b>	<b>4.109.048,74</b>	<b>569.559,55</b>	<b>3.539.489,19</b>
2016	Agip	215.323,35	209.510,05	0,01	209.510,05
	Agua y Gas de Sillunchi	1.436,58	1.436,58	58,20	1.378,38
	Andes Petro	471.478,42	464.962,42	12,26	464.950,16
	Consejo Provincial De Tungurahua	195,85	195,85	195,85	-
	Ecoelectric	129.322,10	120.076,93	66.958,93	53.118,00
	Ecoluz	46.070,59	45.445,41	26.755,07	18.690,34
	Electrocordova	1.295,00	1.295,00	72,50	1.222,50
	Enermax	90.276,84	90.276,84	55.499,28	34.777,56
	Hidroabanico	319.703,73	319.700,31	56.174,28	263.526,02
	Hidroimbabura	1.945,38	1.945,38	1.945,38	-
	I.M. Mejia	2.368,14	2.368,14	2.368,14	-
	Moderna Alimentos	7.239,55	7.239,31	1.567,31	5.672,00
	Perlabi	7.572,91	7.534,51	0,01	7.534,50
	Petroamazonas	1.813.089,28	1.774.687,72	-	1.774.687,72
	Repsol	777.806,93	760.391,81	0,00	760.391,81
	San Carlos	241.793,60	216.484,26	146.841,17	69.643,09
	Sipac	38.224,19	35.933,52	0,10	35.933,42
	Vicunha	38.089,32	35.945,06	312,32	35.632,74
	Hidrosanbartolo	204.087,19	203.990,49	151.484,62	52.505,87
	Municipio Cantón Espejo	1.033,53	1.033,53	1.033,53	-
	Tecpetrol	29.802,42	29.782,82	0,40	29.782,42
	UCEM	4.401,71	4.401,71	1.241,21	3.160,50
	Río Napo	22.893,76	22.893,76	2.230,60	20.663,16
	SERMAA EP	4.671,80	4.671,80	4.621,74	50,06
Orion	6.309,39	5.830,28	0,02	5.830,26	
UNACEM	171.766,91	162.067,20	16.846,73	145.220,47	
OCP Ecuador	17.810,49	15.989,87	1.364,89	14.624,98	
Coazucar	105.403,94	105.403,94	52.882,28	52.521,66	
<b>Total 2016</b>		<b>4.771.412,91</b>	<b>4.651.494,50</b>	<b>590.466,85</b>	<b>4.061.027,65</b>

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (6/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2017	Agip	231.535,86	226.213,76	-	226.213,76
	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	53.923,00	52.410,30
	Ecoluz	33.981,22	33.558,16	13.202,50	20.355,66
	Electrocordova	1.448,00	1.448,00	-	1.448,00
	Enermax	93.277,21	93.277,21	57.341,15	35.936,06
	Hidroabanico	317.469,78	317.464,24	44.091,28	273.372,97
	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	1.670,82	4.281,64
	Perlabi	11.197,26	11.158,86	-	11.158,86
	Petroamazonas	1.980.155,23	1.939.875,69	0,00	1.939.875,69
	Repsol	691.025,97	676.643,97	0,00	676.643,97
	San Carlos	210.083,32	170.508,62	109.694,27	60.814,35
	Sipac	51.074,75	48.019,76	0,00	48.019,76
	Vicunha	38.994,73	37.113,25	114,06	36.999,19
	Hidrosanbartolo	417.985,90	417.813,10	166.855,33	250.957,78
	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	3.570,90	183,76
	Orion	11.264,50	10.238,50	0,00	10.238,50
UNACEM	155.209,88	147.088,40	6.411,32	140.677,08	
OCP Ecuador	18.134,18	16.287,51	0,00	16.287,51	
Coazucar	104.957,03	104.957,03	54.612,38	50.344,65	
Hidroalto	146.141,38	146.141,38	56.203,89	89.937,49	
<b>Total 2017</b>		<b>5.142.282,39</b>	<b>5.010.186,01</b>	<b>574.106,17</b>	<b>4.436.079,84</b>
2018	Agip	248.665,92	243.216,02	-	243.216,02
	Agua y Gas de Sillunchi	1.762,75	1.762,75	0,01	1.762,74
	Andes Petro	482.723,06	476.332,06	-	476.332,06
	Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	-
	Ecoelectric	121.310,18	112.367,42	39.471,98	72.895,44
	Ecoluz	39.255,18	38.774,13	18.056,29	20.717,85
	Electrocordova	1.233,02	1.233,02	-	1.233,02
	Enermax	82.169,65	82.169,65	33.302,57	48.867,08

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (7/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2018	Hidroabanico	322.435,50	322.426,69	77.872,80	244.553,88
	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	2.251,44	5.370,30
	Perlabi	8.802,62	8.764,22	0,00	8.764,21
	Petroamazonas	2.163.779,21	2.120.304,10	0,00	2.120.304,10
	Repsol	651.950,59	639.554,04	0,00	639.554,04
	San Carlos	179.293,11	177.607,13	121.224,64	56.382,49
	Sipac	56.562,82	53.178,85	0,00	53.178,85
	Vicunha	36.159,94	34.612,87	119,75	34.493,12
	Hidrosanbartolo	404.409,35	404.236,55	152.873,98	251.362,58
	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	3.233,85	77,56
	Orion	15.113,31	13.956,46	-	13.956,46
	UNACEM	164.624,92	156.285,65	7.631,20	148.654,45
	OCP Ecuador	18.268,17	16.382,33	0,00	16.382,33
	Coazucar	81.840,87	81.840,87	34.677,04	47.163,82
	Hidroalto	333.038,29	333.038,29	103.614,03	229.424,26
Hidronormandia	126.941,39	125.742,66	92.301,08	33.441,58	
<b>Total 2018</b>		<b>5.584.963,25</b>	<b>5.488.389,44</b>	<b>692.389,57</b>	<b>4.795.999,87</b>
2019	Agip	231.820,91	226.452,81	-	226.452,81
	Agua y Gas de Sillunchi	2.019,00	2.019,00	-	2.019,00
	Andes Petro	459.293,30	452.969,30	7.143,19	445.826,11
	Consejo Provincial De Tungurahua	304,32	304,32	304,32	-
	Ecoelectric	115.789,25	106.959,53	4.259,45	102.700,08
	Ecoluz	41.067,73	40.556,79	11.838,98	28.717,82
	Electrocordova	1.207,58	1.207,58	-	1.207,58
	Enermax	94.951,13	94.951,13	17.355,49	77.595,65
	Hidroabanico	270.530,02	270.527,70	14.276,63	256.251,07
	Hidroimbabura	4.021,47	4.021,47	4.021,47	-
	I.M. Mejía	6.617,49	6.617,49	6.617,49	-
	Moderna Alimentos	6.049,73	6.049,49	1.746,24	4.303,25
	Perlabi	7.771,56	7.733,16	1.935,17	5.798,00
	Petroamazonas	2.342.791,12	2.299.247,05	0,00	2.299.247,05
	Repsol	650.280,34	637.624,80	0,00	637.624,80
	San Carlos	209.658,53	207.005,78	136.533,86	70.471,92
	Sipac	63.138,33	59.363,81	0,00	59.363,81
	Vicunha	37.315,37	35.718,01	2.174,80	33.543,21
	Hidrosanbartolo	423.892,47	423.719,67	139.735,02	283.984,65
	Municipio Cantón Espejo	1.086,66	1.086,66	1.086,66	-

### Anexo G.3.: Energía producida por empresa autogeneradora (8/8)

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2019	Tecpetrol	12.870,33	12.860,43	-	12.860,43
	UCEM	4.311,00	4.311,00	-	4.311,00
	SERMAA EP	4.789,00	4.789,00	4.711,10	77,91
	Orion	8.541,83	7.862,07	-	7.862,07
	UNACEM	140.033,31	132.749,79	3.426,44	129.323,35
	OCP Ecuador	20.005,60	17.965,48	0,00	17.965,48
	Coazucar	88.111,83	88.111,83	41.125,17	46.986,65
	Hidroalto	384.206,59	384.206,59	112.483,08	271.723,51
	Hidronormandia	386.938,80	385.902,34	183.953,33	201.949,01
<b>Total 2019</b>		<b>6.019.414,59</b>	<b>5.922.894,07</b>	<b>694.727,87</b>	<b>5.228.166,20</b>





# Créditos

## Coordinación General:

Danilo Ojeda Paz  
Coordinador Técnico de Regulación y Control  
Eléctrico - ARCERNNR

## Dirección General:

Santiago Flores Gómez  
Director de Estudios e Información del Sector  
Eléctrico - ARCERNNR

## Elaboración:

Dirección de Estudios e Información del Sector  
Eléctrico - ARCERNNR  
Alexandra Maldonado Vizcaino  
Ana López Proaño  
Andrés Chiles Puma  
Christian Junia Guerra  
Marisol Díaz Espinoza  
Rodrigo Briones Vizquete  
Sara Dávila Rodríguez

## Revisión:

Participantes del sector eléctrico ecuatoriano

Coordinación Técnica de Regulación y Control  
Eléctrico -ARCERNNR

Coordinación General de Planificación y Gestión  
Estratégica -ARCERNNR

## Fotografías:

Mario Alejandro Tapia  
Marisol Díaz Espinoza  
Nestor Carrera  
Ministerio de Turismo  
Ministerio de Ambiente  
Ministerio de Obras Públicas  
Fundación Natura  
Participantes del sector eléctrico ecuatoriano  
Sofía Andrade

## Diseño y Diagramación:

Sofía Andrade  
VISIONSPROF

## Auspicio:

Banco Interamericano de Desarrollo -BID



**ISBN: 978-9942-07-946-6**

## Citar este documento como:

ARCERNNR, Estadística Anual y Multianual del  
Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019

Quito - Ecuador, noviembre 2020  
Todos los derechos reservados



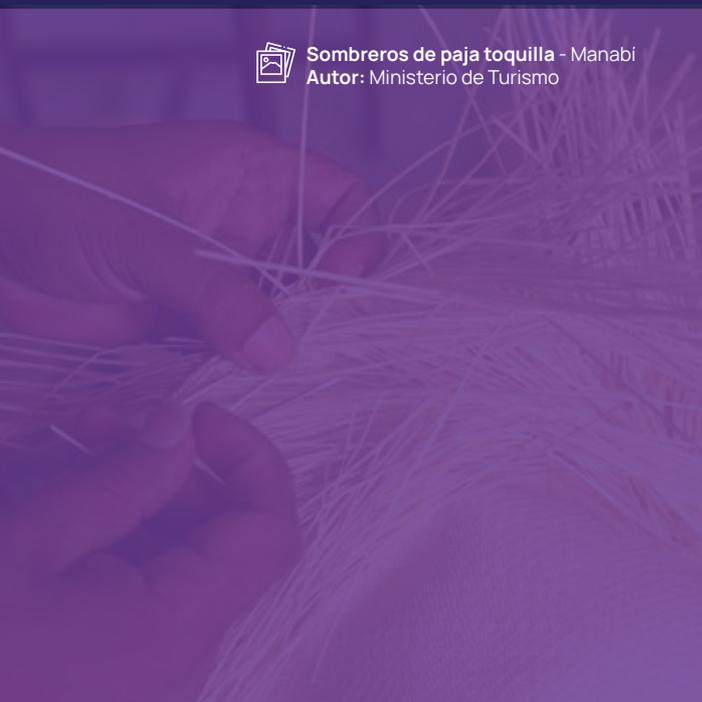
 **Anillo Vial Quevedo** - Los Ríos  
Autor: Ministerio de Obras Públicas



**Volcán Chimborazo** - Chimborazo  
Autor: Marisol Díaz Espinosa



 **Fauna - Los Ríos**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Sombreros de paja toquilla** - Manabí  
Autor: Ministerio de Turismo



 **San Mateo** - Manabí  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Piñán** - Imbabura  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Iguanas** - Galápagos  
Autor: Sofía Andrade



**Lagunas Amazonia** - Orellana  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Fauna Andes** - Chimborazo  
Autor: Ministerio de Turismo

 **Casa de Árboles - Pástaza**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Frailejones - Carchi**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Quevedo - Los Ríos**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Fauna Yasuni - Orellana**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Artesanías Otavalo - Imbabura**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Paisaje Amazonia - Pastaza**  
Autor: Ministerio de Turismo



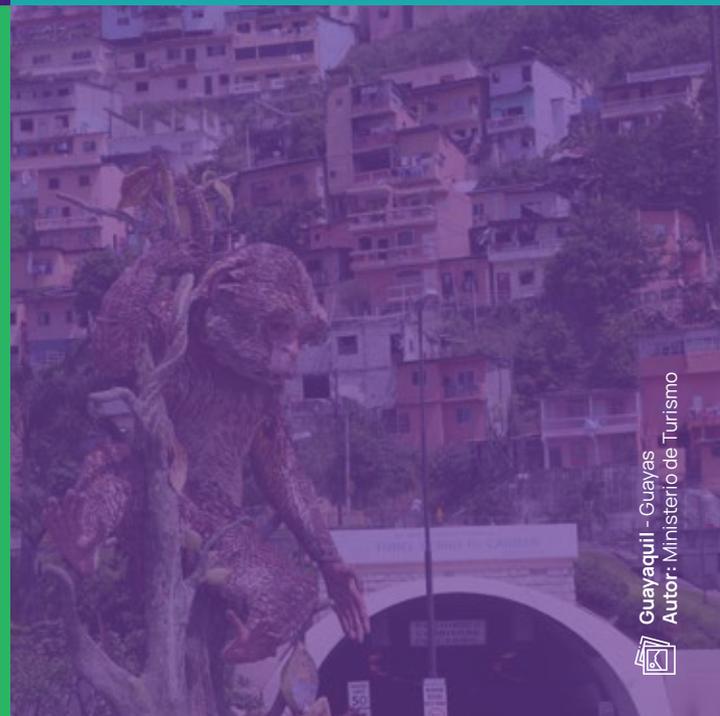
 **Fauna Yasuni - Orellana**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Playa Montañita - Santa Elena**  
Autor: Ministerio de Turismo



 **Guayaquil - Guayas**  
Autor: Ministerio de Turismo





AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL  
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES  
NO RENOVABLES



sembramos  
*Futuro*

*Lenín*



**Quito:** Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de los Shyris

**Armenia:** Calle Estadio entre Manuela Cañizares y Lola Quintana

ISBN 978-9942-07-946-6



9 789942 079466

[www.controrcursosyenergia.gob.ec](http://www.controrcursosyenergia.gob.ec)