



Agencia de Regulación y Control
de Energía y Recursos Naturales
No Renovables

ESTADÍSTICA

DEL SECTOR
ELÉCTRICO
ANUAL Y MULTIANUAL **ECUATORIANO**

2020





Iglesia de San Francisco - Píchincha
Autor: Ministerio de Turismo



Cara de Indio - Cañar
Autor: Ministerio de Turismo

Parque eólico - Galápagos
Autor: E.E. Galápagos



Volcán Cotopaxi - Cotopaxi
Autor: Ministerio de Turismo



Guayaquil - Guayas
Autor: Ministerio de Turismo



Deportes acuáticos - Manabí
Autor: Ministerio de Turismo



Sálinas - Santa Elena
Autor: Ministerio de Turismo



Instalaciones - Loja
Autor: E.E. Sur

Fauna - Pastaza
Autor: Ministerio de Turismo



Cuyabeno - Sucumbios
Autor: Ministerio de Turismo



Panorámica - Cañar
Autor: Ministerio de Turismo



Trabajos de mantenimiento - El Oro
Autor: CNEL-El Oro



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Guillermo Alberto Santiago Lasso Mendoza
Presidente Constitucional de la República del Ecuador

Alfredo Enrique Borrero Vega
Vicepresidente de la República del Ecuador



Juan Carlos Bermeo Calderón
Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables



Gabriel Alberto Arguello Ríos
Viceministro de Electricidad y Energía Renovable



Jaime Cristobal Cepeda Campaña
Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control
de Energía y Recursos Naturales No Renovables



Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

La energía eléctrica como un recurso permanente, estable y seguro se ha constituido en un componente apremiante para enfrentar la emergencia sanitaria a nivel mundial, tanto a nivel de Estado, para atender la situación hospitalaria; así como, para la sociedad y las familias, que han tenido que volcar todas sus actividades a casa.

Debido a la pandemia por el Covid-19, muchas de las economías mundiales se encuentran deprimidas y el mundo está expectante respecto a la reactivación y repunte de los comercios y las industrias, avizorando que, con la inoculación masiva de la población mundial, se podrá volver a una nueva normalidad. Dentro de lo cual, la operación del mercado nacional e internacional de energía eléctrica es clave.

Durante el 2020, debido al confinamiento, las necesidades energéticas dieron un giro a nivel mundial, registrándose una disminución considerable en la demanda de combustibles fósiles, ya que las actividades industriales, comerciales y de transporte disminuyeron.

Esta coyuntura muestra lo vital del servicio de energía eléctrica en la cotidianidad, lo que demanda a los países el caminar a la consolidación de un mercado de energía eléctrica equitativo, que responda a la demanda de sus ciudadanos, de manera efectiva y continua.

Ante una creciente demanda de energía y la disminución de las reservas petroleras mundiales, nace la necesidad imperante de contar con nuevas fuentes de generación, donde juega un papel importante la creación de fuentes alternas, que sean un recurso confiable y eficiente.

La producción y demanda de energía eléctrica, creciente en el Ecuador, requiere un marco regulatorio innovador, que establezca pautas y medidas claras, pero a la vez, que abra brechas para que, tanto a nivel técnico como económico, el mercado siga en latente crecimiento, en beneficio del país; por lo cual, es de gran importancia contar con datos estadísticos y medición de variables que aporten como base para la generación de normativa, políticas, etc.

Con esta base, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos No Renovables (ARCERNNR) trabaja en la regulación y control de este sector, en beneficio de la industria y mercado nacional de energía eléctrica y con el objeto de brindar un servicio de calidad a los consumidores residenciales e industriales.

En este contexto, 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 SISDAT para recolectar la información, a través de un proceso de minería de datos para garantizar su calidad.

Es así que la ARCERNNR elabora la publicación estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2020, producto de un trabajo sistematizado con todos los participantes del sector eléctrico ecuatoriano.

La Estadística del Sector Eléctrico 2020 nos muestra las principales cifras de generación, interconexión, distribución, comercialización, entre otras, que nos permiten conocer a mayor profundidad el panorama eléctrico nacional. La prolijidad técnica aplicada en la elaboración de esta publicación hace que esta aporte a la certificación de calidad otorgada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC).

Contar esta información estadística, de alta confiabilidad, posibilita el análisis y proyección de escenarios para la toma oportuna de decisiones en los diferentes niveles de gobierno y en el sector privado. Por lo cual, se constituye como una publicación de gran importancia documental y estadística para el sector y para las entidades públicas y privadas del país.

Además, la Estadística Anual y Multianual recopila las principales variables técnicas y económicas del sector eléctrico como: cobertura nacional del servicio de energía eléctrica; número de usuarios; infraestructura del sector por etapas, transacciones internacionales de electricidad; áreas de concesión de las empresas eléctricas de distribución, entre otros.

Es grato presentar a ustedes la publicación "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020", una herramienta que proporciona datos, de manera clara, así como valiosa información, que aportan al desarrollo de este sector y del país.



Juntos
lo logramos

Doctor
Jaime Cristobal Cepeda Campaña
Director Ejecutivo



PRESENTACIÓN

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, recibió del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), la Certificación de Calidad de la Operación Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Este documento avala el proceso de certificación dentro del marco de los criterios de calidad y compromete a la Agencia a mejorar constantemente la calidad de la información que genera para fortalecer el seguimiento de las políticas públicas.



La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), como lo dispone la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), y se confirma en el Decreto Ejecutivo Nro. 1036, sustenta sus decisiones en el trabajo permanentemente para “Implementar, operar y mantener el sistema único de información estadística del sector eléctrico”.

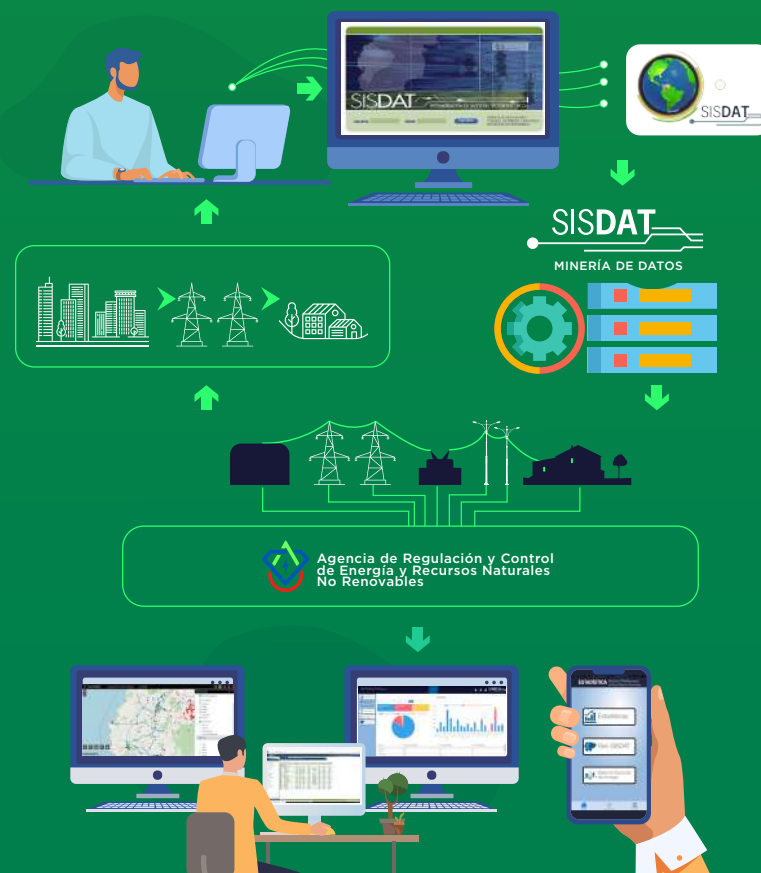
Para esto gestiona, actualiza, valida y procesa la información estadística y geográfica de los participantes del sector eléctrico, propendiendo al libre acceso de información completa, oportuna y de calidad de las actividades de generación, transmisión, distribución y alumbrado público general.

Los participantes del sector eléctrico ecuatoriano entregan información mediante su Plan de Entrega SISDAT, para lo cual reportan mensualmente sus datos estadísticos de infraestructura y transacciones al SISDAT (Sistematización de datos del sector eléctrico).

Una vez registrados los datos por todos los participantes y para garantizar la calidad de la información reportada, esta es sometida a verificación mediante la aplicación de métodos de minería de datos. De encontrarse posibles inconsistencias se procede a gestionarlas con los participantes del sector involucrados a fin de que se ratifiquen o rectifiquen los datos.

Consecuentemente, la ARCERNNR publica en su moderna aplicación de Inteligencia de Negocios SISDAT-BI: sisdatbi.regulacionelectrica.gob.ec, para acceso de todo el público, información gráfica y detallada de infraestructura, transacciones e indicadores como el Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE).

Proceso del Manejo de la Información Estadística y Geográfica



CAPÍTULO
01



CAPÍTULO
02



INTRODUCCIÓN 1

INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 5

1.1	Clientes	6
1.2	Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE)	6
1.2.1	BNEE multianual, periodo 2011- 2020	7
1.2.2	BNEE anual, 2020	9
1.3	Balance de energía del sistema eléctrico de distribución	12
1.4	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	14
1.5	Consumo per cápita 2020	18
1.6	Consumo promedio de energía eléctrica por cliente final	20
1.7	Cobertura de servicio eléctrico	24
1.8	Generación fotovoltaica para autoabastecimiento	27
1.8.1	Trámites revisados por la ARCERNNR	27
1.9	Factor de planta	30
1.10	Caudales	31
1.11	Energía no suministrada	31
1.12	Histórico de las horas equivalentes a desconexión	32
1.13	Emisiones de CO ₂	32
1.14	Precios medios	33
1.14.1	Generación	33
1.14.1.1	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras	33
1.14.1.2	Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	37
1.14.2	Distribución	37
1.14.1.2	Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	37
1.14.2.2	Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras	38
1.14.2.3	Precio medio de la energía facturada a clientes regulados	39

GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 47

2.1	Capacidad instalada en centrales de generación	47
2.1.1	Potencia nominal y efectiva a nivel nacional	47
2.1.2	Potencia nominal y efectiva nacional por tipo de fuente	49
2.1.3	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa	50
2.1.4	Potencia por tipo de servicio y empresa	53
2.1.5	Potencia y número de centrales por provincia	54
2.2	Subestaciones	55

2.2.1	Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras	55
2.2.2	Subestaciones de empresas generadoras	56
2.2.3	Subestaciones de empresas autogeneradoras	57
2.3	Transformadores asociados a generación	57
2.3.1	Transformadores de empresas generadoras	57
2.3.2	Transformadores de empresas distribuidoras con generación	58
2.4	Líneas asociadas a la generación de electricidad	59
2.4.1	Líneas de empresas generadoras	59
2.4.2	Líneas de empresas autogeneradoras	60
2.5	Personal empresas de generación y autogeneración	60
2.6	Energía producida y consumo de combustibles	62
2.6.1	Producción de energía	63
2.6.2	Consumo de combustibles	67
2.6.3	Energía disponible de las empresas del sector eléctrico	70
2.6.4	Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras	71
2.6.5	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación	75
2.6.6	Producción de energía y consumo de combustibles de empresas autogeneradoras	79
2.7	Energía vendida	82
2.7.1	Energía vendida por las empresas generadoras	83
2.7.2	Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación	88
2.7.3	Energía vendida por las empresas autogeneradoras	89
2.8	Información operativa de generación	91
2.8.1	Demanda de potencia mensual	91
2.8.2	Reservas e indisponibilidades	92
2.8.2.1	Reservas de generación	92
2.8.2.2	Indisponibilidad de generación	93
2.8.3	Principales mantenimientos en el Sistema Nacional Interconectado (SNI)	93
2.8.4	Cumplimiento plan de mantenimientos	94
2.8.5	Mantenimientos en generación	95

TRANSMISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

99

3.1	Subestaciones de la CELEC EP - Transelectric	99
3.2	Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric	100
3.3	Elementos de compensación de potencia reactiva en el SNT	101
3.4	Personal de CELEC EP - Transelectric	102
3.5	Desempeño operativo y transacciones de energía en el SNT	102
3.5.1	Características operativas del SNT	102
3.5.2	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT.....	107
3.5.3	Facturación de la CELEC EP - Transelectric.....	109
3.5.4	Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión	109





DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 113

4.1	Clientes	113
4.2	Subestaciones de empresas distribuidoras	117
4.3	Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras...	118
4.4	Redes de medio voltaje	119
4.5	Transformadores de distribución	120
4.6	Redes secundarias	121
4.7	Luminarias	122
4.8	Medidores	123
4.9	Acometidas	124
4.10	Personal empresas de distribución	125
4.11	Movilidad eléctrica	125
4.12	Información operativa de distribución	126
4.12.1	Mantenimientos por empresa distribuidora	126
4.13	Compra de energía eléctrica de las distribuidoras	127
4.13.1	Energía comprada y valores económicos	127
4.13.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución	128
4.14	Venta de energía eléctrica de las distribuidoras	132
4.14.1	Régimen tarifario	132
4.14.1.1	Precios sujetos a regulación, tarifas	132
4.14.1.2	Principios tarifarios	132
4.14.1.3	Costo del servicio público de energía eléctrica	132
4.14.2	Energía facturada a clientes regulados de las empresas distribuidoras	132
4.14.3	Valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras	138
4.14.4	Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados	143
4.14.5	Facturación a clientes no regulados	146
4.15	Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC)	149
4.15.1	Tarifa residencial para el Programa PEC	150
4.15.2	Clientes, energía facturada y subsidiada en Programa PEC	151
4.16	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución	157
4.16.1	Comparativo de los valores de pérdidas de las distribuidoras para el 2011 y 2020	157

INTERCONEXIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

5.1

Exportación de energía eléctrica

165

5.2

Importación de energía eléctrica

168

5.3

Comparativo del precio medio de transacciones internacionales en el SNT

170



CAPÍTULO
05

MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

6.1

Introducción

175

6.2

Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

177

6.3

Marco Legal

177

6.4

Marco Regulatorio

178



CAPÍTULO
06

GLOSARIO DE TÉRMINOS

7.1

Términos

183

7.2

Siglas

188

7.3

Unidades de medida

189



CAPÍTULO
07

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 1:	Balance Nacional de Energía Eléctrica 2020 (GWh).....	6	Figura Nro. 35:	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa	33
Figura Nro. 2:	Potencia nominal (MW).....	10	Figura Nro. 36:	Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2011-2020	36
Figura Nro. 3:	Potencia efectiva (MW)	10	Figura Nro. 37:	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, periodo 2011-2020	38
Figura Nro. 4:	Producción de energía e importaciones (GWh)	11	Figura Nro. 38:	Precio medio de la energía comprada por empresa distribuidora, 2020	39
Figura Nro. 5:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh)	11	Figura Nro. 39:	Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2011-2020	40
Figura Nro. 6:	Energía entregada para servicio público (GWh)	11	Figura Nro. 40:	Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras, 2020	41
Figura Nro. 7:	Energía exportada (GWh)	11	Figura Nro. 41:	Precio medio de la energía facturada, 2020	41
Figura Nro. 8:	Consumo de energía (GWh)	12	Figura Nro. 42:	Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2020	41
Figura Nro. 9:	Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución, periodo 2011-2020	13	Figura Nro. 43:	Evolución histórica de potencia nominal y efectiva	48
Figura Nro. 10:	Balance de energía en los sistemas de distribución, 2020	14	Figura Nro. 44:	Potencia nominal por tipo de sistema (MW), 2020	48
Figura Nro. 11:	Demanda máxima anual por empresa distribuidora	14	Figura Nro. 45:	Potencia efectiva por tipo de sistema (MW), 2020	48
Figura Nro. 12:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020	15	Figura Nro. 46:	Potencia efectiva por tipo de central, 2020	50
Figura Nro. 13:	Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020	15	Figura Nro. 47:	Potencia por tipo de empresa, 2020	51
Figura Nro. 14:	Pérdidas de energía eléctrica por empresa distribuidora, 2020	16	Figura Nro. 48:	Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW), 2020	51
Figura Nro. 15:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020	16	Figura Nro. 49:	Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW), 2020	51
Figura Nro. 16:	Pérdidas porcentuales en los sistemas de distribución, 2020	16	Figura Nro. 50:	Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW), 2020	52
Figura Nro. 17:	Consumo per cápita anual por provincia	18	Figura Nro. 51:	Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW), 2020	52
Figura Nro. 18:	Consumo promedio mensual, periodo 2011-2020	20	Figura Nro. 52:	Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW), 2020	52
Figura Nro. 19:	Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo, 2020 (kWh/cliente).....	21	Figura Nro. 53:	Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa (MW), 2020	52
Figura Nro. 20:	Consumo promedio mensual de clientes residenciales, 2020	21	Figura Nro. 54:	Potencia efectiva de centrales térmicas de turbogás por tipo de empresa (MW), 2020	52
Figura Nro. 21:	Consumo promedio mensual de clientes comerciales, 2020	22	Figura Nro. 55:	Potencia efectiva de centrales térmicas de turbovapor por tipo de empresa (MW), 2020	52
Figura Nro. 22:	Consumo promedio mensual de clientes industriales, 2020	22	Figura Nro. 56:	Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2011-2020 (MW)	53
Figura Nro. 23:	Cobertura de servicio eléctrico	25	Figura Nro. 57:	Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2011-2020 (MW)	53
Figura Nro. 24:	Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico	25	Figura Nro. 58:	Potencia efectiva por tipo de servicio, 2020	54
Figura Nro. 25:	Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2020	27	Figura Nro. 59:	Potencia efectiva por provincia (MW), 2020	55
Figura Nro. 26:	Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2019-2020	28	Figura Nro. 60:	Energía para servicio público y no público, periodo 2011-2020	62
Figura Nro. 27:	Capacidad instalada por empresa distribuidora 2020	28	Figura Nro. 61:	Producción de energía bruta por tipo de central (GWh).....	62
Figura Nro. 28:	Capacidad instalada por empresa distribuidora 2019-2020	29	Figura Nro. 62:	Producción bruta por tipo de energía (GWh)	64
Figura Nro. 29:	Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2020	29			
Figura Nro. 30:	Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2019-2020	30			
Figura Nro. 31:	Caudales medios afluentes a los embalses del SNI	31			
Figura Nro. 32:	Energía no suministrada durante el 2020	32			
Figura Nro. 33:	Horas equivalentes de desconexión, 2013-2020	32			
Figura Nro. 34:	Evolución de las emisiones de CO ₂ (miles de toneladas) y la demanda de energía (GWh).....	33			



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 63:	Composición de la energía renovable (GWh)
Figura Nro. 64:	Composición de la energía no renovable (GWh)
Figura Nro. 65:	Producción de energía de empresas generadoras
Figura Nro. 66:	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación
Figura Nro. 67:	Producción de energía de empresas autogeneradoras
Figura Nro. 68:	Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa
Figura Nro. 69:	Energía disponible para servicio público y no público (GWh) ...
Figura Nro. 70:	Consumo de combustible
Figura Nro. 71:	Consumo de combustible por tipo de empresa
Figura Nro. 72:	Consumo total de combustibles
Figura Nro. 73:	Energía disponible, periodo 2011-2020
Figura Nro. 74:	Energía disponible por tipo de empresa (GWh)
Figura Nro. 75:	Energía entregada para servicio público (GWh)
Figura Nro. 76:	Energía entregada para servicio no público (GWh)
Figura Nro. 77:	Evolución de la producción de energía de empresas generadoras
Figura Nro. 78:	Composición de energía de empresas generadoras (GWh)....
Figura Nro. 79:	Consumo de combustibles de empresas generadoras (TEP)...
Figura Nro. 80:	Energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación, periodo 2011-2020
Figura Nro. 81:	Producción de energía de las empresas distribuidoras con generación por tipo de central, 2020 (GWh)
Figura Nro. 82:	Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación (GWh)
Figura Nro. 83:	Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica, 2020 (TEP)
Figura Nro. 84:	Consumo de combustibles por empresa distribuidora con generación térmica (TEP)
Figura Nro. 85:	Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras
Figura Nro. 86:	Composición de energía de empresas autogeneradoras
Figura Nro. 87:	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (TEP)
Figura Nro. 88:	Valor de la energía vendida por tipo de empresa
Figura Nro. 89:	Energía vendida por tipo de empresa (GWh)
Figura Nro. 90:	Energía vendida por las empresas generadoras (GWh)
Figura Nro. 91:	Valor de la energía vendida por las empresas generadoras (MUSD)
Figura Nro. 92:	Demanda de potencia 2019
Figura Nro. 93:	Demanda de potencia 2020
Figura Nro. 94:	Crecimiento de la demanda de potencia 2020 (%)
Figura Nro. 95:	Reserva energética, 2020 (GWh)

64	Figura Nro. 96:	Reserva mensual de energía	92
64	Figura Nro. 97:	Reserva energética mensual por embalse (m ³ /s)	92
66	Figura Nro. 98:	Potencia promedio indisponible mensual	93
	Figura Nro. 99:	Mantenimientos en los elementos del SNI	93
66	Figura Nro. 100:	Aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento	93
66	Figura Nro. 101:	Cumplimiento del plan de mantenimientos de generación	94
	Figura Nro. 102:	Cumplimiento del plan de mantenimientos de transmisión.....	94
66	Figura Nro. 103:	Mantenimientos de empresas distribuidoras con desconexión de carga (horas)	94
66	Figura Nro. 104:	Mantenimientos en generación	95
68	Figura Nro. 105:	Mantenimientos por Unidad de Negocio de la CELEC EP	95
68	Figura Nro. 106:	Voltajes en subestaciones de 500 kV (pu)	102
70	Figura Nro. 107:	Voltajes en subestaciones de 230 kV (pu)	104
70	Figura Nro. 108:	Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)	104
71	Figura Nro. 109:	Nivel de uso de transformadores del SNT	105
71	Figura Nro. 110:	Nivel de uso de líneas de 500 kV	106
	Figura Nro. 111:	Nivel de uso de líneas de 230 kV	106
72	Figura Nro. 112:	Nivel de uso de líneas de 138 kV	107
72	Figura Nro. 113:	Pérdidas de energía en el SNT	108
72	Figura Nro. 114:	Pérdidas de energía en el SNT	108
	Figura Nro. 115:	Demanda máxima no coincidente y facturación mensual	109
75	Figura Nro. 116:	Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión	109
	Figura Nro. 117:	Número de clientes totales	113
76	Figura Nro. 118:	Número de clientes regulados por grupo de consumo	114
	Figura Nro. 119:	Número de clientes regulados por provincia	115
77	Figura Nro. 120:	Porcentaje de clientes regulados por región	115
	Figura Nro. 121:	Capacidad máxima de transformación	117
77	Figura Nro. 122:	Longitud de redes de medio voltaje por distribuidora	120
	Figura Nro. 123:	Capacidad en transformadores de distribución	121
77	Figura Nro. 124:	Longitud de redes secundarias por distribuidora	122
	Figura Nro. 125:	Potencia instalada de luminarias por distribuidora	123
79	Figura Nro. 126:	Número de medidores	124
79	Figura Nro. 127:	Porcentaje de participación de las distribuidoras, clientes con tarifa para vehículos eléctricos, 2020	126
79	Figura Nro. 128:	Porcentaje de mantenimientos por empresa distribuidora	126
82	Figura Nro. 129:	Mantenimientos por cada Unidad de Negocio de CNELEP	126
82	Figura Nro. 130:	Energía comprada por las empresas distribuidoras, periodo 2011-2020	127
86	Figura Nro. 131:	Energía comprada por empresa distribuidora, 2020 (GWh).....	128
86	Figura Nro. 132:	Energía comprada por Unidad de Negocio de CNELEP, 2020 (GWh)	128
91	Figura Nro. 133:	Energía disponible en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020	130
91	Figura Nro. 134:	Energía disponible por empresa distribuidora, 2020 (GWh).....	130

ÍNDICE DE FIGURAS



Figura Nro. 135:	Energía disponible por Unidad de Negocio de CNELEP, 2020 (GWh)	130
Figura Nro. 136:	Energía facturada, 2011 (GWh)	133
Figura Nro. 137:	Energía facturada, 2020 (GWh)	133
Figura Nro. 138:	Energía facturada, periodo 2011-2020	134
Figura Nro. 139:	Energía facturada, 2020 (GWh)	134
Figura Nro. 140:	Energía facturada por SPEE y SAPG por región	137
Figura Nro. 141:	Porcentaje de energía facturada por región, SPEE 2020	138
Figura Nro. 142:	Valores facturados, periodo 2011-2020	139
Figura Nro. 143:	Valores facturados, 2020 (MUSD)	139
Figura Nro. 144:	Facturación por SPEE y SAPG por región	142
Figura Nro. 145:	Porcentaje de la facturación por región, SPEE 2020	143
Figura Nro. 146:	Recaudación de valores facturados, periodo 2011-2020	143
Figura Nro. 147:	Recaudación de valores facturados, 2020 (MUSD)	145
Figura Nro. 148:	Porcentaje de recaudación por región, SPEE 2020	146
Figura Nro. 149:	Valor de peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados, periodo 2011-2020	147
Figura Nro. 150:	Valor de peaje por potencia facturada a clientes no regulados, 2020	149
Figura Nro. 151:	Valor de peaje por energía facturada a clientes no regulados, 2020	149
Figura Nro. 152:	Clientes PEC por empresa distribuidora a diciembre de 2020..	152
Figura Nro. 153:	Clientes PEC de la CNELEP a diciembre de 2020	152
Figura Nro. 154:	Energía subsidiada por empresa	153
Figura Nro. 155:	Pérdidas de energía eléctrica en distribución, periodo 2011-2020	157
Figura Nro. 156:	Pérdidas de energía eléctrica en distribución, periodo 2011-2020	157
Figura Nro. 157:	Comparativo de pérdidas 2011 vs. 2020	159
Figura Nro. 158:	Comparativo de pérdidas 2011 vs. 2020	159
Figura Nro. 159:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020	160
Figura Nro. 160:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020	160
Figura Nro. 161:	Energía exportada periodo 2011-2020	165
Figura Nro. 162:	Energía importada periodo 2011-2020	168
Figura Nro. 163:	Comparativo del precio medio de transacciones con Colombia	170
Figura Nro. 164:	Comparativo del precio medio de transacciones con Perú	170
Figura Nro. 165:	Comparativo precio medio SNT	170
Figura Nro. 166:	Mapa Normativo e Institucionalidad del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021	175

ÍNDICE DE TABLAS



Tabla Nro. 1:	Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras	6
Tabla Nro. 2:	Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, periodo 2011-2020	7
Tabla Nro. 3:	Balance nacional de energía eléctrica multianual, periodo 2011-2020	8
Tabla Nro. 4:	Balance nacional de energía eléctrica	10
Tabla Nro. 5:	Balance de energía en el sistema de distribución, periodo 2011-2020	12
Tabla Nro. 6:	Balance de energía en los sistemas de distribución, 2020	13
Tabla Nro. 7:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020	14
Tabla Nro. 8:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020	15
Tabla Nro. 9:	Consumo per cápita anual por provincia	18
Tabla Nro. 10:	Consumo promedio mensual, periodo 2011-2020 (kWh/cliente)	20
Tabla Nro. 11:	Consumo promedio mensual por empresa distribuidora, 2020 (kWh/cliente)	21
Tabla Nro. 12:	Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia (%)	24
Tabla Nro. 13:	Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia, 2019 (%)	25
Tabla Nro. 14:	Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2020	27
Tabla Nro. 15:	Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2019-2020	27
Tabla Nro. 16:	Capacidad instalada por empresa distribuidora 2020	28
Tabla Nro. 17:	Capacidad instalada por empresa distribuidora 2019-2020 ...	29
Tabla Nro. 18:	Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2020	29
Tabla Nro. 19:	Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2019-2020	30
Tabla Nro. 20:	Factor de planta por central de generación	30
Tabla Nro. 21:	Detalle por cuenca hidrológica	31
Tabla Nro. 22:	Energía no suministrada	31
Tabla Nro. 23:	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD ¢/kWh)	33
Tabla Nro. 24:	Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2011-2020	33
Tabla Nro. 25:	Precio medio de la energía vendida por empresa generadora 2011-2020 (USD ¢/kWh)	34
Tabla Nro. 26:	Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2020	36
Tabla Nro. 27:	Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	37
Tabla Nro. 28:	Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras, periodo 2011-2020	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nro. 29:	Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación, periodo 2011-2020 (USD ¢/kWh)	38	Tabla Nro. 60:	Cantidad de personal de las autogeneradoras	61
Tabla Nro. 30:	Precio medio de la energía vendida por empresas distribuidoras con generación, 2020	38	Tabla Nro. 61:	Energía producida 2011-2020	62
Tabla Nro. 31:	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, periodo 2011-2020	38	Tabla Nro. 62:	Producción de energía bruta por sistema	63
Tabla Nro. 32:	Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras, 2020	38	Tabla Nro. 63:	Producción de energía bruta por tipo de energía	63
Tabla Nro. 33:	Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2011-2020	39	Tabla Nro. 64:	Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh)...	65
Tabla Nro. 34:	Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2020	39	Tabla Nro. 65:	Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica ...	67
Tabla Nro. 35:	Precio medio de la energía facturada por tipo de servicio, 2020	40	Tabla Nro. 66:	Consumo de combustibles (kTEP)	67
Tabla Nro. 36:	Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2020	41	Tabla Nro. 67:	Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP).....	69
Tabla Nro. 37:	Centrales que entraron en operación en 2020	41	Tabla Nro. 68:	Consumo de combustibles por tipo de empresa	69
Tabla Nro. 38:	Histórico de potencia nominal por tipo de fuente (MW)	48	Tabla Nro. 69:	Consumo total de combustibles (TEP)	70
Tabla Nro. 39:	Histórico de potencia efectiva por tipo de fuente (MW)	49	Tabla Nro. 70:	Energía disponible de centrales incorporadas en el 2020	70
Tabla Nro. 40:	Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente, 2020	49	Tabla Nro. 71:	Energía producida por las empresas generadoras	72
Tabla Nro. 41:	Histórico de potencia nominal por tipo de empresa (MW).....	50	Tabla Nro. 72:	Energía producida por las empresas distribuidoras con generación, periodo 2011-2020	75
Tabla Nro. 42:	Histórico de potencia efectiva por tipo de empresa (MW).....	50	Tabla Nro. 73:	Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación, periodo 2011-2020	75
Tabla Nro. 43:	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa, 2020	50	Tabla Nro. 74:	Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras, 2020	76
Tabla Nro. 44:	Histórico de potencia nominal por tipo de servicio (MW).....	51	Tabla Nro. 75:	Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica, 2020	77
Tabla Nro. 45:	Histórico de potencia efectiva por tipo de servicio (MW).....	53	Tabla Nro. 76:	Energía producida por las empresas autogeneradoras	79
Tabla Nro. 46:	Potencia y número de centrales por provincia y tipo de fuente de energía, 2020	53	Tabla Nro. 77:	Energía vendida por tipo de transacción	82
Tabla Nro. 47:	Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras	54	Tabla Nro. 78:	Energía vendida por tipo de transacción y empresa	82
Tabla Nro. 48:	Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras	55	Tabla Nro. 79:	Energía vendida por empresa generadora (GWh)	83
Tabla Nro. 49:	Subestaciones de elevación de las generadoras	56	Tabla Nro. 80:	Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD) ..	85
Tabla Nro. 50:	Subestaciones de seccionamiento de las generadoras	56	Tabla Nro. 81:	Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras	87
Tabla Nro. 51:	Subestaciones de elevación y reducción de las autogeneradoras	57	Tabla Nro. 82:	Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación, periodo 2011-2020 (GWh)	88
Tabla Nro. 52:	Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras ...	57	Tabla Nro. 83:	Valor de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (MUSD)	88
Tabla Nro. 53:	Transformadores asociados a las generadoras	58	Tabla Nro. 84:	Venta de energía eléctrica por generación de las empresas distribuidoras	89
Tabla Nro. 54:	Transformadores asociados a generación de las distribuidoras	58	Tabla Nro. 85:	Energía vendida por empresa autogeneradora (GWh)	89
Tabla Nro. 55:	Histórico de líneas de empresas generadoras	59	Tabla Nro. 86:	Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora (USD)	90
Tabla Nro. 56:	Detalle de líneas de las generadoras	59	Tabla Nro. 87:	Energía vendida por las empresas autogeneradoras	91
Tabla Nro. 57:	Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras..	60	Tabla Nro. 88:	Evolución mensual de la demanda de potencia (MW)	91
Tabla Nro. 58:	Detalle de líneas de las autogeneradoras	60	Tabla Nro. 89:	Evolución de la capacidad de transformación de la empresa transmisora	99
Tabla Nro. 59:	Cantidad de personal de las generadoras	61	Tabla Nro. 90:	Subestaciones de reducción de la CELEC EP - Transelectric ...	99
			Tabla Nro. 91:	Subestaciones de seccionamiento de la CELEC EP - Transelectric	100
			Tabla Nro. 92:	Evolución de líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric.....	100

ÍNDICE DE TABLAS



Tabla Nro. 93:	Lineas de transmisión por tipo de circuito	100	Tabla Nro. 128:	Energía facturada por provincia, 2020 (GWh)	137
Tabla Nro. 94:	Lineas de transmisión para interconexión	100	Tabla Nro. 129:	Valores facturados, periodo 2011-2020 (MUSD)	138
Tabla Nro. 95:	Compensación capacitiva instalada en el SNT	101	Tabla Nro. 130:	Valores facturados por distribuidora, 2020 (MUSD)	139
Tabla Nro. 96:	Compensación inductiva instalada en el SNT	101	Tabla Nro. 131:	Valores facturados por SPEE y SAPG, periodo 2011-2020 (MUSD)	141
Tabla Nro. 97:	Compensación dinámica instalada en el SNT	101	Tabla Nro. 132:	Valores facturados por provincia, 2020 (MUSD)	142
Tabla Nro. 98:	Cantidad de personal en transmisora	102	Tabla Nro. 133:	Recaudación de valores facturados, periodo 2011-2020 (MUSD)	143
Tabla Nro. 99:	Limites de variación de voltaje para la operación del SNI	103	Tabla Nro. 134:	Recaudación de valores facturados, 2020 (MUSD)	145
Tabla Nro. 100:	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT	107	Tabla Nro. 135:	Valores recaudados por provincia, 2020 (MUSD)	146
Tabla Nro. 101:	Pérdidas de energía en el SNT	108	Tabla Nro. 136:	Energía y potencia facturada a clientes no regulados, periodo 2011-2020	147
Tabla Nro. 102:	Valores facturados por la CELEC EP - Transelectric	109	Tabla Nro. 137:	Energía, potencia y valores facturados por concepto de peajes a clientes no regulados, 2020	148
Tabla Nro. 103:	Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras	113	Tabla Nro. 138:	Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2020	151
Tabla Nro. 104:	Número de clientes regulados y no regulados de las distribuidoras	114	Tabla Nro. 139:	Energía facturada y subsidiada por programa PEC en los sistemas de distribución	152
Tabla Nro. 105:	Número de clientes regulados por provincia	114	Tabla Nro. 140:	Energía facturada y subsidiada en programa PEC	153
Tabla Nro. 106:	Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras	117	Tabla Nro. 141:	Pérdidas de energía eléctrica en distribución, periodo 2011-2020	157
Tabla Nro. 107:	Subestaciones de elevación y reducción de las distribuidoras	117	Tabla Nro. 142:	Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2011 vs. 2020	158
Tabla Nro. 108:	Subestaciones de seccionamiento de las distribuidoras	118	Tabla Nro. 143:	Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020	159
Tabla Nro. 109:	Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras	118	Tabla Nro. 144:	Energía exportada por tipo de cliente (GWh)	165
Tabla Nro. 110:	Detalle de líneas de las distribuidoras	119	Tabla Nro. 145:	Valor de la energía exportada (MUSD)	166
Tabla Nro. 111:	Redes de medio voltaje por distribuidora	119	Tabla Nro. 146:	Precio medio de la energía exportada (USD ¢/kWh)	166
Tabla Nro. 112:	Número y capacidad de transformadores por distribuidora	120	Tabla Nro. 147:	Energía exportada	166
Tabla Nro. 113:	Longitud de redes secundarias por distribuidora	121	Tabla Nro. 148:	Energía exportada a través del SNT	167
Tabla Nro. 114:	Detalle de luminarias por distribuidora	122	Tabla Nro. 149:	Energía exportada a través de redes de distribución	167
Tabla Nro. 115:	Cantidad de medidores por distribuidora	123	Tabla Nro. 150:	Energía importada a través del SNT por tipo de transacción (GWh)	168
Tabla Nro. 116:	Medidores AMI	124	Tabla Nro. 151:	Valor de la energía importada (MUSD)	168
Tabla Nro. 117:	Detalle de acometidas de las distribuidoras	124	Tabla Nro. 152:	Precio medio de la energía importada (USD ¢/kWh)	168
Tabla Nro. 118:	Cantidad de personal de las distribuidoras	125	Tabla Nro. 153:	Energía importada SNT y redes de distribución	169
Tabla Nro. 119:	Número de clientes con tarifa para vehiculos eléctricos y estaciones de carga rápida, periodo 2016-2020	125	Tabla Nro. 154:	Comparativo precio medio SNT (USD ¢/kWh)	170
Tabla Nro. 120:	Número de clientes con tarifa para vehiculos eléctricos, periodo 2018-2020	125			
Tabla Nro. 121:	Número de clientes con tarifa para estaciones de carga rápida, periodo 2018-2020	126			
Tabla Nro. 122:	Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, periodo 2011-2020	127			
Tabla Nro. 123:	Energía comprada por empresa distribuidora, 2020	128			
Tabla Nro. 124:	Energía disponible en el sistema de distribución, periodo 2011-2020	129			
Tabla Nro. 125:	Energía facturada, periodo 2011-2020 (GWh)	133			
Tabla Nro. 126:	Energía facturada por distribuidora, 2020 (GWh)	134			
Tabla Nro. 127:	Energía facturada por SPEE y SAPG por provincia, periodo 2011-2020 (GWh)	136			

ÍNDICE DE ANEXOS

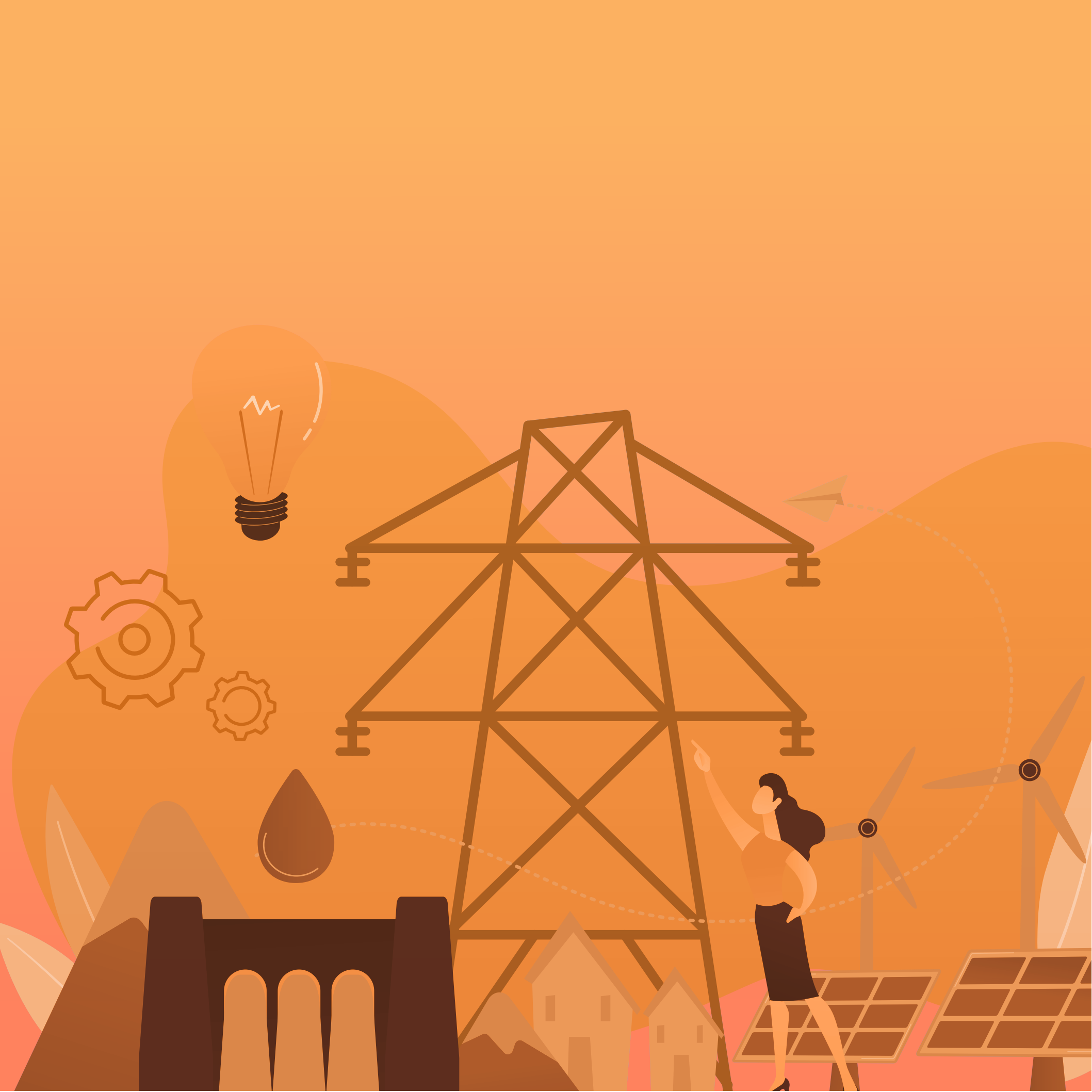


Anexo A.1.	Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central	193
Anexo A.2.	Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central	196
Anexo A.3.	Potencia nominal y efectiva de empresas de distribución de electricidad por tipo de central	201
Anexo B.1.	Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio	202
Anexo C.1.	Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia ..	205
Anexo D.1.	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras	208
Anexo D.2.	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas autogeneradoras	210
Anexo D.3.	Características de subestaciones de elevación y reducción de CELEC EP - Transelectric	214
Anexo D.4.	Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras	216
Anexo E.1.	Características de las líneas de transmisión de empresas generadoras	230
Anexo E.2.	Características de las líneas de transmisión de empresas autogeneradoras	231
Anexo E.3.	Características de las líneas de transmisión de CELEC EP - Transelectric	232
Anexo F.1.	Energía producida por tipo de empresa, periodo 2011-2020 (GWh)	234
Anexo F.2.	Energía bruta y disponible para servicio público y no público...	238
Anexo F.3.	Energía entregada para servicio público y no público, por tipo de energía	240
Anexo F.4.	Energía producida por empresa generadora	244
Anexo F.5.	Energía bruta de empresas generadoras por central	254
Anexo F.6.	Consumo de combustibles de empresas generadoras	258
Anexo F.7.	Energía producida por empresa autogeneradora	260
Anexo F.8.	Energía bruta de empresas autogeneradoras	265
Anexo F.9.	Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras	270
Anexo F.10.	Energía vendida por las empresas generadoras	274
Anexo F.11.	Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT..	276
Anexo F.12.	Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT	282
Anexo F.13.	Porcentaje de uso de transformadores del SNT	285
Anexo F.14.	Porcentaje de uso de líneas de transmisión de 138 kV	287
Anexo F.15.	Porcentaje de uso de líneas de transmisión de 230 kV	289
Anexo F.16.	Porcentaje de uso de líneas de transmisión de 500 kV	291
Anexo F.17.	Demanda máxima de empresas y valores facturados	291

ÍNDICE DE MAPAS



Mapa Nro. 1:	Pérdidas de energía en los sistemas de distribución	17
Mapa Nro. 2:	Consumo per cápita por provincia	19
Mapa Nro. 3:	Consumo promedio de energía eléctrica	23
Mapa Nro. 4:	Cobertura eléctrica 2019	26
Mapa Nro. 5:	Precios medios de energía facturada	42
Mapa Nro. 6:	Producción de energía renovable de empresas generadoras...	73
Mapa Nro. 7:	Producción de energía no renovable de empresas generadoras	74
Mapa Nro. 8:	Producción de energía de empresas distribuidoras con generación	78
Mapa Nro. 9:	Producción de energía renovable de empresas autogeneradoras	80
Mapa Nro. 10:	Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras	81
Mapa Nro. 11:	Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	103
Mapa Nro. 12:	Clientes regulados por grupo de consumo y por provincia	116
Mapa Nro. 13:	Energía disponible en los sistemas de distribución	131
Mapa Nro. 14:	Energía facturada por grupo de consumo	135
Mapa Nro. 15:	Valores facturados por grupo de consumo	140
Mapa Nro. 16:	Valores recaudados por grupo de consumo	144
Mapa Nro. 17:	Clientes y energía subsidiada anual por PEC - Cocción por inducción	154
Mapa Nro. 18:	Clientes y energía subsidiada anual por PEC - Calentamiento de agua	155
Mapa Nro. 19:	Clientes y energía subsidiada anual por PEC - Cocción por inducción y Calentamiento de agua	156



INTRODUCCIÓN

La Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2020 con más de veinte años de presencia en el sector eléctrico ecuatoriano, da muestra de la importancia y relevancia de los aportes técnicos que han tenido sus documentos, los cuales han permitido que la toma de decisiones esté basada en datos validados, certeros y oportunos.

El presente documento, incluye información del 2020 y de los últimos 10 años; este documento está compuesto por 7 capítulos estructurados de la siguiente manera: en el capítulo 1 se presentan los principales indicadores de las etapas de generación, transmisión y distribución; en los capítulos 2, 3 y 4, se presenta información anual y multianual de la infraestructura y de las transacciones comerciales asociadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad respectivamente; en el capítulo 5 se presenta información de las transacciones internacionales de energía eléctrica efectuadas con Colombia y Perú; en el capítulo 6 se muestra el Marco Normativo e Institucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano; finalmente, los anexos contienen el desglose a detalle de la información estadística.

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 consolidada¹.

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

INDICADORES

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CAPÍTULO

01














INDICADORES










DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

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 con relación a las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano durante el 2020.



Resumen de cifras 2020:

	Generación eléctrica bruta = 31.248 GWh
	Demanda de potencia = 4,09 GW
	Importación = 250,80 GWh
	Exportación = 1.340,63 GWh
	Capacidad instalada de generación = 8.712,29 MW
	Longitud de líneas de transmisión y subtransmisión = 12.481,19 km
	Cantidad de subestaciones ⁽¹⁾ = 545
	Capacidad instalada en subestaciones = 26.759,69 MVA
	Longitud de redes de medio voltaje = 106.658,75 km
	Cantidad de transformadores de medio voltaje = 344.178
	Capacidad instalada en transformadores de medio voltaje = 13.315,71 MVA

	Longitud de redes secundarias= 100.117,56 km
	Cantidad de luminarias = 1.704.297
	Potencia instalada en luminarias = 275.814,40 kW
	Número de medidores = 5.361.621
	Número de clientes ⁽²⁾ = 5.368.697
	Energía comercializada = 20.095,49 GWh
	Índice de pérdidas de energía eléctrica = 12,79%
	Cobertura del servicio eléctrico (2019) ⁽³⁾ = 97,09 %
	Personal de los Participantes del Sector Eléctrico = 16.110



Notas:

(1) Incluye subestaciones de: elevación, reducción y seccionamiento.

(2) Incluye clientes regulados y no regulados.

(3) Se publica la cobertura del servicio eléctrico al 2019. El MERNNR se encuentra desarrollando análisis para determinar los valores del 2020.

1.1 Clientes

Tabla Nro. 1: Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras

Año	Clientes Regulados					Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	SAPG	Regulados	No Regulados	General
2011	3.675.992	413.904	47.137	52.081	364	4.189.478	57	4.189.535
2012	3.853.176	439.253	48.068	57.802	211	4.398.510	57	4.398.567
2013	4.010.640	445.946	49.204	68.263	308	4.574.361	58	4.574.419
2014	4.117.661	456.055	48.390	72.010	557	4.694.673	57	4.694.730
2015	4.224.115	465.847	46.682	74.014	387	4.811.045	106	4.811.151
2016	4.333.914	470.042	44.567	75.825	504	4.924.852	116	4.924.968
2017	4.468.496	481.571	43.231	77.997	231	5.071.526	164	5.071.690
2018	4.559.192	486.337	42.839	79.210	267	5.167.845	190	5.168.035
2019	4.654.883	495.793	42.058	80.671	-	5.273.405	195	5.273.600
2020	4.751.187	495.079	41.251	80.976	-	5.368.493	204	5.368.697

Nota: En la tabla Nro. 1, para 2019-2020 no se contabilizan en los clientes regulados a los 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 006/20 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.

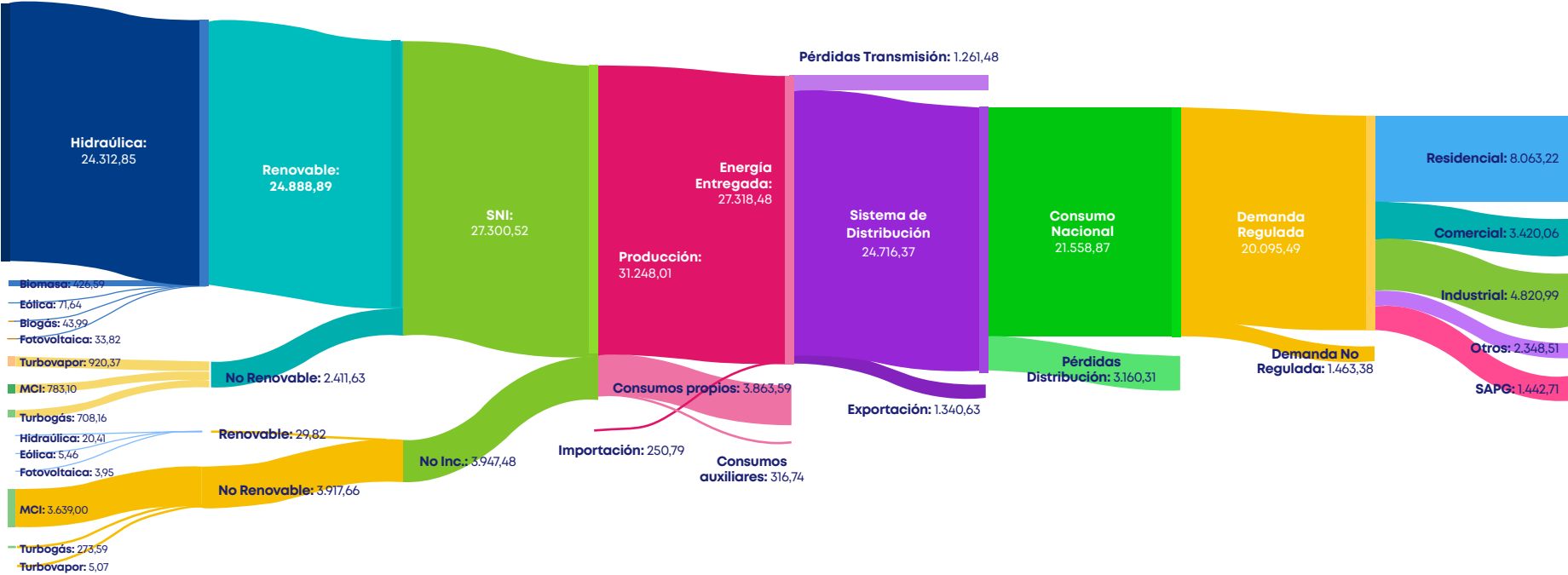


1.2 Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE)

El proceso para abastecer de energía eléctrica a los clientes finales 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 distribución; a través de los cuales, la distribuidora suministra la energía eléctrica a sus clientes finales.

Este proceso se resume en el Diagrama Sankey figura Nro. 1 correspondiente al BNEE del 2020.

Figura Nro. 1: Balance Nacional de Energía Eléctrica 2020 (GWh)



1.2.1 BNEE multianual, periodo 2011–2020

En la tabla Nro. 2 se presenta la producción total de energía y las importaciones comprendidas en el periodo 2011–2020.

Tabla Nro. 2:

Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, periodo 2011–2020

CONCEPTO \ AÑO	Unidad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía Generada Bruta ⁽¹⁾	GWh	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	31.248,00
Energía Importada desde Colombia	GWh	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52	106,07	5,83	250,79
Energía Importada desde Perú	GWh	-	2,17	-	12,72	54,57	37,74	-	-	-	-
Energía Bruta Total	GWh	21.838,73	23.086,16	23.922,67	25.143,95	26.462,01	27.395,52	28.051,43	29.349,66	32.289,79	31.498,80
Energía No Disponible para Servicio Público ⁽²⁾	GWh	2.925,93	3.307,45	3.347,09	3.444,47	3.606,85	4.140,90	4.544,87	4.906,68	5.335,86	5.326,97
Energía Generada e Importada para Servicio Público ⁽³⁾	GWh	18.912,80	19.778,70	20.575,58	21.699,48	22.855,16	23.254,62	23.506,56	24.442,98	26.953,92	26.171,82



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.
- (3) La energía de servicio público comprende el Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) y el Servicio de Alumbrado Público General (SAPG).

En la tabla Nro. 2 se establece que para el 2020, la generación de energía bruta fue 31.248,00 GWh, mientras que la energía importada fue 250,79 GWh; sumadas estas cantidades, se tienen 31.498,80 GWh, correspondiente a la energía bruta total, cifra que representó un crecimiento del 44,23 % respecto al 2011.

En la tabla Nro. 3 se presenta información del balance de energía para el servicio público, incluyéndose la información de energía entregada a los clientes no regulados. Estos datos evidencian el crecimiento que ha experimentado el sector eléctrico en los últimos 10 años 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. 3:

Balance nacional de energía eléctrica multianual, período 2011–2020

CONCEPTO	AÑO	Unidad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía Generada e Importada para Servicio Público		GWh	18.912,80	19.778,70	20.575,58	21.699,48	22.855,16	23.254,62	23.506,56	24.442,98	26.953,92	26.171,82
Autoconsumos en Generación para Servicio Público ⁽¹⁾		GWh	299,92	379,21	417,04	528,30	521,85	455,60	383,08	414,48	380,22	316,74
Energía Entregada para Servicio Público ⁽²⁾		GWh	18.612,88	19.399,50	20.158,54	21.171,18	22.333,31	22.799,03	23.123,48	24.028,49	26.573,70	25.855,09
Energía Entregada para Demanda No Regulada ⁽³⁾		GWh	542,90	326,55	329,07	378,87	387,76	453,30	775,05	1.050,42	1.427,07	1.462,19
Total Energía Entregada		GWh	19.155,78	19.726,05	20.487,61	21.550,05	22.721,08	23.252,33	23.898,53	25.078,91	28.000,77	27.317,28
Pérdidas de Energía en Transmisión ⁽⁴⁾		GWh	1.258,51	993,22	920,88	575,16	679,80	808,24	898,33	1.077,51	1.293,13	1.260,28
		%	6,57	5,04	4,49	2,67	2,99	3,48	3,76	4,30	4,62	4,61
Total Energía Disponible		GWh	17.897,27	18.732,83	19.566,73	20.974,89	22.041,28	22.444,08	23.000,20	24.001,40	26.707,65	26.057,00
Energía Exportada a Colombia y Perú		GWh	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80	255,66	1.826,64	1.340,63
		%	0,08	0,06	0,15	0,23	0,21	1,79	0,92	1,07	6,84	5,14
Energía Disponible en Sistemas de Distribución		GWh	17.882,88	18.720,95	19.537,75	20.927,65	21.995,11	22.042,28	22.788,39	23.745,74	24.881,01	24.716,37
Consumo Total de Energía Eléctrica ⁽⁵⁾		GWh	15.248,80	16.174,89	17.072,49	18.337,56	19.330,74	19.351,34	20.170,27	21.040,45	21.895,70	21.556,06
Pérdidas de Energía en Distribución		GWh	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	3.160,31
		%	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11	12,21	11,49	11,39	12,00	12,79
Demanda Máxima en Bornes de Generación (solo SNI) ⁽⁶⁾		GW	3,05	3,21	3,33	3,50	3,67	3,65	3,75	3,93	3,95	4,09
Demanda Máxima en Subestaciones Principales (solo SNI)		GW	2,90	3,07	3,24	3,44	3,57	3,60	3,67	3,83	3,94	4,09


Notas:

- (1) Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica.
- (2) Es la energía entregada para abastecer la demanda regulada. La demanda regulada corresponde al consumo de energía de los usuarios finales, incluyendo el consumo del alumbrado público general.
- (3) La demanda no regulada corresponde a los consumos de energía de los grandes consumidores y de los consumos propios de autogeneradores.
- (4) Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).
- (5) Comprende demanda regulada, demanda no regulada y energía entregada a usuarios ubicados en las fronteras de países vecinos servidos mediante redes de distribución.
- (6) La demanda máxima en 2020 en bornes de generación del SNI, se produjo el 06 de febrero.

1.2.2 BNEE anual, 2020

En la tabla Nro. 4, se presenta la siguiente información relevante del 2020:



Potencia nominal en generación.- Esta se presenta por tipo de energía, renovable (5.299,09 MW) y no renovable (3.413,21 MW), equivalente al 60,82 % y 39,18 %, respectivamente. Las centrales hidráulicas son las que más destacaron con 5.098,75 MW, que representó el 58,52 % del total de la potencia nominal en generación.



Potencia efectiva en generación.- También está segmentada por tipo de energía, renovable (5.254,95 MW) y no renovable (2.840,30 MW) con una equivalencia del 64,91 % y 35,09 %, respectivamente. Predominaron las centrales hidráulicas, con 5.064,16 MW, que representan el 62,56 % 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 31.498,80 GWh. De esta cantidad, 24.918,71 GWh (79,11 %) se generaron con fuentes renovables de energía; 6.329,29 GWh (20,09 %) se produjeron a partir de fuentes no renovables; y, 250,79 GWh (0,80 %) se importaron desde Colombia y Perú. Cabe señalar que la generación de energía eléctrica que utiliza el recurso hídrico fue la más representativa, con 24.333,26 GWh, equivalente al 77,25 % de la producción total de energía e importaciones.



Producción e importaciones SNI.- La producción total de electricidad e importaciones para el SNI fue 27.551,32 GWh. La desagregación por tipo de energía es la siguiente: renovable con 24.888,89 GWh (90,34 %) y no renovable con 2.411,63 GWh (8,75 %). Por otra parte, la importación alcanzó los 250,79 GWh que representó el 0,91 %. El mayor aporte de energía corresponde a la producida a partir de fuentes renovables, especialmente de la generación hidráulica (24.312,85 GWh) que representó el 88,25 % de la producción total de energía e importaciones para el SNI.



Energía entregada para servicio público.- Es la energía puesta a disposición de los clientes finales a través del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y de los distintos sistemas de distribución. La energía total entregada para servicio público fue 25.855,09 GWh. De esta cantidad, 23.444,65 GWh (90,68 %) corresponden a energía renovable; 2.159,64 GWh (8,35 %) a energía no renovable; y, 250,79 GWh (0,97 %) a la obtenida por importación.



Energía entregada para demanda regulada y no regulada.- Es la energía entregada al SNT y a los distintos sistemas de distribución para abastecer la demanda regulada (servicio público) y la no regulada (grandes consumidores y consumos propios de autogeneradores). Su valor fue 27.317,28 GWh. Cabe señalar que parte de esta energía sirve a clientes que se encuentran conectados directamente al SNT; y, parte se pierde en la etapa de transmisión, registrándose unas pérdidas de 1.260,28 GWh (4,61 %).



Energía disponible para demanda regulada y no regulada.- Los sistemas de distribución registraron una energía disponible de 24.716,37 GWh; si a este valor se suman los 1.340,63 GWh correspondientes a las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones con Colombia y Perú, totalizan una energía disponible de 26.057,00 GWh. De la energía disponible en los sistemas de distribución (24.716,37 GWh), el 87,21 % (21.556,06 GWh) correspondió a la demanda regulada, demanda no regulada y otras ventas (energía entregada a usuarios ubicados en las fronteras de países vecinos, servidos mediante redes de distribución); y, el 12,79 % (3.160,31 GWh) a las pérdidas de energía en distribución. Al respecto, las pérdidas técnicas alcanzaron un valor de 1.698,45 GWh (6,87 %), mientras que las pérdidas no técnicas fueron 1.461,86 GWh (5,91 %).



Energía facturada por servicio eléctrico.- De la energía total facturada por servicio eléctrico (21.558,87 GWh), la demanda regulada representó el 93,21 % (20.095,49 GWh). Con respecto a los valores facturados y recaudados, la facturación alcanzó un monto de 1.861,62 MUSD (demanda regulada, no regulada y otras ventas), mientras que el valor recaudado fue 1.516,97 MUSD (incluyéndose en la recaudación los montos facturados por concepto de subsidios), obteniéndose un indicador de recaudación de 81,49 %.

Tabla Nro. 4:

Balance nacional de energía eléctrica (1/3)











		Potencia Instalada en Generación				Producción e Importaciones				Entregada a Servicio Público	
Energía Eléctrica						Potencia Nominal		Potencia Efectiva			
		GWh	%	GWh	%					GWh	%
		MW	%	MW	%	31.498,80	100,00	27.551,32	100,00	25.855,09	100,00
Nacional (Renovable + No Renovable)		8.712,29	100,00	8.095,25	100,00	31.248,00	99,20	27.300,52	99,09	25.604,29	99,03
Renovable		5.299,09	60,82	5.254,95	64,91	24.918,71	79,11	24.888,89	90,34	23.444,65	90,68
	Hidráulica 	5.098,75	58,52	5.064,16	62,56	24.333,26	77,25	24.312,85	88,25	23.107,39	89,37
	Eólica 	21,15	0,24	21,15	0,26	77,10	0,24	71,64	0,26	75,23	0,29
	Fotovoltaica 	27,63	0,32	26,74	0,33	37,76	0,12	33,82	0,12	37,19	0,14
	Biomasa 	144,30	1,66	136,40	1,68	426,59	1,35	426,59	1,55	181,21	0,70
	Biogás 	7,26	0,08	6,50	0,08	43,99	0,14	43,99	0,16	43,62	0,17
No Renovable		3.413,21	39,18	2.840,30	35,09	6.329,29	20,09	2.411,63	8,75%	2.159,64	8,35
	MCI 	2.029,74	23,30	1.633,25	20,18	4.422,11	14,04	783,10	2,84%	623,58	2,41
	Turbogás 	921,85	10,58	775,55	9,58	981,75	3,12	708,16	2,57%	686,77	2,66
	Turbovapor 	461,63	5,30	431,50	5,33	925,43	2,94	920,37	3,34%	849,29	3,28
Importación		650,00	100,00	635,00	100,00	250,79	0,80	250,79	0,91%	250,79	0,97
	Colombia 	540,00	83,08	525,00	82,68	250,79	0,80	250,79	0,91%	250,79	0,97
	Perú 	110,00	16,92	110,00	17,32	-	0,00	-	0,00%	-	0,00

Figura Nro. 2:

Potencia nominal (MW)

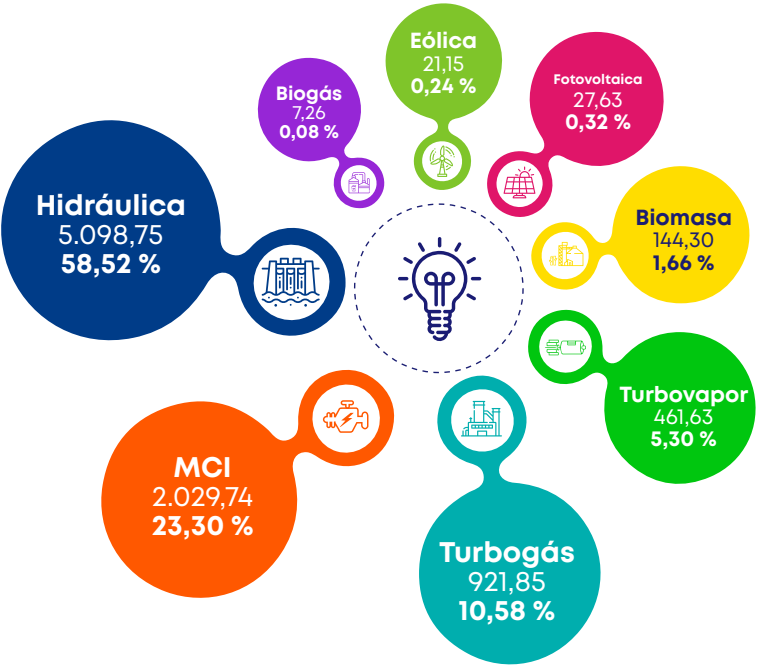


Figura Nro. 3:

Potencia efectiva (MW)

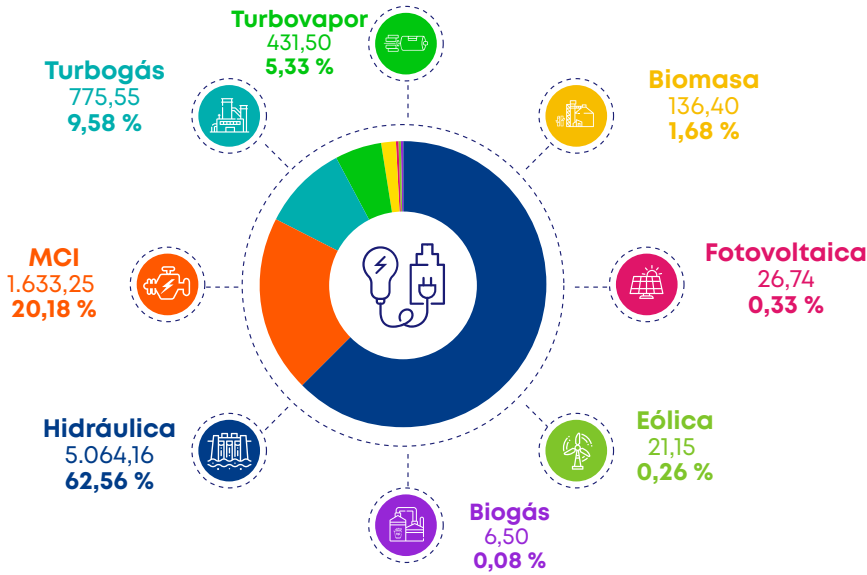


Figura Nro. 4:

Producción de energía e importaciones (GWh)

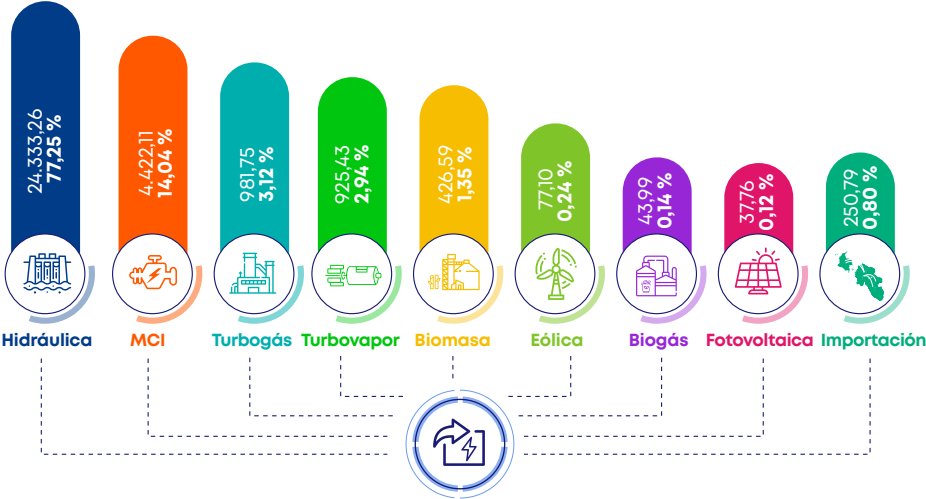


Figura Nro. 5:

Producción de energía e importaciones SNI (GWh)

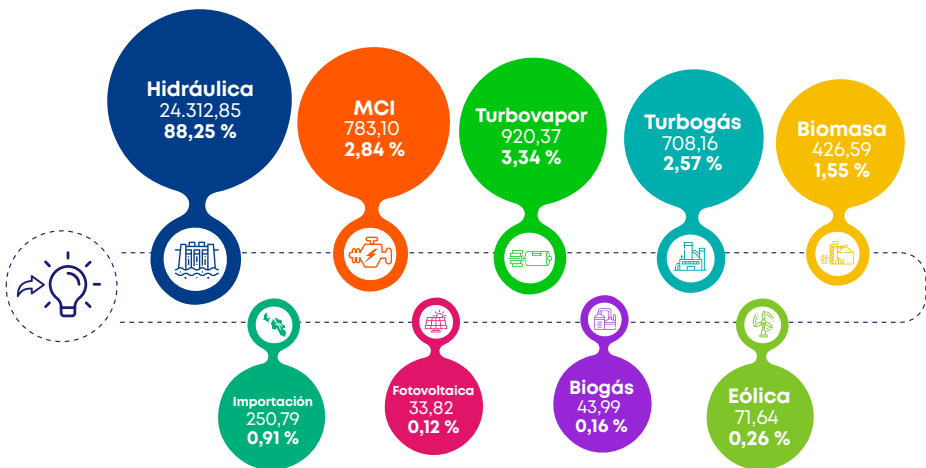


Figura Nro. 6:

Energía entregada para servicio público (GWh)

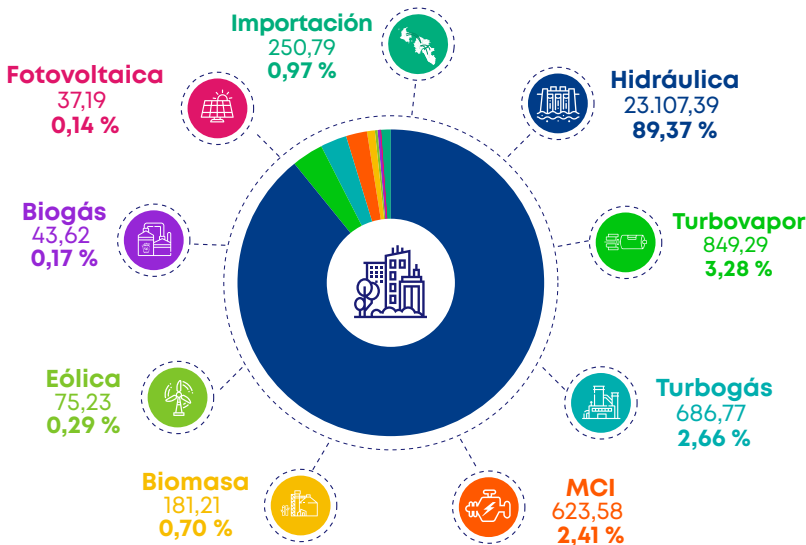


Tabla Nro. 4:

Balance nacional de energía eléctrica (2/3)

Energía Entregada para Servicio Eléctrico	GWh	%
	27.317,28	100,00
Demanda Regulada (Servicio Público)	25.855,09	94,65
Demanda No Regulada	1.462,19	5,35

Pérdidas en Transmisión	1.260,28	4,61
-------------------------	----------	------

Energía Disponible para Servicio Eléctrico	26.057,00	95,39
Exportación	1.340,63	100,00
Colombia	1.301,96	97,12
Perú	38,66	2,88
Disponible Sistemas de Distribución	24.716,37	100,00
Consumo Total Energía Eléctrica	21.556,06	87,21
Pérdidas en Distribución	3.160,31	12,79
Técnicas	1.698,45	6,87
No Técnicas	1.461,86	5,91

Figura Nro. 7:

Energía exportada (GWh)

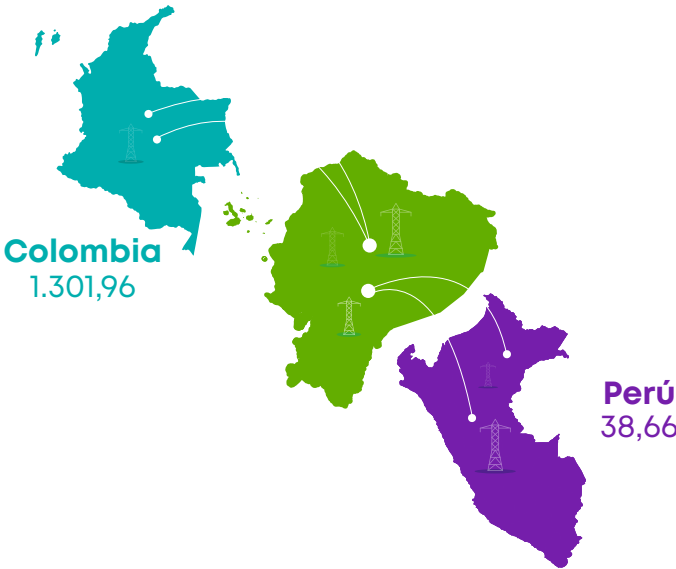







Tabla Nro. 4:

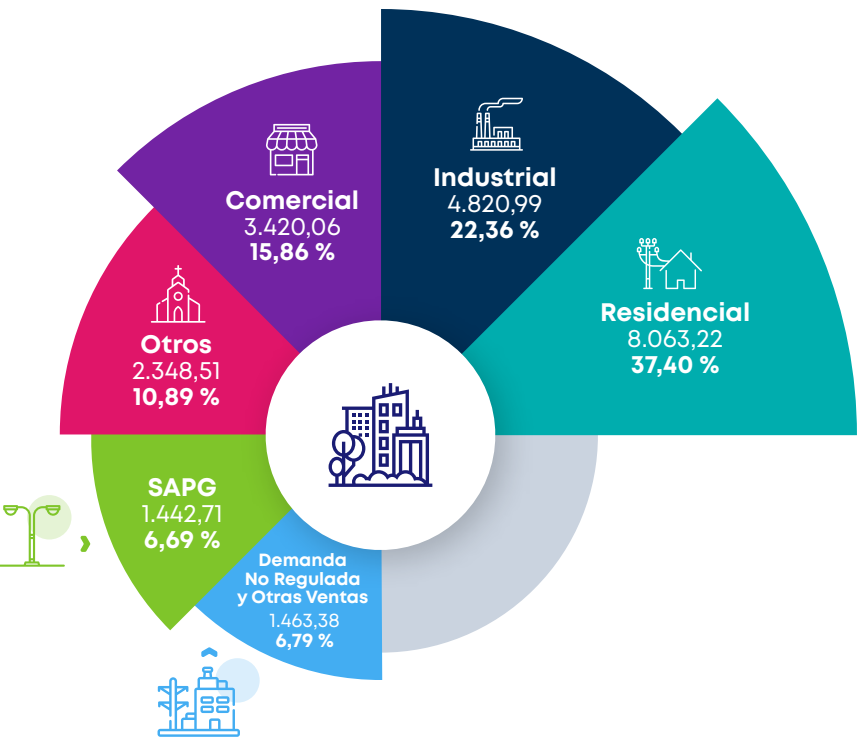
Balance nacional de energía eléctrica (3/3)

Energía Facturada por Servicio Eléctrico		GWh	%
		21.558,87	100,00
Demanda Regulada		20.095,49	93,21
Residencial		8.063,22	37,40
Industrial		4.820,99	22,36
Comercial		3.420,06	15,86
Otros		2.348,51	10,89
SAPG		1.442,71	6,69
Demanda No Regulada y Otras Ventas		1.463,38	6,79

Valores Facturados y Recaudados	USD (millones)	%
Facturación por Servicio Eléctrico	1.861,62	
Recaudación por Servicio Eléctrico	1.516,97	81,49

Figura Nro. 8:

Consumo de energía (GWh)



1.3 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.

En la tabla Nro. 5 se presenta el balance del sistema eléctrico de distribución para el periodo 2011-2020.

Tabla Nro. 5:

Balance de energía en el sistema de distribución, periodo 2011-2020

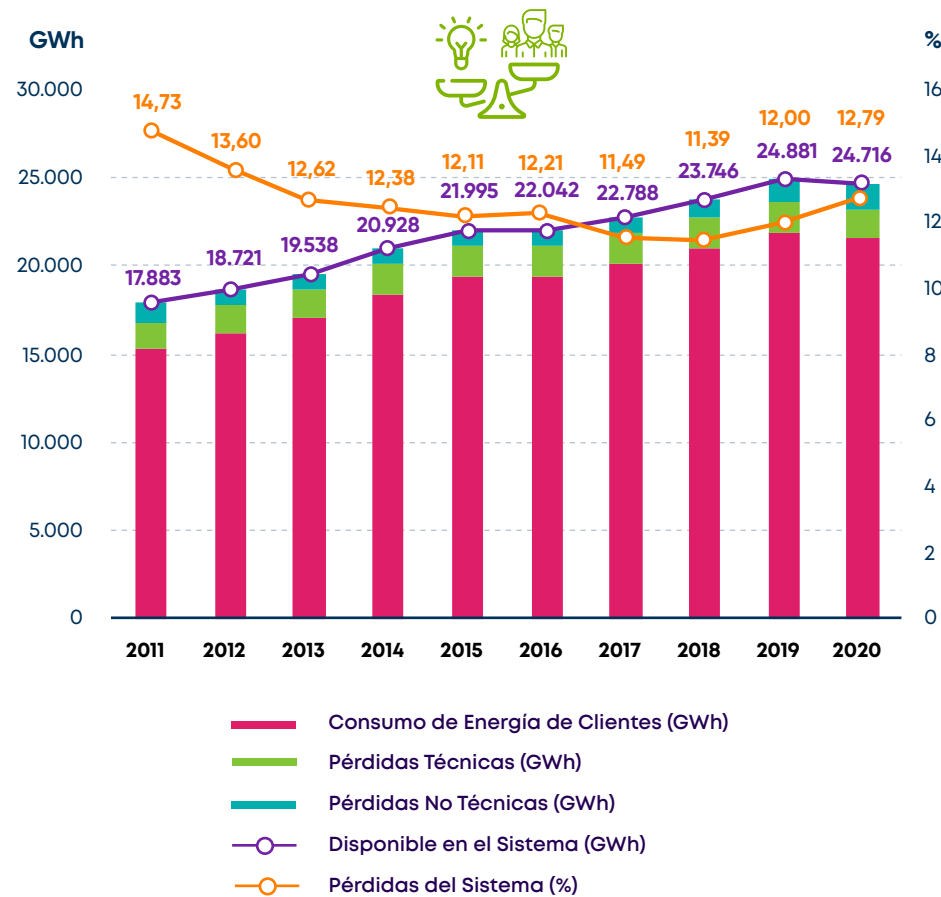
Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía de Clientes (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2011	17.882,88	15.248,80	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	16.174,89	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60
2013	19.537,75	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	23.745,74	21.040,45	2.705,29	1.668,58	1.036,71	11,39
2019	24.881,01	21.895,70	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00
2020	24.716,37	21.556,06	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79

Para el 2011, de la energía disponible en el sistema de distribución, 17.882,88 GWh, el 85,27 % (15.248,80 GWh) correspondió al consumo de energía, por lo que el 14,73 % (2.634,08 GWh) correspondió a las pérdidas en el sistema.

En el 2020, de los 24.716,37 GWh disponibles en el sistema de distribución, el 87,21 % (21.556,06 GWh) correspondió al consumo de energía, mientras que el 12,79 % (3.160,31 GWh) correspondió a las pérdidas en el sistema.

De la información registrada en el 2020 contrastada con el 2011, se aprecia que la energía disponible en los sistemas de distribución aumentó en 6.833,49 GWh (38,21 % de incremento). El consumo de energía registró un incremento de 6.307,26 GWh (crecimiento del 41,36 %). Por su parte, las pérdidas del sistema se incrementaron en un valor de 526,23 GWh.

Figura Nro. 9: Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución, periodo 2011-2020



En la tabla Nro. 6 se presenta el balance de energía para cada una de las empresas distribuidoras correspondiente al 2020.

Tabla Nro. 6:

Balance de energía en los sistemas de distribución, 2020

Distribuidora	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía de Clientes (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas de Sistema (%)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)
CNEL-Guayaquil	5.576,04	4.801,16	774,88	431,74	343,15	13,90	1.020,91	62,35
CNEL-Guayas Los Rios	2.746,40	2.322,23	424,17	208,26	215,91	15,44	430,78	72,78
CNEL-Manabi	2.013,95	1.512,81	501,14	177,62	323,52	24,88	335,32	68,56
CNEL-El Oro	1.334,80	1.113,98	220,82	114,70	106,12	16,54	222,75	68,40
CNEL-Milagro	996,30	863,53	132,77	47,82	84,94	13,33	185,06	61,46
CNEL-Sta. Elena	831,75	708,44	123,31	63,13	60,18	14,83	144,74	65,60
CNEL-Sto.Domingo	804,70	709,41	95,28	60,68	34,61	11,84	130,18	70,56
CNEL-Sucumbios	784,04	727,84	56,19	50,30	5,89	7,17	124,88	71,67
CNEL-Esmeraldas	617,74	448,43	169,32	47,56	121,76	27,41	103,41	68,19
CNEL-Los Rios	506,98	396,95	110,02	43,31	66,71	21,70	110,18	52,53
CNEL-Bolivar	97,22	91,72	5,50	5,33	0,17	5,66	19,14	57,98
CNELEP	16.309,92	13.696,51	2.613,41	1.250,45	1.362,95	16,02	2.827,36	65,85
E.E. Quito	4.221,47	3.978,24	243,23	201,08	42,15	5,76	706,28	68,23
E.E. Centro Sur	1.117,02	1.043,30	73,72	70,65	3,08	6,60	194,51	65,56
E.E. Ambato	695,76	653,44	42,31	41,55	0,76	6,08	127,22	62,43
E.E. Norte	640,59	577,78	62,81	42,87	19,95	9,81	107,85	67,80
E.E. Sur	607,96	576,34	31,62	18,79	12,83	5,20	116,88	59,38
E.E. Cotopaxi	573,43	521,92	51,51	42,28	9,23	8,98	96,63	67,74
E.E. Riobamba	405,52	373,14	32,38	22,85	9,53	7,98	74,06	62,51
E.E. Azogues	90,77	85,27	5,50	4,85	0,64	6,06	12,26	84,52
E.E. Galápagos	53,94	50,13	3,81	3,08	0,73	7,06	11,61	53,03
Empresas Eléctricas	8.406,45	7.859,55	546,90	448,00	98,90	6,51	1.447,30	66,31
Total General	24.716,37	21.556,06	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79	4.274,65	66,01

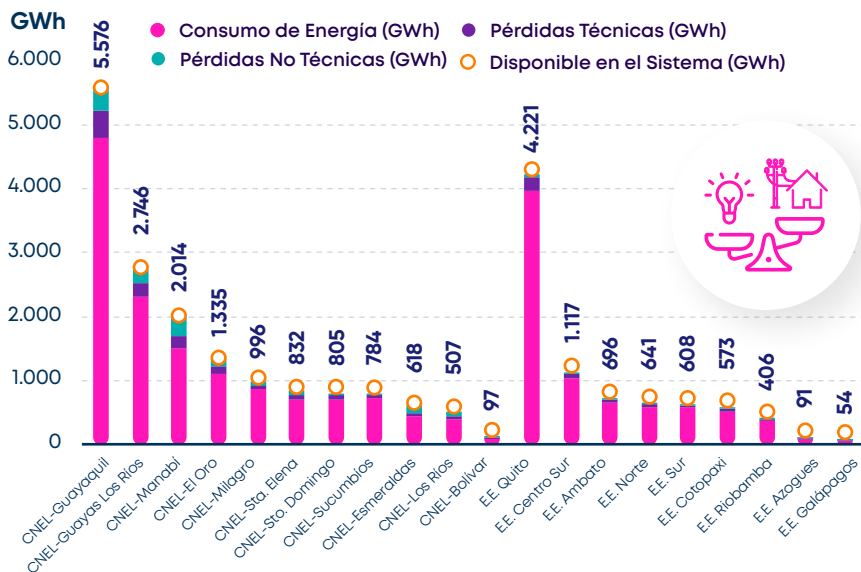
Los valores de demanda de la tabla Nro. 6, corresponden a los máximos registrados por cada empresa distribuidora en el año 2020.

El valor total, 4,27 GW, corresponde a la demanda máxima no coincidente del sistema de distribución.

La energía disponible en los sistemas de distribución, a nivel nacional, en 2020 fue 24.866,10 GWh. De esta cantidad, CNEL EP demandó 16.093,99 GWh (64,72 %) y el grupo de empresas eléctricas 8.772,10 GWh (35,28 %). Las pérdidas totales del sistema fueron 2.970,40 GWh, de los cuales 2.380,50 GWh correspondieron a la CNEL EP y 589,90 GWh al grupo de empresas eléctricas.

Figura Nro. 10:

Balance de energía en los sistemas de distribución, 2020

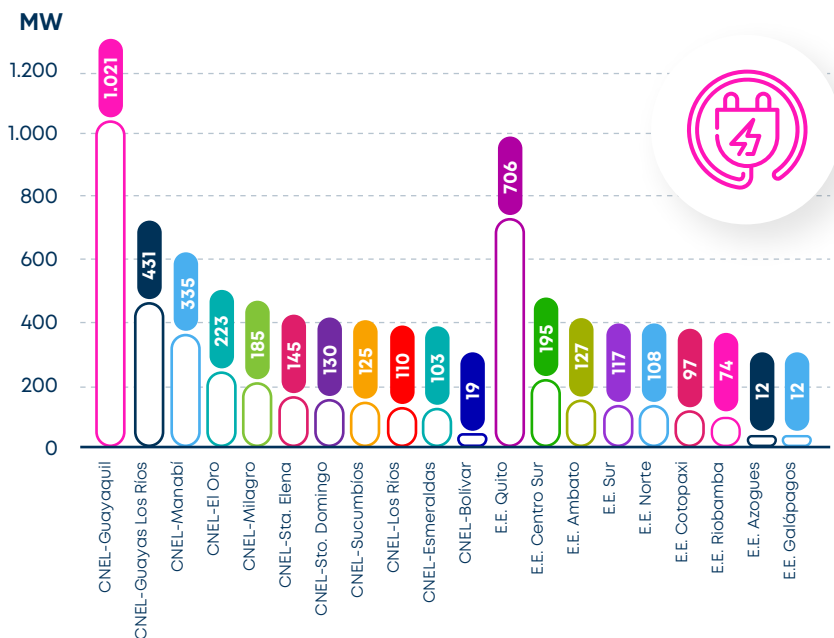


En la figura Nro. 10 se aprecia que la energía correspondiente a las pérdidas de distribución, con respecto a la energía disponible, es bastante reducida. Mientras que la energía que ha sido entregada y facturada a clientes finales representa la mayor cantidad.

En la figura Nro. 11 se presenta la demanda máxima anual registrada por cada empresa distribuidora en el 2020.

Figura Nro. 11:

Demanda máxima anual por empresa distribuidora



1.4 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: incorrecta facturación y gestión deficiente; equipos de medición en mal estado o alterados; y, por fraude, debido a conexiones ilegales por parte de los usuarios.

En la tabla Nro. 7 se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución para el periodo 2011-2020.

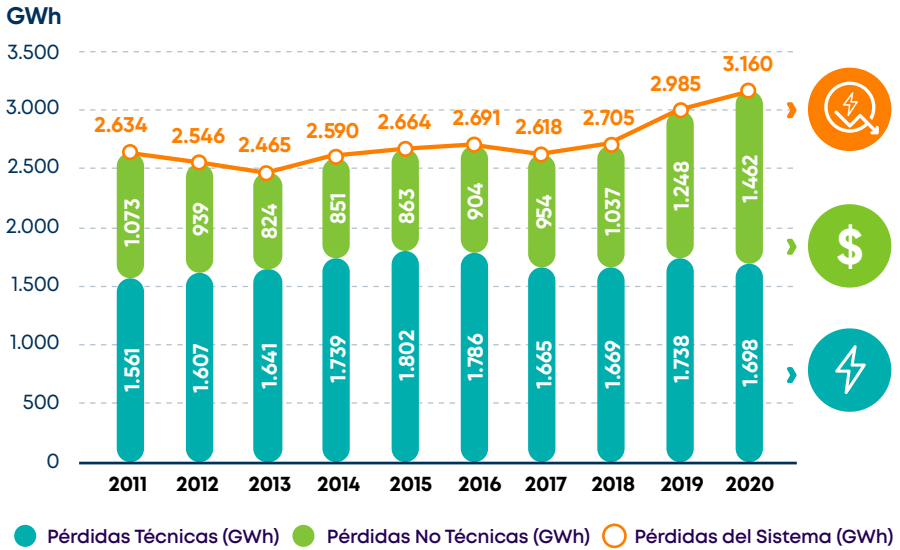
Tabla Nro. 7:

Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020

Año	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
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	1.668,58	1.036,71	11,39	7,03	4,37
2019	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00	6,98	5,01
2020	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79	6,87	5,91

En el 2020, las pérdidas de energía de los sistemas de distribución fueron de 3.160,31 GWh, lo que implicó un incremento de 526,23 GWh en comparación con las registradas en el 2011 (2.634,08 GWh).

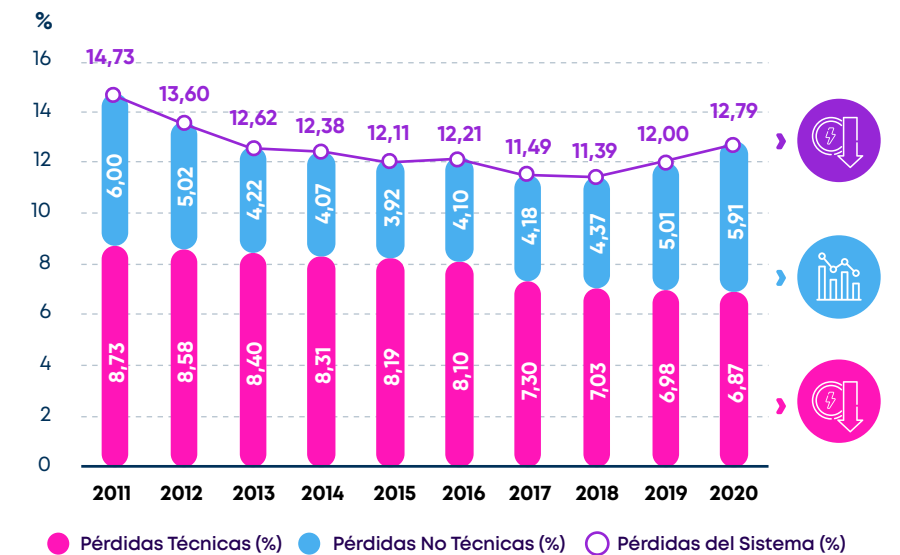
Figura Nro. 12: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020



En la figura Nro. 12 se aprecia el incremento que han tenido las pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2020, su valor fue 1.461,86 GWh, superior en 388,72 GWh respecto a las registradas en el 2011 (1.073,13 GWh).

Con respecto a las pérdidas porcentuales, en el 2020, estas tuvieron un valor de 12,79 %, lo que significó una disminución de 1,94 puntos porcentuales con respecto al 2011 (14,73 %).

Figura Nro. 13: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020



En la figura Nro. 13 se observa la disminución que ha tenido el porcentaje de pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2020, su valor fue 5,91 %, es decir, 0,09 puntos porcentuales menos que el registrado en el 2011 (6,00%).

En la tabla Nro. 8 se presentan los valores de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución correspondientes al 2020.

Tabla Nro. 8: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020

Empresa	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
CNEL-Guayaquil	774,88	431,74	343,15	13,90	7,74	6,15
CNEL-Manabí	501,14	177,62	323,52	24,88	8,82	16,06
CNEL-Guayas Los Ríos	424,17	208,26	215,91	15,44	7,58	7,86
CNEL-El Oro	220,82	114,70	106,12	16,54	8,59	7,95
CNEL-Esmeraldas	169,32	47,56	121,76	27,41	7,70	19,71
CNEL-Milagro	132,77	47,82	84,94	13,33	4,80	8,53
CNEL-Sta. Elena	123,31	63,13	60,18	14,83	7,59	7,24
CNEL-Los Ríos	110,02	43,31	66,71	21,70	8,54	13,16
CNEL-Sto.Domingo	95,28	60,68	34,61	11,84	7,54	4,30
CNEL-Sucumbios	56,19	50,30	5,89	7,17	6,42	0,75
CNEL-Bolívar	5,50	5,33	0,17	5,66	5,48	0,18
CNELEP	2.613,41	1.250,45	1.362,95	16,02	7,67	8,36
E.E. Quito	243,23	201,08	42,15	5,76	4,76	1,00
E.E. Centro Sur	73,72	70,65	3,08	6,60	6,32	0,28
E.E. Norte	62,81	42,87	19,95	9,81	6,69	3,11
E.E. Cotopaxi	51,51	42,28	9,23	8,98	7,37	1,61
E.E. Ambato	42,31	41,55	0,76	6,08	5,97	0,11
E.E. Riobamba	32,38	22,85	9,53	7,98	5,63	2,35
E.E. Sur	31,62	18,79	12,83	5,20	3,09	2,11
E.E. Azogues	5,50	4,85	0,64	6,06	5,35	0,71
E.E. Galápagos	3,81	3,08	0,73	7,06	5,71	1,35
Empresas Eléctricas	546,90	448,00	98,90	6,51	5,33	1,18
Total General	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79	6,87	5,91

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

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

En la figura Nro. 14 se presentan las pérdidas de energía expresadas en GWh y en porcentaje que registraron las empresas distribuidoras en el 2020.

De la tabla Nro. 8 y la figura Nro. 14 se aprecia que la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil presentó un indicador de pérdidas porcentuales de 13,90 %, siendo es el cuarto más bajo de las Unidades de Negocio de CNEL EP; sus pérdidas en energía fueron 774,88 GWh, siendo las mayores registradas a nivel nacional.

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

Porcentualmente, la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó fue la E.E. Sur (5,20 %).

En las figuras Nros. 15 y 16, se presentan las pérdidas de energía desagregadas en técnicas y no técnicas.

Figura Nro. 14:

Pérdidas de energía eléctrica por empresa distribuidora, 2020

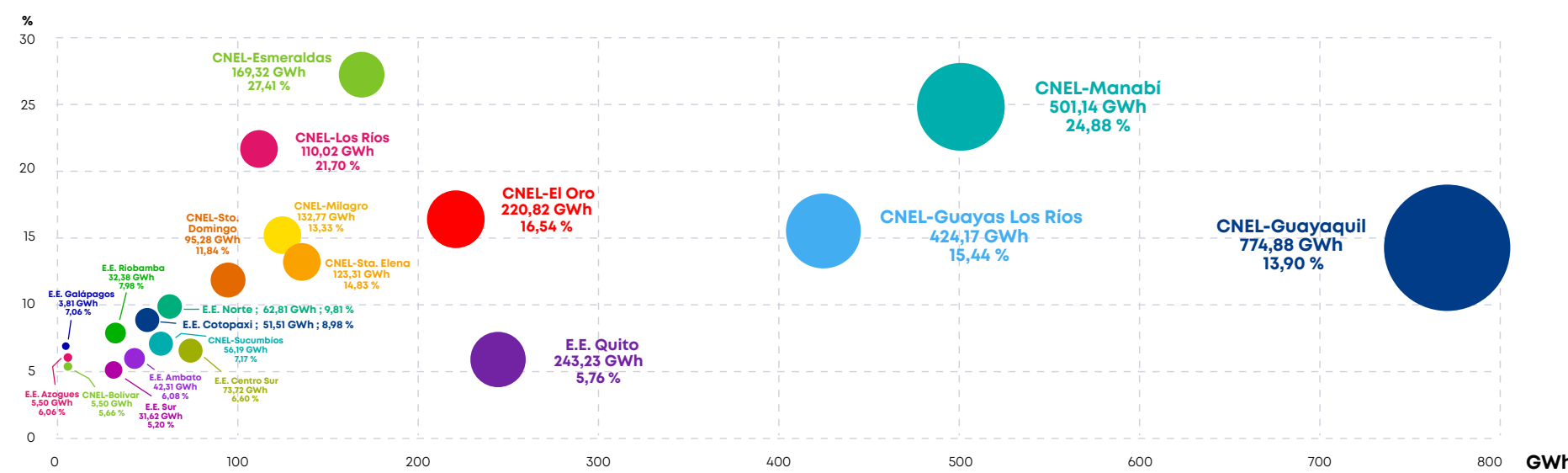


Figura Nro. 15:

Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020

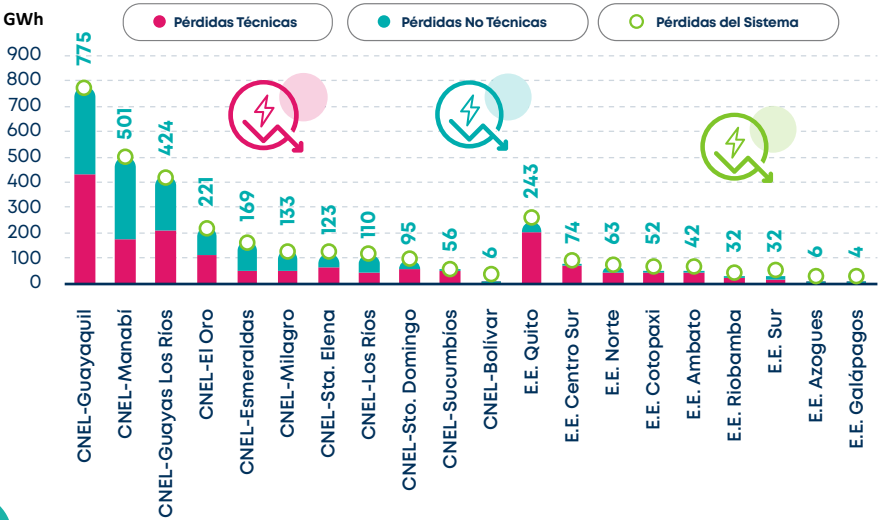
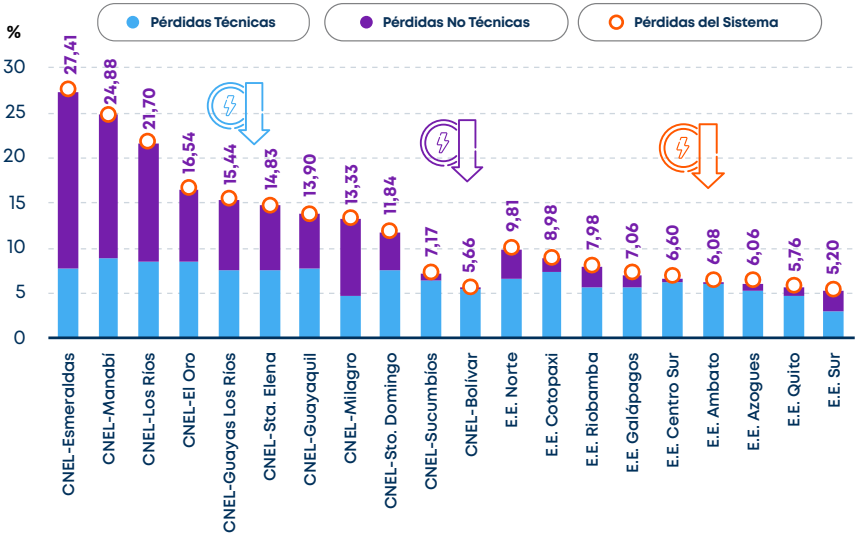


Figura Nro. 16:

Pérdidas porcentuales en los sistemas de distribución, 2020



Mapa Nro. 1: Pérdidas de energía en los sistemas de distribución



1.5 Consumo per cápita 2020

El cálculo del indicador de consumo per cápita anual a nivel nacional y provincial, utiliza el consumo de energía de los clientes regulados de las empresas distribuidoras y la población proyectada por el INEC para el 2020.

Estos datos revelan que el mayor consumo ocurrió en las provincias de: Sucumbíos, Zamora Chinchipe, Guayas, Galápagos, El Oro, Pichincha, Azuay, Santa Elena y Manabí. 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.

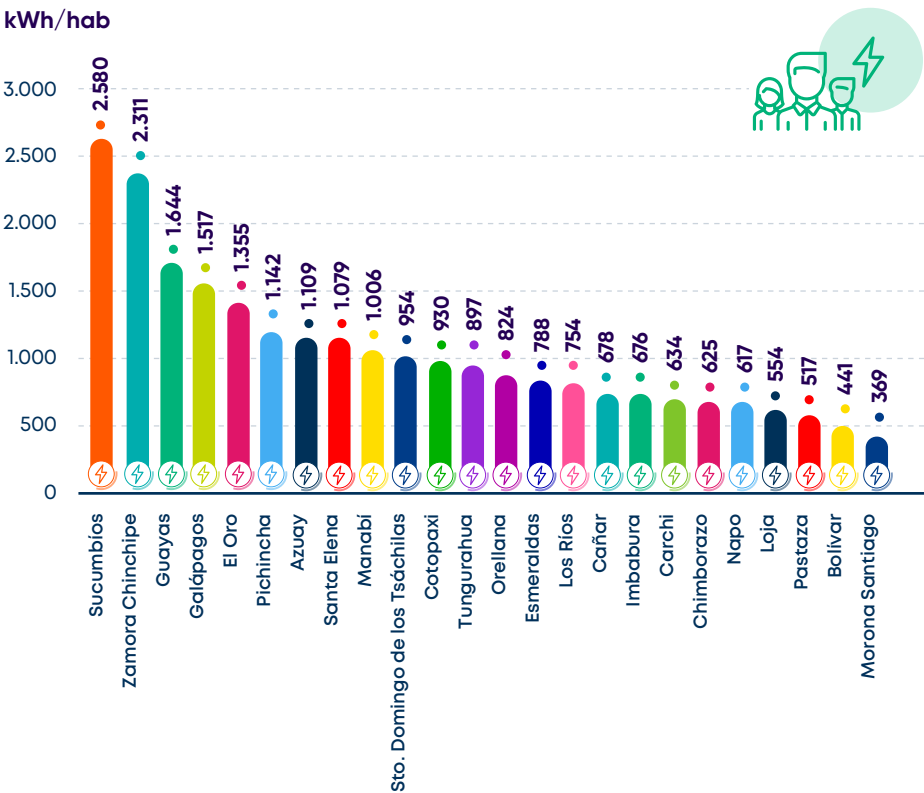
Tabla Nro. 9: Consumo per cápita anual por provincia

Provincia	Consumo de Energía (GWh)	Población ⁽¹⁾	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Guayas	7.213,41	4.387.434	1.644,11
Pichincha	3.687,88	3.228.233	1.142,38
Manabí	1.570,73	1.562.079	1.005,54
Azuay	977,17	881.394	1.108,66
El Oro	969,95	715.751	1.355,15
Los Ríos	695,02	921.763	754,01
Sucumbios	594,67	230.503	2.579,88
Tungurahua	529,85	590.600	897,15
Sto. Domingo de los Tsáchilas	487,67	511.151	954,07
Esmeraldas	465,77	591.083	788,00
Cotopaxi	454,28	488.716	929,54
Santa Elena	432,90	401.178	1.079,06
Chimborazo	327,66	524.004	625,31
Imbabura	322,10	476.257	676,31
Loja	288,86	521.154	554,27
Zamora Chinchipe	278,31	120.416	2.311,26
Cañar	190,77	281.396	677,96
Orellana	132,97	161.338	824,14
Carchi	118,57	186.869	634,48
Bolívar	92,65	209.933	441,31
Napo	82,50	133.705	617,06
Morona Santiago	72,57	196.535	369,24
Pastaza	59,10	114.202	517,46
Galápagos	50,13	33.042	1.517,07
Total	20.095,49	17.510.643	1.147,62



(1) Proyección poblacional del Ecuador para el año 2020 obtenida a partir del VII censo de población y VI de Vivienda 2010 – INEC. El valor total de población de 17.510.643 incluye la proyección poblacional de las zonas no delimitadas para el 2020.

Figura Nro. 17: Consumo per cápita anual por provincia

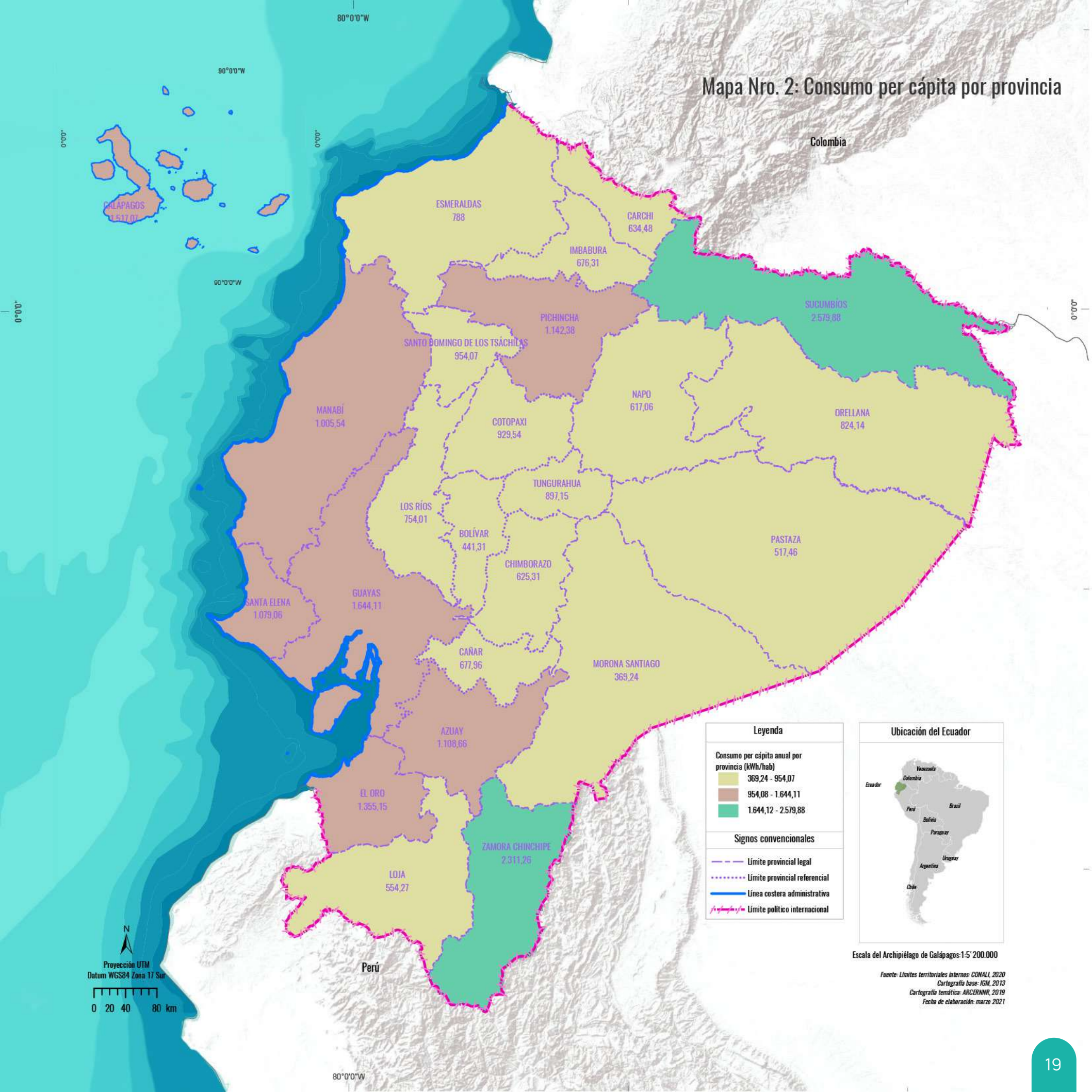


Sucumbios presenta el mayor consumo per cápita de energía eléctrica a nivel nacional, debido a que en esta provincia la CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbíos sirve a la carga Petroamazonas EP que tiene un gran consumo de energía eléctrica.

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.



Mapa Nro. 2: Consumo per cápita por provincia



1.6 Consumo promedio de energía eléctrica por cliente final

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

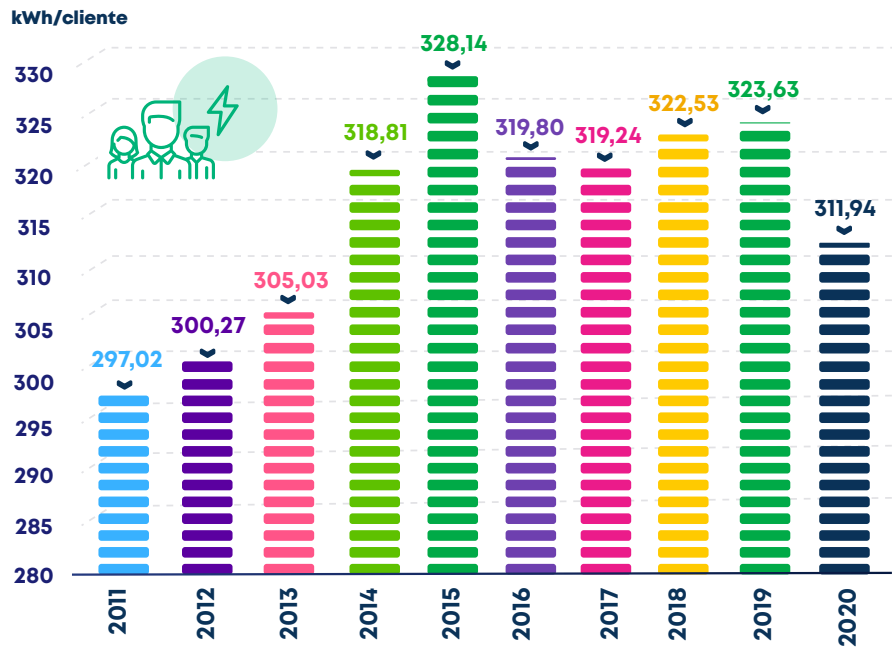
En la tabla Nro. 10 se puede apreciar el consumo promedio mensual por cliente, para el periodo 2011-2020.

Tabla Nro. 10: Consumo promedio mensual, periodo 2011-2020 (kWh/cliente)

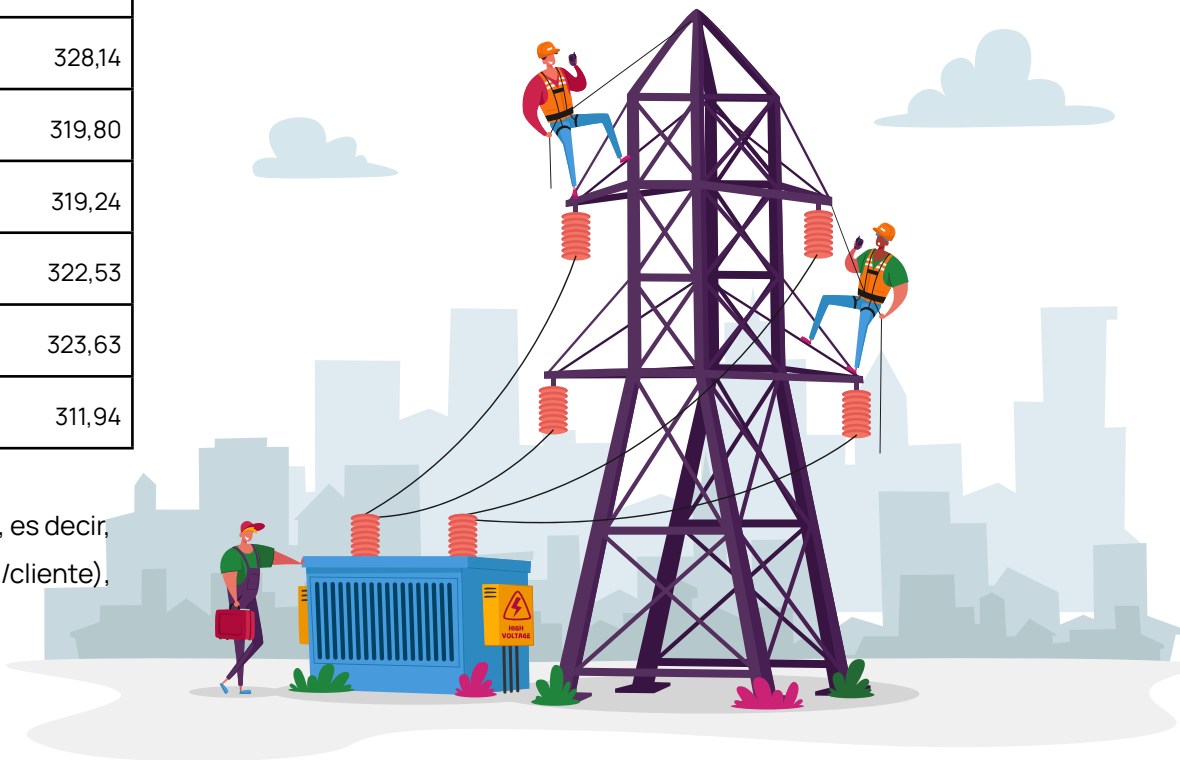
Año	SPEE				SAPG	Promedio Total
	Industrial	Otros	Comercial	Residencial		
2011	7.921,07	2.018,03	595,04	121,30	17,56	297,02
2012	8.123,78	2.034,50	608,82	121,73	17,30	300,27
2013	7.933,41	2.109,50	651,34	122,20	17,56	305,03
2014	8.566,79	2.095,40	691,75	128,79	18,17	318,81
2015	8.876,86	2.229,12	712,15	136,67	18,73	328,14
2016	8.934,26	2.252,05	680,48	136,61	19,07	319,80
2017	9.492,74	2.296,04	665,01	136,10	19,93	319,24
2018	9.904,69	2.490,97	656,36	135,26	21,13	322,53
2019	10.014,22	2.544,73	659,49	137,07	21,84	323,63
2020	9.739,14	2.416,88	575,68	141,42	22,39	311,94

El consumo promedio mensual en el 2020 fue 311,94 kWh/cliente, es decir, 14,91 kWh más por cliente que el registrado en el 2011 (297,02 kWh/cliente), lo que representó un incremento del 5,02 %.

Figura Nro. 18: Consumo promedio mensual, periodo 2011-2020



En la tabla Nro. 11 se presenta el consumo promedio mensual por empresa distribuidora, correspondiente al 2020.



Consumo promedio mensual por empresa distribuidora, 2020 (kWh/cliente)

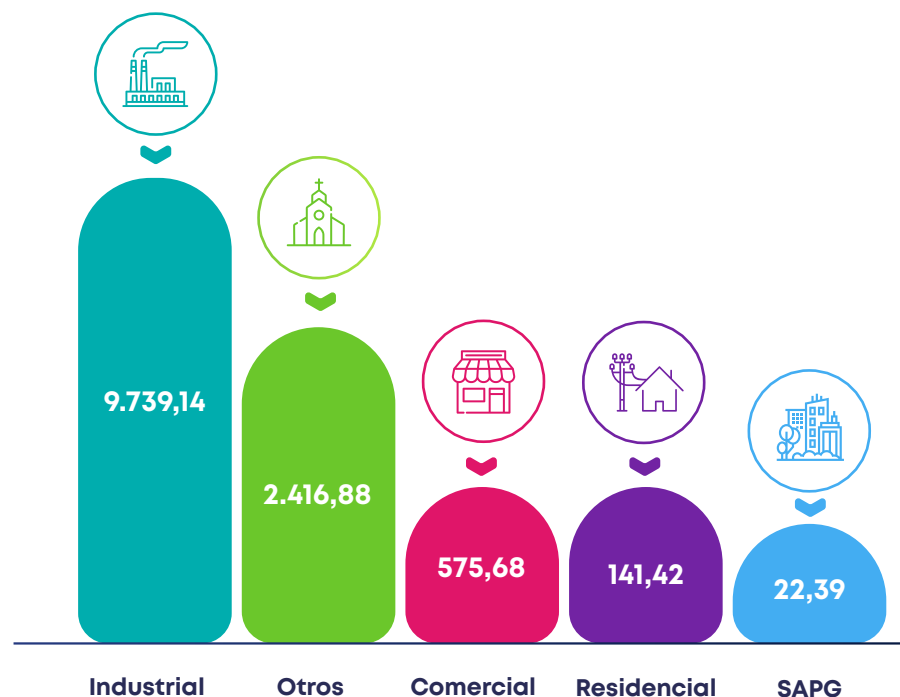
Empresa	SPEE				SAPG	Promedio Total
	Industrial	Otros	Comercial	Residencial		
CNEL-Sucumbios	73.556,89	1.738,72	472,30	128,64	28,19	604,29
CNEL-Guayaquil	41.831,15	7.488,84	1.012,98	230,34	20,58	518,43
CNEL-Guayas Los Rios	46.736,56	5.314,56	1.196,41	210,34	24,02	480,90
CNEL-Milagro	172.020,54	4.452,06	722,46	144,07	21,46	442,26
CNEL-Sta. Elena	51.997,25	6.476,30	979,35	145,39	28,05	430,01
CNEL-Manabi	28.211,54	4.299,10	932,41	164,20	28,83	354,14
CNEL-El Oro	14.473,30	3.719,63	592,68	140,76	27,91	350,67
CNEL-Esmeraldas	16.169,09	2.887,11	531,24	131,48	27,88	284,26
CNEL-Los Rios	8.188,66	2.174,99	737,35	132,37	22,57	235,37
CNEL-Sto. Domingo	32.533,14	1.794,33	499,61	113,12	21,35	229,10
CNEL-Bolivar	291,41	426,32	288,65	65,90	27,31	112,66
CNELEP	36.244,40	4.226,10	831,44	171,53	24,24	405,70
E.E. Galápagos	390,94	1.092,22	663,12	174,44	16,22	313,28
E.E. Cotopaxi	4.576,37	1.204,02	324,51	81,62	20,06	255,94
E.E. Quito	3.813,95	1.406,92	454,11	138,27	18,47	250,10
E.E. Sur	14.625,17	451,77	299,18	84,55	17,39	224,53
E.E. Centro Sur	4.317,41	870,39	338,51	96,29	24,57	208,62
E.E. Ambato	1.445,80	1.107,70	300,47	94,74	26,37	190,35
E.E. Norte	3.260,32	983,08	279,73	96,76	21,63	184,25
E.E. Riobamba	6.038,29	639,66	243,34	78,67	18,10	148,30
E.E. Azogues	1.565,00	491,77	289,83	78,15	29,03	147,83
Empresas Eléctricas	3.922,99	1.038,55	378,23	111,42	20,62	221,90
Total General	9.739,14	2.416,88	575,68	141,42	22,39	311,94

El valor del consumo promedio mensual para el 2020 (311,94 kWh/cliente), corresponde a la relación entre el total de la demanda regulada (SPEE y SAPG) y el total de clientes regulados a nivel nacional. El sector industrial es el de mayor consumo mensual con 9.739,14 kWh/cliente, debido a que el número de clientes es considerablemente menor.

En la figura Nro. 19 se aprecia el consumo de energía eléctrica en un mes promedio durante el 2020.

Figura Nro. 19:

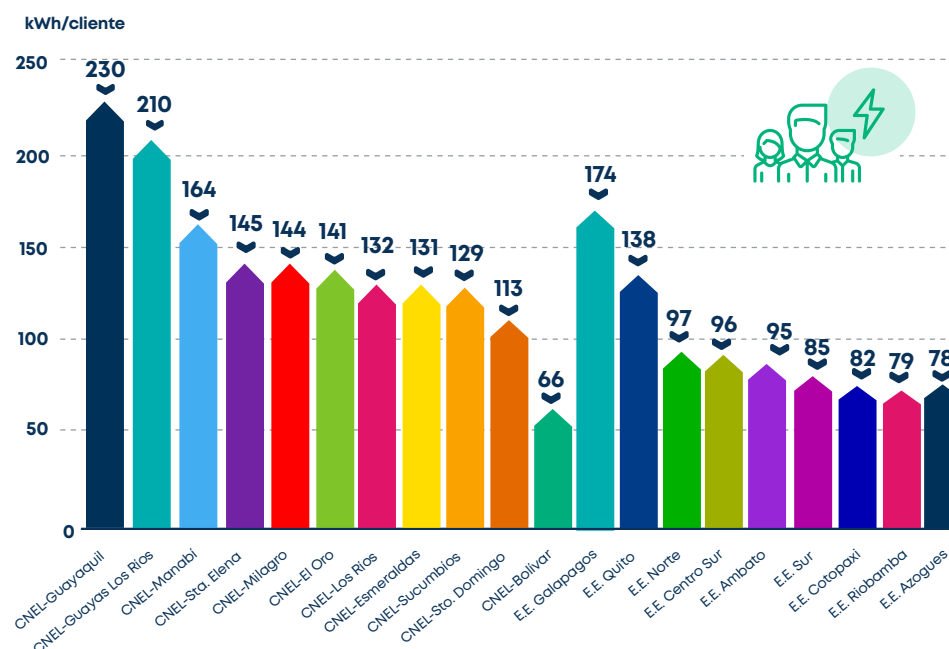
Consumo promedio mensual de clientes regulados por grupo de consumo, 2020 (kWh/cliente)



En la figura Nro. 20 se presenta el consumo promedio mensual de los clientes residenciales por empresa distribuidora.

Figura Nro. 20:

Consumo promedio mensual de clientes
residenciales, 2020



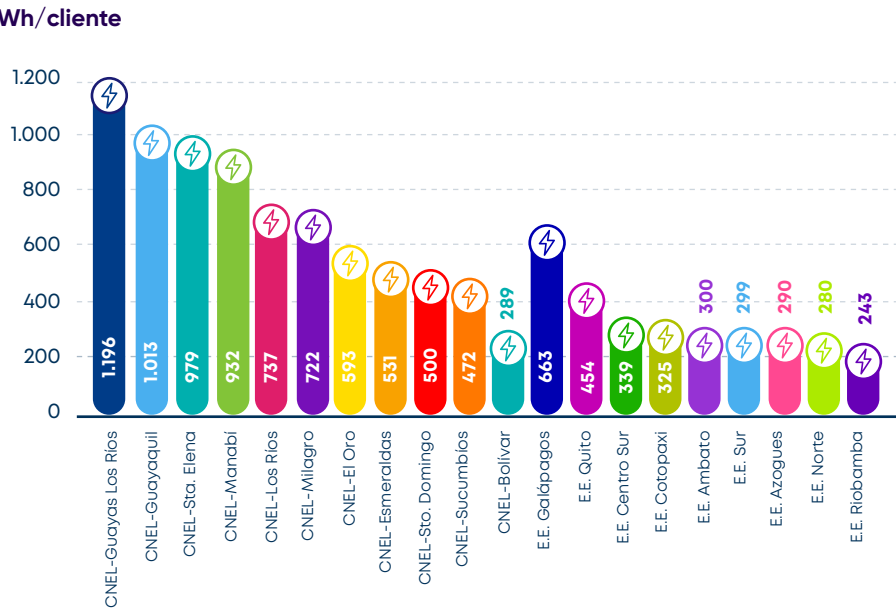
Con respecto a los clientes residenciales en el 2020, en la CNEL EP, las Unidades de Negocio que tuvieron un mayor consumo promedio fueron: Guayaquil, Guayas Los Rios y Manabí; su consumo promedio mensual fue mayor a 150 kWh/cliente. Por su parte, la Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (65,90 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 (78,15 kWh/cliente).

A nivel nacional el consumo promedio mensual de los clientes residenciales fue de 141,42 kWh/cliente.

En la figura Nro. 21 se presenta el consumo promedio mensual de los clientes comerciales por empresa distribuidora.

Figura Nro. 21: Consumo promedio mensual de clientes comerciales, 2020



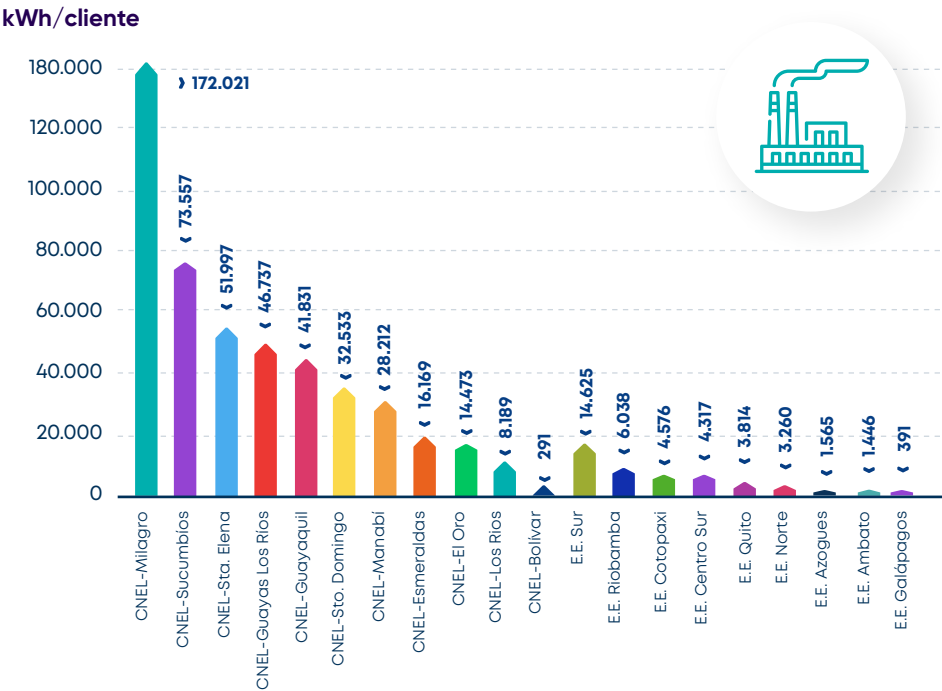
La información revela que las empresas de mayor consumo promedio en el 2020, en cuanto a clientes comerciales, fueron las Unidades de Negocio de CNELEP, específicamente: Guayas Los Rios y Guayaquil; éstas registraron consumos promedios superiores a los 1.000 kWh/cliente. La CNELEP Unidad de Negocio Bolívar, es la que menor consumo promedio presentó (288,65 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la Galápagos y la Quito son las distribuidoras que mayor consumo promedio registraron (superior a 450 kWh/cliente). La Riobamba es la que menor consumo promedio presentó (243,34 kWh/cliente).

A nivel nacional se estableció que el consumo promedio mensual de los clientes comerciales fue 575,68 kWh/cliente.

En la figura Nro. 22 se presenta el consumo promedio mensual de los clientes industriales por empresa distribuidora.

Figura Nro. 22: Consumo promedio mensual de clientes industriales, 2020

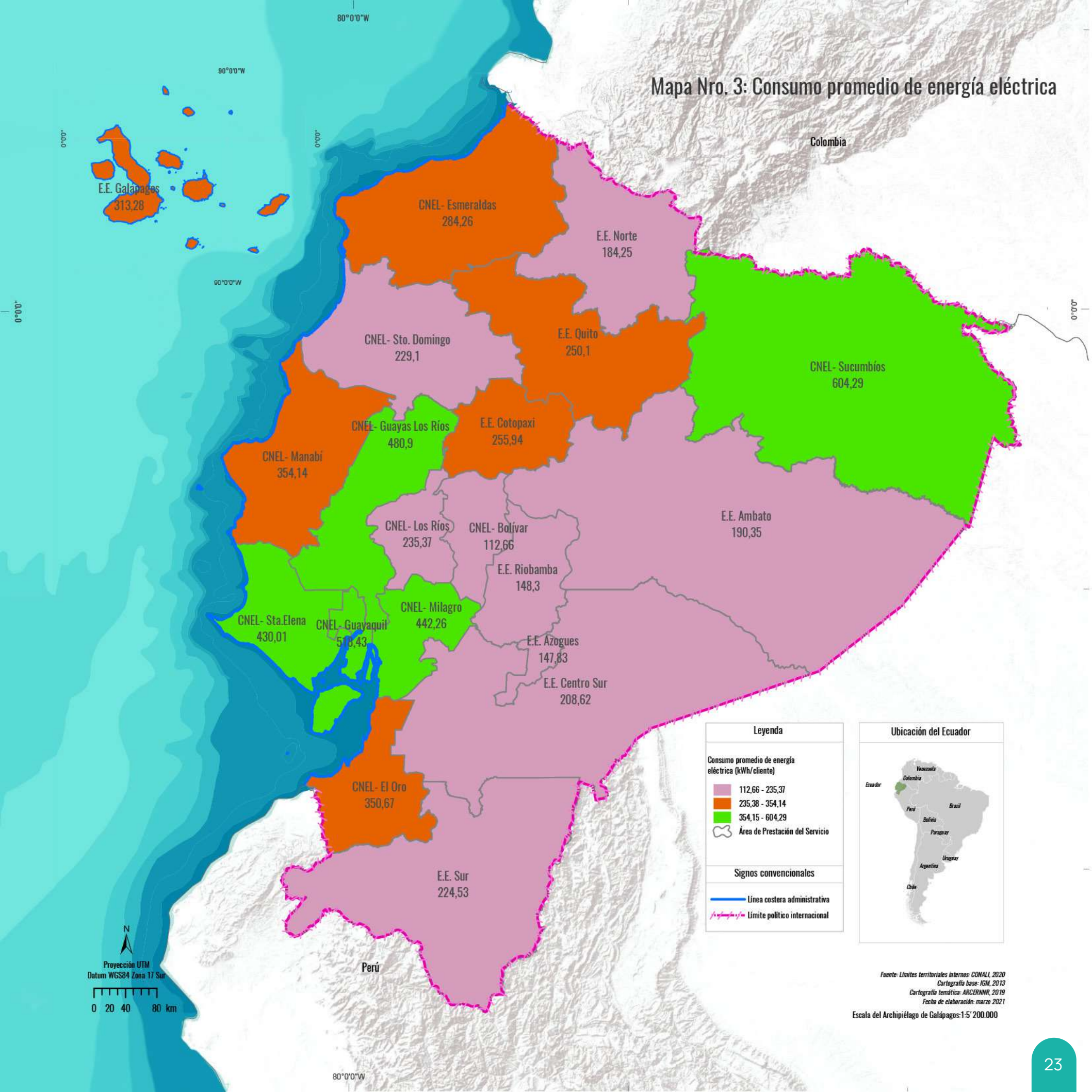


Con respecto a los clientes industriales en el 2020, en la CNEL EP, las Unidades de Negocio que tuvieron un mayor consumo promedio fueron: Milagro y Sucumbios, las cuales presentaron un consumo promedio superior a 70.000 kWh/cliente. Por su parte, la Unidad de Negocio Bolívar es la que menor consumo promedio presentó (291,41 kWh/cliente).

Por parte de las empresas eléctricas, la Sur y la Riobamba son las distribuidoras que mayor consumo promedio tuvieron (superior a 6.000 kWh/cliente). La Galápagos es la que menor consumo promedio presentó (390,94 kWh/cliente).

A nivel nacional se reporta un consumo promedio mensual de los clientes industriales de 9.739,14 kWh/cliente.

Mapa Nro. 3: Consumo promedio de energía eléctrica



1.7 Cobertura de servicio eléctrico

La tabla Nro. 12 muestra la evolución del indicador de cobertura de servicio eléctrico por provincia, región y a nivel nacional. En el 2010 la cobertura fue 94,78 %, la misma que se ha incrementado hasta alcanzar los 97,09 % en el 2019, a nivel nacional.

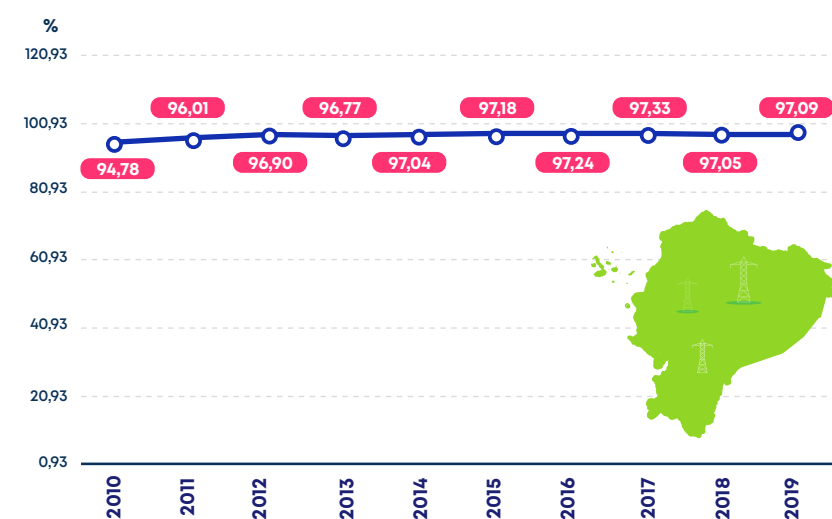
En el periodo 2010-2019, el incremento de la cobertura eléctrica en las regiones Sierra, Costa, Amazonia e Insular fue 1,58 %, 2,49 %, 10,73 % y - 0,16 %, respectivamente.

Tabla Nro. 12:

Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia (%)

Regiones y Provincias	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Azuay	97,56	97,52	97,76	98,15	98,76	98,79	98,81	98,83	98,06	98,30
Bolivar	88,21	89,03	89,73	90,68	90,85	91,03	91,07	91,59	92,04	92,99
Cañar	95,92	96,21	96,35	95,78	96,18	96,22	96,24	96,32	95,99	96,26
Carchi	97,34	97,52	97,68	97,95	99,07	99,09	99,11	99,14	99,13	99,33
Cotopaxi	91,79	93,45	94,92	95,60	96,87	96,95	96,97	97,09	97,09	96,64
Chimborazo	92,03	92,49	92,83	92,87	94,26	93,81	93,89	93,79	94,09	94,82
Imbabura	97,36	98,30	98,85	98,33	99,25	99,26	98,31	98,83	98,88	99,04
Loja	94,88	96,92	97,73	98,60	99,37	99,38	99,40	99,34	98,86	98,71
Pichincha	99,29	99,41	99,42	99,46	99,47	99,52	99,53	99,75	99,76	99,58
Tungurahua	96,93	97,24	98,07	98,99	99,46	99,48	99,50	97,68	97,73	97,74
Santo Domingo	96,19	96,88	98,10	98,02	98,88	98,90	98,93	98,96	98,94	99,38
Región Sierra	96,91	97,38	97,78	98,00	98,48	98,50	98,47	98,48	98,41	98,44
El Oro	97,38	96,09	96,64	97,54	98,18	98,22	98,25	98,27	98,06	98,33
Esmeraldas	89,03	93,66	95,46	90,83	91,51	91,54	92,56	87,80	87,83	87,56
Guayas	95,42	96,62	96,87	95,81	95,78	96,03	96,08	97,79	97,11	97,12
Los Ríos	91,52	93,42	97,39	97,50	98,37	98,39	98,40	97,13	98,38	98,41
Manabí	91,34	96,91	98,22	98,52	97,43	97,51	97,69	97,80	97,39	96,19
Santa Elena	91,42	88,90	92,90	92,83	90,81	91,84	92,00	89,34	88,37	88,53
Región Costa	93,82	95,76	96,90	96,16	96,07	96,26	96,40	96,72	96,37	96,16
Morona Santiago	77,13	76,21	83,87	85,25	90,95	92,06	93,11	86,16	86,16	86,74
Napo	87,36	87,13	87,33	88,22	86,97	88,95	89,99	89,47	90,87	90,87
Pastaza	82,15	81,59	81,40	81,59	87,58	88,49	88,54	89,30	89,32	89,23
Zamora Chinchipe	88,52	93,07	95,74	96,09	98,88	98,89	97,21	97,92	97,90	98,25
Sucumbios	86,41	88,51	89,70	95,26	96,10	96,15	96,30	96,99	95,41	95,41
Orellana	83,07	87,46	92,61	97,94	98,11	98,58	98,68	97,16	96,48	96,52
Región Amazónica	83,89	85,53	88,61	91,44	93,70	94,29	94,47	93,12	92,77	92,89
Galápagos	99,50	99,34	99,48	99,67	99,67	99,81	99,83	99,63	99,68	99,34
Región Insular	99,50	99,34	99,48	99,67	99,67	99,80	99,83	99,63	99,68	99,34
Total Nacional	94,78	96,01	96,90	96,77	97,04	97,18	97,24	97,33	97,05	97,09

Figura Nro. 23: Cobertura de servicio eléctrico

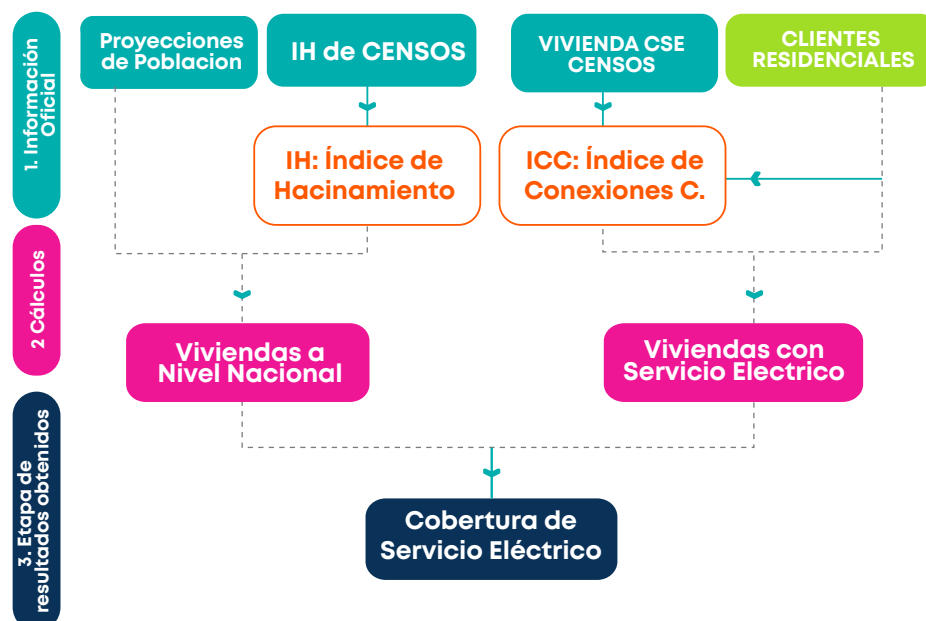


En base a los datos del último censo de población y vivienda realizado por el INEC, al 2010 se registró una población de 15.012.228 y para el año 2019 la población proyectada fue de 17.267.986.

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.

Figura Nro. 24: Metodología de cálculo de la cobertura de servicio eléctrico



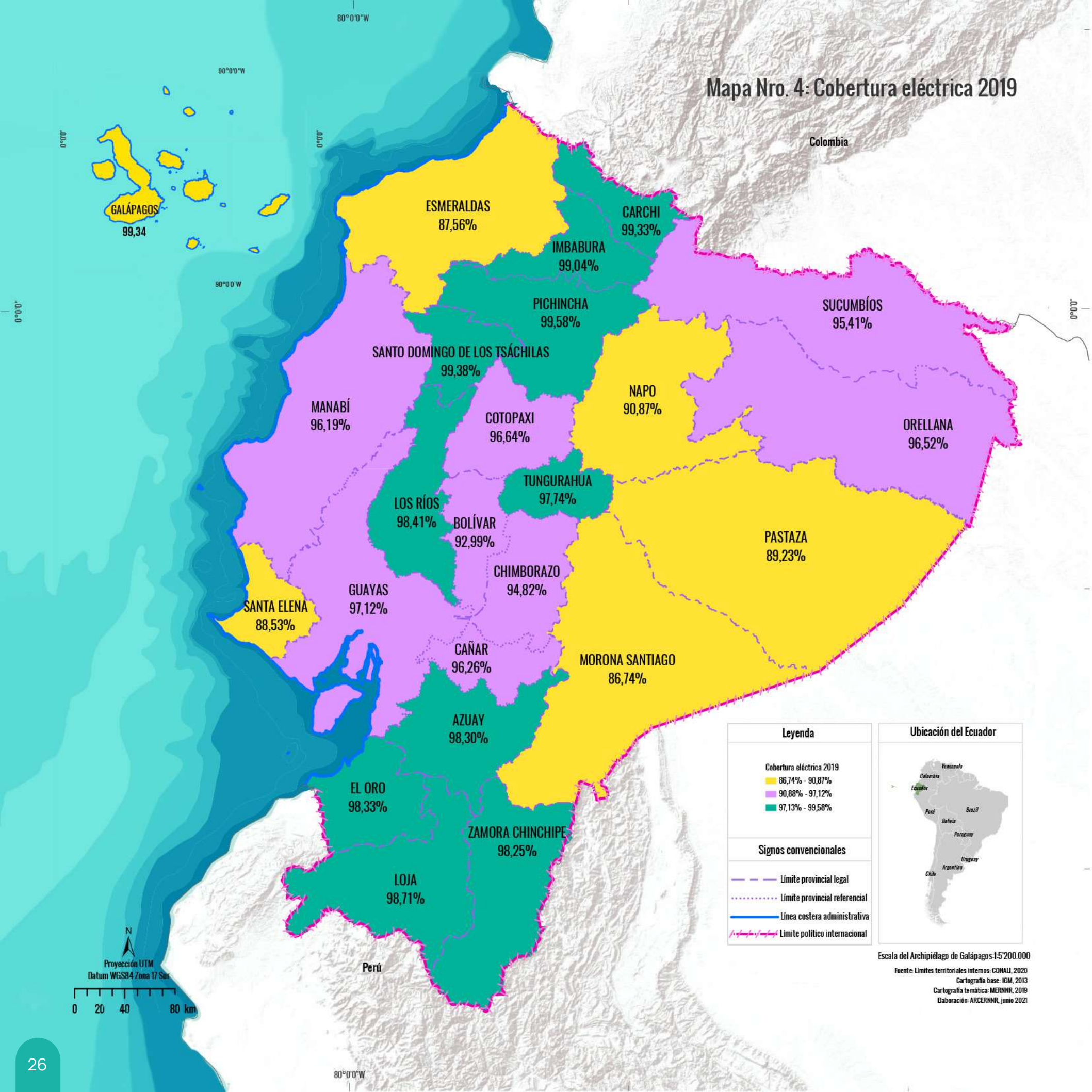
Al 2019 la cobertura eléctrica nacional fue de 97,09 %, evidenciándose que las provincias con mayor cobertura de servicio eléctrico fueron Pichincha (99,58 %), Galápagos (99,34 %), Carchi (99,33 %) y Santo Domingo (99,38 %). Por otro lado, los porcentajes de cobertura eléctrica más bajos (menores al 90 %) se registraron en las provincias de Pastaza, Santa Elena, Esmeraldas y Morona Santiago.

Cabe señalar que el MERNNR se encuentra desarrollando análisis para determinar los valores correspondientes al 2020.

Tabla Nro. 13: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia, 2019 (%)

Regiones/Provincias	2019
Azuay	98,30
Bolívar	92,99
Cañar	96,26
Carchi	99,33
Cotopaxi	96,64
Chimborazo	94,82
Imbabura	99,04
Loja	98,71
Pichincha	99,58
Tungurahua	97,74
Santo Domingo	99,38
Región Sierra	98,44
El Oro	98,33
Esmeraldas	87,56
Guayas	97,12
Los Ríos	98,41
Manabí	96,19
Santa Elena	88,53
Región Costa	96,16
Morona Santiago	86,74
Napo	90,87
Pastaza	89,23
Zamora Chinchipe	98,25
Sucumbios	95,41
Orellana	96,52
Región Amazónica	92,89
Galápagos	99,34
Región Insular	99,34
Zonas en estudio	92,97
Total Nacional	97,09

Mapa Nro. 4: Cobertura eléctrica 2019



1.8 Generación fotovoltaica para autoabastecimiento

Dentro de las características generales que se consideran para los proyectos de los consumidores con interés en instalar y operar Sistemas Fotovoltaicos (μSFV), se señalan las siguientes:

- 1 El proyecto debe conectarse con las redes de bajo o medio voltaje de la distribuidora.
- 2 El interesado debe ser propietario del inmueble donde se va a instalar el μSFV.
- 3 El proyecto μSFV tiene como objetivo reducir el consumo de energía de la red.
- 4 Para instalar un μSFV se debe contar con la factibilidad de conexión emitida por la distribuidora.
- 5 No puede exceder la capacidad nominal establecida en la Regulación Nro. ARCONEL - 003/18.

1.8.1 Trámites revisados por la ARCERNNR

El 26 de julio de 2019 la extinta ARCONEL, recibió el primer trámite correspondiente a la emisión de autorización como consumidor con μSFV de parte de la E.E. Quito.

Durante el 2019 se atendieron 12 trámites, de los cuales se otorgaron 9 autorizaciones; y, se notificó la no autorización de 3 proyectos, la causa principal fue debido al incumplimiento de requisitos establecidos en la Regulación Nro. ARCONEL-003/18.

Del total de las autorizaciones entregadas en el 2019: 5 corresponden a la E.E. Quito, 3 a la CNEL-Guayas Los Ríos y 1 a la CNEL-El Oro.

Durante el 2020 se atendieron 55 trámites, de los cuales se otorgaron 50 autorizaciones; y, se notificó la no autorización de 5 proyectos, la causa principal fue debido al incumplimiento de requisitos establecidos en la Regulación Nro. ARCONEL-003/18.

Del total de las autorizaciones entregadas desde enero hasta diciembre de 2020: 37 corresponden a la E.E. Quito; 5 a la E.E. Centro Sur; 4 a la CNEL-Guayas Los Ríos; 2 a la E.E. Galápagos; 1 a la CNEL-El Oro; y, 1 a la CNEL-Milagro. En la tabla Nro. 14 y figura Nro. 25 se presenta el porcentaje de participación de cada una de las empresas distribuidoras con respecto al número de proyectos de μSFV autorizados.

Tabla Nro. 14: Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2020

Empresa Distribuidora	Autorizaciones	Participación (%)
E.E. Quito	37	74
E.E. Centro Sur	5	10
CNEL-Guayas Los Ríos	4	8
E.E. Galápagos	2	4
CNEL-El Oro	1	2
CNEL-Milagro	1	2
Total	50	100

Figura Nro. 25: Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2020



Durante el periodo 2019-2020 se atendieron 67 trámites, de los cuales se otorgaron 59 autorizaciones; y, se notificó la no autorización de 8 proyectos, la causa principal fue debido al incumplimiento de requisitos establecidos en la Regulación Nro. ARCONEL-003/18.

Del total de las autorizaciones entregadas en el 2019-2020: 42 corresponden a la E.E. Quito; 7 a la CNEL-Guayas Los Ríos; 5 a la E.E. Centro Sur, 2 a la E.E. Galápagos; 2 a la CNEL-EI Oro; y, 1 a la CNEL-Milagro. En la tabla Nro. 15 y figura Nro. 26 se presenta el porcentaje de participación de cada una de las empresas distribuidoras con respecto al número de proyectos de μ SFV autorizados.

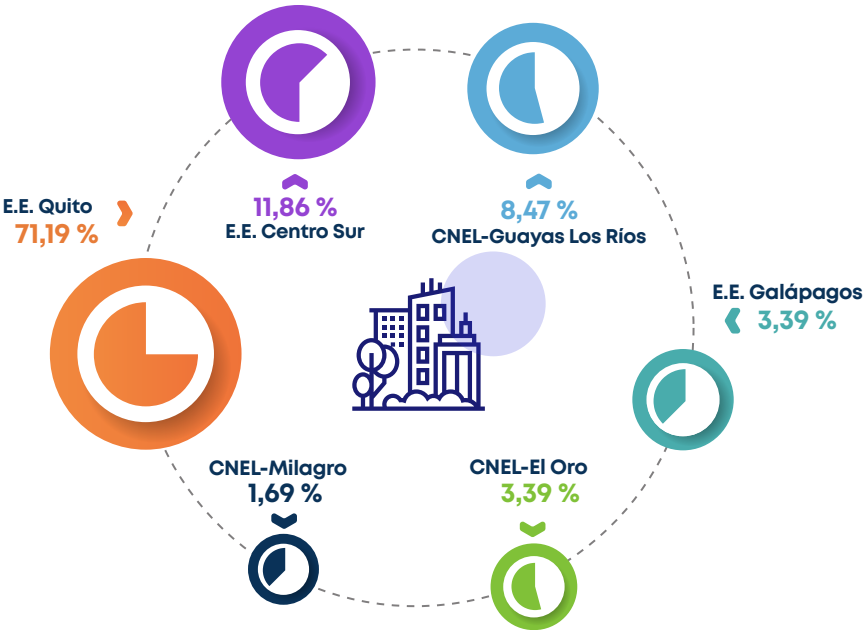
Tabla Nro. 15:

Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2019-2020

Empresa Distribuidora	Autorizaciones	Participación (%)
E.E. Quito	42	71,19
E.E. Centro Sur	5	8,47
CNEL-Guayas Los Ríos	7	11,86
E.E. Galápagos	2	3,39
CNEL-EI Oro	2	3,39
CNEL-Milagro	1	1,69
Total	59	100

Figura Nro. 26:

Porcentaje de participación de empresas distribuidoras según el número de proyectos autorizados 2019-2020



A nivel nacional, en el 2020, se autorizó la instalación de 771,11 kW en μ SFV; esta capacidad se encuentra instalada en 6 empresas distribuidoras de acuerdo con el detalle que se presenta en la tabla Nro. 16 y figura Nro. 27. De las empresas distribuidoras, la E.E. Quito es la que tiene mayor capacidad con 392,14 kW instalados en 37 clientes; seguida de la CNEL-Milagro con 187,5 kW, instalados en 1 cliente; E.E. Centro Sur con 86,85 kW, instalados en 5 clientes; la CNEL-Guayas Los Ríos con 49,56 kW, instalados en 4 clientes; la E.E. Galápagos con 49,06 kW, instalada en 2 clientes; y, la CNEL-EI Oro con 6 kW, instalado en 1 cliente.

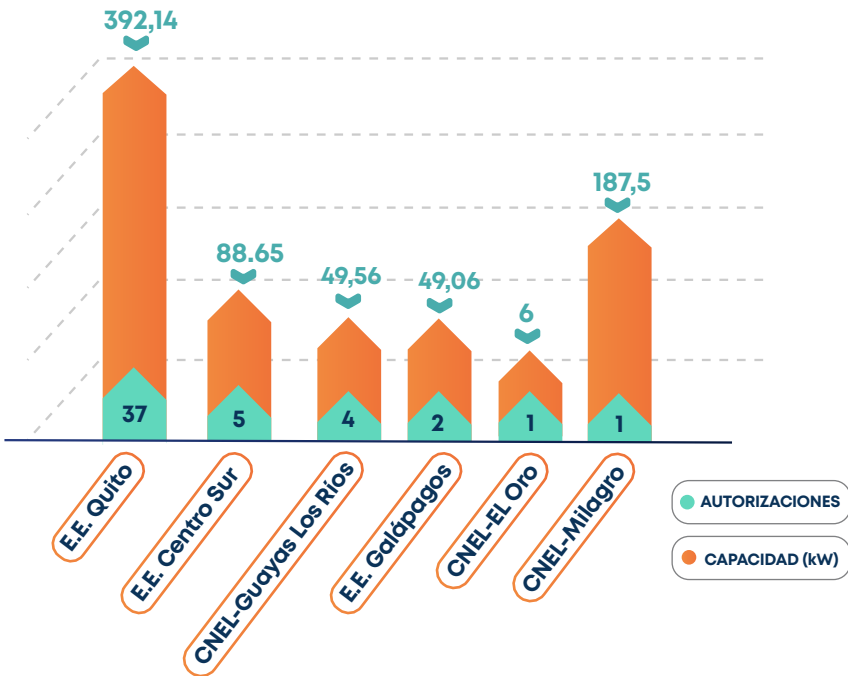
Tabla Nro. 16:

Capacidad instalada por empresa distribuidora 2020

Empresa Distribuidora	Autorizaciones	Capacidad (kW)
E.E. Quito	37	392,14
E.E. Centro Sur	5	86,85
CNEL-Guayas Los Ríos	4	49,56
E.E. Galápagos	2	49,06
CNEL-EI Oro	1	6
CNEL-Milagro	1	187,5
Total	50	771,11

Figura Nro. 27:

Capacidad instalada por empresa distribuidora 2020



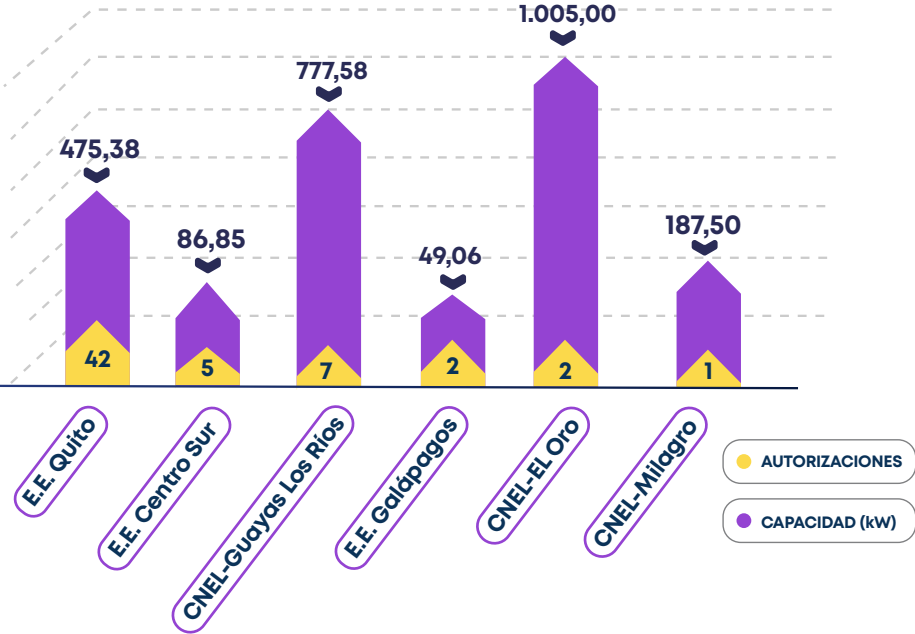
A nivel nacional, en los años 2019 y 2020, se autorizó la instalación de 2.581,37 kW en μ SFV; esta capacidad se encuentra instalada en 6 empresas distribuidoras de acuerdo con el detalle que se presenta en la tabla Nro. 17 y figura Nro. 28.

De las empresas distribuidoras, la CNEL-EI Oro es la que tiene mayor capacidad con 1005 kW, instalados en 2 clientes; seguida de la CNEL-Guayas Los Ríos con 777,58 kW, instalados en 7 clientes; E.E. Quito con 475,38 kW, instalados en 42 clientes; CNEL-Milagro con 187,5 kW, instalado en 1 cliente; E.E. Centro Sur con 86,85 kW, instalados en 5 clientes; y, E.E. Galápagos con 49,06 kW, instalados en 2 clientes.

Tabla Nro. 17: Capacidad instalada por empresa distribuidora 2019-2020

Empresa Distribuidora	Autorizaciones	Capacidad (kW)
E.E. Quito	42	475,38
E.E. Centro Sur	5	86,85
CNEL-Guayas Los Ríos	7	777,58
E.E. Galápagos	2	49,06
CNEL-EI Oro	2	1.005,00
CNEL-Milagro	1	187,50
Total	59	2.581,37

Figura Nro. 28: Capacidad instalada por empresa distribuidora 2019-2020

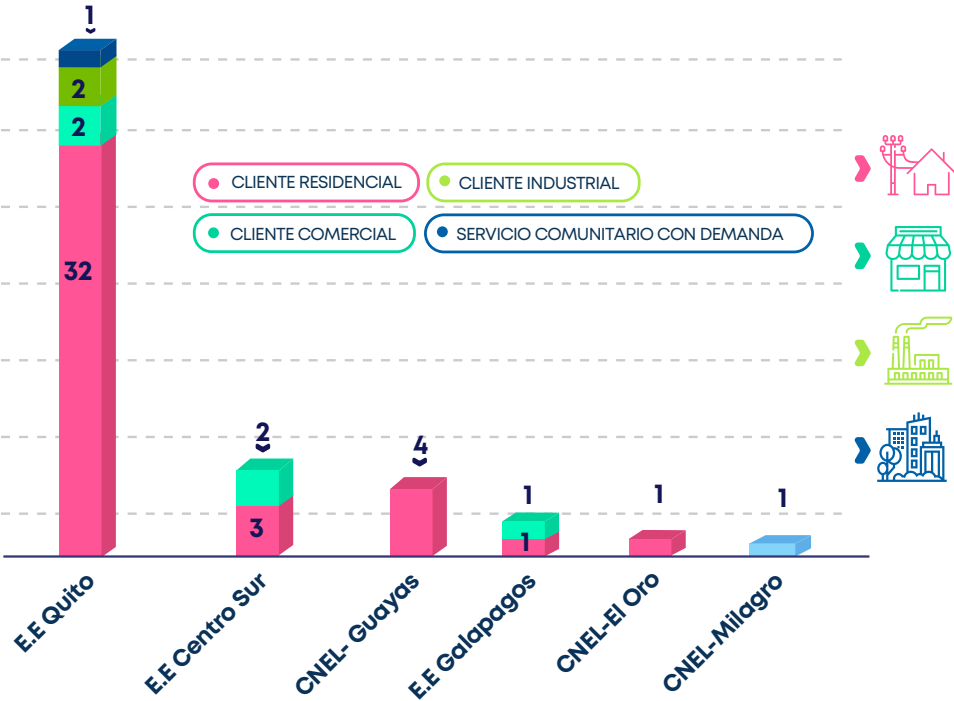


Para el año 2020 en la tabla Nro. 18 y figura Nro. 29 se presentan los μ SFV autorizados por tipo de cliente, se observa que en su mayoría son clientes residenciales con un total de 41 clientes, seguido de 6 clientes tipo comercial, 2 clientes tipo industrial y un cliente con tarifa de servicio comunitario con demanda.

Tabla Nro. 18: Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2020

Empresa Distribuidora	Autorizaciones	Capacidad (kW)	Cliente Residencial	Cliente Comercial	Cliente Industrial	Servicio Comunitario con Demanda
E.E. Quito	37	392,14	32	2	2	1
E.E. Centro Sur	5	86,85	3	2	-	-
CNEL-Guayas Los Ríos	4	49,56	4	-	-	-
E.E. Galápagos	2	49,06	1	1	-	-
CNEL-EI Oro	1	6	1	-	-	-
CNEL-Milagro	1	187,5	-	1	-	-
Total	50	771,11	41	6	2	1

Figura Nro. 29: Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2020



Para el periodo 2019-2020 en la tabla Nro. 19 y figura Nro. 30 se presentan los μ SFV autorizados por tipo de cliente, se observa que en su mayoría son clientes residenciales con un total de 45 clientes, seguido de 7 clientes tipo comercial y 6 clientes tipo industrial y un cliente con tarifa de servicio comunitario con demanda.

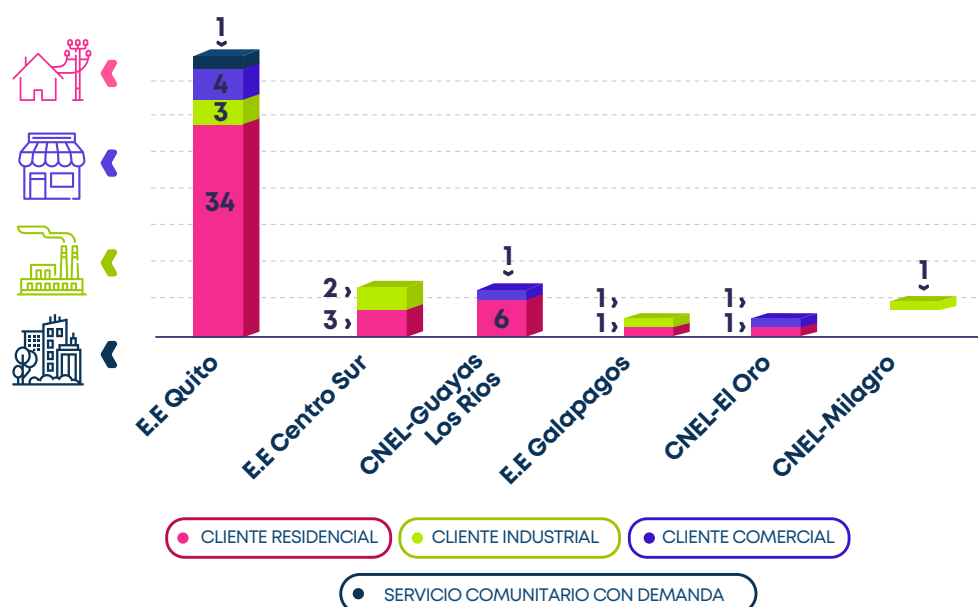
Tabla Nro. 19:

Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2019-2020

Empresa Distribuidora	Autorizaciones	Capacidad (kW)	Cliente Residencial	Cliente Comercial	Cliente Industrial	Servicio Comunitario con Demanda
E.E. Quito	42	475,38	34	3	4	1
E.E. Centro Sur	5	86,85	3	2		-
CNEL-Guayas Los Ríos	7	777,58	6	-	1	-
E.E. Galápagos	2	49,06	1	1	-	-
CNEL-EI Oro	2	1.005,00	1	-	1	-
CNEL-Milagro	1	187,50	-	1		-
Total	59	2.581,37	45	7	6	1

Figura Nro. 30:

Número de proyectos μ SFV por tipo de consumidor 2019-2020



1.9 Factor de planta

En la tabla Nro. 20 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.

Se observa que las centrales que más aportan a la producción energética registran factores de planta superiores al 48 %. En el caso específico de la central Coca Codo Sinclair, que es la más grande del país, el factor de planta fue 51,58 % considerando una capacidad efectiva de 1.500 MW; sin embargo, si se toma en cuenta su capacidad operativa de 1.200 MW, se eleva a 60 %; la central Molino registró un factor de 53,80 %.

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

Tabla Nro. 20:

Factor de planta por central de generación

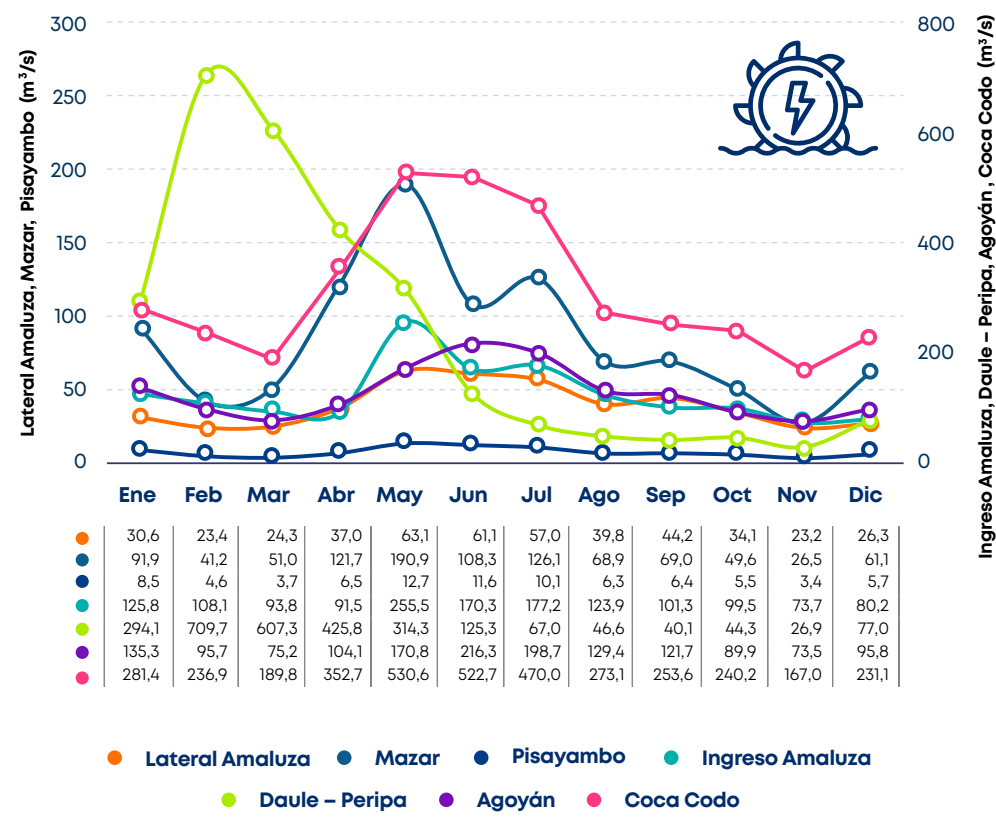
Central	Tipo de Central	Factor de Planta (%)	Central	Tipo de Central	Factor de Planta (%)
Alazán	Hidroeléctrica	96,40	San Carlos	Térmica	39,67
Saymirin 5	Hidroeléctrica	40,08	Baba	Hidroeléctrica	37,99
Rio Verde	Hidroeléctrica	90,52	Pucará	Hidroeléctrica	37,67
San Bartolo	Hidroeléctrica	88,58	Ecoelectric	Térmica	37,85
Alao	Hidroeléctrica	87,92	Cumbayá	Hidroeléctrica	33,37
Hidroabanico	Hidroeléctrica	87,40	Rio Blanco	Hidroeléctrica	34,18
Ocaña	Hidroeléctrica	86,47	Guangopolo - H	Hidroeléctrica	31,81
Chillos	Hidroeléctrica	88,72	La Calera	Hidroeléctrica	32,83
Loreto	Hidroeléctrica	86,14	Trinitaria	Térmica	28,07
El Carmen	Hidroeléctrica	84,13	Salinas	Térmica	22,72
El Inga	Térmica	85,02	Saymirin	Hidroeléctrica	2,92
Topo	Hidroeléctrica	83,04	La Peninsula	Hidroeléctrica	47,08
Normandia	Hidroeléctrica	81,62	Jaramijó	Térmica	20,04
Due	Hidroeléctrica	78,72	Machala Gas 2	Térmica	19,35
Palmira	Hidroeléctrica	76,67	Victoria	Hidroeléctrica	16,93
Carlos Mora	Hidroeléctrica	70,03	San Miguel de Car	Hidroeléctrica	16,56
Agoyán	Hidroeléctrica	69,90	Recuperadora	Hidroeléctrica	16,16
Pusuno 1	Hidroeléctrica	67,74	Santa Elena II	Térmica	15,89
Pusuno 2	Hidroeléctrica	67,69	ECUDOS	Térmica	15,08
Pichacay	Térmica	69,33	San José de Minas	Hidroeléctrica	14,07
Hidosibimbe	Hidroeléctrica	66,04	Due 2	Hidroeléctrica	9,90
San José de Tambo	Hidroeléctrica	63,37	Santa Elena III	Térmica	10,10
Sigchos	Hidroeléctrica	62,99	Gualberto Hernández	Térmica	8,39
San Francisco	Hidroeléctrica	66,89	Guangopolo II	Térmica	8,05
La Playa	Hidroeléctrica	63,32	Jivino 3	Térmica	6,45
Illuchi 1	Hidroeléctrica	62,89	El Descanso	Térmica	4,84
Manduriacu	Hidroeléctrica	60,37	Rocafuerte	Térmica	4,58
Rio Calope	Hidroeléctrica	59,54	Dayuma	Térmica	3,30
Pasochoa	Hidroeléctrica	57,69	Selva Alegre	Térmica	3,54
Illuchi 2	Hidroeléctrica	58,58	Quevedo 2	Térmica	2,91
Sopladora	Hidroeléctrica	57,11	Esmeraldas II	Térmica	5,17
Saucay	Hidroeléctrica	54,28	Guangopolo	Térmica	3,21
Delsitanisagua	Hidroeléctrica	53,81	Esmeraldas	Térmica	1,48
Molino	Hidroeléctrica	53,80	Enrique García	Térmica	1,26
Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrica	51,58	Álvaro Tinajero	Térmica	0,91
Villonaco	Eólica	48,63	La Propicia	Térmica	1,07
Gonzalo Zevallos	Térmica	46,71	Anibal Santos	Térmica	0,70
Marcel Laniado de Win	Hidroeléctrica	46,40	Miraflores	Térmica	0,50
Mazar	Hidroeléctrica	45,11	Jivino 2	Térmica	0,37
Manta 2	Térmica	42,87	Celso Castellanos	Térmica	0,38
Papallacta	Hidroeléctrica	43,47	Gas Gonzalo Zevallos	Térmica	0,23
Minas San Francisco	Hidroeléctrica	42,25	Jivino 1	Térmica	0,08
Machala Gas	Térmica	41,80	Payamino	Térmica	0,05
Perlabi	Hidroeléctrica	39,17	Catamayo	Térmica	0,03
Nayón	Hidroeléctrica	41,35	Santa Rosa	Térmica	0,01
El Ambi	Hidroeléctrica	41,03	Keppel	Hidroeléctrica	0,00

1.10 Caudales

Durante el 2020, los caudales promedio afluentes a los embalses presentaron la evolución mostrada en la figura Nro. 31.

En el primer trimestre se puede apreciar claramente, la cuasi-complementariedad existente entre las vertientes oriental y occidental que se identifican en el sistema. El embalse Daule Peripa (occidental) registra su máximo valor en el mes de febrero (709,7 m³/s), mientras que, la cadena Mazar-Amaluza (oriental) lo hace en el mes de mayo (254,0 m³/s).

Figura Nro. 31: Caudales medios afluentes a los embalses del SNI



En la tabla Nro. 21 se presenta el caudal promedio durante el 2020, así como el correspondiente al promedio histórico de los principales embalses del país.

Tabla Nro. 21: Detalle por cuenca hidrológica

Central	Caudal Promedio 2020	Caudal Promedio Histórico	Relación
	(m³/s)	(m³/s)	Q _{prom} /Q _{hist}
Cuenca Hidrográfica Oriental			
Coca Codo Sinclair	312,4	316,9	0,986
Amaluza	125,06	119,7	1,045
Minas San Francisco	44,77	41,0	1,092
Delsitanisagua	52,09	49,5	1,052
Mazar	83,86	88,0	0,953
Cuenca Hidrográfica Oriental			
Agoyán	125,53	123,0	1,021
Pisayambo	7,09	7,2	0,979
Cuenca Hidrográfica Occidental			
Daule Peripa	231,5	184,4	1,255

1.11 Energía no suministrada

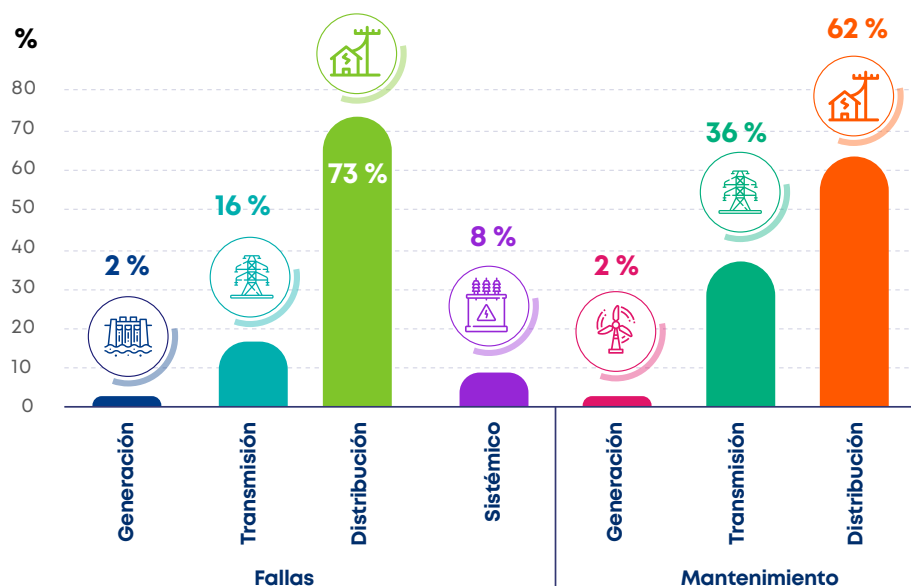
En la tabla Nro. 22 y figura Nro. 32 se presentan los datos de Energía No Suministrada (ENS). En el 2020 se registró una Energía No Suministrada - ENS, de 16.285 MWh; de los cuales: el 60,7 % corresponde a fallas y el 39,3 % a mantenimientos.

Tabla Nro. 22: Energía no suministrada

Energía no Suministrada		
Tipo	Energía	Porcentaje
Fallas 60,7 %	Generación	2 %
	Transmisión	16 %
	Distribución	73 %
	Sistémico	8 %
Mantenimientos 39,3 %	Generación	2 %
	Transmisión	36 %
	Distribución	62 %

Figura Nro. 32:

Energía no suministrada durante el 2020



La energía no suministrada corresponde a 5,88 horas de desconexión de la energía eléctrica total demandada del sistema (energía suministrada más energía no suministrada); con respecto al 2019, esta energía no suministrada se incrementó en 0,52 horas.

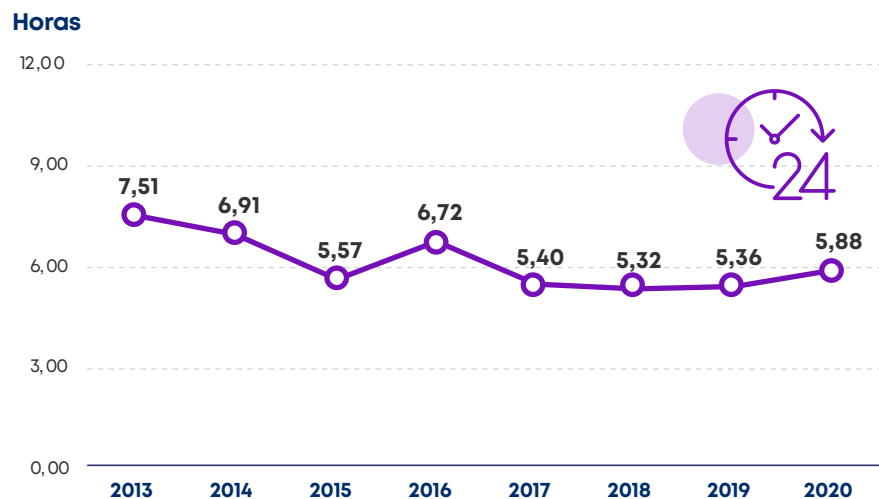
En cuanto a la ENS provocada por fallas, corresponde a 3,57 horas de la energía eléctrica total demandada en el sistema; esta energía no suministrada se incrementó en 0,85 horas, con respecto al 2019.

1.12 Histórico de las horas equivalentes a desconexión

En la figura Nro. 33 se muestra la evolución de los últimos 8 años de las horas equivalentes de desconexión de demanda por fallas y mantenimientos.

Figura Nro. 33:

Horas equivalentes de desconexión, 2013–2020



1.13 Emisiones de CO₂

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 CO₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador, se calculó con datos estadísticos de la operación del sistema eléctrico continental del Ecuador para los años 2018-2020 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.

En la figura Nro. 34 se presentan las emisiones de CO₂ emitidas al ambiente por parte del SNI para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país, desde el 2014 al 2020.

A partir del 2016, se observa una reducción de las emisiones de CO₂, esto se debe a la entrada en operación de grandes centrales hidroeléctricas en reemplazo de generación térmica.

Figura Nro. 34:

Evolución de las emisiones de CO₂ (Miles de Toneladas) y la demanda de energía (GWh)

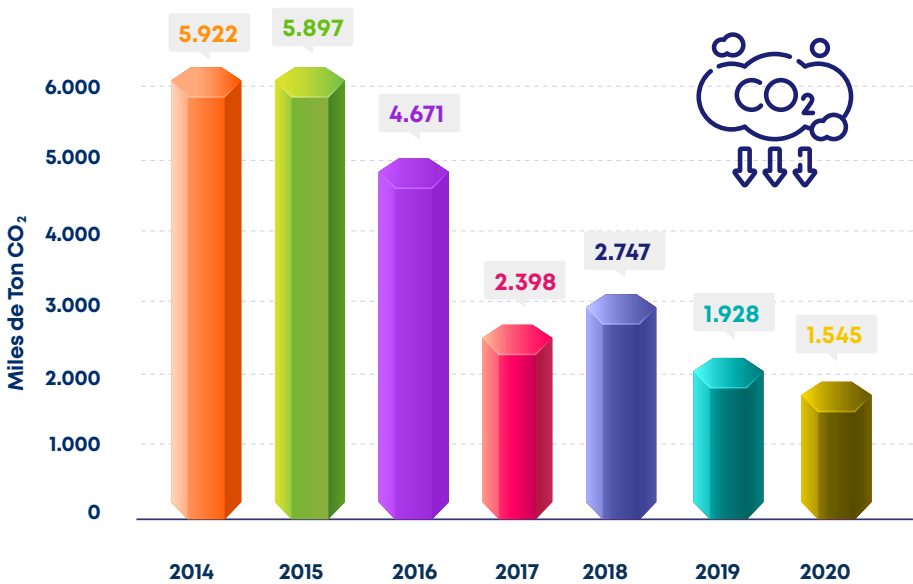
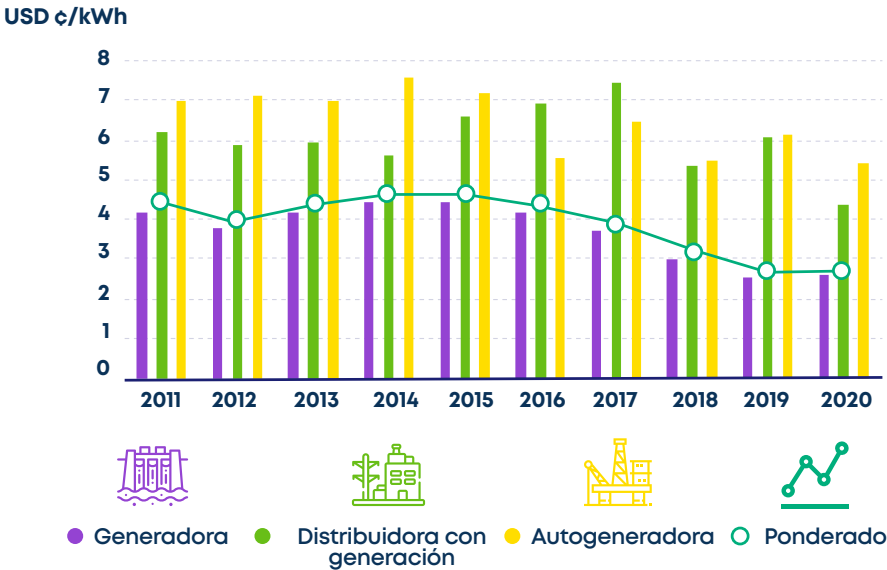


Figura Nro. 35:

Precio medio de la energía generada por tipo de empresa



1.14.1 Generación

1.14.1.1 Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

En la tabla Nro. 24 se presenta el precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras que para el 2011 fue 4,20 USD ¢/kWh y para el 2020 fue 2,61 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 23:

Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD ¢/kWh)

Tipo	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generadora	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70	3,00	2,52	2,61
Distribuidora con generación	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93	7,43	5,37	6,10	4,40
Autogeneradora	6,99	7,11	7,00	7,58	7,20	5,53	6,49	5,48	6,13	5,42
Ponderado	4,40	3,97	4,34	4,59	4,59	4,32	3,89	3,14	2,70	2,72

Tabla Nro. 24:

Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2011-2020

Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costo de Energía (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
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
2020	24.660,41	642,87	2,61

En la tabla Nro. 25 y figura Nro. 36 se presenta la evolución de los precios medios de las empresas generadoras durante el periodo 2011-2020. 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 y que corresponden a centrales de generación fotovoltaica.

Tabla Nro. 25:

Precio medio de la energía vendida por empresa generadora 2011-2020 (USD ¢/kWh) (1/2)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	0,20	0,20	7,50	4,25	9,59
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	1,96	0,61	1,19	0,94	0,69	0,95
EPMAPS	-	-	-	-	-	1,13	1,73	1,38	2,16	1,12
CELEC-Hidropaute	1,34	1,01	0,74	0,96	0,79	1,66	2,02	1,23	0,61	-
CELEC-Hidroagoyán	2,84	1,34	0,99	1,06	1,01	2,06	2,29	2,08	1,42	1,77
CELEC-Hidronación	-	1,73	1,92	2,83	2,90	3,47	3,44	2,58	2,25	3,04
Hidrosibimbe	4,75	4,76	4,78	4,78	4,85	4,86	4,55	2,85	2,24	1,90
CELEC-Termogas Machala	7,29	5,16	4,56	5,01	5,54	5,48	7,05	6,11	11,07	7,69
Elecaustro	4,63	3,93	3,15	5,34	5,55	5,74	6,15	6,06	6,05	6,14
Ecuagesa	-	-	-	-	-	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	6,97	7,17	7,17	7,17	7,17
Termoguayas	7,00	7,76	8,70	8,63	8,57	7,16	8,54	-	-	-
Hidrotambo	-	-	-	-	-	7,17	7,17	7,17	7,17	7,17
Generoca	8,04	8,07	8,18	8,70	8,63	9,05	8,85	8,62	8,54	8,30
CELEC-Gensur	-	-	9,13	9,13	9,13	9,13	9,13	2,22	2,14	1,74
CELEC-Termoesmeraldas	4,82	6,68	7,07	6,94	7,77	9,31	14,57	8,69	8,24	48,63
CELEC-Electroguayas	8,89	8,53	8,76	8,51	9,10	9,46	11,64	8,77	9,26	8,90
Gasgreen	-	-	-	-	-	11,00	11,05	15,04	11,05	11,05
Intervisa Trade	13,39	28,71	7,46	16,14	11,46	11,50	-	-	-	-
CELEC-Termopichincha	9,22	9,68	10,29	10,31	11,58	11,85	21,71	21,25	28,19	22,85
Eolicsa	12,82	12,82	12,82	12,82	13,21	12,81	-	-	-	-
Electroquil	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	39,98
Sansau	-	-	-	40,03	39,27	39,75	39,56	40,00	40,0	39,99
Epfotovoltaica	-	-	40,03	39,76	40,03	40,03	40,03	40,03	43,56	40,03
Brineforcorp	-	-	-	40,03	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	40,03
Solsantros	-	-	-	40,03	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	40,03
Lojaenergy	-	-	-	40,03	40,03	40,03	40,3	40,03	40,03	40,03
Gransolar	-	-	-	40,03	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	40,03

Tabla Nro. 25:

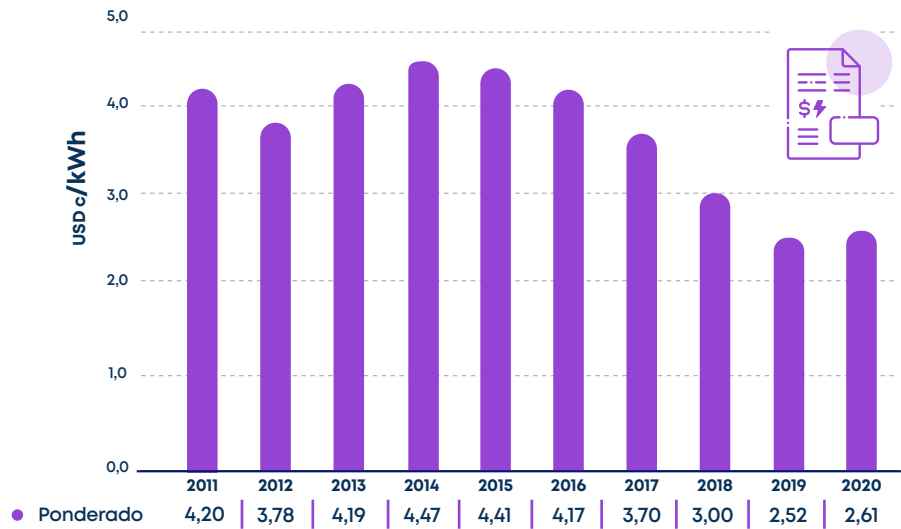
Precio medio de la energía vendida por empresa generadora 2011-2020 (USD ¢/kWh) (2/2)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Valsolar	-	-	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	40,03	39,96	40,03
Solchacras	-	-	-	40,03	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	40,03
Enersol	-	-	39,76	40,04	46,13	40,03	39,23	40,03	40,03	39,98
Gonzanergy	-	-	-	40,03	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	40,03
Renova Loja	-	-	-	40,03	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	40,03
Solhuaqui	-	-	-	40,03	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	40,03
Genrenotec	-	-	-	40,03	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	40,03
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,00
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	6,58	6,58	6,58	6,58
Hidronación	3,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	7,80	3,29	7,81
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,56
CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	12,21	13,85	14,89
Hidroimbabura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,17
CELEC- Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	0,20	1,51	1,07
EMAAP-Q	3,73	1,97	1,68	1,66	0,95	-	-	-	-	-
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	6,51	6,51	6,51
Hidropastaza	1,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	7,17	7,17
I.M. Mejía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,80
San José de Minas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,81
Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,50
CELEC-Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,97
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	11,12	11,08	11,08	11,08
Cbsenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,58
Ponderado	4,20	3,78	4,19	4,47	4,41	4,17	3,70	3,00	2,52	2,61

En el 2020 se registró un precio medio de la energía vendida de las empresas de generación de 2,26 USD ¢/kWh. El precio medio más bajo por contratos lo registró la CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair con 0,95 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 Nro. CONELEC 004/11 de precios preferentes que existían en aquel entonces y que fue para incentivar su ingreso.

Figura Nro. 36:

Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2011-2020



En tanto que la CELEC EP Unidad de Negocio Termoesmeraldas registró el precio medio ponderado más alto en energía vendida por contratos en el orden de los 48,63 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 26:

Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2020 (1/2)

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELEC-Sur	8.957,78	86.655.355,21	0,97
	CELEC-Coca Codo Sinclair	7.140,27	68.096.532,75	0,95
	CELEC-Hidroagoyán	2.424,67	42.815.636,58	1,77
	CELEC-Electroguayas	970,81	86.444.138,98	8,90
	CELEC-Hidronación	962,32	27.789.179,39	2,89
	CELEC-Gensur	917,73	15.929.706,40	1,74
	CELEC-Termogas Machala	663,70	51.012.040,13	7,69
	Elecaustro	414,11	25.391.678,12	6,13
	CELEC-Enerjubones	343,65	3.691.029,85	1,07
	CELEC-Termomanabi	298,05	44.389.947,68	14,89
	ElitEnergy	229,33	14.929.116,36	6,51
	CELEC-Termopichincha	122,69	51.501.518,02	41,98
	Hidrosierra	79,50	5.699.999,37	7,17
	IPNEGAL	67,35	5.259.713,84	7,81
	Hidrosibimbe	58,57	1.815.720,29	3,10
	EPMAPS	43,55	489.768,91	1,12
	CELEC-Termoesmeraldas	36,30	17.653.549,71	48,63
	CELEC-Hidroazogues	25,40	2.436.212,94	9,59
	Generoca	13,26	1.100.989,60	8,30
	I.M. Mejía	5,77	1.257.095,04	21,80
	EMAC-BGP	5,18	573.532,54	11,08
	SERMAA EP	2,05	622.113,06	30,28

Tabla Nro. 26:

Precio medio de la energía vendida por las generadoras 2020 (2/2)

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Valsolar	1,48	593.426,79	40,03
	Electrisol	1,45	580.293,76	40,03
	Enersol	0,66	263.347,12	39,98
Contratos		23.785,64	556.991.642,45	2,34
Transacciones de Corto Plazo	Ecuagesa	204,68	14.081.752,32	6,88
	Hidrosigchos	102,75	6.760.708,22	6,58
	Agroazucar	48,33	-	-
	CELEC-Hidronación	46,07	2.861.171,40	6,21
	Hidrotambo	44,53	3.193.075,19	7,17
	Gasgreen	37,31	4.122.618,65	11,05
	Hidrovictoria	14,88	1.066.563,43	7,17
	San José de Minas	13,70	1.069.979,64	7,81
	CELEC-Termopichincha	8,94	9.821.600,91	109,88
	Gransolar	5,98	2.394.679,43	40,03
	Hidroimbabura	2,50	179.360,14	7,17
	Epfotovoltaica	2,11	844.258,46	40,03
	Elecaustro	1,74	120.705,35	6,94
	San Pedro	1,65	659.967,57	40,03
	Gonzanergy	1,62	648.670,13	40,03
	Solsantros	1,59	636.930,28	40,03
	Saracaysol	1,56	623.643,74	40,03
	Lojaenergy	1,56	623.097,53	40,03
	Sanersol	1,54	617.227,28	40,03
	Sabiangosolar	1,45	579.064,80	40,03
	Surenergy	1,42	566.599,69	40,03
	Renova Loja	1,29	514.860,81	40,03
	Sansau	1,23	492.359,83	39,99
	Municipio Cantón Espejo	1,23	61.337,75	5,00
	Wildtecsa	1,22	487.154,29	39,98
	Brineforcorp	1,20	481.473,54	40,03
	Solsantonio	1,14	457.147,78	40,03
	Solchacras	1,12	447.550,73	40,03
	Solhuaqui	1,12	447.299,82	40,03
	Cbsenergy	0,94	61.867,90	6,58
	Genrenotec	0,64	257.339,40	40,03
	Altgenotec	0,63	250.370,87	40,03
	CELEC-Gensur	0,47	42.817,75	9,13
Transacciones de Corto Plazo		558,11	55.473,25	9,94
Otros	CELEC-Termopichincha	268,62	30.122,49	11,21
	Hidrosibimbe	46,00	167,50	0,36
	SERMAA EP	1,92	115,07	6,00
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,13	4,59	3,50
Otros		316,67	30.409,65	9,60
Total General		24.660,41	557.077.525,35	2,26

1.14.1.2 Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

Los autogeneradores con venta de excedentes registraron un precio medio de energía vendida de 5,43 USD ¢/kWh en el 2020. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros.

Tabla Nro. 27: Precio medio de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	Hidosanbartolo	254,87	9.466.888,80	3,71
	Hidronormandía	142,46	8.744.946,60	6,14
	Hidroalto	84,39	5.240.503,30	6,21
	Hidroabanico	48,89	1.417.670,62	2,90
	Enermax	22,80	661.062,59	2,90
	Ecoluz	6,05	181.116,78	2,99
	Perlabí	5,00	147.807,16	2,96
	Moderna Alimentos	0,70	-	-
Contratos		565,15	25.859.995,85	4,58
Transacciones de Corto Plazo	San Carlos	130,24	12.482.895,52	9,58
	UNACEM	4,05	1.332,82	0,03
	Ecoelectric	2,45	-	-
Transacciones de Corto Plazo		136,73	12.484.228,34	9,13
Otros	Vicunha	6,11	-	-
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,01	-	-
Otros		6,13	-	-
Total General		708,01	38.344.224,19	5,42

Las empresas con mayor precio medio fueron Hidroalto e Hidronormandía, registraron un valor de 6,21 USD ¢/kWh y 6,14 USD ¢/kWh respectivamente.

1.14.2 Distribución

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

Las distribuidoras con generación vendieron al SNI su energía mediante contratos regulados, las cuales fueron liquidadas por el CENACE.

En el 2011, el precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación fue 6,21 USD ¢/kWh. Para el 2020, el precio medio fue 4,40 USD ¢/kWh, lo que representó una variación del 29,21 %.

Tabla Nro. 28: Precio medio de la energía vendida por las distribuidoras, periodo 2011-2020

Año	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD) ⁽¹⁾	Precio Medio (USD ¢/kWh) ⁽²⁾
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
2020	558,78	24,56	4,40



(1) Corresponde a la suma de los costos fijos y costos variables.
(2) El precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras corresponde a bornes de generación.

Tabla Nro. 29:

Precio medio de la energía vendida por empresa distribuidora con generación, período 2011-2020 (USD ¢/kWh)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CNEL- Guayaquil	10,17	8,45	9,22	9,56	11,75	14,23	48,83	19,15	30,55	38,18
CNEL- Bolivar	8,36	0,20	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	13,04	13,21	9,56	7,81	12,43	10,78	14,53	16,42	10,76	18,24
E.E. Quito	4,64	4,85	4,61	3,90	4,21	4,54	4,60	3,90	3,44	3,45
E.E. Ambato	12,45	3,33	5,07	2,76	2,07	5,35	4,40	3,73	4,76	5,72
E.E. Norte	4,26	3,71	2,84	2,83	2,10	4,29	4,94	3,33	2,61	2,96
E.E. Cotopaxi	2,60	3,30	2,99	2,20	2,18	4,02	2,10	2,67	2,32	4,23
E.E. Riobamba	3,00	2,59	2,34	1,61	1,68	2,55	3,15	2,25	2,43	1,81
Total	6,21	5,91	5,95	5,59	6,61	6,93	7,43	5,37	6,10	4,40

Para efectos del presente análisis, los valores presentados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el período 2011-2014, corresponden a los registrados en estos años por la Eléctrica de Guayaquil.

En la tabla Nro. 30 se presenta, para cada empresa distribuidora con generación, el detalle de la energía vendida, los valores económicos y el precio medio para el 2020.

Tabla Nro. 30:

Precio medio de la energía vendida por empresas distribuidoras con generación, 2020

Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
E.E. Quito	Contratos	338,11	11,65	3,45
E.E. Riobamba		89,48	1,62	1,81
E.E. Cotopaxi		47,83	2,02	4,23
E.E. Norte		44,25	1,31	2,97
E.E. Sur		14,80	2,70	18,24
E.E. Ambato		12,41	0,71	5,72
CNEL-Guayaquil		11,91	4,55	38,18
Total		558,78	24,56	4,40

1.14.2 Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras

El valor promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras, para abastecer la demanda de los clientes finales, en el 2020 fue 3,41 USD ¢/kWh, esto es 1,71 USD ¢/kWh menos que el valor del 2011 (5,12 USD ¢/kWh), lo que representa una disminución del 33,47 %.

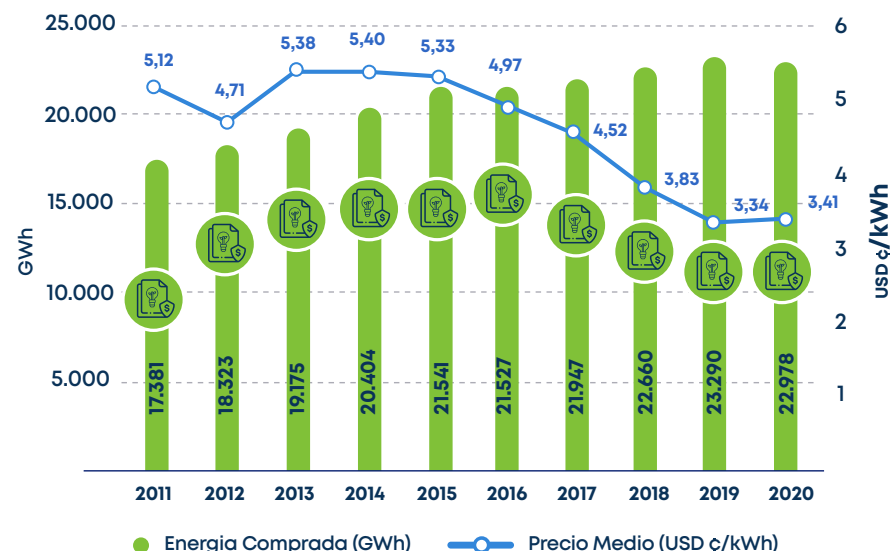
Tabla Nro. 31:

Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, período 2011-2020

Año	Energía Comprada (GWh)	Valores (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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
2020	22.977,95	782,63	3,41

Figura Nro. 37:

Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, período 2011-2020



Las empresas distribuidoras compraron durante el 2020 un total de 22.977,95 GWh equivalentes a 782,63 MUSD, obteniendo un precio medio de compra de 3,41 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.

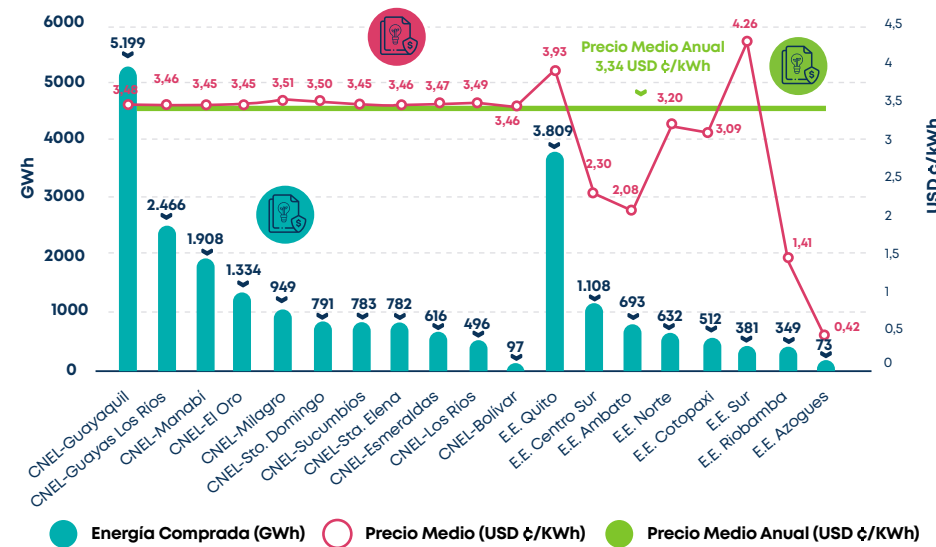
Los valores bajos del precio medio de compra de ciertas empresas se deben a la aplicación del Mecanismo para liquidación de los costos de generación y transmisión eléctrica aprobados con Resolución Nro. ARCONEL 005/16 de 9 de marzo de 2016, y cuya aplicación se mantuvo en el periodo enero - diciembre de 2020 según Resolución Nro. ARCONEL 034/19 de 23 de diciembre de 2019.

Tabla Nro. 32: Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras, 2020

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valores (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.199,47	181,16	3,48
CNEL-Guayas Los Ríos	2.465,53	85,41	3,46
CNEL-Manabí	1.907,98	65,84	3,45
CNEL-EI Oro	1.333,59	46,03	3,45
CNEL-Milagro	949,25	33,35	3,51
CNEL-Sto. Domingo	790,94	27,68	3,50
CNEL-Sucumbios	783,40	27,06	3,45
CNEL-Sta. Elena	782,49	27,04	3,46
CNEL-Esmeraldas	615,55	21,37	3,47
CNEL-Los Ríos	495,52	17,30	3,49
CNEL-Bolívar	96,92	3,35	3,46
CNELEP	15.420,64	535,59	3,47
E.E. Quito	3.808,73	149,61	3,93
E.E. Centro Sur	1.108,32	25,52	2,30
E.E. Ambato	693,26	14,41	2,08
E.E. Norte	632,27	20,22	3,20
E.E. Cotopaxi	512,43	15,82	3,09
E.E. Sur	380,83	16,23	4,26
E.E. Riobamba	348,88	4,92	1,41
E.E. Azogues	72,59	0,30	0,42
Empresas Eléctricas	7.557,31	247,04	3,27
Total General	22.977,95	782,63	3,41

La E.E. Galápagos no realiza transacciones de compra de energía en el mercado eléctrico.

Figura Nro. 38: Precio medio de la energía comprada por empresa distribuidora, 2020



1.14.2.3 Precio medio de la energía facturada a clientes regulados

El valor del precio medio de la energía facturada a clientes regulados considera el SPEE y el SAPG.

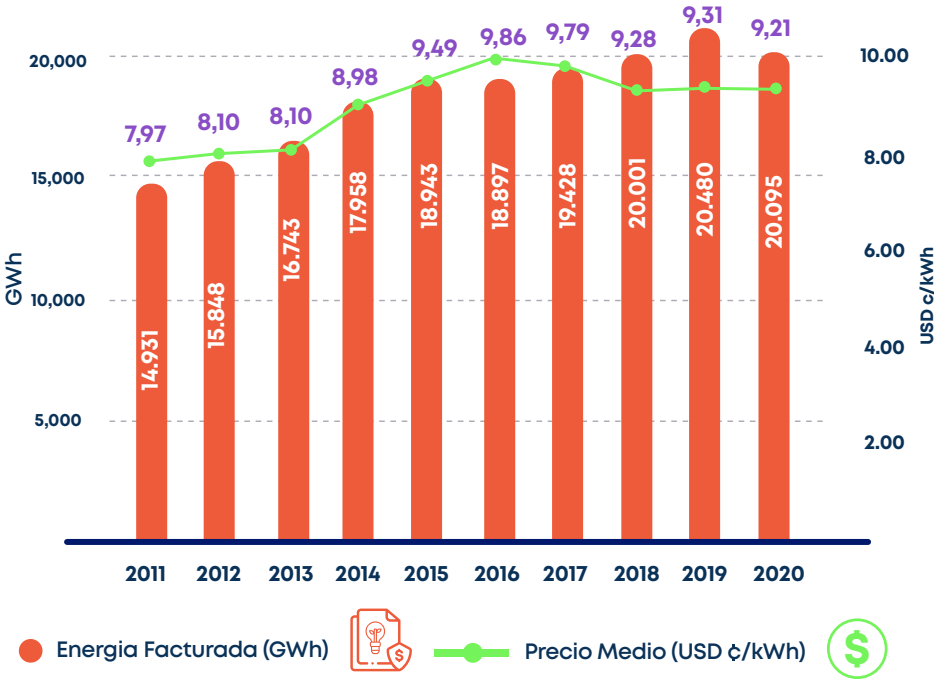
En el 2011, el precio medio de la energía facturada a clientes regulados fue 7,97 USD ¢/kWh. Para el 2020, el precio medio fue 9,21 USD ¢/kWh, lo que representó una variación del 15,63 %.

Tabla Nro. 33: Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2011-2020

Año	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
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
2020	20.095,49	1.851,28	9,21

Figura Nro. 39:

Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2011-2020



La energía facturada a nivel nacional en el 2020 fue 20.095,49 GWh, por un valor de 1.851,28 MUSD, obteniendo un precio medio para la energía facturada a clientes regulados de 9,21 USD ¢/kWh ⁽²⁾.



(2) El valor de 9,21 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. 34:

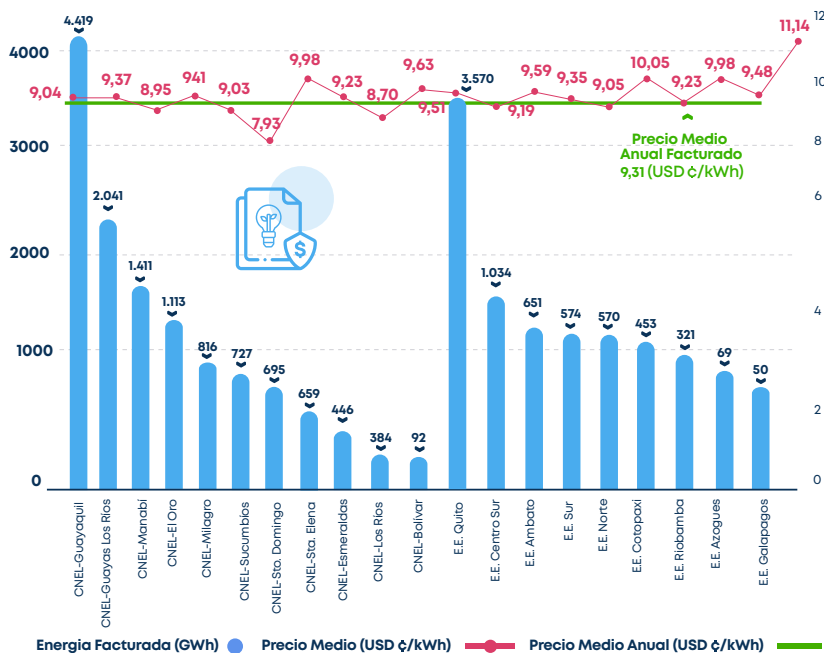
Precio medio de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2020

Empresa	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
CNEL-Guayaquil	4.418,72	399,59	9,04
CNEL-Guayas Los Ríos	2.040,57	191,17	9,37
CNEL-Manabi	1.410,57	126,23	8,95
CNEL-El Oro	1.112,77	104,74	9,41
CNEL-Milagro	816,28	73,72	9,03
CNEL-Sucumbios	726,86	57,64	7,93
CNEL-Sto. Domingo	695,66	69,44	9,98
CNEL-Sta. Elena	659,18	60,85	9,23
CNEL-Esmeraldas	446,23	38,84	8,70
CNEL-Los Ríos	384,41	37,01	9,63
CNEL-Bolívar	91,72	8,72	9,51
CNELEP	12.802,96	1.167,96	9,12
E.E. Quito	3.570,09	328,09	9,19
E.E. Centro Sur	1.034,41	99,19	9,59
E.E. Ambato	651,00	60,84	9,35
E.E. Sur	574,32	51,99	9,05
E.E. Norte	569,63	57,23	10,05
E.E. Cotopaxi	452,75	41,81	9,23
E.E. Riobamba	321,04	32,03	9,98
E.E. Azogues	69,16	6,55	9,48
E.E. Galápagos	50,13	5,59	11,14
Empresas Eléctricas	7.292,52	683,32	9,37
Total General	20.095,49	1.851,28	9,21



Figura Nro. 40:

Precio medio de la energía facturada de las empresas distribuidoras, 2020



En la tabla Nro. 35 y figura Nro. 41 se presenta el precio medio de la energía facturada por tipo de servicio.

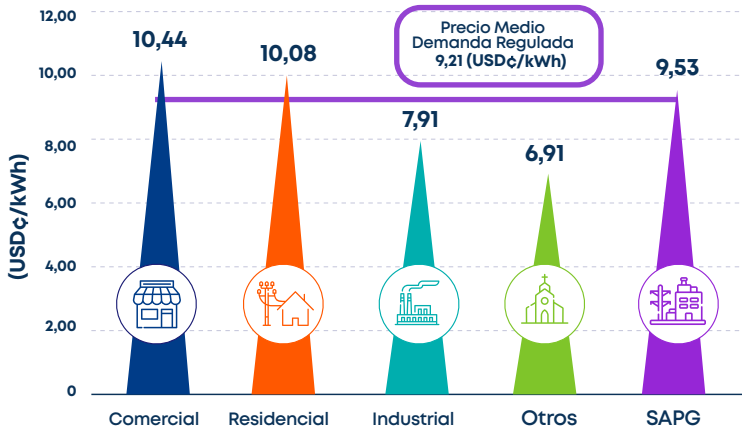
Tabla Nro. 35:

Precio medio de la energía facturada por tipo de servicio, 2020

Tipo de servicio		Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
SPEE	Residencial	8.063,22	812,98	10,08
	Industrial	4.820,99	381,30	7,91
	Comercial	3.420,06	357,13	10,44
	Otros	2.348,51	162,40	6,91
SAPG		1.442,71	137,47	9,53
Total General		20.095,49	1.851,28	9,21

Figura Nro. 41:

Precio medio de la energía facturada, 2020



La evolución mensual del precio medio de energía facturada a clientes regulados en el 2020 se puede apreciar en la tabla Nro. 36.

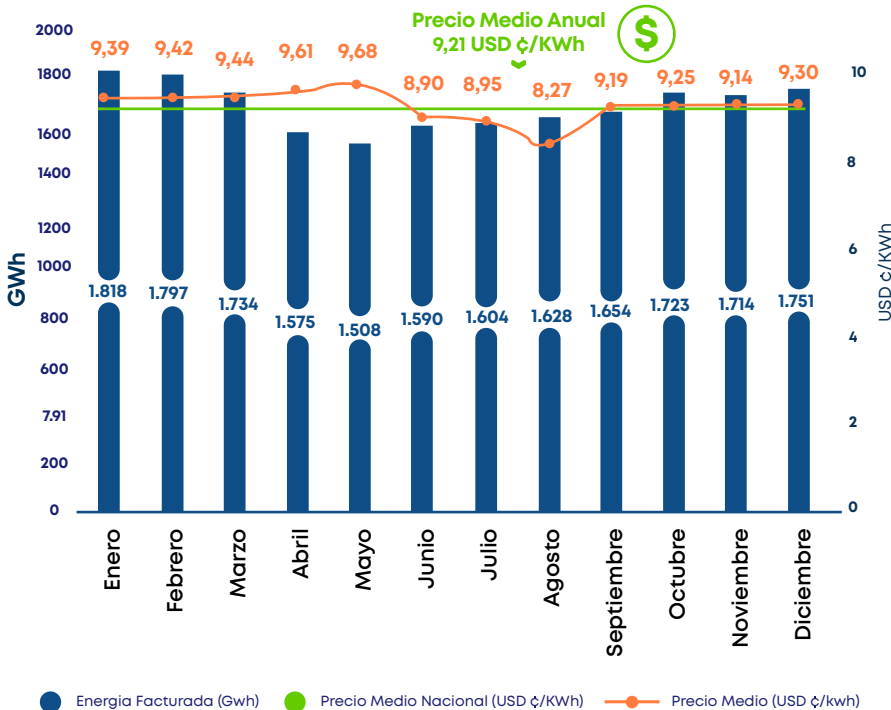
Tabla Nro. 36:

Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2020

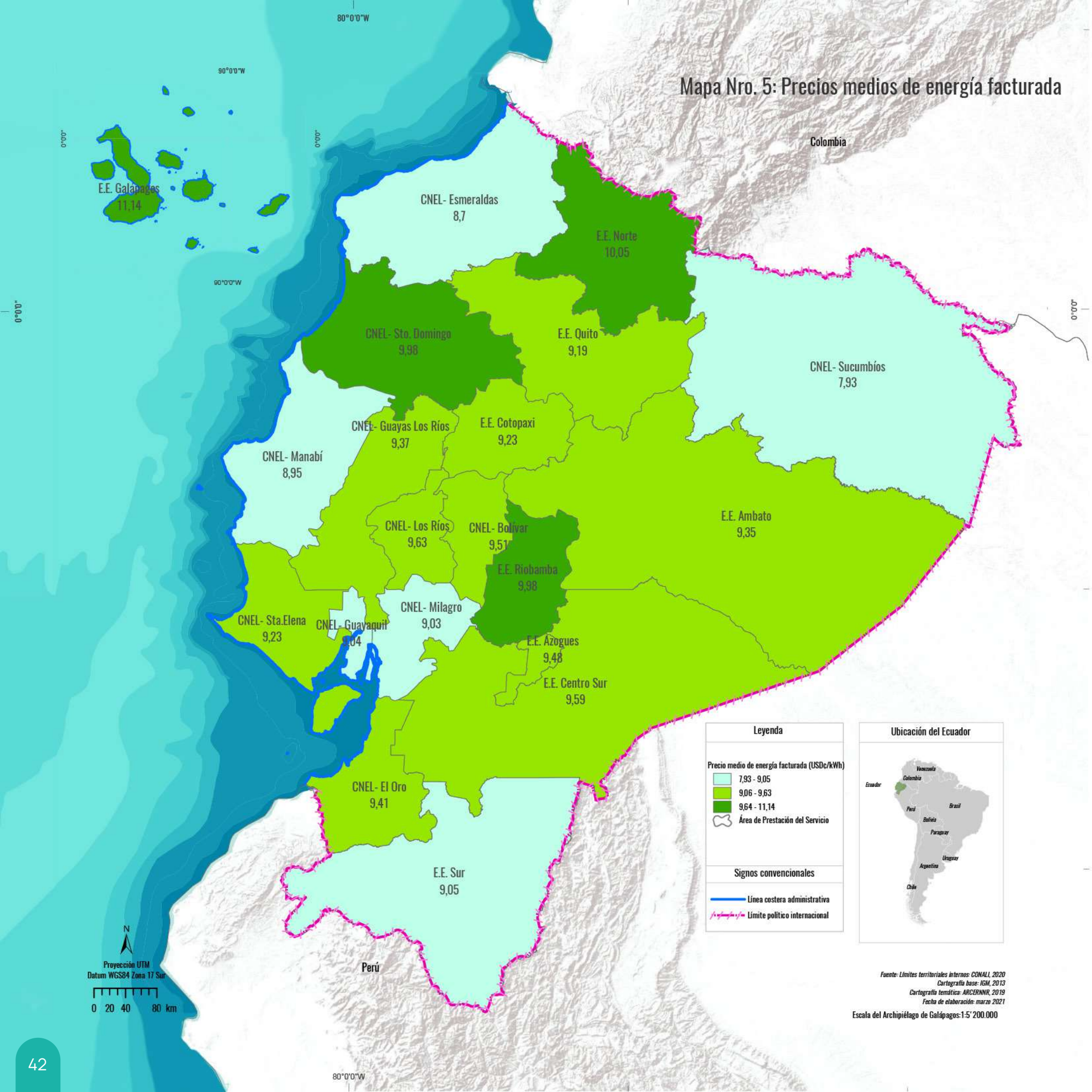
Mes	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Enero	1.817,50	170,58	9,39
Febrero	1.797,23	169,23	9,42
Marzo	1.733,89	163,64	9,44
Abril	1.575,10	151,34	9,61
Mayo	1.508,25	145,93	9,68
Junio	1.589,79	141,57	8,90
Julio	1.603,80	143,47	8,95
Agosto	1.627,64	134,64	8,27
Septiembre	1.654,36	151,99	9,19
Octubre	1.723,00	159,41	9,25
Noviembre	1.714,38	156,62	9,14
Diciembre	1.750,55	162,87	9,30
Total	20.095,49	1.851,28	9,21

Figura Nro. 42:

Precio medio mensual de la energía facturada por las empresas distribuidoras, 2020



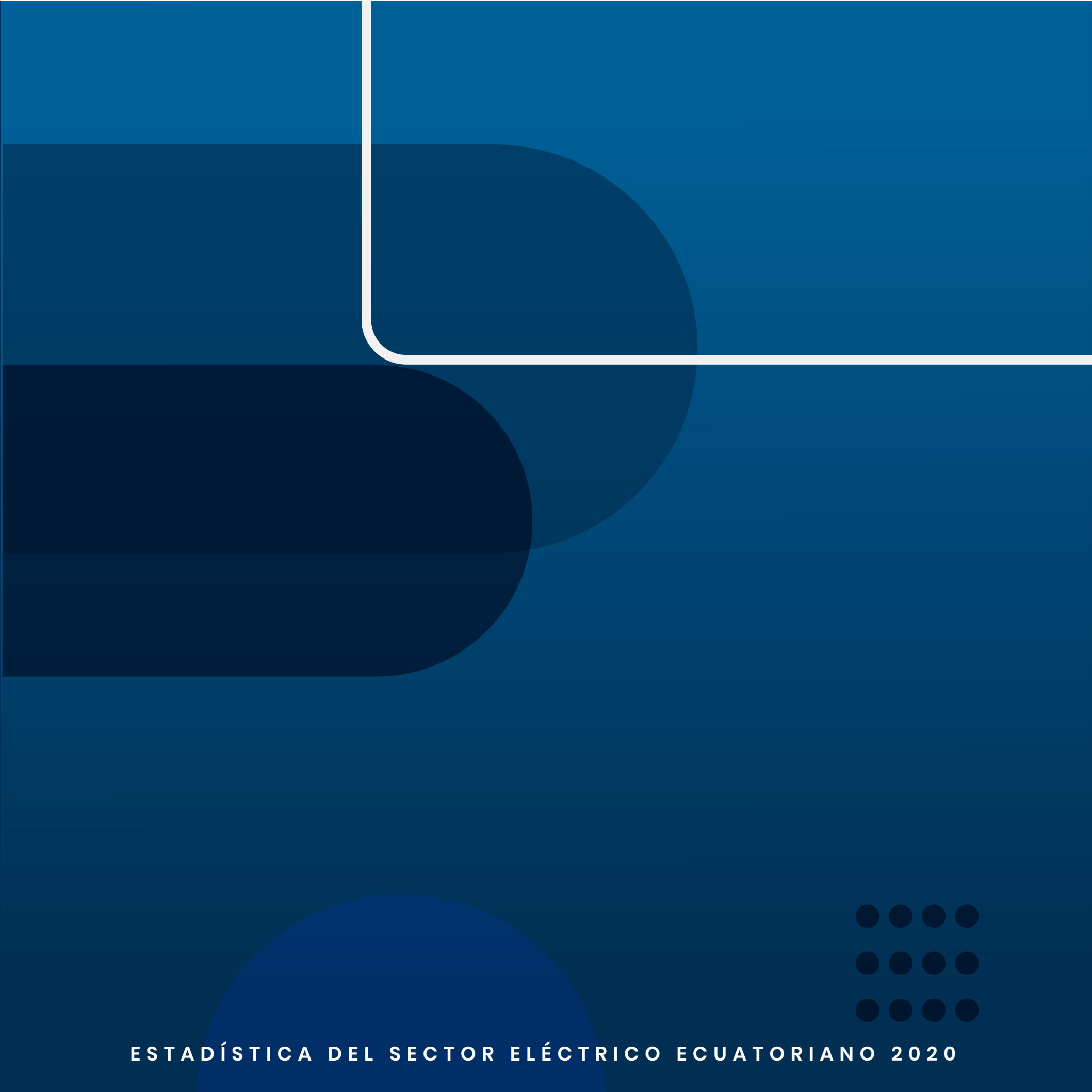
Mapa Nro. 5: Precios medios de energía facturada





Vía Collas - Pichincha
Autor: Ministerio de Transporte y Obras Públicas





GENERACIÓN

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CAPÍTULO

02



GENERACIÓN

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



2.1 Capacidad instalada en centrales de generación

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 provincia.

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

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

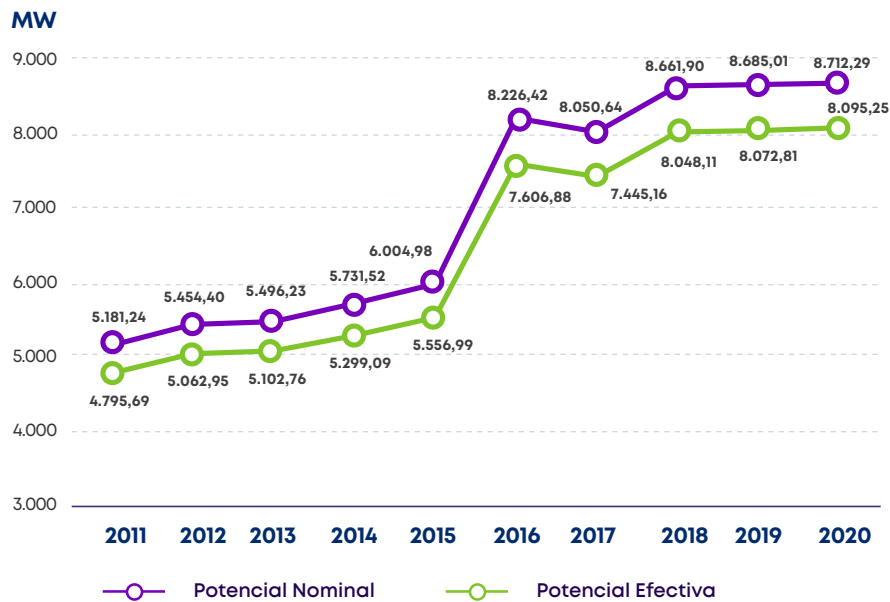
2.1.1 Potencia nominal y efectiva a nivel nacional

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

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.

La figura Nro. 43 muestra la evolución de dichas capacidades en el periodo 2011–2020. El incremento de las potencias nominal y efectiva en el periodo de análisis fue 68,15 % y 68,80 %, respectivamente.

Figura Nro. 43: Evolución histórica de potencia nominal y efectiva



En las figuras Nros. 44 y 45 se muestran las potencias nominal y efectiva para 2020, por tipo de sistema, respectivamente. Los sistemas no incorporados se los divide en territorio continental y región insular.

Al 2020, a nivel nacional se registraron 8.712,29 MW de potencia nominal y 8.095,25 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. 44: Potencia nominal por tipo de sistema (MW), 2020

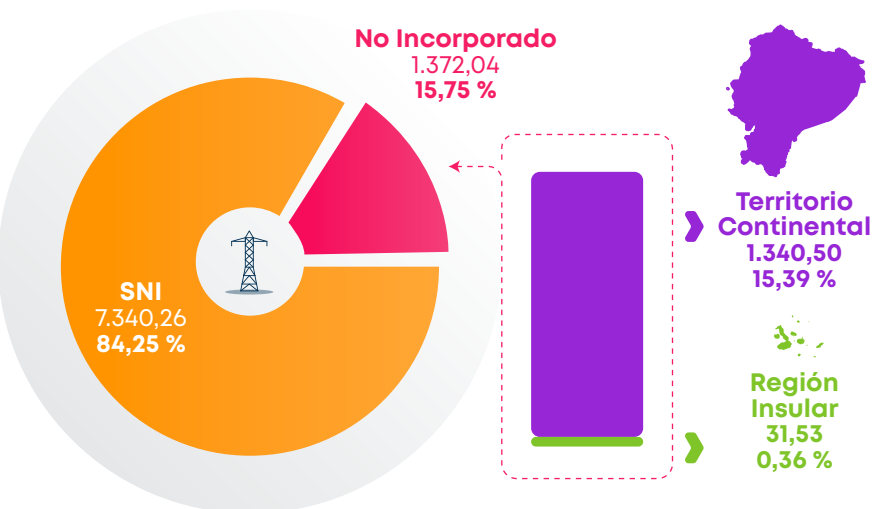
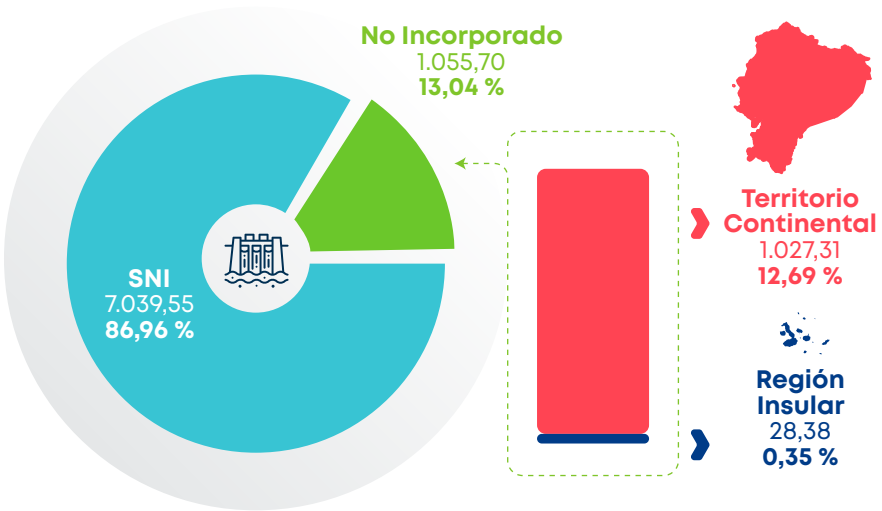


Figura Nro. 45: Potencia efectiva por tipo de sistema (MW), 2020



La tabla Nro. 37 muestra las centrales que entraron en operación en el 2020.

Tabla Nro. 37: Centrales que entraron en operación en 2020

Tipo de Empresa	Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	San José de Minas	San José de Minas	Hidráulica	SNI	6,75	5,95
	Cbsenergy	El Laurel	Hidráulica	SNI	1,00	1,00
Generadora					7,75	6,95
Autogeneradora	Andes Petro	Hormiguero E	Térmica	No Incorporado	0,75	0,50
Autogeneradora					0,75	0,50
Total General					8,50	7,45

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

2.1.2 Potencia nominal y efectiva nacional por tipo de fuente

En las tablas Nros. 38 y 39 se muestran los valores de potencia nominal y efectiva, clasificadas por tipo de fuente (los valores incluyen a los autogeneradores). En el periodo de estudio, la potencia renovable presentó el mayor incremento, con aproximadamente 128,18 %, considerando valores efectivos.

Tabla Nro. 38:

Histórico de potencia nominal por tipo de fuente (MW)

Tipo de Energía	Tipo Central	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Renovable	Hidráulica	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	5.098,75
	Eólica	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	101,30	101,30	101,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30
	Fotovoltaica	0,04	0,08	3,90	26,41	25,54	26,48	26,48	27,63	27,63	27,63
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	2,00	7,26	7,26	7,26	7,26
Renovable		2.338,15	2.367,67	2.387,99	2.439,95	2.598,60	4.640,29	4.715,15	5.266,74	5.276,74	5.299,09
No Renovable	Térmica	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	3.413,21
Total General		5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.050,64	8.661,90	8.685,01	8.712,29

Tabla Nro. 39:

Histórico de potencia efectiva por tipo de fuente (MW)

Tipo de Energía	Tipo Central	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Renovable	Hidráulica	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	5.064,16
	Eólica	2,40	2,40	18,90	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15
	Térmica Biomasa	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40
	Fotovoltaica	0,04	0,08	3,87	26,37	25,50	25,59	25,59	26,74	26,74	26,74
	Térmica Biogás	-	-	-	-	-	1,76	6,50	6,50	6,50	6,50
Renovable		2.303,01	2.332,50	2.352,79	2.424,69	2.584,57	4.603,07	4.676,05	5.227,22	5.237,42	5.254,95
No Renovable	Térmica	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	2.840,30
Total General		4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.445,16	8.048,11	8.072,81	8.095,25

Para 2020 en la tabla Nro. 40 presenta los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de fuente renovable y no renovable.

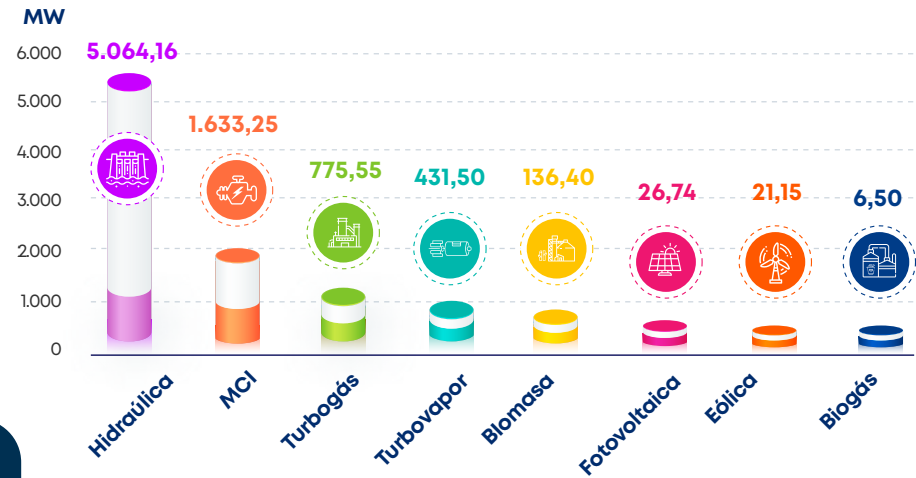
Tabla Nro. 40: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente, 2020

Tipo Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva	
				(MW)	%
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	5.098,75	5.064,16	62,56
	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40	1,68
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	27,63	26,74	0,33
	Eólica	Eólica	2115	2115	0,26
	Biogás	MCI	7,26	6,50	0,08
Renovable			5.299,09	5.254,95	64,91
No Renovable	Térmica	MCI	2.029,74	1.633,25	20,18
		Turbogás	921,85	775,55	9,58
		Turbovapor	461,63	431,50	5,33
No Renovable			3.413,21	2.840,30	35,09
Total General			8.712,29	8.095,25	100,00

En 2020, de la potencia efectiva total (8.095,25 MW), destacó la participación mayoritaria de las centrales hidráulicas con 5.064,16 MW, correspondiente al 62,56 %, seguida de las centrales térmicas no renovables tipo MCI, con una participación de 1.633,25 MW, correspondiente al 20,18 %.

La figura Nro. 46 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. 46: Potencia efectiva por tipo de central, 2020



2.1.3 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa

En las tablas Nros. 41 y 42 se muestra la evolución de la potencia nominal y efectiva, clasificadas por tipo de empresa. En el periodo 2011-2020, las generadoras incrementaron su potencia en un 75,90 % en cuanto a valores efectivos.

Tabla Nro. 41: Histórico de potencia nominal por tipo de empresa (MW)

Tipo de Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generadora	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	6.608,20
Autogeneradora	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	1.652,49
Distribuidora	503,54	473,04	475,22	464,37	464,47	450,58	450,69	451,84	451,60	451,61
Total	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.050,64	8.661,90	8.685,01	8.712,29

Tabla Nro. 42: Histórico de potencia efectiva por tipo de empresa (MW)

Tipo de Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generadora	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	6.382,01
Autogeneradora	712,35	739,58	794,37	865,35	988,07	1.089,57	1.209,25	1.317,20	1.345,52	1.331,70
Distribuidora	455,18	430,51	432,28	420,55	420,63	384,11	380,23	381,39	381,15	381,54
Total	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.445,16	8.048,11	8.072,81	8.095,25

En la tabla Nro. 43 se presentan los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de empresa para 2020.



Tabla Nro. 43:

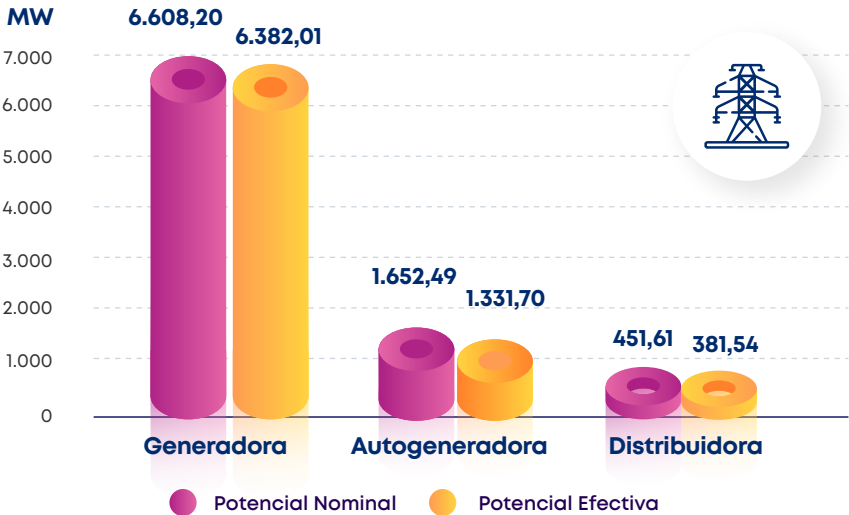
Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa, 2020

Tipo Empresa	Tipo Central	Tipo Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Hidráulica	Hidráulica	4.715,70	4.685,73
	Térmica	MCI	790,46	686,51
	Térmica	Turbogás	612,53	537,60
	Térmica	Turbovapor	411,50	398,00
	Eólica	Eólica	16,50	16,50
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	24,46	23,57
	Biomasa	Turbovapor	29,80	27,60
	Biogás	MCI	7,26	6,50
Generadora			6.608,20	6.382,01
Autogeneradora	Hidráulica	Hidráulica	240,89	237,68
	Térmica	MCI	1.180,23	894,77
	Térmica	Turbogás	101,25	76,95
	Térmica	Turbovapor	15,63	13,50
	Biomasa	Turbovapor	114,50	108,80
Autogeneradora			1.652,49	1.331,70
Distribuidora	Hidráulica	Hidráulica	142,16	140,75
	Térmica	MCI	59,06	51,97
	Térmica	Turbogás	208,07	161,00
	Térmica	Turbovapor	34,50	20,00
	Eólica	Eólica	4,65	4,65
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	3,17	3,17
Distribuidora			451,61	381,54
Total General			8.712,29	8.095,25

La figura Nro. 47 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. 47:

Potencia por tipo de empresa, 2020



Las figuras Nros. 48 a 55 muestran la potencia efectiva desglosada por tipo de empresa y central. Para detalles de esta información remítase a los anexos A (A.1., A.2., A.3.).

Figura Nro. 48:

Potencia efectiva de centrales hidroeléctricas por tipo de empresa (MW), 2020

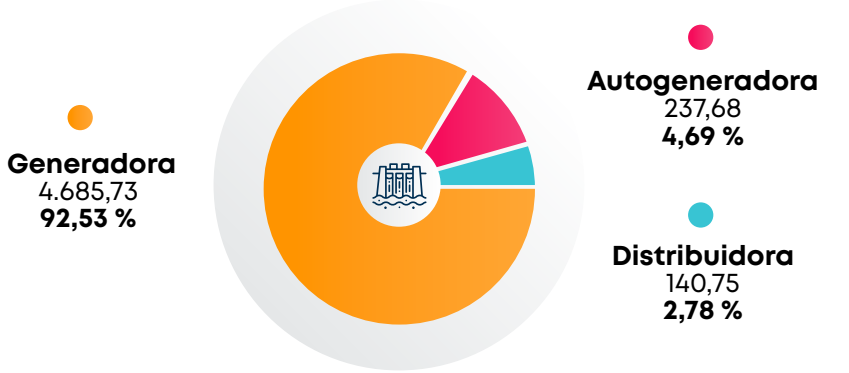


Figura Nro. 49:

Potencia efectiva de centrales eólicas por tipo de empresa (MW), 2020

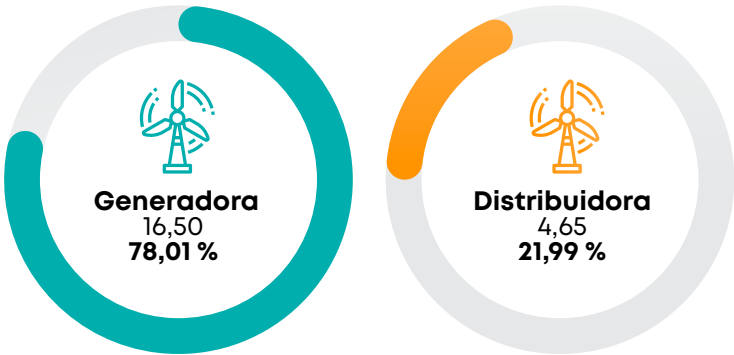


Figura Nro. 50:

Potencia efectiva de centrales fotovoltaicas por tipo de empresa (MW), 2020

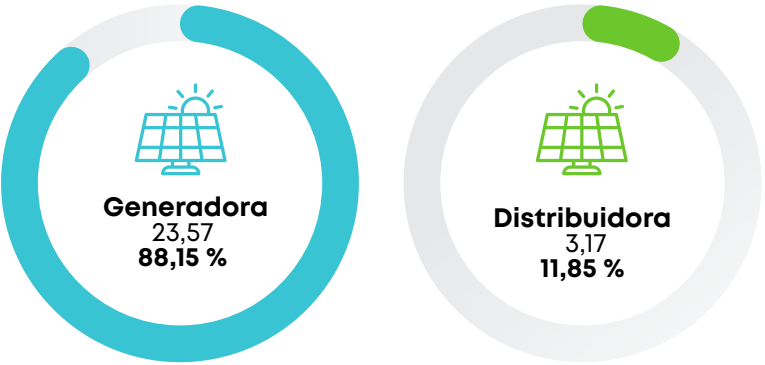


Figura Nro. 53:

Potencia efectiva de centrales térmicas MCI por tipo de empresa (MW), 2020

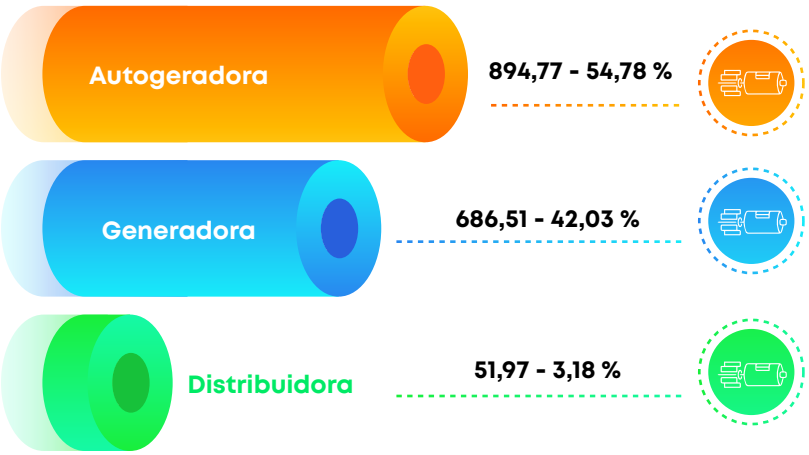


Figura Nro. 51:

Potencia efectiva de centrales de biomasa por tipo de empresa (MW), 2020

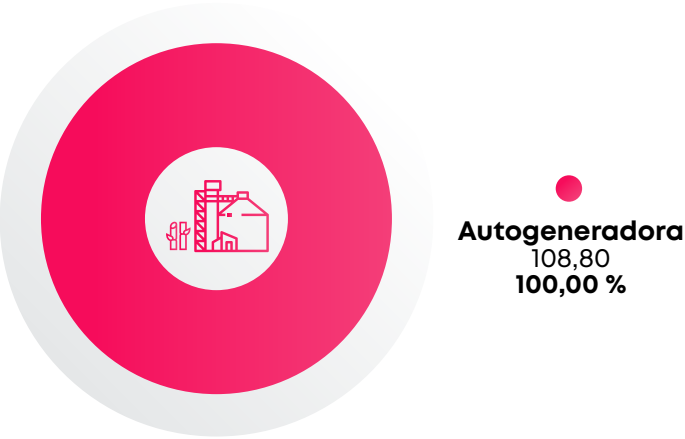


Figura Nro. 54:

Potencia efectiva de centrales térmicas de turbogás por tipo de empresa (MW), 2020

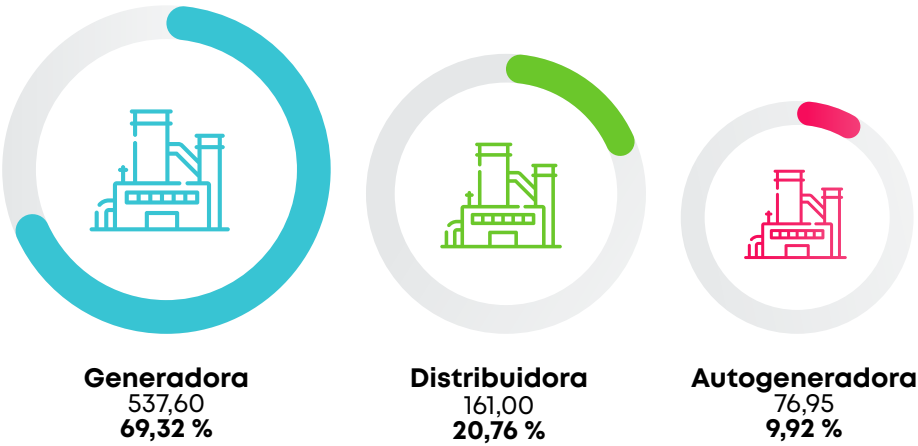


Figura Nro. 52:

Potencia efectiva de centrales de biogás por tipo de empresa (MW), 2020

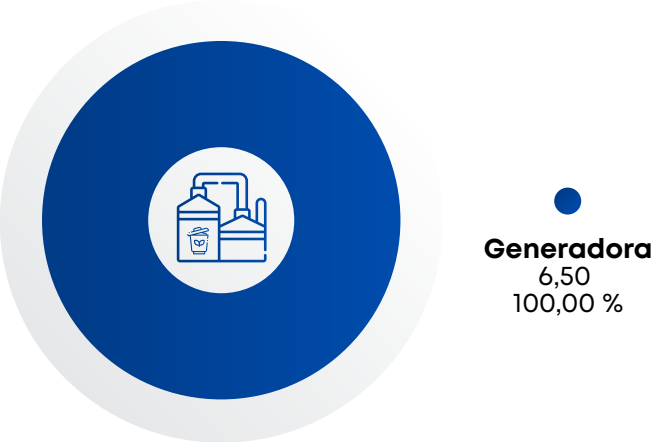
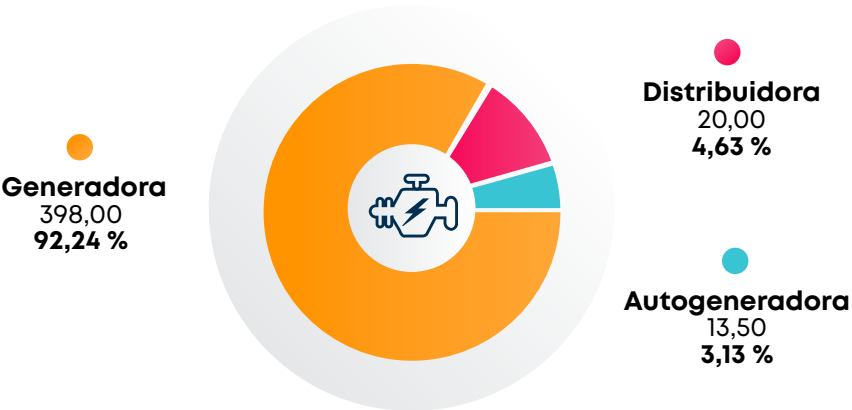


Figura Nro. 55:

Potencia efectiva de centrales térmicas de turbovapor por tipo de empresa (MW), 2020



2.1.4 Potencia por tipo de servicio y empresa

En las tablas Nros. 44 y 45 se muestra 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 66,33 %, mientras que para el servicio no público (autogeneradores) un 83,99 %.

Tabla Nro. 44:

Histórico de potencia nominal por tipo de servicio (MW)

Tipo Servicio	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Público	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	7.142,84
No Público	881,12	910,63	965,90	1.017,10	1.116,01	1.261,26	1.452,03	1.520,52	1.551,45	1.569,45
Total	5.181,24	5.454,40	5.496,23	5.731,52	6.004,98	8.226,42	8.050,64	8.661,90	8.685,01	8.712,29

Tabla Nro. 45:

Histórico de potencia efectiva por tipo de servicio (MW)

Tipo Servicio	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Público	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	6.854,26
No Público	674,83	702,07	756,85	800,96	870,89	972,96	1.136,53	1.194,64	1.222,96	1.240,99
Total	4.795,69	5.062,95	5.102,76	5.299,09	5.556,99	7.606,88	7.445,16	8.048,11	8.072,81	8.095,25

Las figuras Nros. 56 y 57 clasifican la potencia efectiva para servicio público y no público por tipo de central.

Figura Nro. 56:

Comparativo de potencia efectiva para servicio público por tipo de central 2011-2020 (MW)

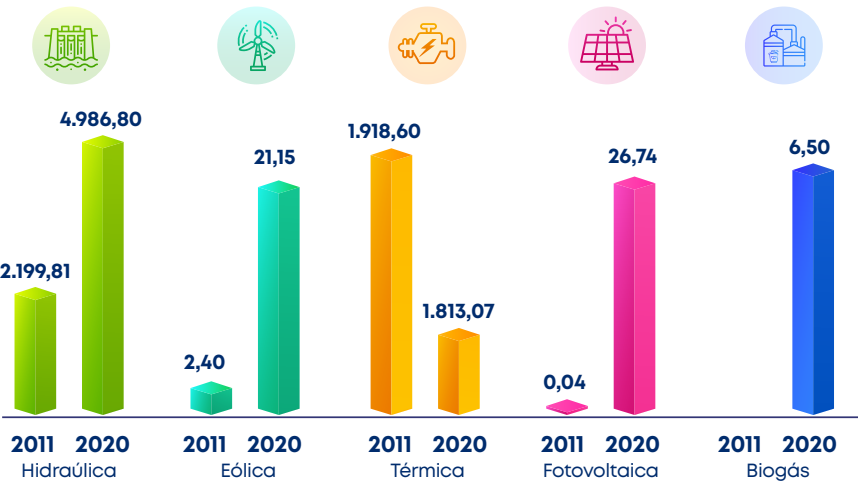
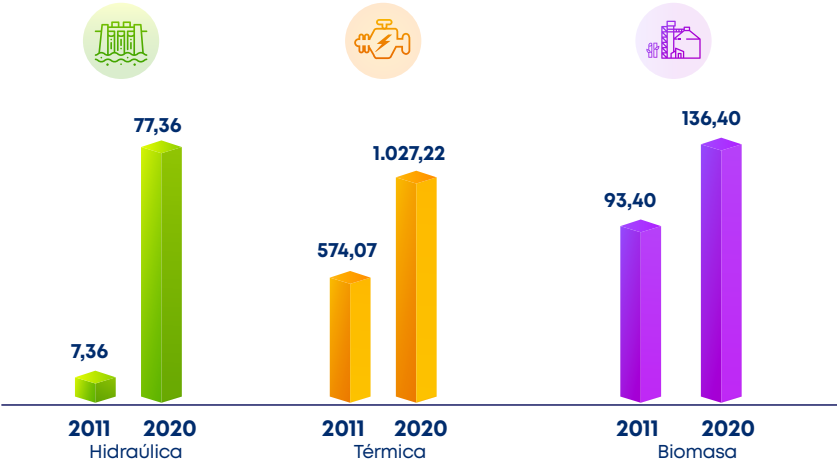


Figura Nro. 57:

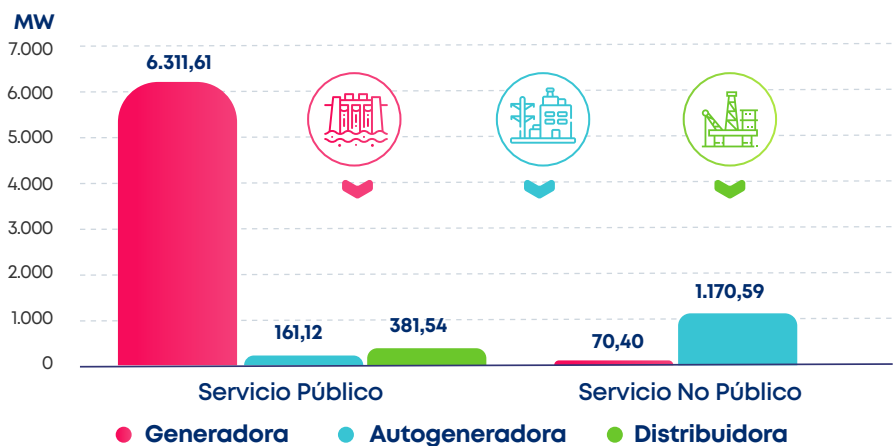
Comparativo de potencia efectiva para servicio no público por tipo de central 2011-2020 (MW)



Para 2020, en la figura Nro. 58, se presenta la clasificación de la potencia efectiva según el tipo de servicio, sea este público, para el caso de empresas generadoras (6.311,61 MW), distribuidoras con generación (381,54 MW) y la potencia excedente puesta a disposición por las empresas autogeneradoras (161,12 MW); y, no público, para el caso de la potencia empleada para atender las demandas internas de las empresas autogeneradoras (1.170,59 MW).

Figura Nro. 58:

Potencia efectiva por tipo de servicio, 2020



2.1.5 Potencia y número de centrales por provincia

La tabla Nro. 46 muestra el número de centrales y valores de potencia nominal y efectiva por tipo de energía a nivel provincial.

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

Tabla Nro. 46:

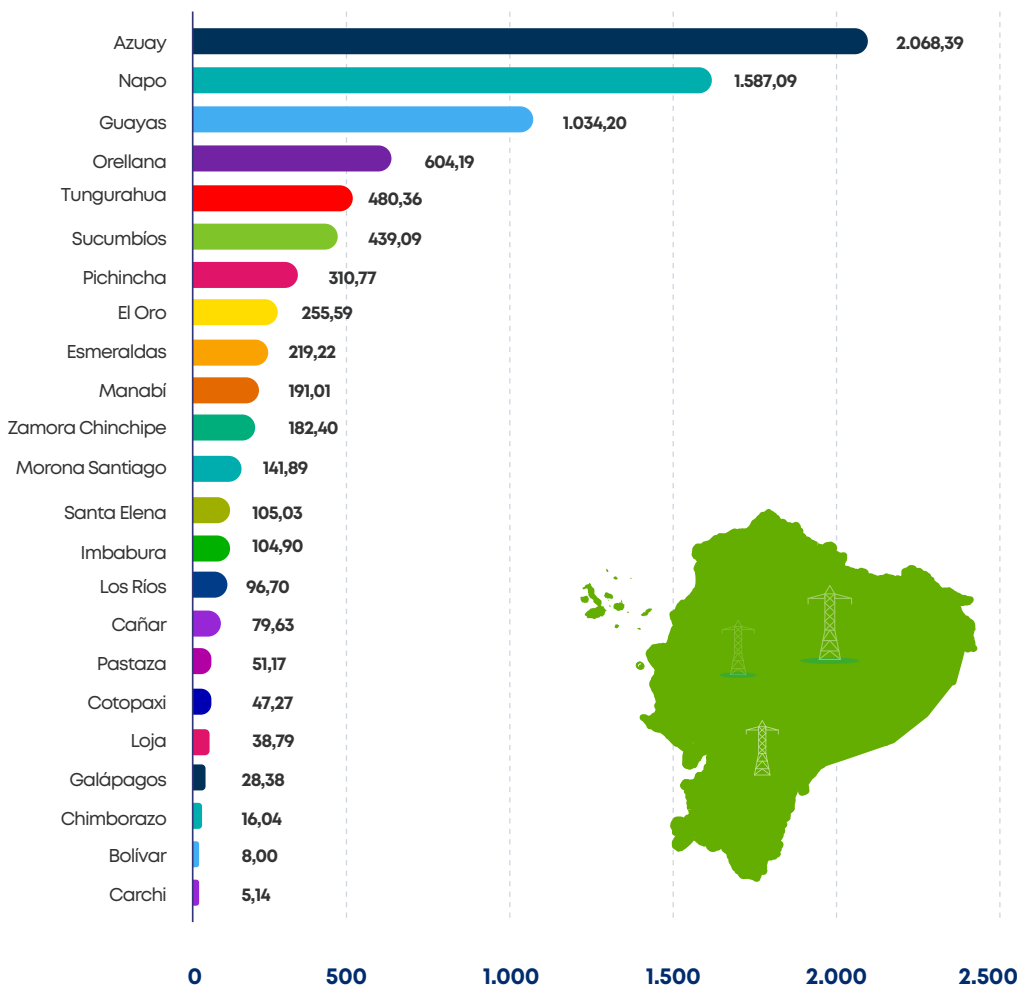
Potencia y número de centrales por provincia y tipo de fuente de energía, 2020

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	4	5,82	5,14	-	-	-	4	5,82	5,14
Chimborazo	4	16,33	16,04	-	-	-	4	16,33	16,04
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	24,29	21,14	14	31,53	28,38
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	-	-	-	88	783,18	604,19	88	783,18	604,19
Pastaza	1	0,20	0,20	3	61,10	50,97	4	61,30	51,17
Pichincha	21	160,05	157,05	7	182,04	153,72	28	342,09	310,77
Santa Elena	-	-	-	2	131,80	105,03	2	131,80	105,03
Sucumbios	1	64,30	64,30	64	483,55	374,79	65	547,86	439,09
Tungurahua	7	505,30	476,76	1	5,00	3,60	8	510,30	480,36
Zamora Chinchipe	2	182,40	182,40	-	-	-	2	182,40	182,40
Total	116	5.299,09	5.254,95	200	3.413,21	2.840,30	316	8.712,29	8.095,25

La figura Nro. 59 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⁽³⁾.

Figura Nro. 59: Potencia efectiva por provincia (MW), 2020



(3) 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.

2.2 Subestaciones

2.2.1 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. 47, muestra la capacidad de transformación (subestaciones y puntos de transformación) de empresas generadoras en el periodo 2011-2020; en esta, se aprecia un incremento del 79,14 % de la capacidad máxima.

Tabla Nro. 47: Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2020	7.825,92

La tabla Nro. 48 detalla la evolución histórica de la capacidad de transformación de empresas autogeneradoras; dicha capacidad se ha incrementado en un 63,14 %, durante el periodo de estudio.

Tabla Nro. 48:

Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2020	1.251,28

2.2.2 Subestaciones de empresas generadoras

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. 49 y 50.

Para mayor detalle de las características de subestaciones remitirse al anexo D.1.

Tabla Nro. 49:

Subestaciones de elevación de las generadoras

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	Agrozucar	1	1	31,60
	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 Termomanabi	1	4	225,00
	CELEC Termopichincha	2	5	136,00
	Elecaustro	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
	San José de Minas	1	1	8,00
Total		31	52	2.200,90

Tabla Nro. 50:

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-Gensur	Delsitanisagua	145	1
CELEC-Hidroazogues	Colectora	69	1
CELEC-Hidronación	Daule Peripa	138	1
	Baba	230	1
CELEC-Sur	Mazar	230	1
	Minas San Francisco	230	1
ElitEnergy	Puerto Napo	138	1
Sansau	Sansau Wildtecsa	13,8	1
Total			9

2.2.3 Subestaciones de empresas autogeneradoras

Esta sección presenta las características generales de las subestaciones y del equipo de transformación instalados en las autogeneradoras del sistema; ver tablas Nros. 51 y 52.

Para mayor detalle de las características de subestaciones remitirse al anexo D.2.

Tabla Nro. 51: Subestaciones de elevación y reducción de las autogeneradoras

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	Agip	1	5	21,28
	Andes Petro	1	7	108,00
	Ecoelectric	1	1	6,25
	Ecoluz	2	2	9,10
	Enermax	1	1	20,80
	Hidroabanico	1	2	45,00
	Hidroalto	1	1	70,00
	Hidronormandia	1	1	56,00
	Hidrosanbartolo	1	1	56,00
	Perlabi	1	1	3,15
	Petroamazonas	14	17	204,15
	Repsol	2	10	239,00
	San Carlos	1	6	82,40
	Sippec	2	2	8,00
	Vicunha	1	2	9,00
Reducción	Agip	3	8	24,00
	Ecoluz	2	1	6,60
	Petroamazonas	14	5	31,25
	Repsol	2	21	191,30
	UCEM	1	2	19,00
	UNACEM	1	1	35,00
	Vicunha	1	2	6,00
Total		55	99	1.251,28

Tabla Nro. 52: Subestaciones de seccionamiento de las autogeneradoras

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

2.3 Transformadores asociados a generación

2.3.1 Transformadores de empresas generadoras

La capacidad de transformación asociada a las empresas generadoras se muestra en la tabla Nro. 53 y se detalla en el anexo D.1. La información muestra a las Unidades de Negocio de CELEC EP Coca Codo Sinclair y Sur, con la mayor potencia asociada a generación.

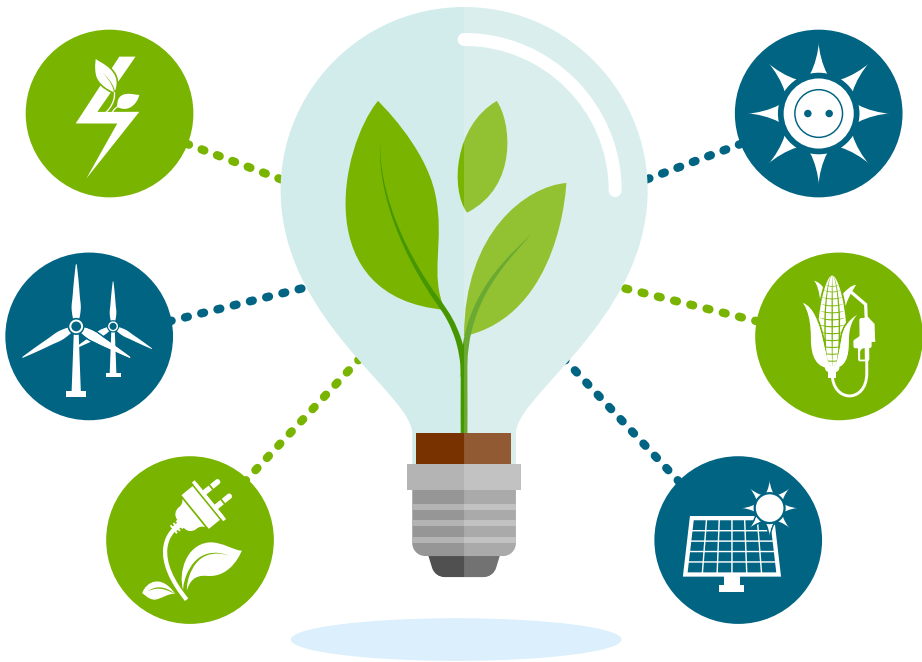


Tabla Nro. 53: Transformadores asociados a las generadoras

Empresa	Número de Puntos de Transformación	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Agrozucar	1	1	8,67
Altgenotec	1	1	2,00
CELEC-Coca Codo Sinclair	2	10	1.734,80
CELEC-Electroguayas	5	11	663,20
CELEC-Gensur	1	3	225,00
CELEC-Hidronación	1	3	255,00
CELEC-Sur	4	18	2.438,50
CELEC-Termomanabí	4	9	77,19
CELEC-Termopichincha	1	1	4,00
Ecuagesa	1	1	35,00
Elecaustro	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
Hidroimbabura	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
Total	48	87	5.625,02

2.3.2 Transformadores de empresas distribuidoras con generación

En distintos puntos de los sistemas de distribución se encuentran conectados pequeños centros de generación, para los cuales las distribuidoras de la tabla Nro. 54 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. 54: 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
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
Total	24	41	385,33



2.4 Líneas asociadas a la generación de electricidad

2.4.1 Líneas de empresas generadoras

Las generadoras tienen en su infraestructura 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 2011 fue 377,65 km, en tanto que para el 2020 se reportó 347,91 km.

Tabla Nro. 55: 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
2011	12,00	-	-	-	-	54,07	257,05	54,53	377,65
2012	12,00	-	-	-	-	54,77	257,05	8,21	332,03
2013	12,00	-	-	-	-	58,02	257,05	8,21	335,28
2014	12,00	-	-	-	-	80,72	257,65	8,21	358,58
2015	12,00	-	-	-	-	80,72	271,55	8,21	372,48
2016	-	10,00	-	0,40	-	141,26	145,13	8,21	305,00
2017	4,00	0,60	0,80	0,40	0,15	129,06	120,03	5,03	260,07
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
2020	0,20	0,60	0,80	18,13	-	179,17	145,10	3,91	347,91

En la tabla Nro. 56 y en el anexo E.1., se indican las características de las líneas de transmisión de empresas generadoras que operaron en el 2020.

Tabla Nro. 56: Detalle de líneas de las generadoras

Tipo	Empresa	Nivel de Voltaje	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple Circuito	CELEC- Hidronación	230	1	1,40
	CELEC- Electroguayas	138	1	0,50
	Ecuagesa		1	6,67
	ElitEnergy		1	25,62
	EPMAPS		4	65,80
	Intervisa Trade		1	0,60
	Agrozucar	69	1	3,60
	CELEC- Electroguayas		2	1,53
	CELEC-Gensur		1	3,20
	CELEC- Hidroazogues		2	34,04
	Generoca		1	0,30
	Hidrosibimbe		1	14,00
	Hidrosigchos		1	8,00
	Hidrotambo		1	26,50
	IPNEGAL		1	26,00
	Hidrovictoria	22,8	1	0,40
	San José de Minas		1	17,73
	EMAC-BGP	22	1	0,80
	Altgenotec	13,8	1	0,60
	Hidroimbabura	13,2	1	0,20
Total Simple Circuito			25	237,49
Doble Circuito	CELEC-Sur	230	1	2,51
	EPMAPS	138	1	45,91
	Elecaustro	69	2	62,00
Total Doble Circuito			4	110,42

2.4.2 Líneas de empresas autogeneradoras

Al 2020, la longitud total de las líneas de empresas autogeneradoras fue 720,22 km, lo que representó un incremento del 56,48 %, con respecto al 2011. Los datos históricos se presentan en la tabla Nro. 57.

Tabla Nro. 57: Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras

Año	Longitud (km)									Total
	6,3 kV	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	230 kV	
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
2020	3,75	5,00	-	22,66	275,60	29,19	256,15	-	127,87	720,22

En la tabla Nro. 58 y en el anexo E.2. se indican las características de las líneas de transmisión de empresas autogeneradoras que operaron en el 2020, se registraron mayormente longitud de líneas en simple circuito, las mismas alcanzaron los 718,82 km, destacándose en este grupo las empresas Petroamazonas y Repsol.

Tabla Nro. 58: Detalle de líneas de las autogeneradoras

Tipo	Empresa	Nivel de Voltaje	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple Circuito	Hidrosanbartolo	230	1	18,87
	Hidroalto		1	24,00
	Hidronormandía		1	85,00
	Petroamazonas	69	10	213,00
	Enermax		1	29,70
	Hidroabanico		1	11,50
	UCEM		1	1,00
	San Carlos		1	0,85
	Ecoelectric		1	0,10
	Ecoluz	46	1	29,19
	Repsol	34,5	11	170,10
	Agip		2	47,20
	Petroamazonas		1	25,90
	Sipec		1	31,00
	UCEM	22	1	17,00
	Ecoluz		1	5,66
	Vicunha	13,2	1	5,00
	Agua Y Gas de Sillunchi	6,3	2	3,75
Total Simple Circuito			39	718,82
Doble Circuito	Repsol	34,5	1	1,40
Total Doble Circuito			1	1,40

2.5 Personal empresas de generación y autogeneración

En las tablas Nros. 59 y 60, se presentan la cantidad de personal para las empresas de generación y autogeneradoras.

Tabla Nro. 59:

Cantidad de personal de las generadoras (1/2)

Empresa	Cantidad de Personal
Agroazucar	14
Altgenotec	1
Brineforcorp	10
Cbsenergy	8
CELEC-Coca Codo Sinclair	291
CELEC-Electroguayas	356
CELEC-Gensur	78
CELEC-Hidroagoyán	150
CELEC-Hidroazogues	15
CELEC-Hidronación	188
CELEC-Sur	379
CELEC-Termoesmeraldas	236
CELEC-Termogas Machala	109
CELEC-Termomanabí	229
CELEC-Termopichincha	470
Consejo Provincial de Tungurahua	1
Ecuagesa	30
Elecaustro	166
Electrisol	3
ElitEnergy	26
EMAC-BGP	7
Enersol	4
Epfotovoltaica	3
EPMAPS	207
Gasgreen	15
Generoca	23
Genrenotec	1
Gonzanergy	1
Gransolar	26
Hidroimbabura	5
Hidrosibimbe	15
Hidrosierra	22
Hidrosigchos	20
Hidotambo	20
Hidotavalo	10
Hidrovictoria	15
I.M. Mejía	17
IPNEGAL	42
Lojaenergy	1
Municipio Cantón Espejo	6
Renova Loja	1

Tabla Nro. 59:

Cantidad de personal de las generadoras (2/2)

Empresa	Cantidad de Personal
Sabiangosolar	1
San José de Minas	21
San Pedro	1
Sanersol	1
Sansau	5
Saracaysol	1
SERMAA EP	10
Solchacras	1
Solhuaqui	1
Solsantonio	1
Solsantros	1
Surenergy	1
Valsolar	8
Wildtecsa	5
Total	3.279



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

Tabla Nro. 60:

Cantidad de personal de las autogeneradoras

Empresa	Cantidad de Personal
Agip	17
Agua y Gas de Sillunchi	15
Andes Petro	22
Ecoelectric	48
Ecoluz	16
Enermax	44
Hidroabanico	29
Hidroalto	68
Hidronormandia	47
Hidrosanbartolo	53
Moderna Alimentos	6
OCP Ecuador	25
Orion	3
Petroamazonas	409
Repsol	60
San Carlos	15
Sipac	4
UCEM	10
UNACEM	16
Vicunha	19
Total	926

2.6 Energía producida y consumo de combustibles

La energía bruta producida por las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras durante el periodo 2011-2020 se presenta en la tabla Nro. 61. En el 2011 fue 20.544,14 GWh y en el 2020 fue 31.248,00 GWh, lo que representó un incremento de 10.703,86 GWh, 52,10 %.

Tabla Nro. 61:

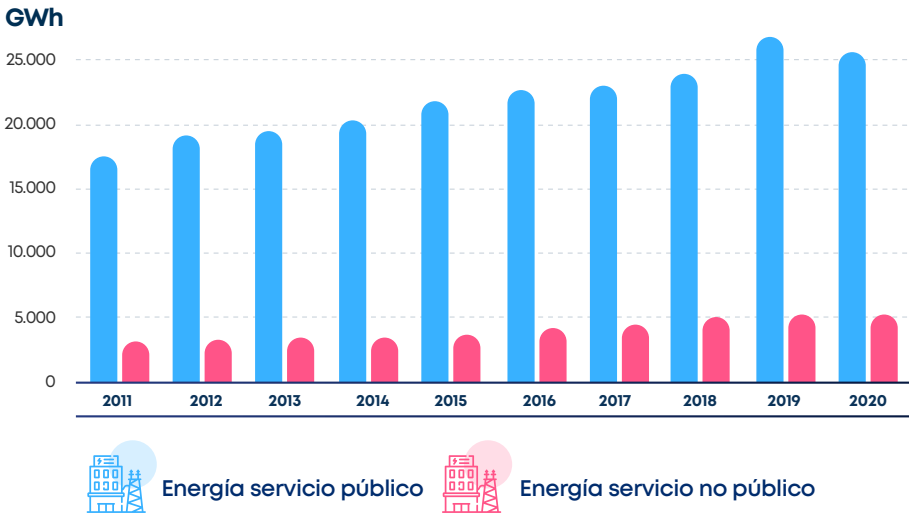
Energía producida 2011-2020

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)
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
2020	31.248,00	316,74	30.931,27	25.604,29	5.326,97

En la figura Nro. 60, se presentan los valores de energía entregada a servicio público y no público, durante el periodo 2011-2020.

Figura Nro. 60:

Energía para servicio público y no público, periodo 2011-2020

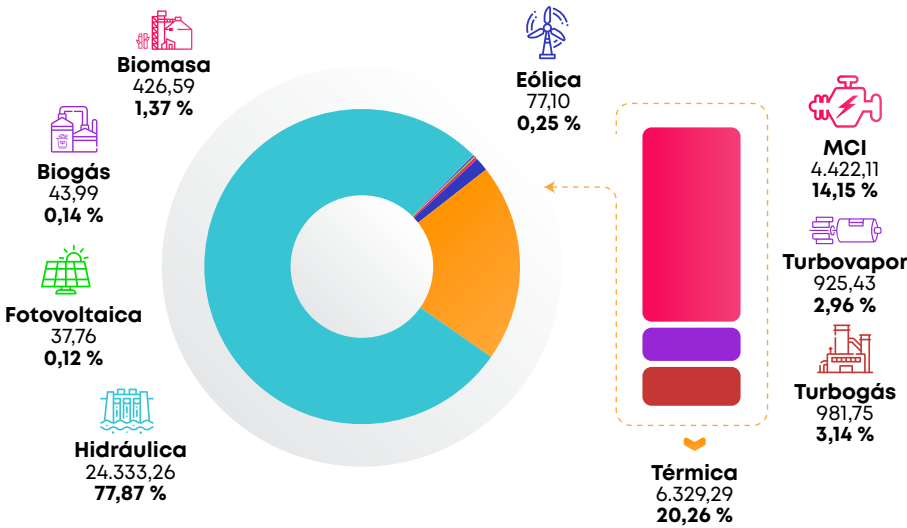


En el anexo F.1., se presenta la producción de energía bruta de cada una de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano en el periodo 2011-2020.

Al 2020, la energía bruta total producida fue 31.248,00 GWh, con el siguiente detalle: hidráulica 24.333,26 GWh, 77,87 %; térmica 6.329,29 GWh, 20,26 %; biomasa 426,59 GWh, 1,37 %; eólica 77,10 GWh, 0,25 %; biogás 43,99 GWh, 0,14 % y fotovoltaica 37,76 GWh 0,12 %, como se presenta en la figura Nro. 61.

Figura Nro. 61:

Producción de energía bruta por tipo de central (GWh)



2.6.1 Producción de energía

En la tabla Nro. 62 se presenta la producción de energía bruta por tipo de sistema, en la cual se observa que 2.048,92 GWh, 87,37 % correspondió a lo generado en el SNI; mientras que 3.947,48 GWh, 12,63 % correspondió a la energía de los sistemas no incorporados.

Tabla Nro. 62: Producción de energía bruta por sistema

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)	%
SNI	Generadora	Hidráulica	22.201,20	71,05
		Térmica	2.242,48	7,18
		Biomasa	97,86	0,31
		Eólica	71,64	0,23
		Biogas	43,99	0,14
		Fotovoltaica	33,82	0,11
	Generadora		24.690,99	79,02
	Distribuidora	Hidráulica	525,06	1,68
		Térmica	35,54	0,11
	Distribuidora		560,60	1,79
	Autogeneradora	Hidráulica	1.586,59	5,08
		Biomasa	328,73	1,05
		Térmica	133,60	0,43
	Autogeneradora		2.048,92	6,56
SNI			27.300,52	87,37
No Incorporado	Generadora	Térmica	330,80	1,06
		Hidráulica	2,40	0,01
	Generadora		333,20	1,07
	Distribuidora	Hidráulica	17,89	0,06
		Eólica	5,46	0,02
		Fotovoltaica	3,95	0,01
	Distribuidora		27,30	0,09
	Autogeneradora	Térmica	3.586,86	11,48
		Hidráulica	0,12	0,00
	Autogeneradora		3.586,98	11,48
No Incorporado			3.947,48	12,63
Total General			31.248,00	100,00

La energía bruta de los sistemas no incorporados tiene una alta composición de energía térmica (99,24 %), correspondiente a 3.917,66 GWh; de los cuales 3.586,86 GWh fueron producidos por los autogeneradores del sector petrolero, que en su mayoría disponen de centrales térmicas.

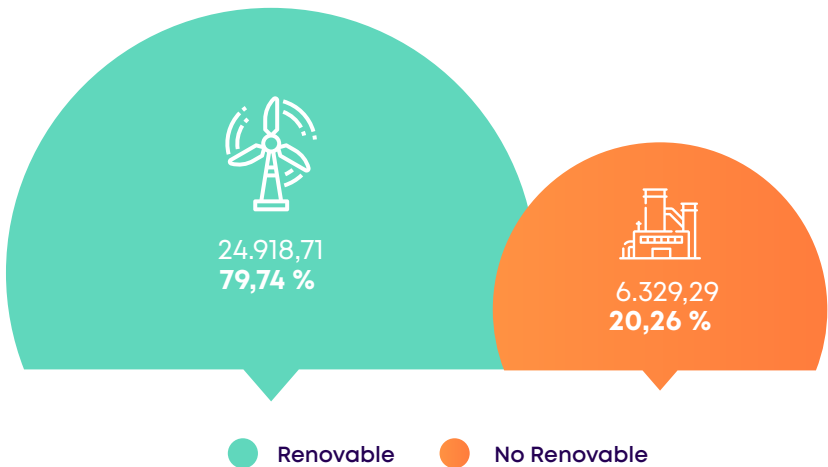
En la tabla Nro. 63 se puede observar que a nivel de todo el sistema eléctrico nacional, la producción de energía bruta tiene predominio hidráulico 77,86 %; asimismo, la producción de energía no renovable en centrales térmicas MCI se ubicó en segundo lugar con 14,16 %.

Tabla Nro. 63: Producción de energía bruta por tipo de energía

Tipo de Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	24.333,26	77,87
	Biomasa	426,59	1,37
	Eólica	77,10	0,25
	Biogás	43,99	0,14
	Fotovoltaica	37,76	0,12
Renovable		24.918,71	79,74
No Renovable	Térmica MCI	4.422,11	14,15
	Térmica Turbogás	981,75	3,14
	Térmica Turbovapor	925,43	2,96
No Renovable		6.329,29	20,26
Total General		31.248,00	100,00

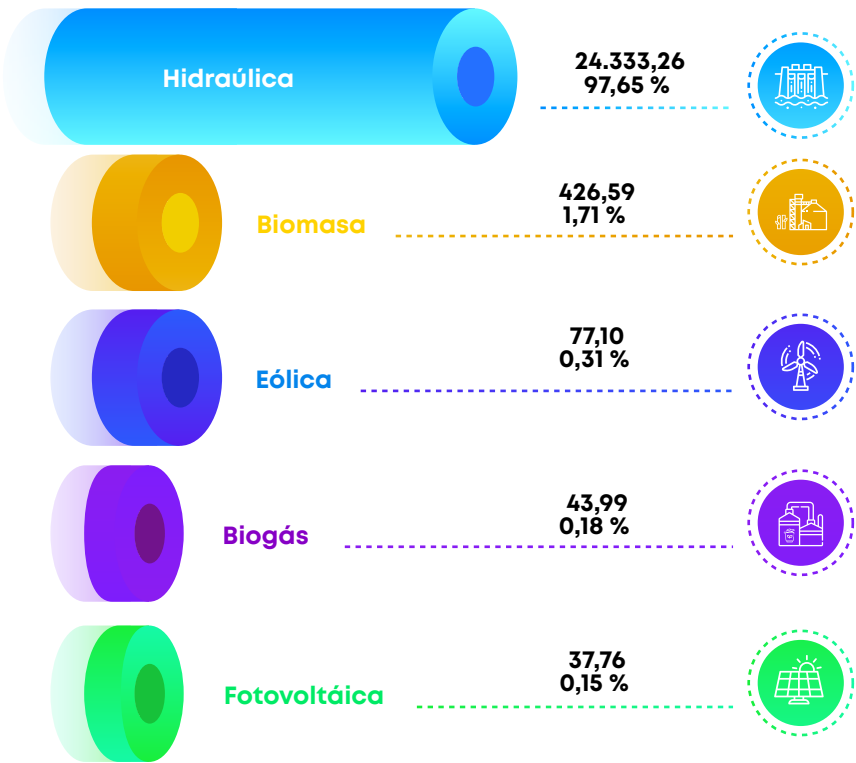
La figura Nro. 62 muestra la energía bruta producida por fuentes renovables y no renovables, que corresponden a 24.918,71 GWh, 79,74 %; y, 6.329,29 GWh, 20,26 % respectivamente.

Figura Nro. 62: Producción bruta por tipo de energía (GWh)



En las figuras Nros. 63 y 64, se presenta la composición de la energía por tipo de fuente; en lo referente a la energía renovable se aprecia que 24.333,26 GWh, 97,65 % provino de centrales hidráulicas.

Figura Nro. 63: Composición de la energía renovable (GWh)



De la energía proveniente de fuentes no renovables 4.422,11 GWh, 69,87 %, se generó en centrales con motores de combustión interna.

Figura Nro. 64: Composición de la energía no renovable (GWh)



La producción de energía bruta, que en el 2020 alcanzó 31.248,00 GWh, se desagrega de forma mensual en la tabla Nro. 64; y, en las figuras Nros. 65, 66 y 67 se muestran los valores mensuales de producción de energía correspondientes al 2020.

De la información presentada, se puede señalar que 25.024,20 GWh, 80,08 % de la energía bruta total, fueron producidos por las empresas generadoras; las empresas distribuidoras con centrales de generación aportaron 587,90 GWh, 1,88 %; y, los autogeneradores 5.635,90 GWh, 18,04 %..



Tabla Nro. 64:

Producción mensual de energía por tipo de empresa (GWh)

Tipo de Empresa	Mes	Hidráulica	Biomasa	Eólica	Térmica	Fotovoltaica	Biogás	Total
Generadora	Ene	2.112,58	6,07	5,25	234,43	2,85	3,42	2.364,60
	Feb	1.949,19	0,93	5,24	253,18	2,57	3,19	2.214,30
	Mar	1.880,77	-	4,15	220,13	2,97	3,56	2.111,59
	Abr	1.763,33	-	5,63	150,19	2,85	4,17	1.926,17
	May	1.922,27	-	6,79	154,54	2,77	3,47	2.089,84
	Jun	1.920,44	0,57	7,48	168,70	2,58	3,77	2.103,54
	Jul	1.902,48	13,23	7,04	190,28	2,48	4,24	2.119,75
	Ago	1.859,65	15,13	8,31	190,47	3,10	4,22	2.080,87
	Sep	1.808,24	13,70	7,82	158,40	2,79	3,92	1.994,87
	Oct	1.855,59	17,22	7,72	236,54	3,03	3,71	2.123,80
	Nov	1.424,10	17,03	3,16	364,47	3,05	3,76	1.815,57
	Dic	1.804,97	13,99	3,05	251,94	2,78	2,55	2.079,29
Generadora		22.203,60	97,86	71,64	2.573,29	33,82	43,99	25.024,20
Distribuidoras con generación	Ene	53,07	-	0,43	3,02	0,33	-	56,86
	Feb	41,40	-	0,35	4,94	0,42	-	47,11
	Mar	49,24	-	0,14	0,95	0,50	-	50,82
	Abr	50,58	-	0,23	1,17	0,41	-	52,40
	May	53,53	-	0,40	2,61	0,34	-	56,88
	Jun	48,38	-	0,76	1,08	0,32	-	50,54
	Jul	49,52	-	0,70	0,22	0,28	-	50,72
	Ago	37,52	-	0,66	0,57	0,28	-	39,02
	Sep	38,81	-	0,49	0,23	0,24	-	39,76
	Oct	35,84	-	0,43	4,01	0,27	-	40,55
	Nov	34,32	-	0,41	13,91	0,27	-	48,91
	Dic	50,73	-	0,47	2,85	0,30	-	54,34
Distribuidora con generación		542,95	-	5,46	35,54	3,95	-	587,90
Autogeneradora	Ene	126,58	6,12	-	341,75	-	-	474,44
	Feb	120,78	-	-	318,12	-	-	438,90
	Mar	135,26	-	-	333,79	-	-	469,05
	Abr	140,08	-	-	181,50	-	-	321,58
	May	147,96	-	-	225,64	-	-	373,60
	Jun	142,77	13,88	-	309,76	-	-	466,41
	Jul	149,50	51,40	-	337,54	-	-	538,43
	Ago	133,80	57,77	-	338,87	-	-	530,44
	Sep	120,70	53,57	-	327,89	-	-	502,15
	Oct	112,80	51,40	-	333,32	-	-	497,53
	Nov	109,15	53,59	-	326,28	-	-	489,03
	Dic	147,33	41,00	-	346,01	-	-	534,35
Autogeneradora		1.586,71	328,73	-	3.720,46	-	-	5.635,90
Total General		24.333,26	426,59	77,10	6.329,29	37,76	43,99	31.248,00

Figura Nro. 65: Producción de energía de empresas generadoras

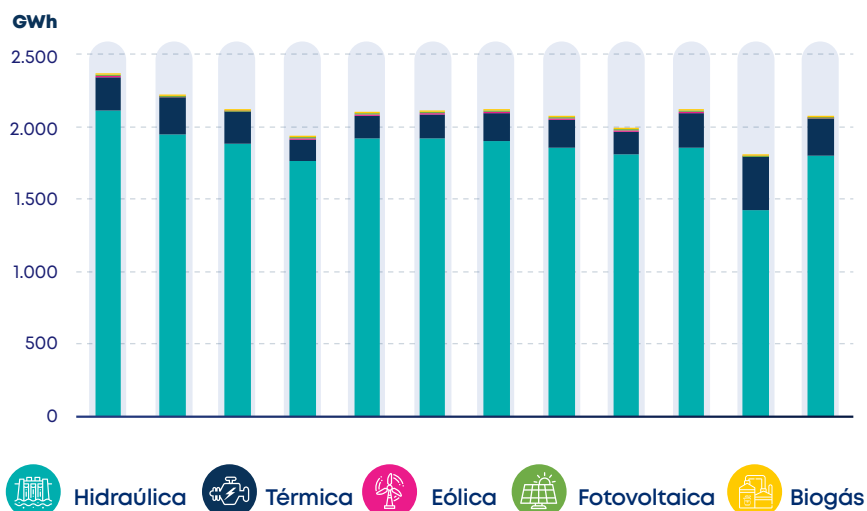


Figura Nro. 66: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación

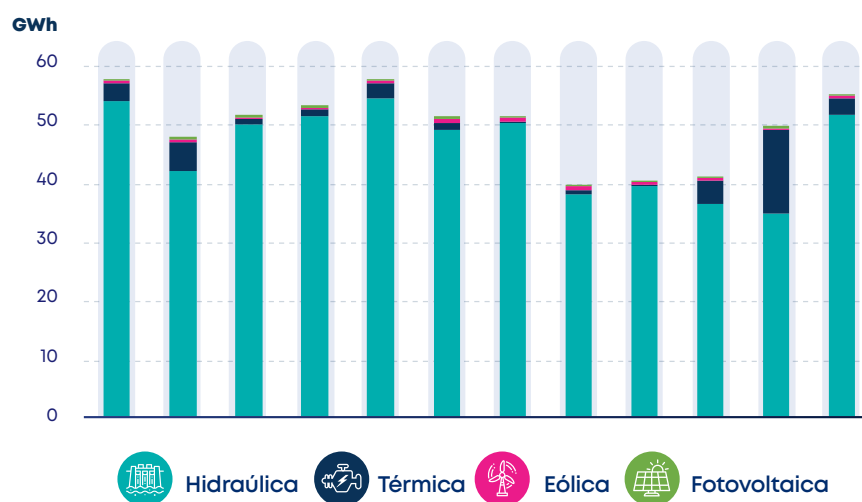
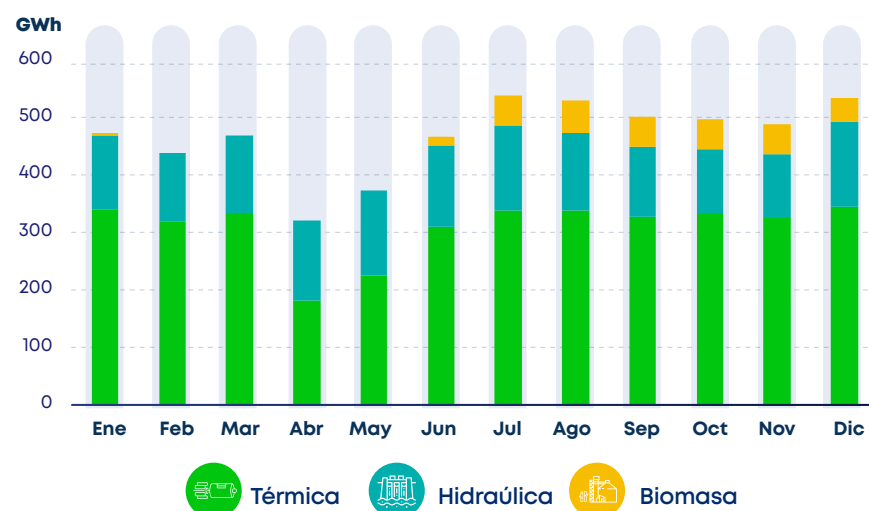


Figura Nro. 67: Producción de energía de empresas autogeneradoras



Los datos presentados en la figura Nro. 68 reflejan que las empresas generadoras son las que más energía eléctrica aportaron al servicio público, en tanto que gran parte de la producción de las autogeneradoras estuvo destinada al servicio no público.

En el 2020, la energía disponible en la etapa de generación (energía bruta - consumo de auxiliares) fue 30.931,27 GWh; de esta energía, 25.604,29 GWh, 82,78 % se entregó al servicio público; y, 5.326,97 GWh, 17,22 % al servicio no público, tal como se presenta en la figura Nro. 69.

Figura Nro. 68: Energía entregada para servicio público y no público por tipo de empresa

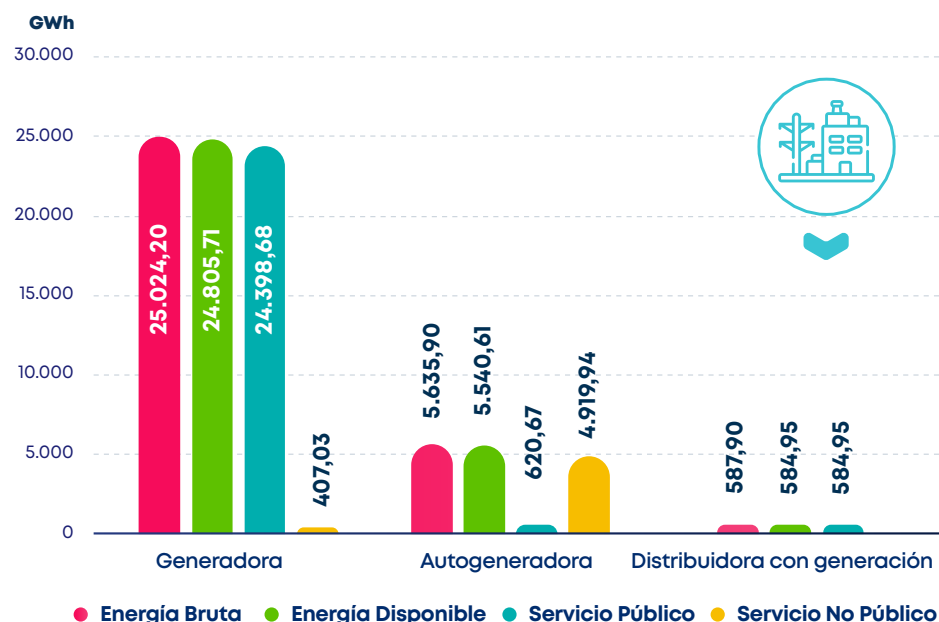
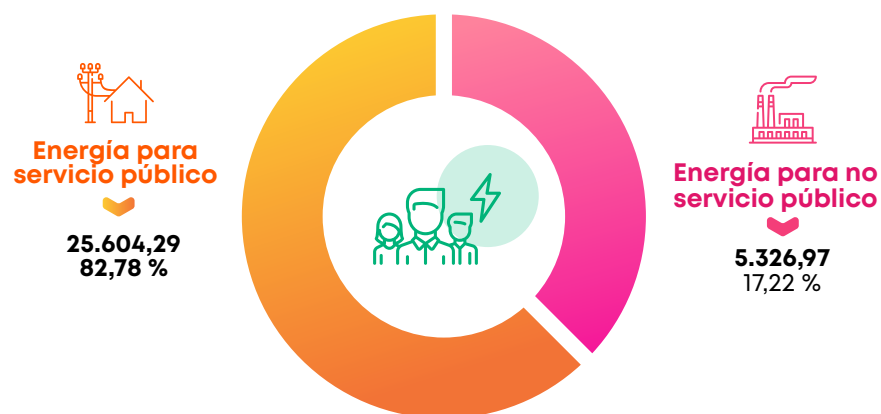


Figura Nro. 69: Energía disponible para servicio público y no público (GWh)



2.6.2 Consumo de combustibles

En la tabla Nro. 65 se presenta el consumo de los combustibles utilizados para generación de energía eléctrica. Comparando el 2011 con el 2020, se visualiza una reducción en el consumo de los principales combustibles fósiles utilizados, el fuel oil redujo 161,55 millones de galones, 60,76 %; el diésel 51,69 millones de galones, 30 % y el residuo 24,54 millones de galones, 71,90 %, entre los más representativos; esto debido a la incorporación y operación, en la última década, de nuevas centrales hidroeléctricas.

Tabla Nro. 65:

Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica

Combustible	Unidad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuel Oil	kgal	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	104.342,82
Diésel	kgal	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	120.583,17
Nafta	kgal	14.711,27	90,75	2.705,72	-	-	0,01	-	-	-	-
Gas Natural	kpc x 10 ⁶	17,71	23,23	25,87	26,65	25,72	26,18	23,53	20,21	18,06	15,60
Residuo	kgal	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	9.589,09
Crudo	kgal	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	118.820,99
GLP	kgal	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	6.648,22
Bagazo de Caña	t	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	1.593.582,26
Biogás	m ³	-	-	-	-	-	8.119.299,87	6.327.344,01	6.622.714,15	24.938.767,94	26.724.994,15

En la tabla Nro. 66 se detalla el consumo de combustibles expresado en toneladas equivalentes de petróleo (kTEP).

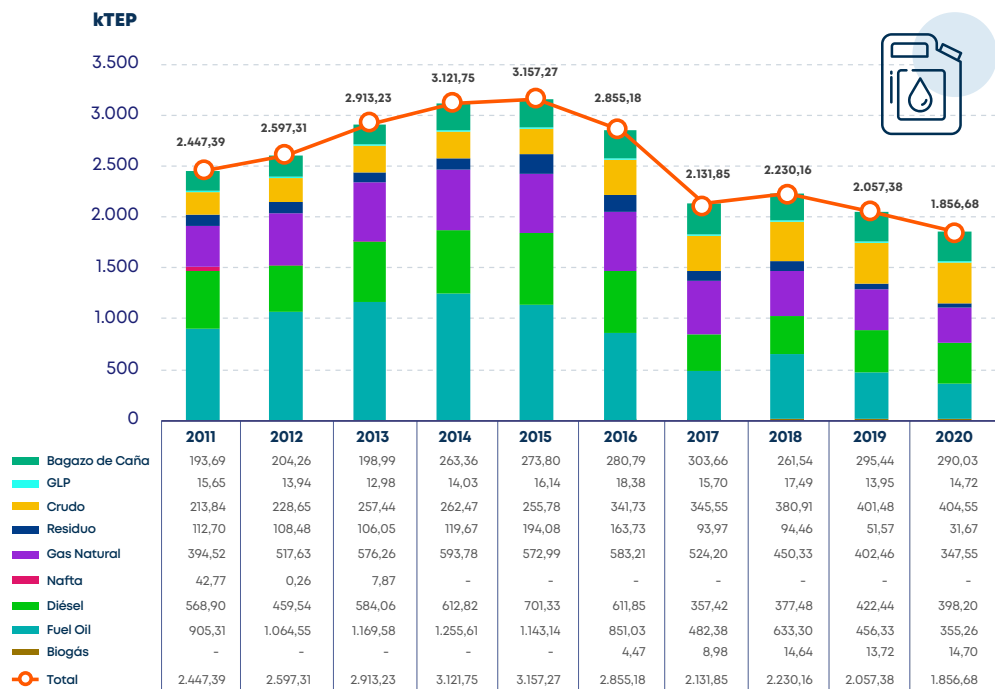
Tabla Nro. 66:

Consumo de combustibles (kTEP)

Combustible	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuel Oil	905,31	1.064,55	1.169,58	1.255,61	1.143,14	851,03	482,38	633,30	456,33	355,26
Diésel	568,90	459,54	584,06	612,82	701,33	611,85	357,42	377,48	422,44	398,20
Nafta	42,77	0,26	7,87	-	-	0,00	-	-	-	-
Gas Natural	394,52	517,63	576,26	593,78	572,99	583,21	524,20	450,33	402,46	347,55
Residuo	112,70	108,48	106,05	119,67	194,08	163,73	93,97	94,46	51,57	31,67
Crudo	213,84	228,65	257,44	262,47	255,78	341,73	345,55	380,91	401,48	404,55
GLP	15,65	13,94	12,98	14,03	16,14	18,38	15,70	17,49	13,95	14,72
Bagazo de Caña	193,69	204,26	198,99	263,36	273,80	280,79	303,66	261,54	295,44	290,03
Biogás	-	-	-	-	-	4,47	8,98	14,64	13,72	14,70
Total	2.447,39	2.597,31	2.913,23	3.121,75	3.157,27	2.855,18	2.131,85	2.230,16	2.057,38	1.856,68

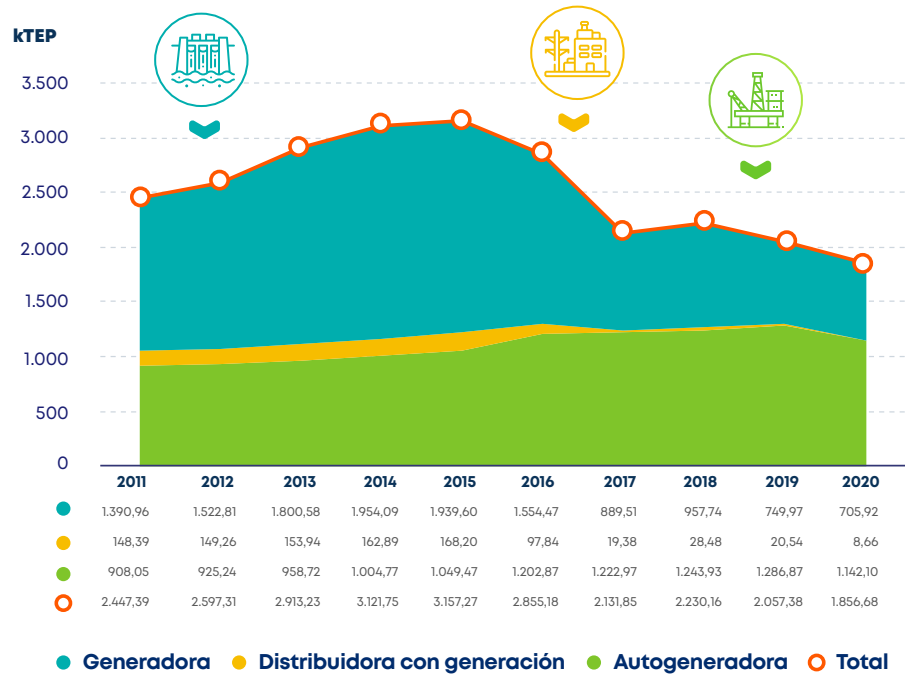
En la figura Nro. 70 se presentan los consumos de combustibles para el periodo 2011-2020 expresados en kTEP.

Figura Nro. 70: Consumo de combustible



En la figura Nro. 71 se muestra el consumo de combustible en kTEP por tipo de empresa para el periodo 2011-2020.

Figura Nro. 71: Consumo de combustible por tipo de empresa



En la tabla Nro. 67 se muestra el consumo de combustible en TEP por tipo de empresa.

Tabla Nro. 67:

Consumo de combustible por tipo de empresa (TEP)

Combustible	Tipo de Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuel Oil	Generadora	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	329.924,12
	Distribuidora	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	4.646,42
	Autogeneradora	-	-	-	-	4,57	4.174,50	17.153,93	21.550,26	20.687,62	20.689,22
Diésel	Generadora	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	71.548,28
	Distribuidora	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	4.014,74
	Autogeneradora	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	322.639,17
Nafta	Generadora	42.767,29	263,82	7.865,82	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	Generadora	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	178.791,05
	Autogeneradora	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	168.759,37
Residuo	Generadora	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	4.210,65
	Distribuidora	4.702,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	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	27.455,42
Crudo	Generadora	-	-	-	-	-	8.512,62	-	-	3.380,45	33.481,25
	Autogeneradora	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	371.072,85
GLP	Autogeneradora	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	14.720,51
Bagazo	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.265,21
	Autogeneradora	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	216.762,74
Biogás	Generadora	-	-	-	-	-	4.465,49	8.979,80	14.642,10	13.715,95	14.698,35

En la tabla Nro. 68 se presenta la información del consumo de combustibles por tipo de empresa, siendo fuel oil y gas natural, los combustibles de origen fósil más utilizados.

Tabla Nro. 68:

Consumo de combustibles por tipo de empresa

Tipo de Empresa	Fuel Oil (Mgal)	Diésel (Mgal)	Nafta (gal)	Gas Natural (kpc x 106)	Residuo (Mgal)	Crudo (Mgal)	GLP (Mgal)	Bagazo de caña (kt)	Biogás (m³)
Generadora	96,90	21,67	-	8,03	1,28	9,83	-	402,56	26.724.994,15
Distribuidora	1,36	1,22	-	-	-	-	-	-	-
Autogeneradora	6,08	97,70	-	7,57	8,31	108,99	6,65	1.191,02	-
Total	104,34	120,58	-	15,60	9,59	118,82	6,65	1.593,58	26.724.994,15

En la tabla Nro. 69 se muestran los totales anuales de consumo de combustible, tanto en unidades inherentes, como en toneladas equivalentes de petróleo (TEP), que para todo el sistema eléctrico ecuatoriano se situó en 1.856,68 kTEP.



Tabla Nro. 69:

Consumo total de combustibles (TEP)

Combustibles		Equivalencias (TEP) *	Total (TEP)
Cantidad	Unidades		
104,34	millones de galones de Fuel Oil	1 galón = 0,00340	355.259,76
120,58	millones de galones de Diésel	1 galón = 0,00330	398.202,19
-	galones de nafta	1 galón = 0,00291	-
15,60	kpc x 106 de Gas Natural	1 kpc = 0,02228	347.550,42
9,59	millones de galones de Residuo	1 galón = 0,00330	31.666,07
118,82	millones de galones de Crudo	1 galón = 0,00340	404.554,10
6,65	millones de galones de GLP	1 galón = 0,00221	14.720,51
1.593,58	miles de toneladas de Bagazo de Caña	1 tonelada = 0,18200	290.027,96
26.724.994,15	m³ de biogás	1 m³ biogás = 0,00055	14.698,35
Total			1.856.679,35

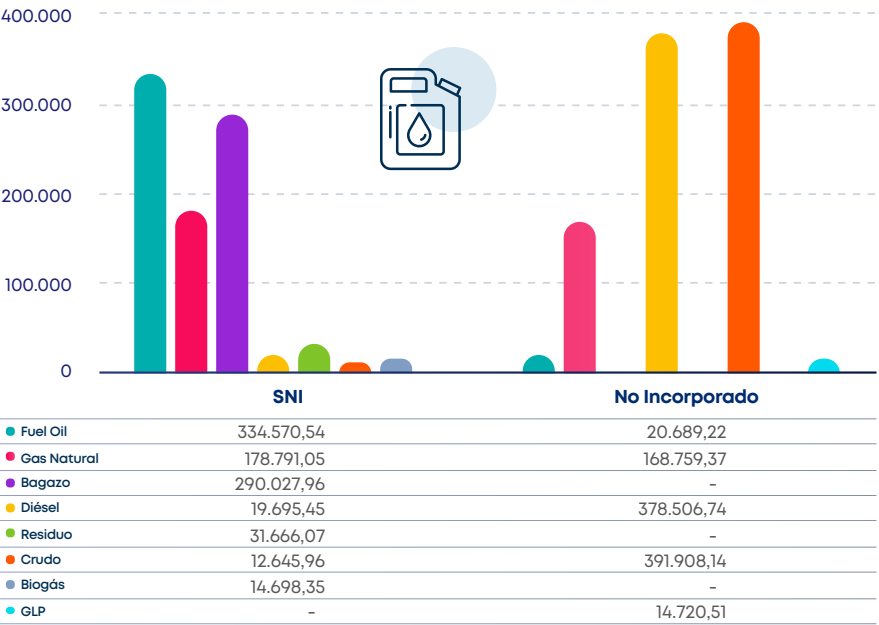


Fuente: OLADE, SIEE.

El consumo total de combustibles del SNI se ubicó en 882,10 kTEP y el de los sistemas no incorporados fue 974,58 kTEP; estos consumos se desagregan por tipo de combustible en la figura Nro. 72.

Figura Nro. 72:

Consumo total de combustibles

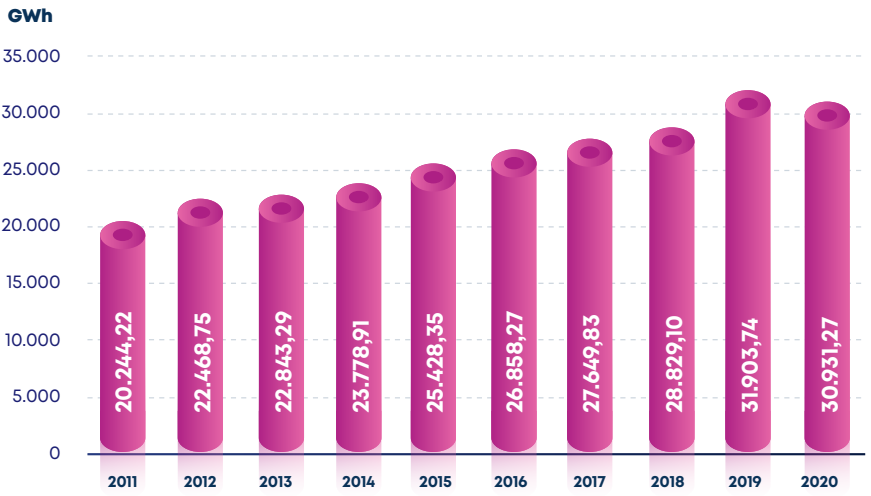


2.6.3 Energía disponible de las empresas del sector eléctrico

La energía disponible en el 2011 fue 20.244,22 GWh y en el 2020 30.931,27 GWh, lo que representó un incremento de 10.687,05 GWh, 52,79 %. Del valor disponible en el 2020, 25.604,29 GWh, 82,78 %, se entregó para el servicio público; y, 5.326,97 GWh, 17,22 %, 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. 73:

Energía disponible, periodo 2011-2020



Descontando de la energía bruta generada, los consumos de auxiliares de las centrales de generación de empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, se obtiene que la energía disponible generada en 2020 fue 30.931,27 GWh; parte de esta energía, 14,99 GWh equivalente al 0,05 %, 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. 70.

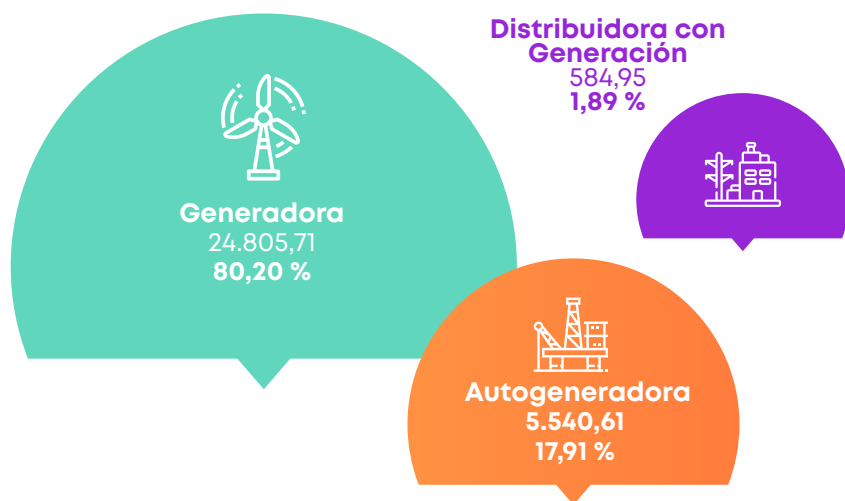
Tabla Nro. 70:

Energía disponible de centrales incorporadas en el 2020

Empresa	Central	Inicio de Operación	Energía Disponible (GWh)
Andes Petro	Hormiguero E	Feb-20	0,35
San José de Minas	San José de Minas	Jun-20	13,70
Cbsenergy	El Laurel	Nov-20	0,94
Total			14,99

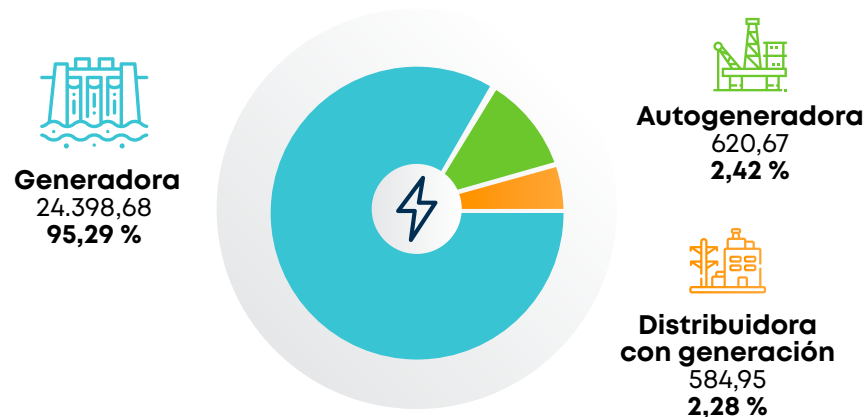
En la figura Nro. 74 se presenta la energía disponible por tipo de empresa, las generadoras aportaron 24.805,71 GWh, 80,20 %; las distribuidoras con generación 584,95 GWh, 1,89 %; y, las empresas autogeneradoras 5.540,61 GWh, 17,91 %. La energía disponible de las autogeneradoras es utilizada en sus procesos productivos y en algunos casos sus excedentes son entregados para el servicio público.

Figura Nro. 74: Energía disponible por tipo de empresa (GWh)



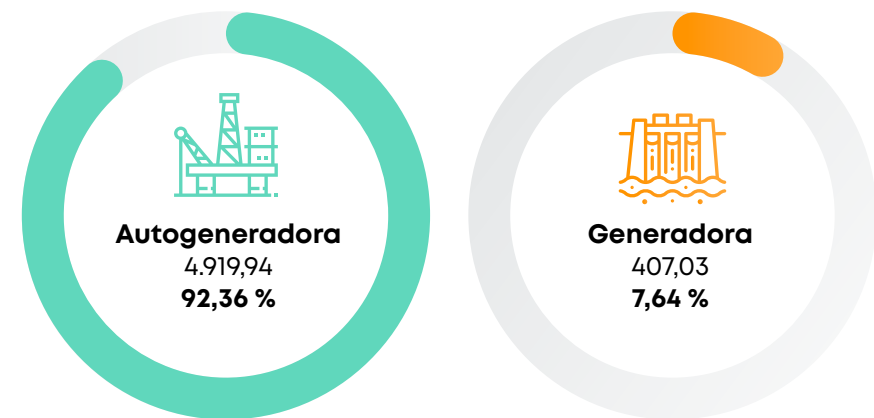
La energía entregada para servicio público en 2020 fue 25.604,29 GWh; de la cual, las generadoras aportaron 24.398,68 GWh, 95,29 %; las distribuidoras con generación 584,95 GWh, 2,28 %; y, las empresas autogeneradoras 620,67 GWh, 2,42 %.

Figura Nro. 75: Energía entregada para servicio público (GWh)



La energía entregada para servicio no público en 2020 fue 5.326,97 GWh; de la cual, las empresas autogeneradoras aportaron 4.919,94 GWh, 92,36 %; y, las generadoras aportaron 407,03 GWh, 7,64 %.

Figura Nro. 76: Energía entregada para servicio no público (GWh)



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.2. y F.3.

2.6.4 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas generadoras

La energía bruta producida por las empresas generadoras en el 2011 fue 15.900,90 GWh y en el 2020 fue 25.024,20 GWh; con un incremento en los últimos diez años de 9.123,30 GWh, lo que representó el 57,38 %.

Se observa también que la energía destinada para servicio público se incrementó en 8.949,27 GWh, que representó el 57,93 %.



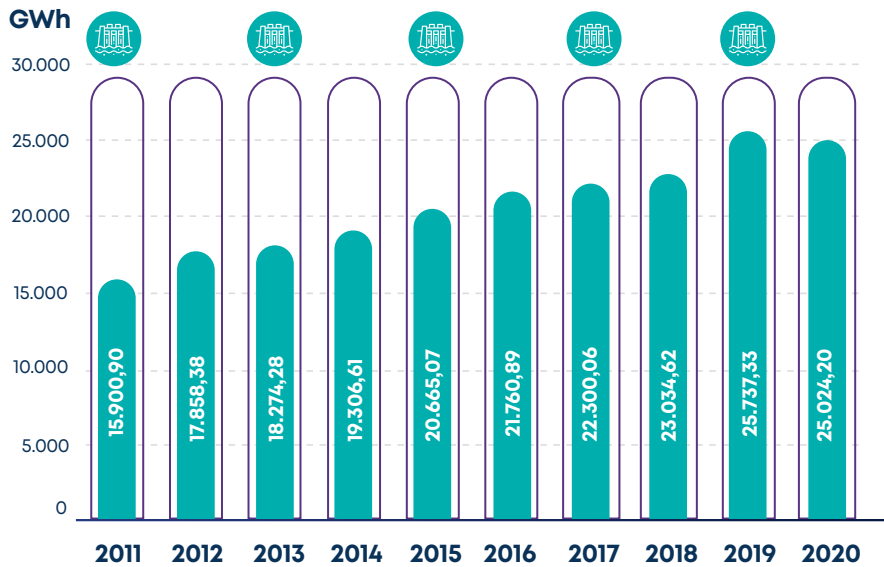
Tabla Nro. 71: Energía producida por las empresas generadoras

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2011	15.900,90	272,74	15.628,16	15.449,40
2012	17.858,38	306,18	17.552,20	17.367,86
2013	18.274,28	339,43	17.934,85	17.714,18
2014	19.306,61	446,86	18.859,74	18.744,85
2015	20.665,07	418,58	20.246,49	20.127,66
2016	21.760,89	325,13	21.435,77	21.303,32
2017	22.300,06	247,14	22.052,92	21.893,60
2018	23.034,62	313,62	22.720,99	22.563,07
2019	25.737,33	280,98	25.456,35	25.301,59
2020	25.024,20	218,49	24.805,71	24.398,68

En el anexo F.4., 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. 77. 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.

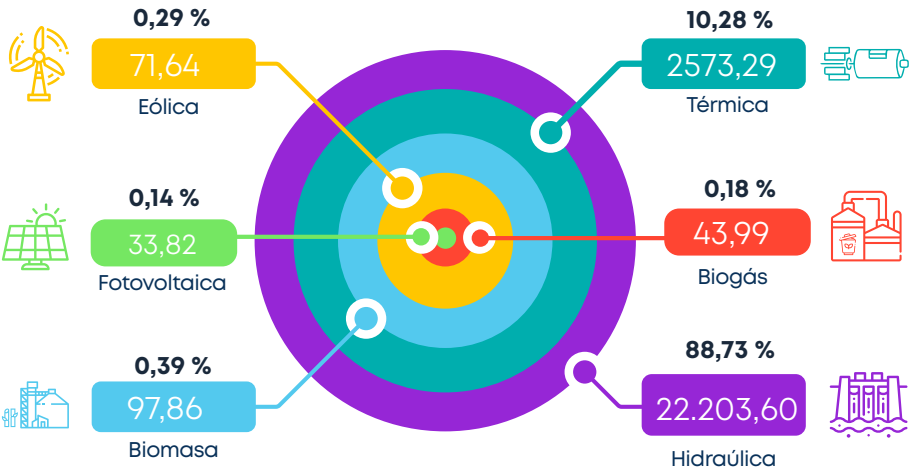
Figura Nro. 77: Evolución de la producción de energía de empresas generadoras



En el 2020 participaron 56 empresas generadoras que tuvieron una producción de 25.024,20 GWh. Dentro de este grupo, las centrales hidroeléctricas fueron predominantes con 22.203,60 GWh, 88,73 %; seguidas de las térmicas con 2.573,29 GWh, 10,28 %.

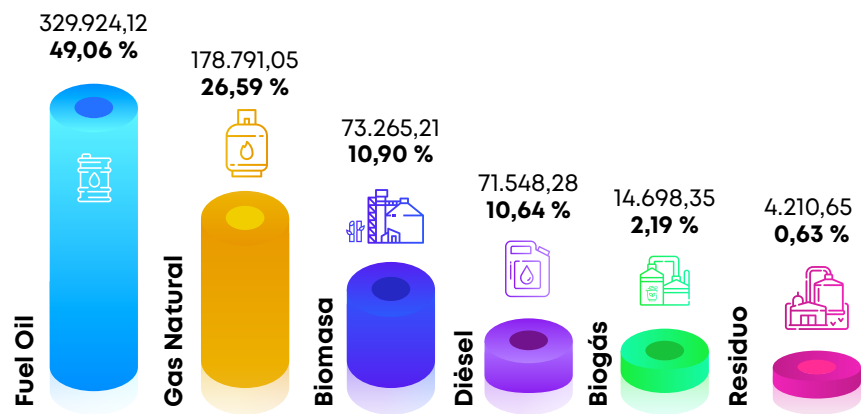
En lo que respecta a la producción del resto de centrales renovables, las centrales de biomasa generaron 97,86 , 0,39 %; las eólicas 71,64 GWh, 0,29 %; las centrales a biogás 43,99 GWh, 0,18 %; y; las fotovoltaicas generaron 33,82 GWh, 0,14 %.

Figura Nro. 78: Composición de energía de empresas generadoras (GWh)



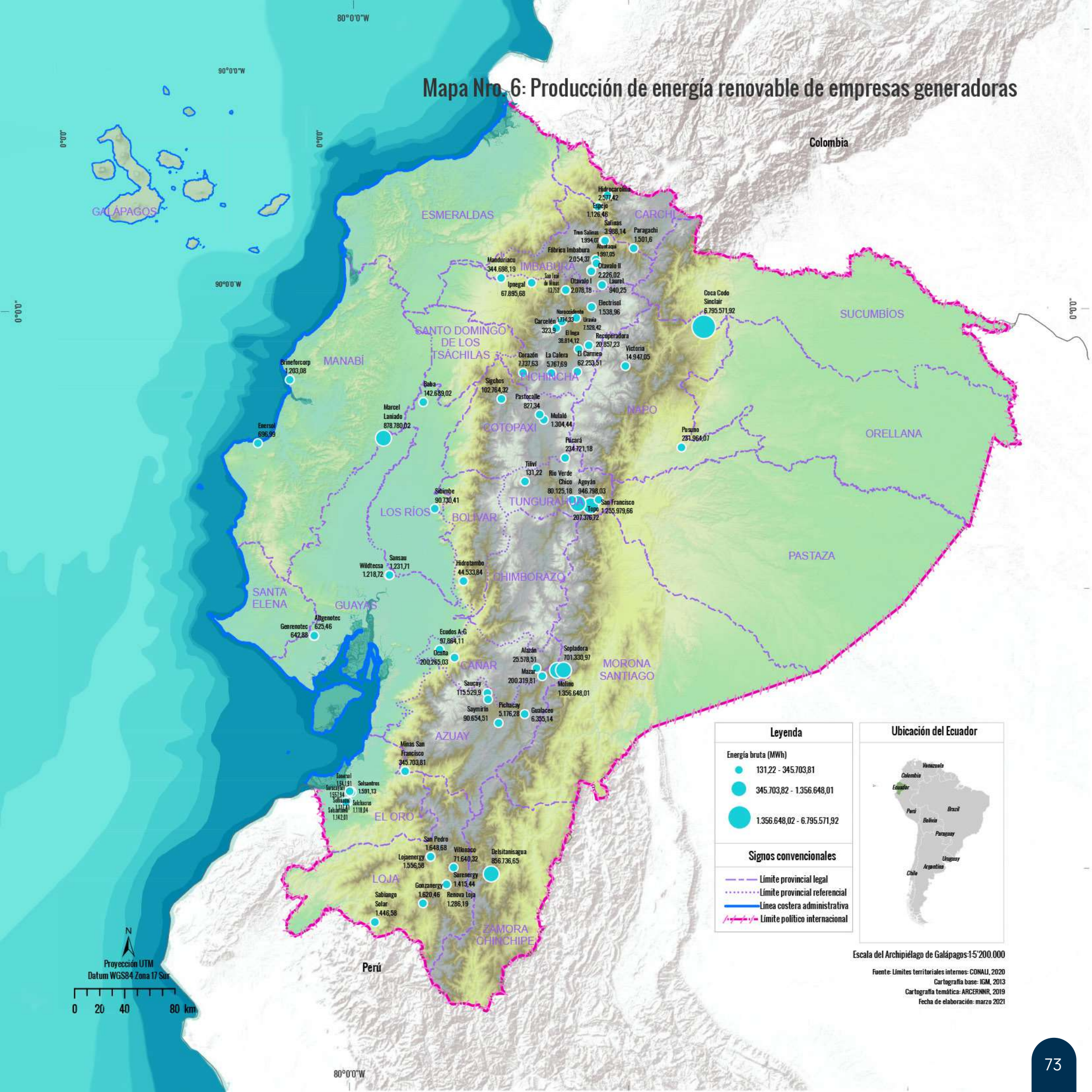
En la figura Nro. 79 se muestra la composición del consumo de combustibles de las empresas generadoras. En 2020 este consumo alcanzó 668.227,02 TEP; los combustibles más usados fueron: fuel oil 329.924,12 TEP, 49,06 %; y, gas natural 178.791,05 TEP, 26,59 %.

Figura Nro. 79: Consumo de combustibles de empresas generadoras (TEP)

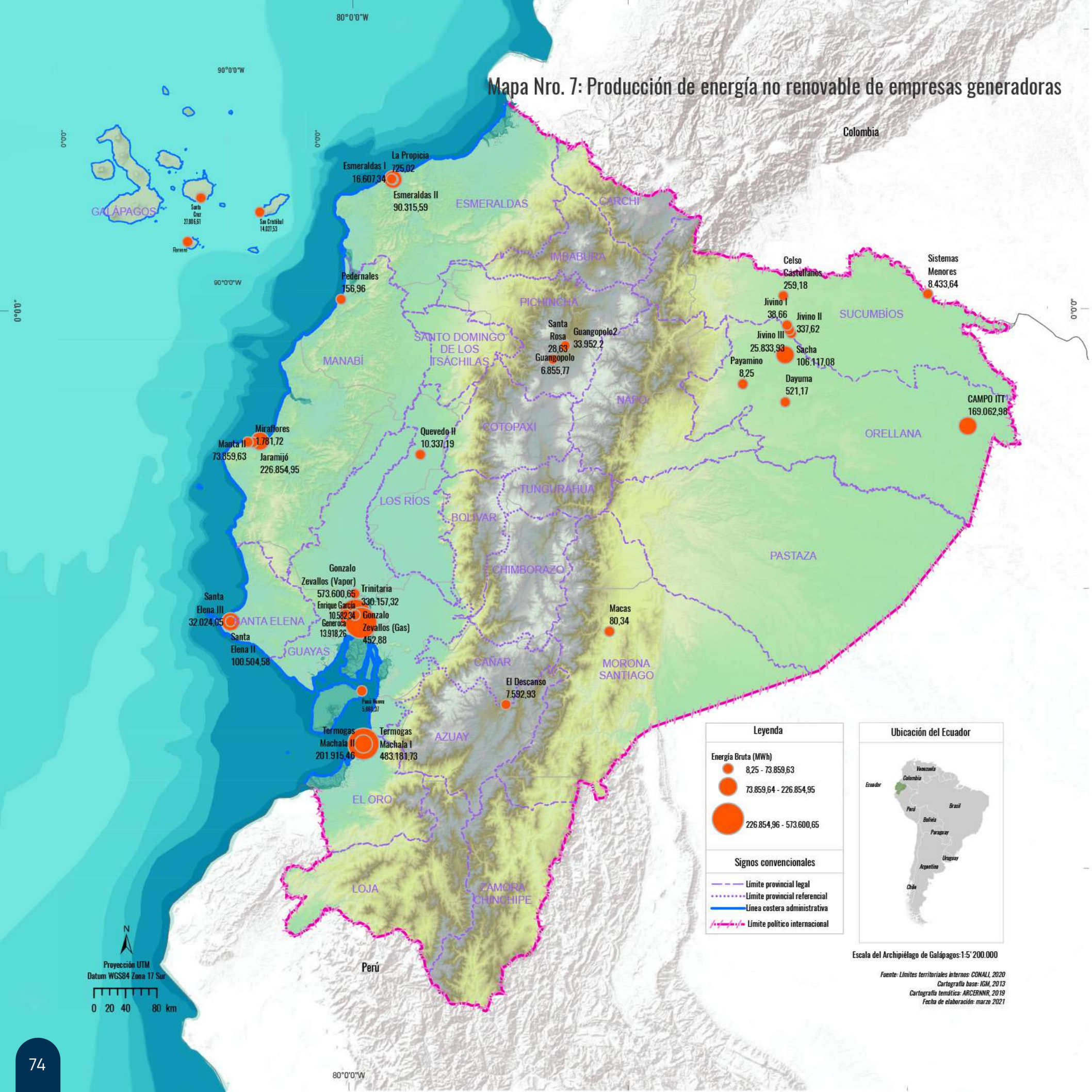


La información detallada de energía producida por empresa y central se presenta en el anexo F.5.; y, la del consumo de combustibles por central en el anexo F.6.

Mapa Nro. 6: Producción de energía renovable de empresas generadoras



Mapa Nro. 7: Producción de energía no renovable de empresas generadoras



2.6.5 Producción de energía de empresas distribuidoras con generación

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

Sin embargo, varias de las distribuidoras también operan y administran centrales de generación. Dichas centrales son despachadas en el sistema y liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

La energía entregada para servicio público por parte de las empresas distribuidoras con generación, en el 2020, fue 584,95 GWh. Con respecto al 2011, existe una variación de 709,72 GWh (54,82 %), debido a que en los últimos años, varias centrales de generación de las distribuidoras pasaron a ser operadas por CELEC EP.

Tabla Nro. 72:

Energía producida por las empresas distribuidoras con generación, periodo 2011-2020

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
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
2020	587,90	2,96	584,95	584,95

En la tabla Nro. 73 se presenta la energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación para servicio público durante el periodo 2011-2020.

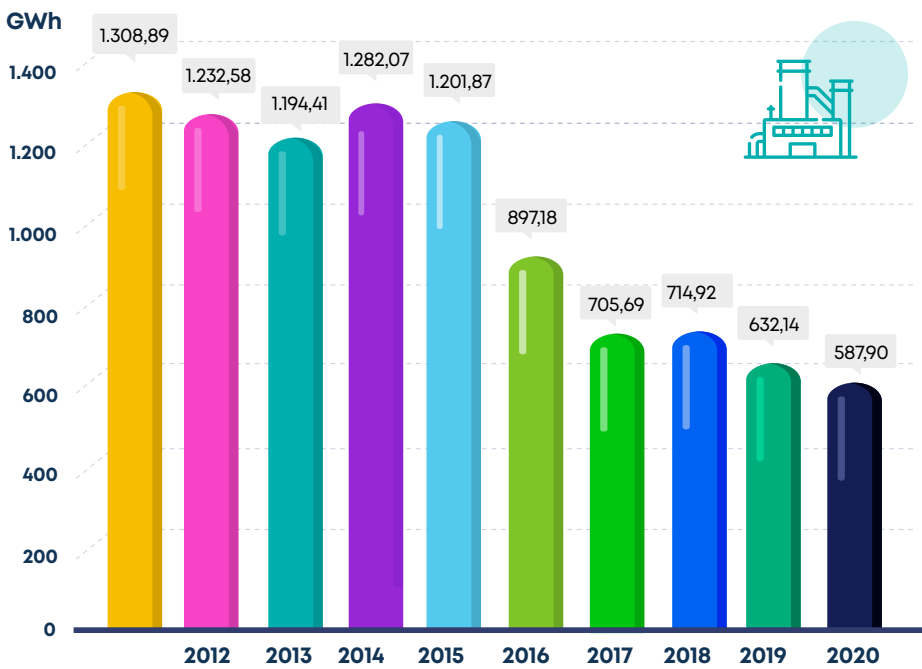
Tabla Nro. 73:

Energía bruta producida por empresa distribuidora con generación, periodo 2011-2020

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CNEL- Guayaquil	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78	68,58	62,25	12,00
CNEL- Sucumbios	47,49	15,15	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Bolívar	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-EI Oro	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	619,41	543,27	519,23	551,27	485,17	413,35	391,20	401,20	336,82	339,45
E.E. Riobamba	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90	90,62	76,81	94,14
E.E. Cotopaxi	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80	58,96	61,72	61,21
E.E. Norte	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30	56,03	48,58	44,25
E.E. Sur	30,98	28,04	33,77	26,89	23,44	23,87	18,20	16,77	21,20	15,04
E.E. Ambato	9,37	13,02	10,47	10,20	13,08	11,96	13,08	12,92	14,75	12,46
E.E. Galápagos	31,90	36,74	37,05	43,54	50,50	20,83	8,71	9,11	9,31	8,67
E.E. Centro Sur	0,05	0,65	1,48	1,27	0,68	0,73	0,74	0,72	0,69	0,69
Total	1.308,89	1.232,58	1.194,41	1.282,07	1.201,87	897,18	705,69	714,92	632,14	587,90

Figura Nro. 80:

Energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación, periodo 2011-2020



En el 2020 la producción total de energía fue 587,90 GWh. La generación hidráulica es la predominante en las empresas distribuidoras con generación, con una producción de 542,95 GWh, que representó el 92,35 % de la producción total.

El detalle de la producción de energía por tipo de central se muestra en la tabla Nro. 74.

Tabla Nro. 74:

Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras, 2020 (1/2)

		Central de Generación	
Tipo de Central	Distribuidora	Nombre	Energía Bruta (MWh)
Hidráulica	E.E. Quito	Cumbayá	117.393,68
		Nayón	104.726,81
		Guangopolo	57.093,25
		Paschoa	22.839,20
		Los Chillos	13.894,37
	E.E. Riobamba	Alao	80.688,98
		Río Blanco	8.892,02
		Nizag	4.558,34
	E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	26.104,54
		Illuchi No.1	21.771,72
		El Estado	9.479,98
		Catazacón	3.849,62
	E.E. Norte	Ambi	34.283,76
		Buenos Aires	4.714,30
		San Miguel de Car	3.728,89
		La Playa	1.523,37
	E.E. Sur	Carlos Mora	15.000,58
	E.E. Ambato	Península	12.405,72
Hidráulica			542.949,11
Térmica-MCI	E.E. Quito	G. Hernández	23.500,71
	E.E. Sur	Catamayo	40,93
Térmica-MCI			23.541,64
Térmica - Turbogás	CNEL-Guayaquil*	Anibal Santos (Gas)	6.347,45
		Álvaro Tinajero	5.653,23
Térmica-Turbogás			12.000,68
Eólica	E.E. Galápagos	Baltra Eólico	3.308,08
		San Cristóbal Eólico	2.155,33
Eólica			5.463,41

Tabla Nro. 74:

Energía bruta de centrales de empresas distribuidoras, 2020 (2/2)

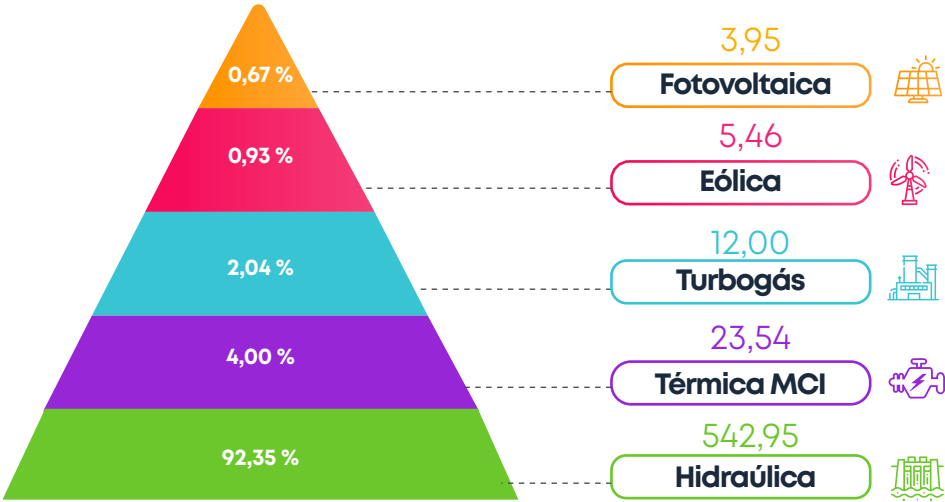
Tipo de Central	Distribuidora	Central de Generación	
		Nombre	Energía Bruta (MWh)
Fotovoltaica	E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	1.631,47
		Isabela Solar	1.401,45
		Baltra Solar	109,59
		Floreana Perla Solar	24,84
		San Cristóbal Solar Eolicas	22,41
		Isabela Solar Aislados	9,16
		Santa Cruz Solar Aislados	8,35
		Floreana Solar Aislados	1,86
	E.E. Centro Sur	Sistemas Fotovoltaicos	685,90
	E.E. Ambato	Sistemas Fotovoltaicos	53,90
Fotovoltaica			3.948,93
Total General			587.903,78



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

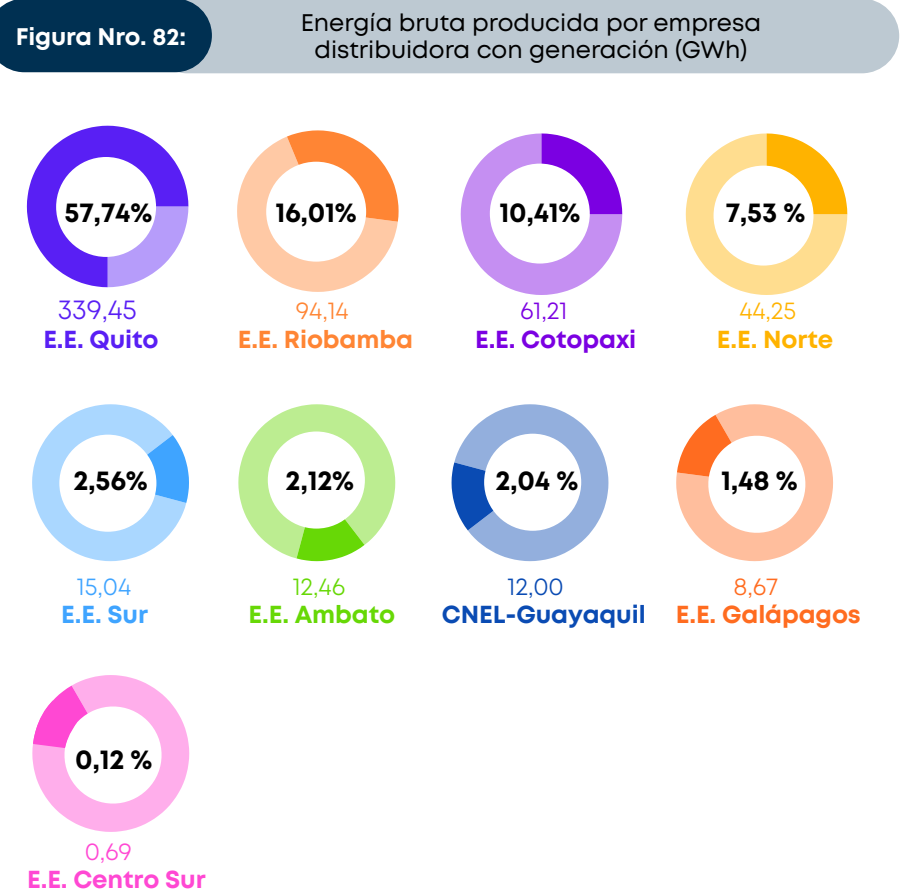
Figura Nro. 81:

Producción de energía de las empresas distribuidoras con generación por tipo de central, 2020 (GWh)



En la figura Nro. 81 se observa que las centrales hidráulicas son las que mayor participación tuvieron (92,35 %) en la producción de energía de las empresas distribuidoras.

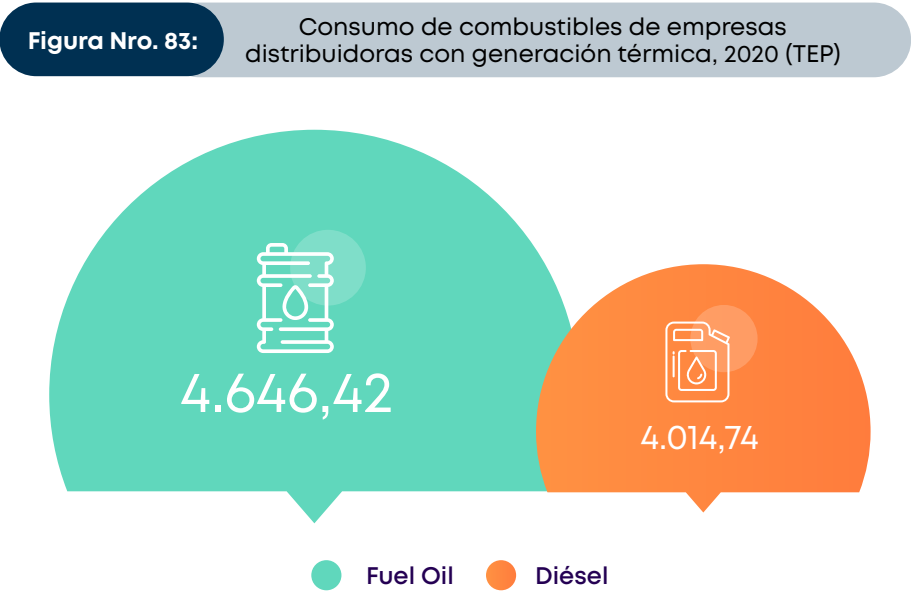
En la figura Nro. 82 se muestra la producción de energía de cada una de las 9 distribuidoras que poseen centrales de generación.



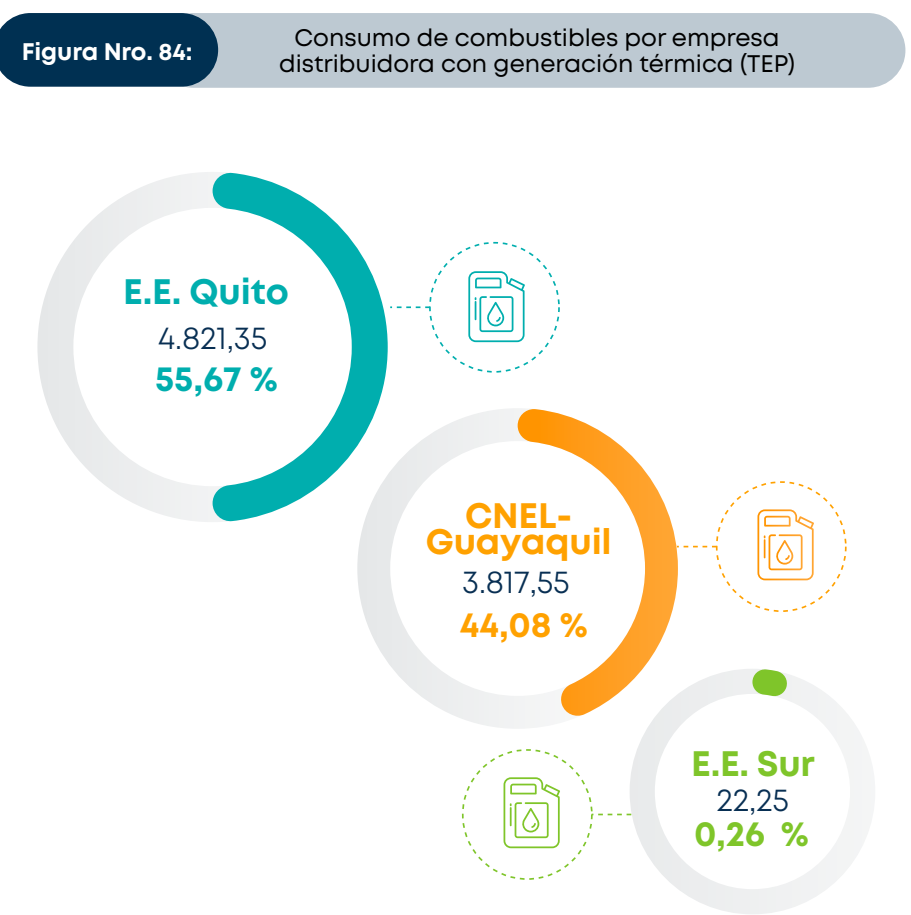
Las centrales térmicas que pertenecen a empresas distribuidoras con generación presentaron un consumo de 1,36 millones de galones de fuel oil y 1,22 millones de galones de diésel. El detalle del consumo de combustibles se muestra en la tabla Nro. 75.

Tabla Nro. 75: Consumo de combustibles de empresas distribuidoras con generación térmica, 2020

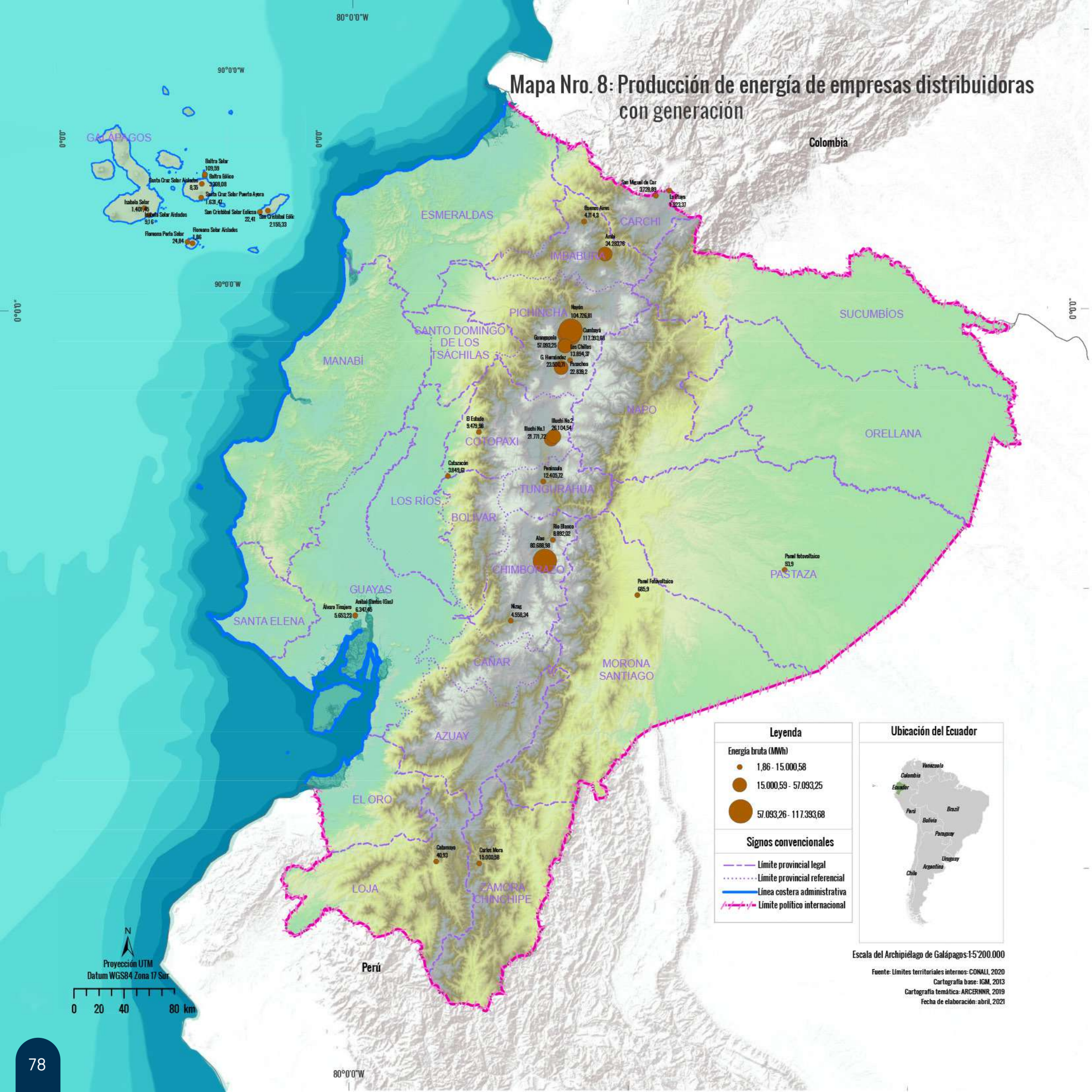
Empresa	Central	Fuel Oil (miles gal)	Diésel (miles gal)	Fuel Oil (TEP)	Diesel (TEP)
CNEL- Guayaquil	Anibal Santos (Gas)	-	729,56	-	2.409,21
	Álvaro Tinajero	-	426,47	-	1.408,33
E.E. Quito	G. Hernández	1.364,69	52,97	4.646,42	174,94
E.E. Sur	Catamayo	-	6,74	-	22,25
Total		1.364,69	1.215,74	4.646,42	4.014,74



En la figura Nro. 84 se muestra el consumo total de combustibles en TEP de cada una de las 4 distribuidoras que poseen centrales de generación térmica.



Mapa Nro. 8: Producción de energía de empresas distribuidoras con generación



2.6.6 Producción de energía y consumo de combustibles de empresas autogeneradoras

La energía bruta producida por las empresas autogeneradoras en el 2011 fue 3.334,35 GWh y en el 2020 fue 5.635,90 GWh, la variación de energía en el periodo 2011-2020 fue 2.301,55 GWh que representó un incremento del 69,03 %.

Tabla Nro. 76:

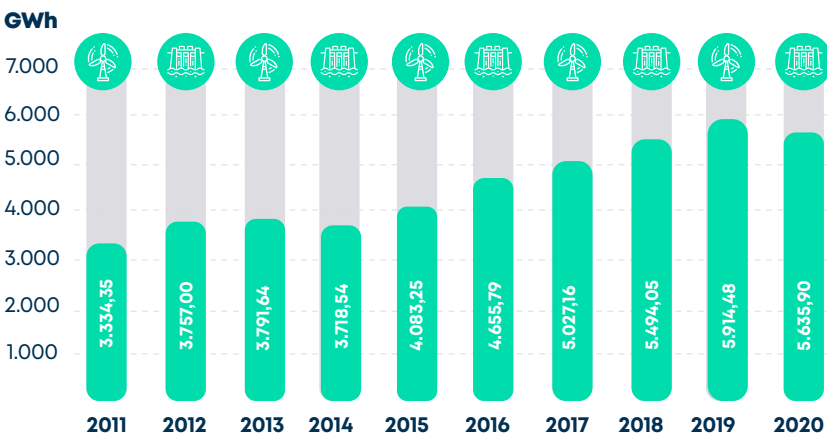
Energía producida por las empresas autogeneradoras

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2011	3.334,35	12,96	3.321,39	574,22	2.747,17
2012	3.757,00	60,12	3.696,88	573,76	3.123,12
2013	3.791,64	65,06	3.726,58	600,16	3.126,42
2014	3.718,54	68,15	3.650,39	320,81	3.329,58
2015	4.083,25	85,15	3.998,10	510,09	3.488,01
2016	4.655,79	119,92	4.535,88	527,42	4.008,46
2017	5.027,16	132,10	4.895,06	509,51	4.385,55
2018	5.494,05	96,57	5.397,48	648,72	4.748,76
2019	5.914,48	96,52	5.817,96	636,86	5.181,10
2020	5.635,90	95,29	5.540,61	620,67	4.919,94

La evolución de la producción total de energía de las empresas autogeneradoras se presenta en la figura Nro. 85.

Figura Nro. 85:

Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras

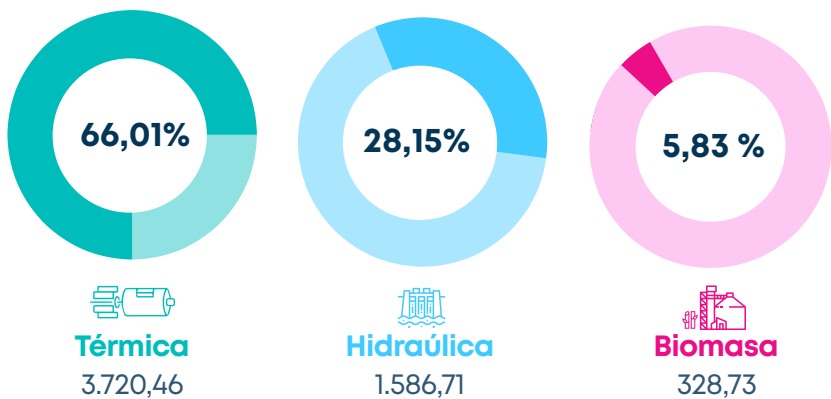


En el anexo F.7., se muestra la producción de energía de las empresas autogeneradoras en los últimos diez años.

En el 2020 participaron 22 empresas autogeneradoras, su producción de energía fue 5.635,90 GWh. En la figura Nro. 86 se puede apreciar que la energía térmica es la de mayor aporte con 3.720,46 GWh que representó el 66,01 %.

Figura Nro. 86:

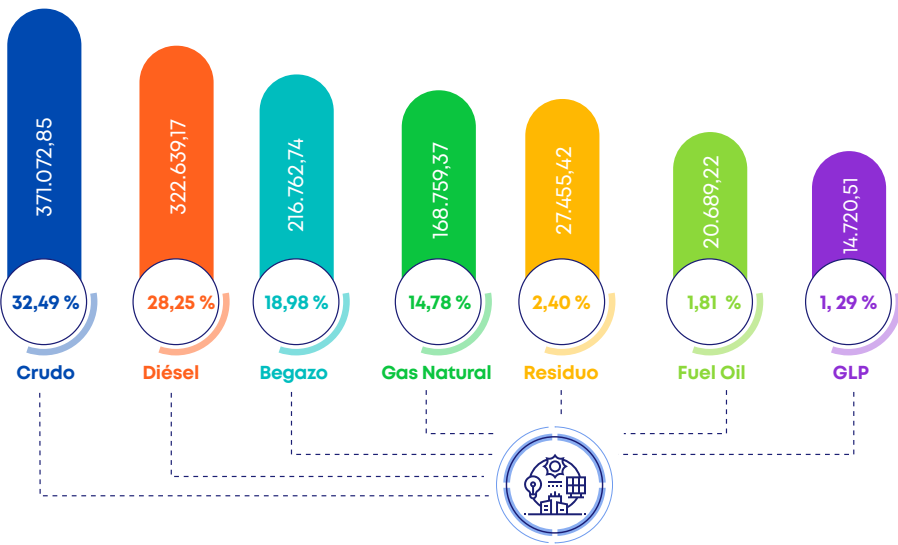
Composición de energía de empresas autogeneradoras



De acuerdo a lo mostrado en figura Nro. 87, el combustible más usado para generación de energía eléctrica fue el crudo con 371.072,85 TEP, 32,49 %, y fueron usados por las empresas Agip, Andes Petro, Petroamazonas, Repsol y OCP Ecuador.

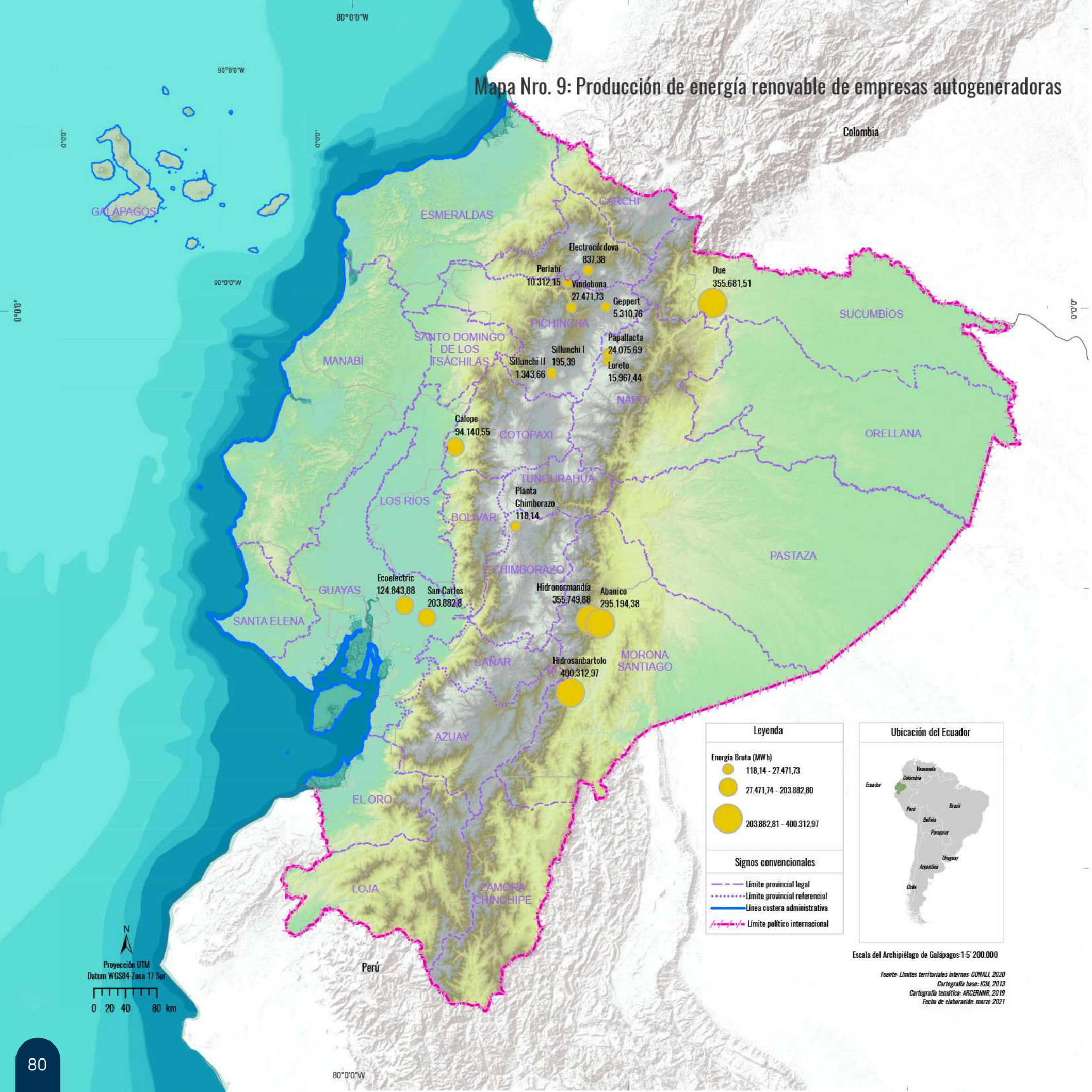
Figura Nro. 87:

Consumo de combustibles de empresas autogeneradoras (TEP)

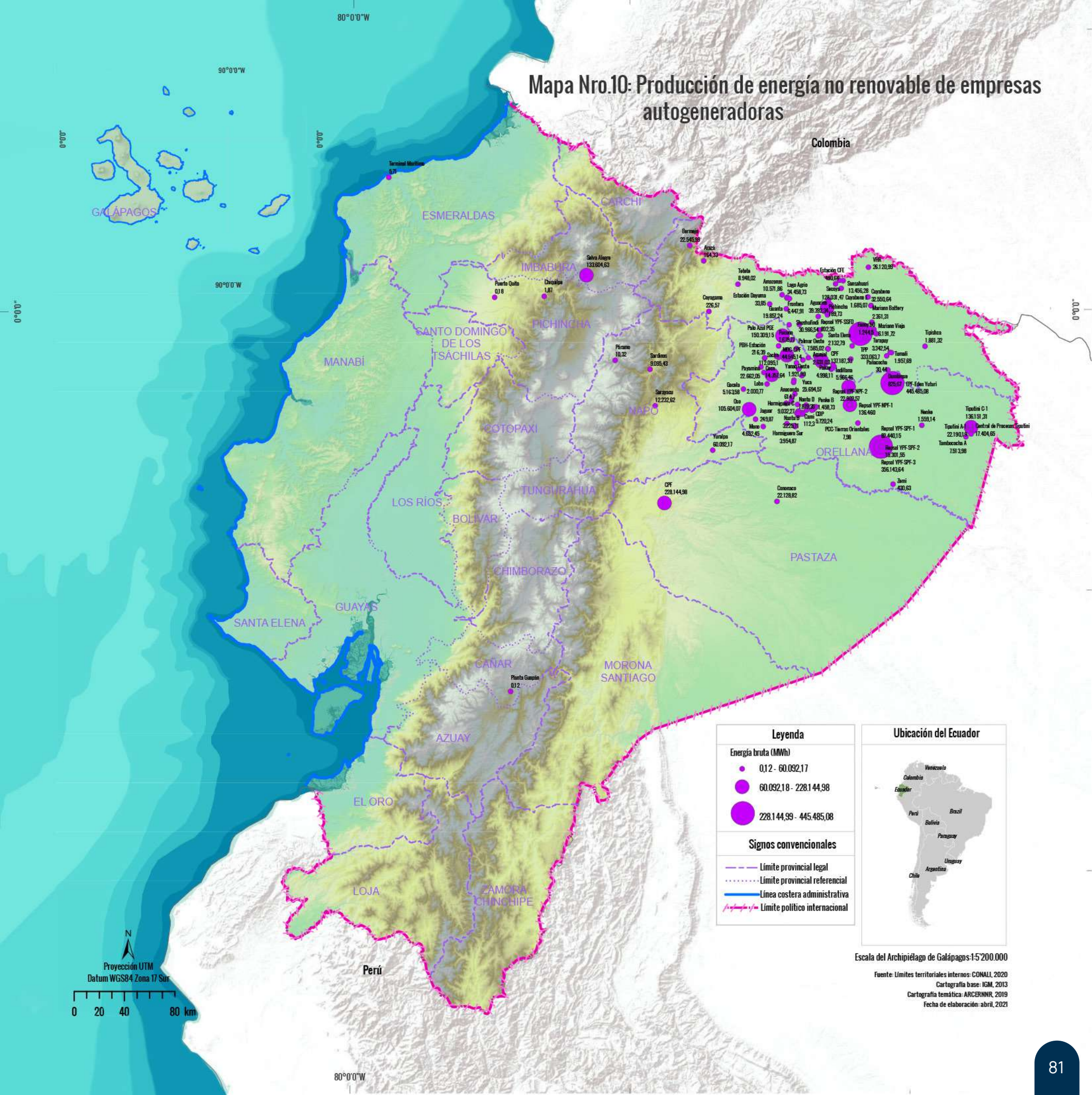


La información detallada de energía producida por central se presenta en el anexo F.8.; mientras que en el anexo F.9., se presentan los consumos de combustibles de las empresas autogeneradoras.

Mapa Nro. 9: Producción de energía renovable de empresas autogeneradoras



Mapa Nro.10: Producción de energía no renovable de empresas autogeneradoras



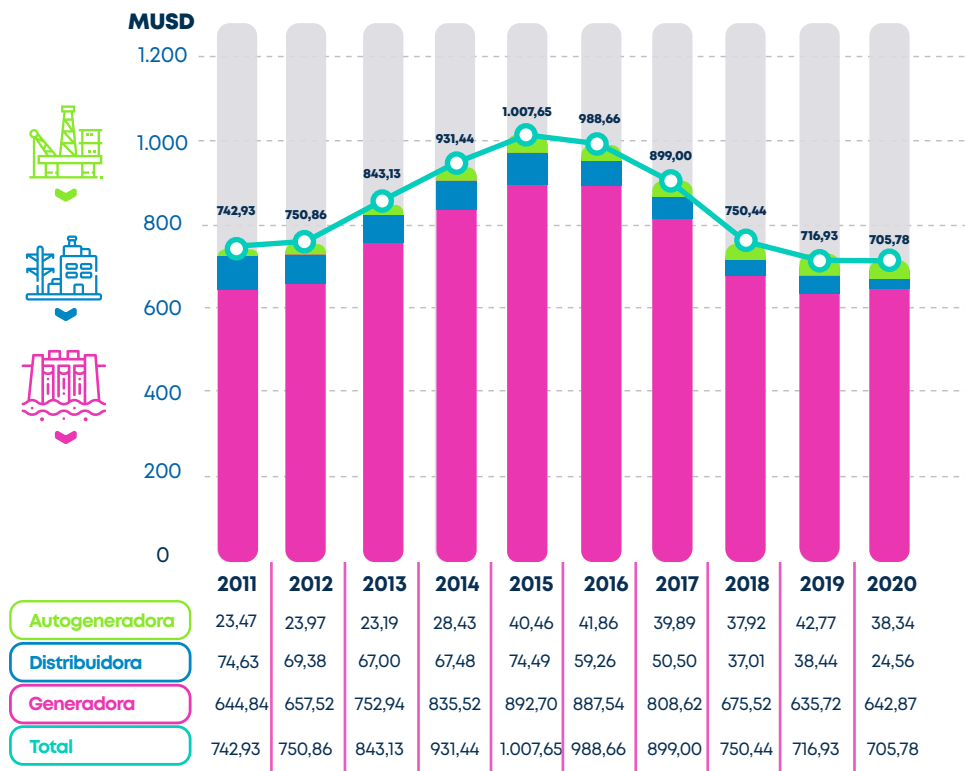
2.7 Energía vendida

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).

En la figura Nro. 88 se presentan los valores económicos por venta de energía de las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, que en 2011 fue 742,93 MUSD y en 2020 de 705,78 MUSD, con un incremento de 37,15 MUSD que representó el 5,00 %.

Figura Nro. 88: Valor de la energía vendida por tipo de empresa



El total de energía vendida durante el 2020 fue 25.927,20 GWh por un monto de 705,78 MUSD, que se desagregan en la tabla Nro. 77.

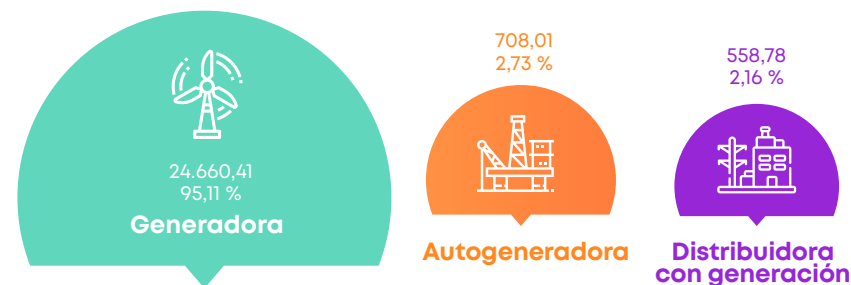
Tabla Nro. 77: Energía vendida por tipo de transacción

Tipo de Transacción	Energía vendida		Valores (MUSD)
	GWh	%	
Contratos ⁽¹⁾	24.909,57	96,08	607,42
T. de corto plazo ⁽²⁾	694,84	2,68	67,96
Otros	322,79	1,24	30,41
Total	25.927,20	100,00	705,78

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

En la figura Nro. 89 se presenta la participación de la energía vendida durante el 2020 por tipo de empresa. Las empresas generadoras fueron las que mayor energía vendieron al sistema eléctrico con 24.660,41 GWh, 95,11 %; en segundo lugar, se encuentran las autogeneradoras 708,01 GWh, 2,73 %, estas cifras corresponden a la venta de sus excedentes; y, finalmente las distribuidoras con generación 558,78 GWh, 2,16 %.

Figura Nro. 89: Energía vendida por tipo de empresa (GWh)



En la tabla Nro. 78, se presentan los valores de energía vendida y de la facturación realizada por tipo de transacción y por tipo de empresa.

Tabla Nro. 78: Energía vendida por tipo de transacción y empresa

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)
Generadora	Contratos	23.785,64	556,99
	T. de corto plazo	558,11	55,47
	Otros	316,67	30,41
Generadora		24.660,41	642,87
Autogeneradora	Contratos	565,15	25,86
	T. de corto plazo	136,73	12,48
	Otros	6,13	-
Autogeneradora		708,01	38,34
Distribuidora con generación	Contratos	558,78	24,56
Distribuidora con generación		558,78	24,56
Total General		25.927,20	705,78

2.7.1 Energía vendida por las empresas generadoras

En tabla Nro. 79 se presenta la energía vendida por las empresas de generación que en el 2011 fue 15.362,56 GWh y en el 2020 24.660,41 GWh, con un crecimiento de 9.297,85 GWh lo que representó el 60,52 %.

Tabla Nro. 79:

Energía vendida por empresa generadora (GWh) (1/2)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CELEC-Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.957,78
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65	6.488,44	6.730,56	7.140,27
CELEC-Hidroagoyán	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	2.424,67
CELEC-Hidronación	-	1.035,85	820,40	933,87	1.245,66	1.209,89	1.196,51	982,70	1.314,70	1.008,40
CELEC-Electroguayas	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	970,81
CELEC-Gensur	-	-	49,57	74,70	90,92	76,73	66,10	331,49	695,28	918,19
CELEC-Termogas Machala	702,93	1.219,65	1.429,52	1.597,50	1.475,91	1.439,33	1.210,26	877,73	798,78	663,70
Elecaustro	309,26	387,15	462,92	476,62	518,08	427,99	424,97	405,03	417,74	415,84
CELEC-Termopichincha	742,65	848,15	1.027,17	1.108,49	1.218,81	1.055,18	425,04	383,30	311,96	400,25
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	101,25	1.007,46	343,65
CELEC-Termomanabí	-	-	-	-	-	-	-	352,11	275,55	298,05
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	4,99	211,53	229,33
Ecuagesa	-	-	-	-	-	36,16	209,10	208,00	210,59	204,68
Hidrosibimbe	103,12	98,87	84,16	97,56	104,67	98,30	100,56	80,41	94,33	104,57
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	25,60	99,29	95,42	102,75
Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	60,29	79,50
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	57,27	61,22	67,35
Agroazucar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48,33
Hidotambo	-	-	-	-	-	32,04	42,29	40,56	44,46	44,53
EPMAPS	-	-	-	-	-	92,80	74,35	41,47	40,23	43,55
Gasgreen	-	-	-	-	-	12,96	23,16	28,09	37,19	37,31
CELEC-Termoesmeraldas	719,71	1.383,28	1.699,50	1.774,55	1.711,79	1.370,50	744,09	586,16	222,31	36,30
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	6,75	20,18	22,14	26,99	25,40
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	1,78	28,57	46,08	44,40	14,88
San José de Minas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,70
Generoca	135,38	121,18	123,25	126,94	111,28	85,17	5,83	38,84	14,88	13,26
Gransolar	-	-	-	2,64	5,83	5,91	5,65	5,82	5,71	5,98
I.M. Mejía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,77
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	3,55	5,16	3,77	5,18
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,97
Hidroimbabura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,50
Ep fotovoltaica	-	-	1,21	2,98	2,97	3,06	2,88	2,96	2,63	2,11
San Pedro	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66	1,68	1,63	1,65

Tabla Nro. 79:

Energía vendida por empresa generadora (GWh) (2/2)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gonzanergy	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64	1,65	1,58	1,62
Solsantros	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28	1,26	1,17	1,59
Saracaysol	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27	1,22	1,17	1,56
Lojaenergy	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52	1,55	1,50	1,56
Sanersol	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25	1,21	1,14	1,54
Valsolar	-	-	1,31	1,32	1,44	1,49	1,42	1,39	1,27	1,48
Electrisol	-	-	-	1,45	1,62	1,56	1,52	1,58	1,51	1,45
Sabiangosolar	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50	1,56	1,40	1,45
Surenergy	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45	1,46	1,42	1,42
Renova Loja	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37	1,37	1,32	1,29
Sansau	-	-	-	0,71	1,30	1,30	1,04	1,19	1,20	1,23
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,23
Wildtecsa	-	-	-	0,71	1,28	3,37	1,25	1,19	1,21	1,22
Brineforcorp	-	-	-	0,34	1,40	1,20	1,17	1,22	1,20	1,20
Solsantonio	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15	1,16	1,15	1,14
Solchacras	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10	1,15	1,12	1,12
Solhuaqui	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14	1,14	1,12	1,12
Cbsenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,94
Enersol	-	-	0,51	0,67	0,62	0,65	0,64	0,62	0,64	0,66
Genrenotec	-	-	-	0,81	1,08	1,11	1,08	1,11	0,81	0,64
Altgenotec	-	-	-	0,83	0,91	1,11	1,07	1,08	0,81	0,63
Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,13
Intervisa Trade	228,65	60,54	354,75	174,93	295,68	121,07	-	-	-	-
Hidronación	647,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMAAP-Q	113,68	106,89	121,95	105,73	103,20	-	-	-	-	-
Hidropastaza	903,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Termoguayas	540,97	546,45	632,93	623,18	622,91	520,36	64,87	-	-	-
Eolicsa	3,34	2,40	3,45	3,86	3,30	1,31	-	-	-	-
CELEC-Hidropaute	6.737,44	7100,45	5.830,68	6.094,77	6.971,29	6.851,61	7.497,37	7.705,08	8.750,97	-
Electroquil	221,74	222,14	248,99	268,66	363,40	230,85	-	-	-	-
Total general	15.362,56	17.416,93	17.965,72	18.712,17	20.264,82	21.298,80	21.830,01	22.501,10	25.232,80	24.660,41

En la tabla Nro. 80 se presentan los valores por venta de energía de las empresas de generación, que en 2011 fue 644,84 MUSD y en 2020 642,87 MUSD, con una disminución de 1,97 MUSD que representó el 0,30 %.

Tabla Nro. 80:

Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD) (1/2)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CELEC-Electroguayas	192,88	167,36	217,76	230,20	216,82	180,90	119,98	131,48	111,33	86,44
CELEC-Termoesmeraldas	34,65	92,42	120,23	123,19	132,96	127,66	108,45	50,96	18,32	17,65
CELEC-Termopichincha	68,46	82,07	105,67	114,29	141,12	125,07	92,25	81,47	87,94	91,45
CELEC-Hidropaute	90,08	71,54	43,19	58,41	55,20	113,98	151,28	94,59	53,68	-
CELEC-Termogas Machala	51,24	62,88	65,22	80,02	81,73	78,84	85,31	53,61	88,45	51,01
CELEC-Hidroagoyán	30,77	31,22	25,52	26,79	28,86	49,83	54,15	43,42	35,82	42,82
CELEC-Hidronación	-	17,94	15,71	26,41	36,13	41,98	41,12	25,32	29,57	30,65
Termoguayas	37,88	42,43	55,09	53,80	53,39	37,27	5,54	-	-	-
Electroquil	38,70	40,19	41,15	38,20	43,37	32,34	-	-	-	-
Elecaustro	14,32	15,20	14,58	25,43	28,73	24,56	26,15	24,54	25,29	25,51
CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	2,83	19,85	74,20	61,21	46,74	68,10
Intervisa Trade	30,61	17,38	26,48	28,24	33,89	13,92	-	-	-	-
Generoca	10,89	9,77	10,08	11,04	9,60	7,71	0,52	3,35	1,27	1,10
CELEC-Gensur	-	-	4,53	6,82	8,30	7,01	6,03	7,36	14,85	15,97
Hidrosibimbe	4,90	4,71	4,03	4,66	5,07	4,78	4,57	2,29	2,11	1,98
Ecuagesa	-	-	-	-	-	2,49	14,39	14,31	14,49	14,08
Gransolar	-	-	-	1,06	2,33	2,37	2,26	2,33	2,29	2,39
Hidrotambo	-	-	-	-	-	2,30	3,03	2,91	3,19	3,19
Gasgreen	-	-	-	-	-	1,42	2,56	4,22	4,11	4,12
Epfotovoltaica	-	-	0,49	1,19	1,19	1,23	1,15	1,18	1,15	0,84
EPMAPS	-	-	-	-	-	1,05	1,29	0,57	0,87	0,49
San Pedro	-	-	-	0,10	0,63	0,68	0,67	0,67	0,65	0,66
Gonzanergy	-	-	-	0,10	0,62	0,68	0,66	0,66	0,63	0,65
Lojaenergy	-	-	-	0,03	0,43	0,63	0,61	0,62	0,60	0,62
Electrisol	-	-	-	0,58	0,65	0,63	0,61	0,63	0,60	0,58
Valsolar	-	-	0,53	0,53	0,58	0,60	0,57	0,55	0,51	0,59
Surenergy	-	-	-	0,05	0,59	0,59	0,58	0,58	0,57	0,57
Renova Loja	-	-	-	0,02	0,38	0,55	0,55	0,55	0,53	0,51
Saracaysol	-	-	-	0,10	0,54	0,54	0,51	0,49	0,47	0,62
Solsantros	-	-	-	0,10	0,55	0,54	0,51	0,50	0,47	0,64
Sanersol	-	-	-	0,10	0,54	0,53	0,50	0,48	0,46	0,62
Sabiangosolar	-	-	-	0,01	0,23	0,53	0,60	0,62	0,57	0,58
Wildtecsa	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,50	0,48	0,48	0,49
Sansau	-	-	-	0,28	0,51	0,52	0,41	0,48	0,48	0,49
Solsantonio	-	-	-	0,05	0,46	0,51	0,46	0,47	0,46	0,46
Solhuaqui	-	-	-	0,06	0,49	0,50	0,45	0,46	0,45	0,45
Solchacras	-	-	-	0,06	0,40	0,49	0,44	0,46	0,45	0,45
Brineforcorp	-	-	-	0,14	0,56	0,48	0,47	0,49	0,48	0,48
Genrenotec	-	-	-	0,33	0,43	0,45	0,43	0,44	0,33	0,26
Altgenotec	-	-	-	0,33	0,37	0,44	0,43	0,43	0,33	0,25

Tabla Nro. 80:

Valor de la energía vendida por empresa generadora (MUSD) (2/2)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Enersol	-	-	0,20	0,27	0,29	0,26	0,25	0,25	0,25	0,26
Eolica	0,43	0,31	0,44	0,50	0,44	0,17	-	-	-	-
Hidrovictoria	-	-	-	-	-	0,12	2,05	3,30	3,18	1,07
CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	0,01	0,04	1,66	1,15	2,44
CELEC-Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86,66
CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	43,01	38,15	44,39
Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	1,68	6,53	6,28	6,76
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06
ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	0,32	13,77	14,93
Hidronación	23,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	0,39	0,57	0,42	0,57
Hidropastaza	11,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	4,47	2,02	5,26
Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00
CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	0,20	15,20	3,69
San José de Minas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,07
Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	4,32	5,70
Cbsenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06
I.M. Mejía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,26
SERMAA EP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,74
Hidroimbabura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,18
EMAAP-Q	4,24	2,11	2,05	1,75	0,98	-	-	-	-	-
Total	644,84	657,52	752,94	835,52	892,70	887,54	808,62	675,52	635,72	642,87

En el 2020 los participantes del sector eléctrico en la etapa de generación vendieron 24.660,41 GWh por un valor total de 642,87 MUSD, tal como se muestra en las figuras Nros. 90 y 91.

Figura Nro. 90:

Energía vendida por las empresas generadoras (GWh)

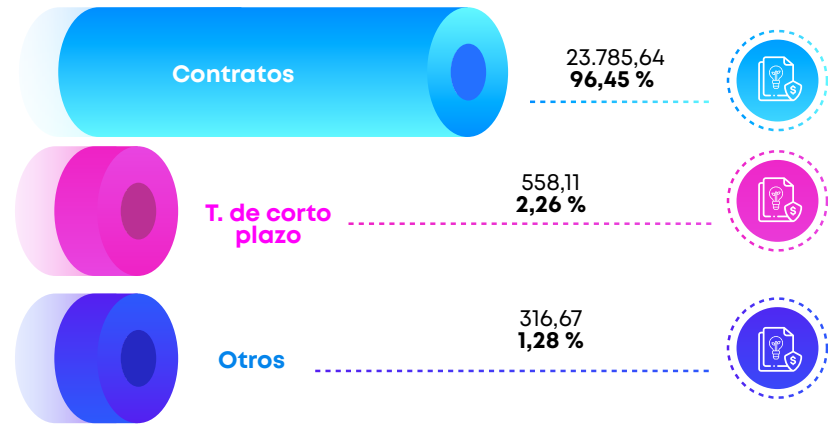
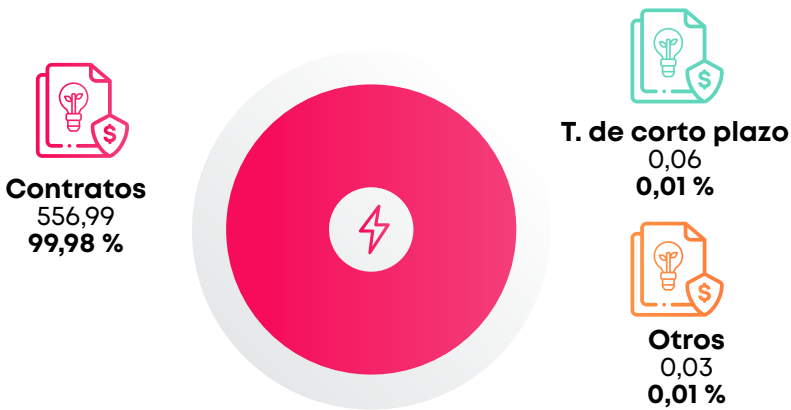


Figura Nro. 91:

Valor de la energía vendida por las empresas generadoras (MUSD)



En la tabla Nro. 81 se muestran los valores totales de todos los rubros adicionales más la venta de energía (costos por regulación primaria de frecuencia, IVA de combustibles, etc.) y la recaudación total de las empresas generadoras. El valor de la recaudación representó el 98,87 % 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. 81: Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras (1/2)

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
CELEC-Sur	8.957,78	86,66	81,24	93,75
CELEC-Coca Codo Sinclair	7.140,27	68,10	56,33	82,72
CELEC- Hidroagoyán	2.424,67	42,82	44,04	102,86
CELEC-Hidronación	1.008,40	30,65	31,91	104,11
CELEC-Electroguayas	970,81	86,44	92,52	107,02
CELEC-Gensur	918,19	15,97	12,47	78,05
CELEC-Termogas Machala	663,70	51,01	49,70	97,43
Elecaustro	415,84	25,51	25,65	100,52
CELEC-Termopichincha	400,25	91,45	92,69	101,36
CELEC-Enerjubones	343,65	3,69	4,02	109,03
CELEC-Termomanabí	298,05	44,39	31,56	71,10
ElitEnergy	229,33	14,93	13,46	90,18
Ecuagesa	204,68	14,08	14,06	99,88
Hidrosibimbe	104,57	1,98	2,13	107,63
Hidrosigchos	102,75	6,76	4,96	73,40
Hidrosierra	79,50	5,70	5,70	100,00
IPNEGAL	67,35	5,26	5,26	100,00
Agroazucar	48,33	-	-	-
Hidrotambo	44,53	3,19	2,84	88,92
EPMAPS	43,55	0,49	0,18	37,23
Gasgreen	37,31	4,12	4,12	100,00
CELEC-Termoesmeraldas	36,30	17,65	0,98	5,57
CELEC-Hidroazogues	25,40	2,44	1,75	71,91
Hidrovictoria	14,88	1,07	1,06	99,35
San José de Minas	13,70	1,07	1,07	100,00
Generoca	13,26	1,10	3,19	289,99
Gransolar	5,98	2,39	2,39	100,00
I.M. Mejía	5,77	1,26	1,26	100,00
EMAC-BGP	5,18	0,57	0,53	92,32

Tabla Nro. 81: Valores facturados y recaudados por la venta de energía de las generadoras (2/2)

Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)	Valores Recibidos (MUSD)	Recaudación (%)
SERMAA EP	3,97	0,74	0,62	84,30
Hidroimbabura	2,50	0,18	0,19	105,46
Epfotovoltaica	2,11	0,84	0,84	100,00
San Pedro	1,65	0,66	0,66	100,00
Gonzanergy	1,62	0,65	0,65	100,00
Solsantros	1,59	0,64	0,64	100,00
Saracaysol	1,56	0,62	0,62	100,00
Lojaenergy	1,56	0,62	0,62	100,00
Sanersol	1,54	0,62	0,62	100,00
Valsolar	1,48	0,59	0,59	100,00
Electrisol	1,45	0,58	0,58	100,00
Sabiangosolar	1,45	0,58	0,58	100,00
Surenergy	1,42	0,57	0,57	100,00
Renova Loja	1,29	0,51	0,51	100,00
Sansau	1,23	0,49	0,49	100,00
Municipio Cantón Espejo	1,23	61,34	61,34	100,00
Wildtecsa	1,22	487,15	487,15	100,00
Brineforcorp	1,20	481,47	481,47	100,00
Solsantonio	1,14	457,15	457,15	100,00
Solchacras	1,12	447,55	447,55	100,00
Solhuaqui	1,12	447,30	447,30	100,00
Cbsenergy	0,94	61,87	61,87	100,00
Enersol	0,66	263,35	263,35	100,00
Genrenotec	0,64	257,34	257,34	100,00
Altgenotec	0,63	250,37	250,37	100,00
Consejo Provincial de Tungurahua	0,13	4,59	4,59	100,00
Total	24.660,41	3.859,14	3.815,37	98,87

La información de energía vendida por tipo de transacción y empresa se la puede encontrar en el anexo F.10.



2.7.2 Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación

Las empresas distribuidoras con centrales de generación eléctrica, a lo largo del tiempo, han aportado energía al sector eléctrico ecuatoriano, esta aportación ha variado en los últimos años, pues algunas de sus centrales han pasado a ser operadas por CELEC EP. Durante el periodo 2011–2020, 8 distribuidoras efectuaron la venta de la energía producida por sus centrales de generación en el mercado eléctrico.

Tabla Nro. 82:

Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación, periodo 2011-2020 (GWh)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CNEL-Guayaquil	331,45	390,76	373,89	412,11	400,93	217,66	45,49	68,35	61,74	11,91
CNEL-Bolívar	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	612,82	537,38	512,20	543,85	480,99	408,24	389,75	398,77	360,85	338,11
E.E. Riobamba	96,07	105,77	92,52	100,36	101,43	93,39	104,71	85,91	71,24	89,48
E.E. Cotopaxi	49,99	44,73	49,42	50,01	51,47	48,35	52,05	50,98	52,29	47,83
E.E. Norte	69,18	53,28	54,90	64,64	56,06	52,75	57,30	56,14	48,58	44,25
E.E. Sur	30,56	27,69	33,32	26,43	22,88	23,38	17,68	16,45	20,92	14,80
E.E. Ambato	9,37	13,02	10,46	10,19	13,07	11,96	13,08	12,89	14,71	12,41
Total	1.201,69	1.174,12	1.126,72	1.207,59	1.126,84	855,73	680,05	689,50	630,34	558,78

La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación en el 2020 fue 558,78 GWh. Esto representó una variación de 642,91 GWh con respecto al 2011, es decir, un 53,50 %.

El monto percibido por las empresas distribuidoras con generación, por concepto de venta de energía en 2020 fue 24,56 MUSD. Esto representó una variación de 50,06 MUSD con respecto al 2011, es decir, un 67,09 %.

Tabla Nro. 83:

Valor de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (MUSD)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CNEL-Guayaquil	33,72	33,03	34,47	39,40	47,13	30,97	22,21	13,09	18,86	4,55
CNEL-Bolívar	0,19	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-El Oro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Quito	28,43	26,06	23,62	21,19	20,25	18,55	17,93	15,57	12,42	11,65
E.E. Sur	3,98	3,66	3,19	2,06	2,84	2,52	2,57	2,70	2,25	2,70
E.E. Riobamba	2,88	2,74	2,17	1,62	1,70	2,38	3,29	1,94	1,73	1,62
E.E. Norte	2,95	1,98	1,56	1,83	1,18	2,26	2,83	1,87	1,27	1,31
E.E. Cotopaxi	1,30	1,47	1,48	1,10	1,12	1,94	1,09	1,36	1,21	2,02
E.E. Ambato	1,17	0,43	0,53	0,28	0,27	0,64	0,58	0,48	0,70	0,71
Total	74,63	69,38	67,00	67,48	74,49	59,26	50,50	37,01	38,44	24,56

En 2020, la E.E. Quito registró una venta de 338,11 GWh equivalente al 60,51 % del total de energía vendida.

Tabla Nro. 84: Venta de energía eléctrica por generación de las empresas distribuidoras

Empresa	Tipo Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valor (MUSD)
CNEL-Guayaquil	Contratos	11,91	4,55
E.E. Quito		338,11	11,65
E.E. Riobamba		89,48	1,62
E.E. Cotopaxi		47,83	2,02
E.E. Norte		44,25	1,31
E.E. Sur		14,80	2,70
E.E. Ambato		12,41	0,71
Total		558,78	24,56

2.7.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras

En la tabla Nro. 85 se presentan los valores de energía vendida por las empresas autogeneradoras, que en 2011 fue 335,94 GWh y en 2020 708,01 GWh, con un incremento de 372,07 GWh lo que representó el 110,76 %.



Tabla Nro. 85: Energía vendida por empresa autogeneradora (GWh)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidrosanbartolo	-	-	-	-	148,21	154,04	175,91	163,16	144,87	254,87
Hidronormandía	-	-	-	-	-	-	-	81,14	186,73	142,46
San Carlos	33,33	43,02	39,08	115,80	139,88	300,88	109,69	121,41	135,56	130,24
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	74,83	101,18	110,62	84,39
Hidroabanico	95,23	79,28	80,59	39,25	44,20	60,30	51,40	80,51	25,92	48,89
Enermax	37,36	38,88	34,25	43,62	52,42	55,50	57,18	33,30	17,36	22,80
Vicunha	-	-	0,34	0,77	0,94	0,31	0,11	0,12	2,17	6,11
Ecoluz	38,43	38,70	40,92	41,19	44,32	27,44	13,20	18,06	11,84	6,05
Perlabi	0,88	0,66	0,19	0,13	0,07	0,22	6,42	0,26	1,94	5,00
UNACEM	-	-	-	-	13,01	16,85	6,41	7,63	3,43	4,05
Ecoelectric	64,92	61,80	71,41	63,78	57,64	66,96	53,80	39,10	4,26	2,45
Moderna Alimentos	3,63	3,07	1,63	2,39	1,13	1,57	1,42	2,25	1,75	0,70
Agua Y Gas de Sillunchi	0,03	0,07	0,24	0,27	0,04	-	-	-	-	0,01
Consejo Provincial de Tungurahua	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,19	0,25	-	0,30	-
Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56	1,82	2,99	1,60	4,09	-
Coazucar	-	-	-	-	-	62,64	54,62	34,68	41,14	-
Lafarge	0,38	8,97	6,13	8,71	-	-	-	-	-	-
SERMAA EP	-	-	-	-	1,67	4,61	3,57	3,23	4,71	-
Electrocordova	0,26	0,13	0,09	0,01	-	-	-	-	-	-
Ecudos	49,02	50,83	43,67	49,58	49,39	-	-	-	-	-
Municipio A. Ante	1,36	0,31	2,50	2,02	-	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	9,88	8,46	7,82	6,95	5,97	2,37	1,78	3,19	-	-
Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	1,31	1,03	1,32	0,97	1,09	-
Total	335,80	336,81	331,11	374,96	562,01	756,73	614,90	691,79	697,76	708,01

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

En la tabla Nro. 86 se presentan los valores de energía vendida de las empresas autogeneradoras, que en 2011 fue 23,47 MUSD y en 2020 38,34 MUSD, con un incremento de 14,88 MUSD que representó el 63,39 %.

Tabla Nro. 86:

Valor de la energía vendida por empresa autogeneradora (USD)

Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
San Carlos	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	12.482.895,52
Hidrosanbartolo	-	-	-	-	9.203.544,92	9.566.029,92	10.923.702,79	10.132.269,76	8.996.274,60	9.466.888,80
Coazucar	-	-	-	-	-	5.117.015,76	3.443.145,40	56.242,96	-	-
Ecoelectric	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	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	1.417.670,62
Enermax	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	661.062,59
Ecoluz	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	181.116,78
UNACEM	-	-	-	-	670.017,03	867.606,56	169.186,18	64.962,44	1.824,11	1.332,82
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	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	-
Perlabi	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	147.807,16
Consejo Provincial de Tungurahua	19.659,80	22.333,50	4.214,70	12.348,00	8.945,66	6.570,90	8.932,50	-	10.651,20	-
Electrocordova	8.956,27	4.693,35	3.247,24	503,32	-	-	-	-	-	-
La Internacional	3.672,09	8.393,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Vicunha	-	-	9.380,72	24.051,00	18.281,15	-	-	-	-	-
Municipio A. Ante	47.493,06	10.864,21	115.693,32	96.357,76	-	-	-	-	-	-
Lafarge	20.898,93	482.687,78	337.017,41	461.876,56	-	-	-	-	-	-
Ecudos	4.697.285,30	4.890.940,02	4.236.851,68	4.789.625,42	4.787.550,71	-	-	-	-	-
Hidroalto	-	-	-	-	-	-	4.646.731,12	6.283.166,27	6.869.444,72	5.240.503,30
Hidronormandía	-	-	-	-	-	-	-	4.982.521,77	11.519.367,56	8.744.946,60
Agua Y Gas De Sillunchi	825,57	2.168,55	7.176,72	8.226,72	1.238,73	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	356.581,19	451.070,62	414.687,80	379.943,35	275.305,33	-	-	-	-	-
Total	23.467.911,28	23.966.801,38	23.186.500,98	28.428.469,72	40.461.524,56	41.860.687,73	39.885.510,53	37.916.329,84	42.773.357,07	38.344.224,19

Las autogeneradoras en el 2020 registraron 708,01 GWh de energía vendida al sistema eléctrico, por un valor de 38,34 MUSD. Las transacciones efectuadas fueron de corto plazo, contratos y otros. La empresa Hidrosanbartolo fue la que mayor energía vendió, 254,87 GWh, por lo cual facturó 9,47 MUSD.

Tabla Nro. 87:

Energía vendida por las empresas
autogeneradoras

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)
Contratos	Hidosanbartolo	254,87	9.466.888,80
	Hidronormandia	142,46	8.744.946,60
	Hidroalto	84,39	5.240.503,30
	Hidroabanico	48,89	1.417.670,62
	Enermax	22,80	661.062,59
	Ecoluz	6,05	181.116,78
	Perlabi	5,00	147.807,16
	Moderna Alimentos	0,70	-
	Contratos	565,15	25.859.995,85
T. de corto plazo	San Carlos	130,24	12.482.895,52
	UNACEM	4,05	1.332,82
	Ecoelectric	2,45	-
T. de corto plazo		136,73	12.484.228,34
Otros	Vicunha	6,11	-
	Agua Y Gas De Sillunchi	0,01	-
Otros		6,13	-
Total General		708,01	38.344.224,19

2.8 Información operativa de generación

2.8.1 Demanda de potencia mensual

En la tabla Nro. 88 se presenta la evolución de la demanda de potencia en bornes de generación que llegó al 3.43 % con respecto al 2019.



Tabla Nro. 88:

Evolución mensual de la demanda de potencia
(MW)

Mes	2019	2020	Variación
Ene.	3.903,44	4.083,08	4,60 % ▲
Feb.	3.906,90	4.089,12	4,66 % ▲
Mar.	3.886,47	4.032,18	3,75 % ▲
Abr.	3.941,81	3.458,73	-12,26 % ▼
May.	3.949,94	3.626,89	-8,18 % ▼
Jun.	3.794,42	3.633,51	-4,24 % ▼
Jul.	3.701,49	3.650,21	-1,39 % ▼
Ago.	3.668,14	3.712,96	1,22 % ▲
Sep.	3.697,72	3.820,26	3,31 % ▲
Oct.	3.790,12	3.935,11	3,83 % ▲
Nov.	3.953,33	3.921,50	-0,81 % ▼
Dic.	3.951,68	3.942,30	-0,24 % ▼
Total	3.953,33	4.089,12	3,43 % ▲

La máxima demanda de potencia se registró el jueves 06 de febrero de 2020 a las 19:30 con 4.089,12 MW.

Figura Nro. 92:

Demanda de potencia 2019

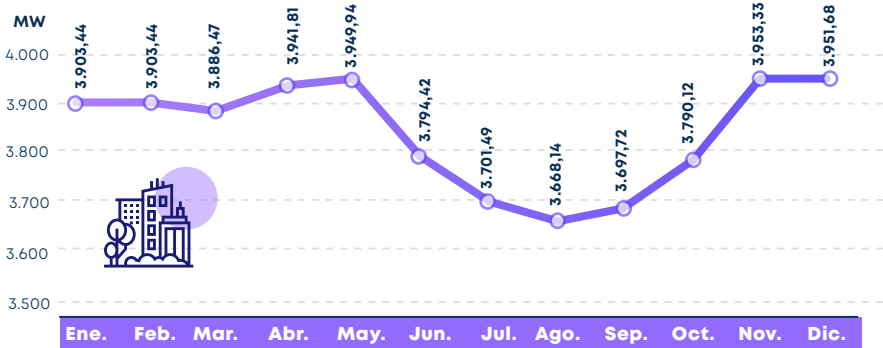


Figura Nro. 93:

Demanda de potencia 2020

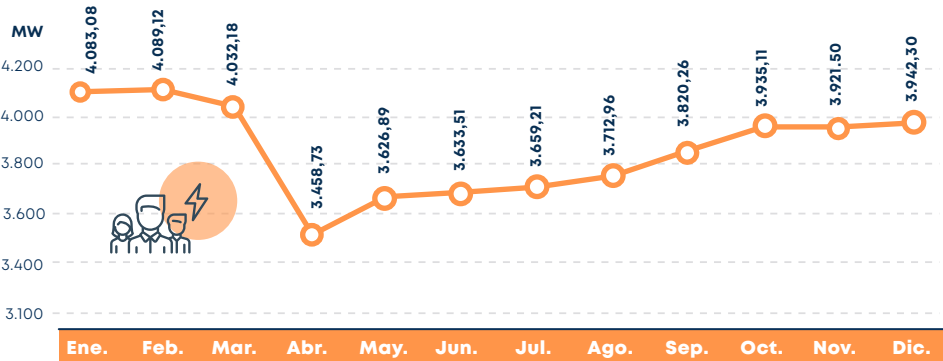
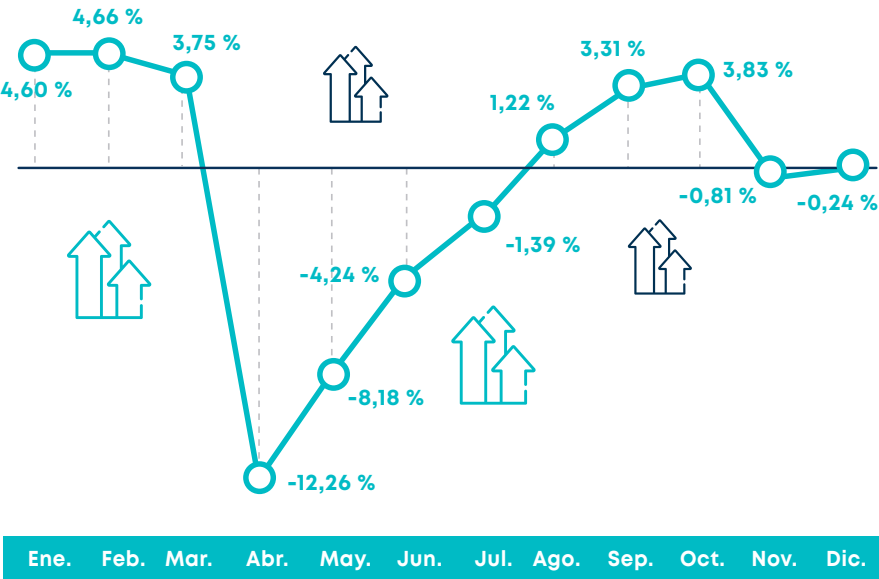


Figura Nro. 94: Crecimiento de la demanda de potencia 2020 (%)



2.8.2 Reservas e indisponibilidades

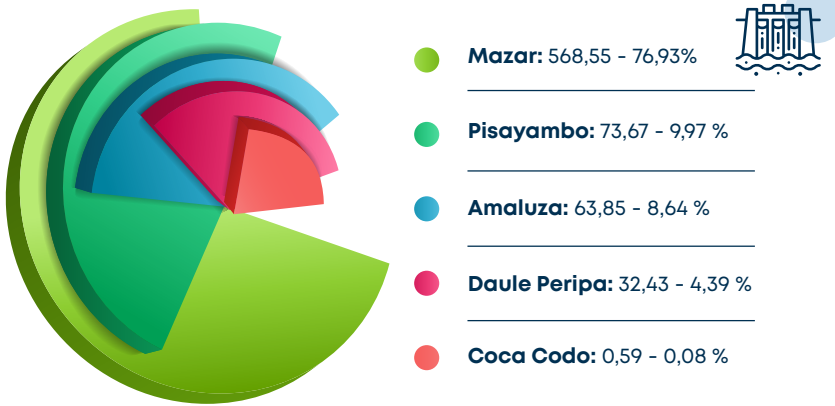
2.8.2.1 Reservas de generación

Al 31 de diciembre de 2020, la reserva energética en los embalses llegó a 739,09 GWh, con una diferencia de 296 GWh inferior a la del 2019 y un decrecimiento del 28,6 %.

Esta reserva se calculó en función de los niveles de embalse alcanzados hasta finales de año, mismos que registraron las siguientes cotas: Mazar (2.140,72 msnm); Amaluza (1.984,52 msnm); Daule Peripa (71,62 msnm); Pisayambo (3.560,08 msnm); y, Coca Codo Sinclair (1.222,4 msnm).

Las reservas individuales de cada embalse, en función del nivel alcanzado, aportaron con los valores indicados en la figura Nro. 95.

Figura Nro. 95: Reserva energética, 2020 (GWh)



En las figuras Nros. 96 y 97, se presenta la evolución mensual total y por embalse respectivamente. La máxima reserva de energía se registró en junio, alcanzando un valor de 1.436,03 GWh con un aporte mayoritario del embalse Mazar (836,21 GWh); y, la mínima reserva se presentó en marzo, llegando a los 673,56 GWh, con una participación mayoritaria del embalse Mazar (355,39 GWh).

Figura Nro. 96: Reserva mensual de energía

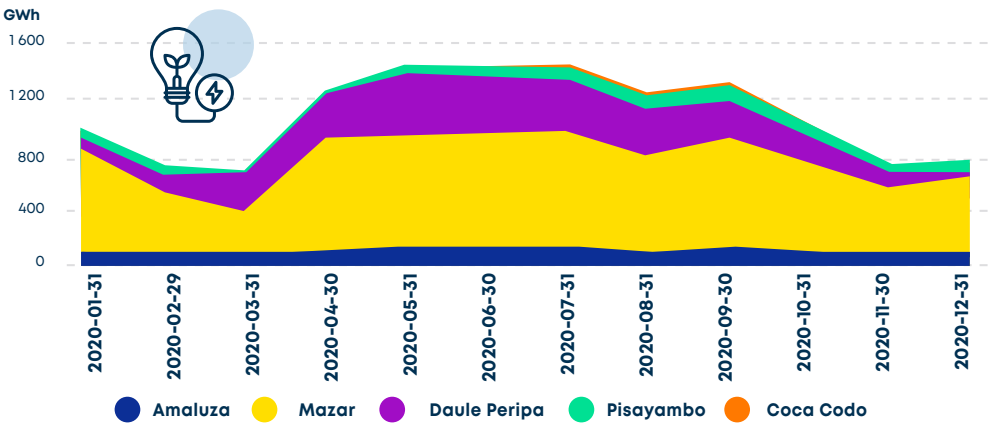
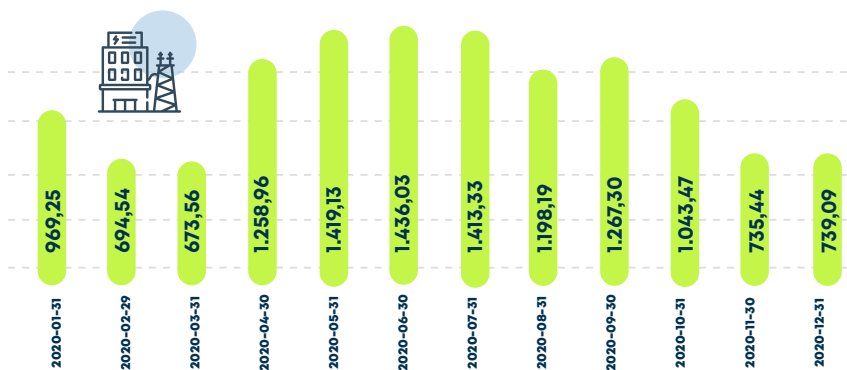


Figura Nro. 97: Reserva energética mensual por embalse (m³/s)

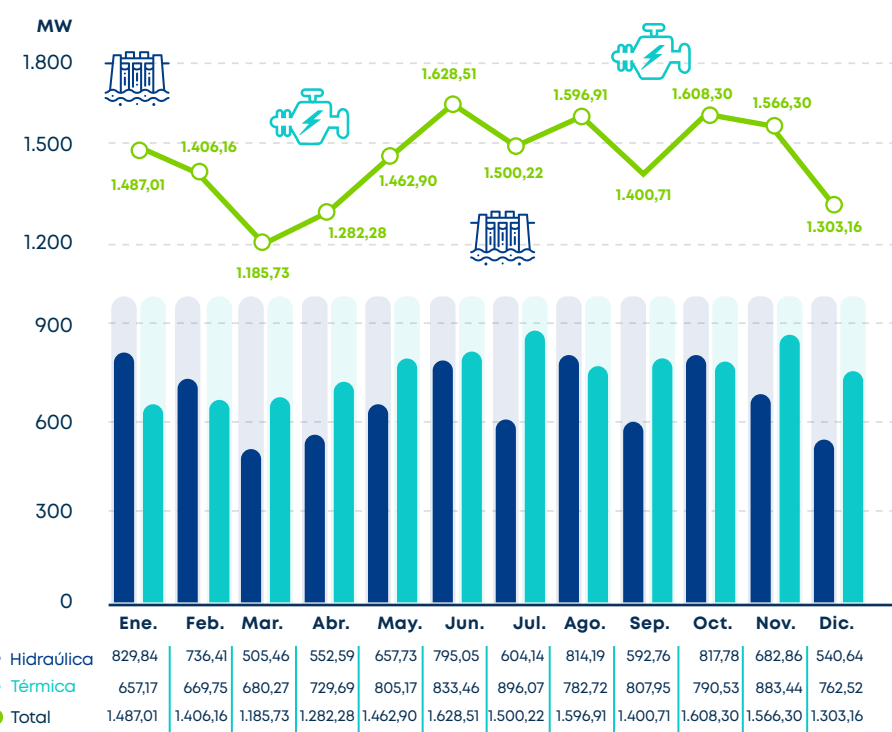


2.8.2.2 Indisponibilidad de generación

Durante el 2020 se suscitaron varias causales que disminuyeron la disponibilidad técnica de las unidades generadoras, entre estos se tienen: fallas, mantenimientos (programados, emergentes y no programados), falta de combustible, terceros y casos fortuitos.

Como producto de los eventos mencionados, la potencia indisponible promedio total alcanzó los 1.452,4 MW (ligeramente superior a la registrada en el 2019 con 1.433,4 MW), compuesta por 677,5 MW de indisponibilidad hidráulica y 774,9 MW de indisponibilidad térmica. El comportamiento mensual se presenta en la figura Nro. 98.

Figura Nro. 98: Potencia promedio indisponible mensual



La máxima potencia indisponible promedio hidráulica se registró en enero con 829,90 MW, producto de la indisponibilidad de centrales importantes tales como: Coca Codo Sinclair (1.500 MW), San Francisco (224 MW) y Marcel Laniado de Win (213 MW). En el ámbito térmico, el máximo valor se presentó en julio con 896,1 MW, debido a la indisponibilidad de centrales como: Trinitaria (134 MW), Enrique García (95,7 MW) y Esmeraldas (128 MW), entre otras.

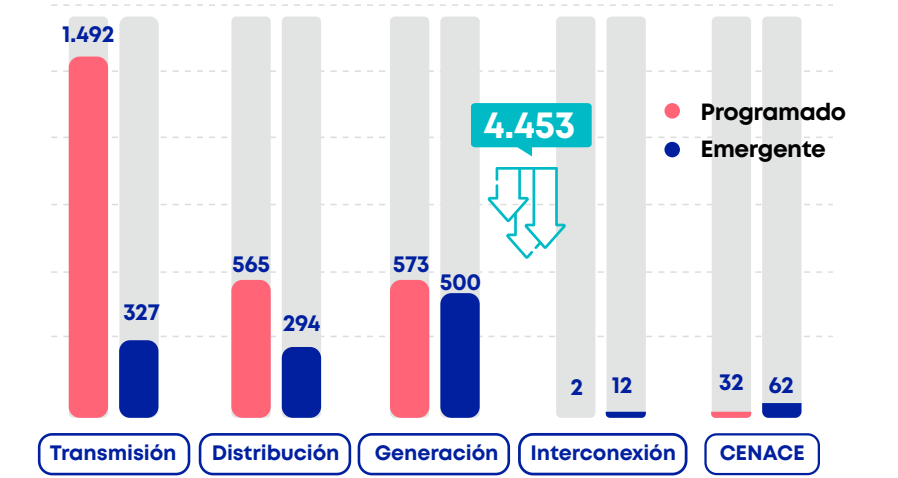
Considerando el periodo de máxima demanda de potencia del sistema, la máxima indisponibilidad de potencia se registró en junio con 2.600,9 MW y la mínima en marzo con 1.418,2 MW.

2.8.3 Principales mantenimientos en el Sistema Nacional Interconectado (SNI)

En 2020 se registraron 4.453 mantenimientos en elementos del SNI, de las cuales: el 60 % (2.664) corresponde a mantenimientos programados, el 27 % (1.195) corresponde a mantenimientos emergentes y el 13 % (594) a mantenimientos sin número de registro.

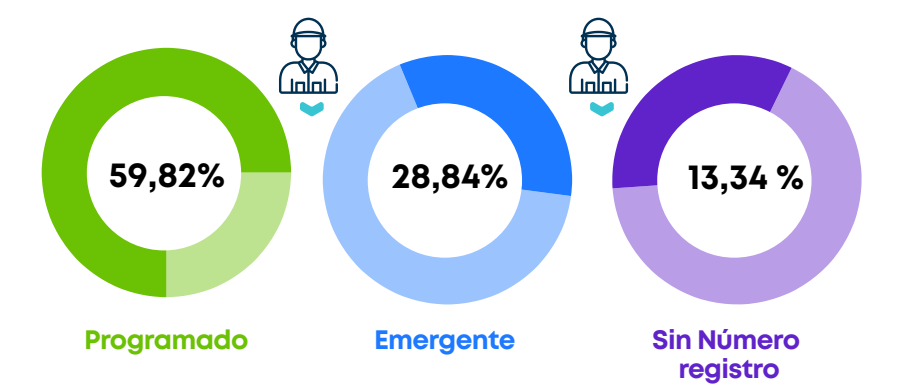
En relación al 2019, se ha producido un decremento del 5 % (242) de mantenimientos consignados en el 2020, esta información se presenta en la figura Nro. 99.

Figura Nro. 99: Mantenimientos en los elementos del SNI



En la figura Nro. 100 se muestra el aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento, en donde se evidencia que el total de mantenimientos programados alcanzó el 59,82 % mientras que los emergentes el 26,84 %.

Figura Nro. 100: Aporte en porcentaje según el tipo de mantenimiento

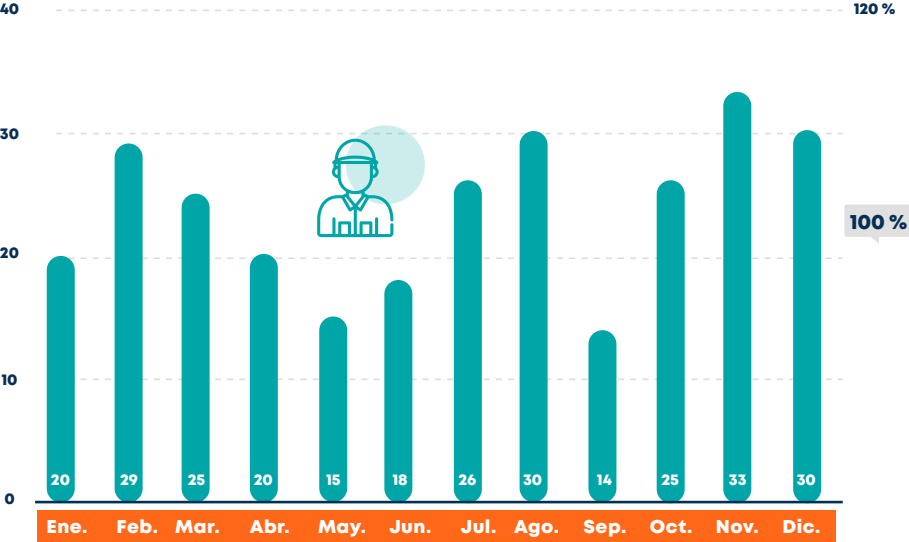


2.8.4 Cumplimiento plan de mantenimientos

En el 2020 se registró un total de 100 % de cumplimiento del plan anual de mantenimientos de generación, en la figura Nro. 101 se presenta el total de mantenimientos mensuales y el porcentaje de cumplimiento de los mismos.

Figura Nro. 101:

Cumplimiento del plan de mantenimientos de generación

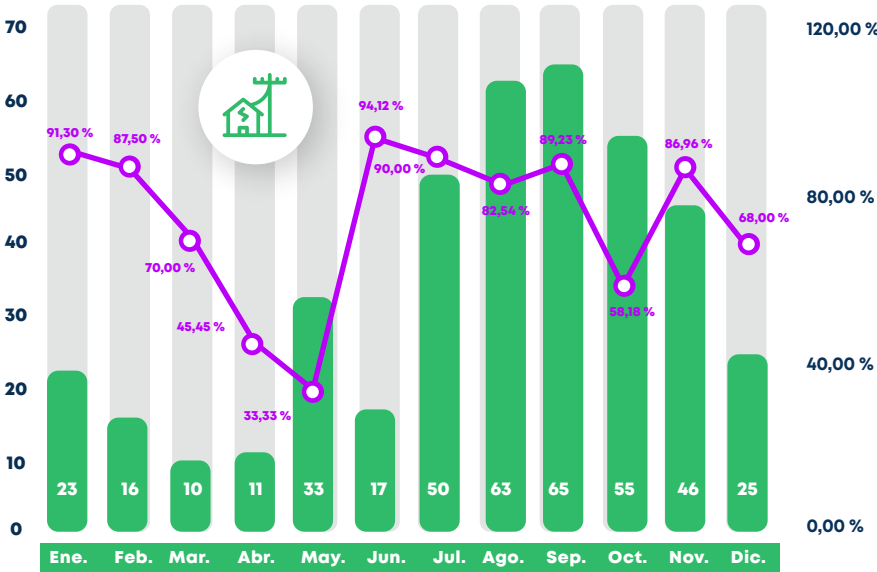


En cuanto al cumplimiento del plan anual de transmisión, en la figura Nro. 102 se muestra un total del 76,81 % de cumplimiento.



Figura Nro. 102:

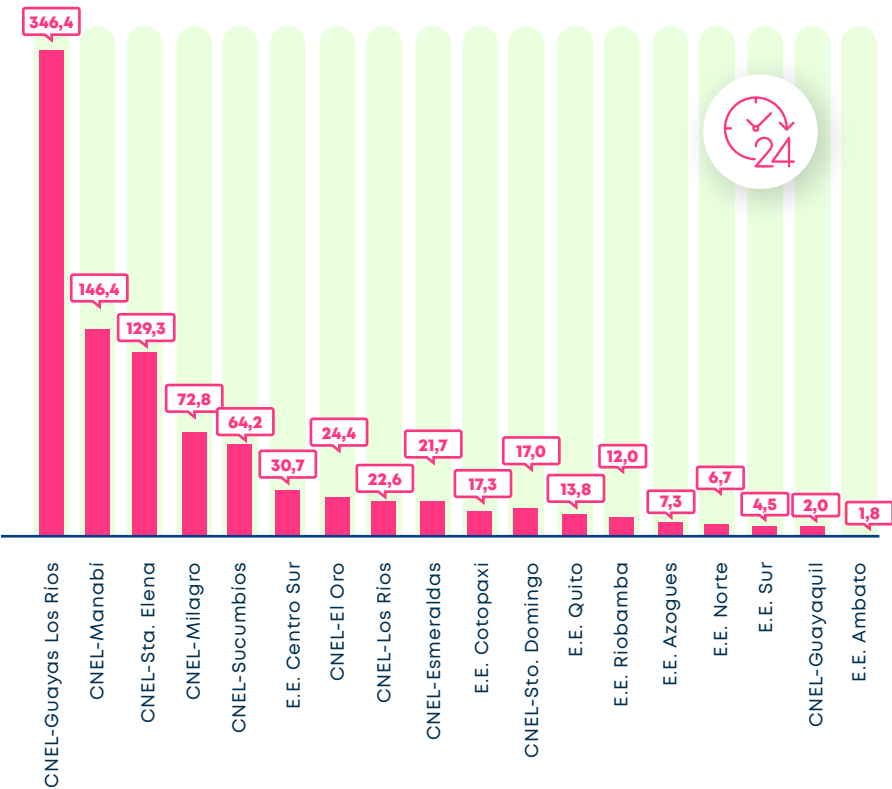
Cumplimiento del plan de mantenimientos de transmisión



En la figura Nro. 103 se puede observar el indicador de horas de ejecución de mantenimientos de distribución que presentaron desconexión de carga.

Figura Nro. 103:

Mantenimientos de empresas distribuidoras con desconexión de carga (horas)

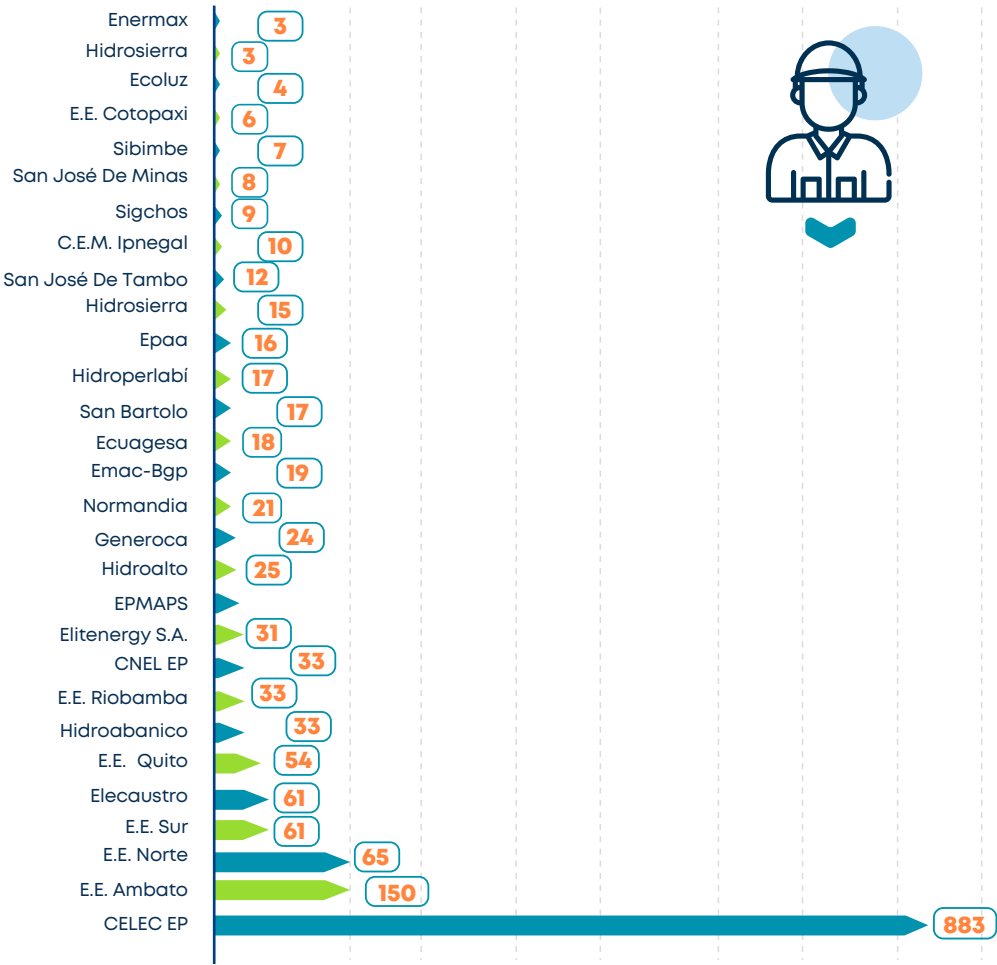


2.8.5 Mantenimientos en generación

De los 1.666 mantenimientos ejecutados en generación (573 programados, 500 emergentes y 593 sin número de registro), el 53% (883) corresponden a CELEC EP y del 47% restante corresponde a otras empresas eléctricas, donde destaca la Empresa Eléctrica Ambato con el mayor número de mantenimientos (150). El total de mantenimientos, corresponde a mantenimientos programados, emergentes y sin número de registro.

Figura Nro. 104:

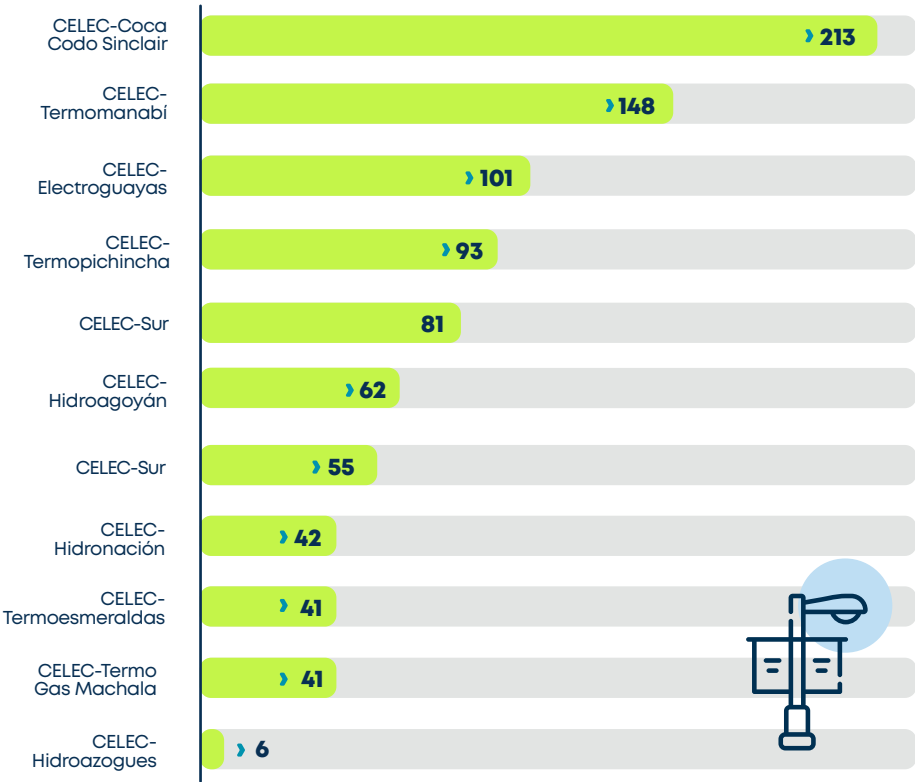
Mantenimientos en generación



En la figura Nro. 105 se muestra el número de mantenimientos realizados en las Unidades de Negocio de la CELEC EP, la cual registró 883 mantenimientos ejecutados; de los cuales, el 24,12 % corresponden a CELEC-Coca Codo Sinclair, el 16,76 % a CELEC-Termomanabí, el 11,44 % a CELEC-Electroguayas y el 9,17 % a CELEC-Sur.

Figura Nro. 105:

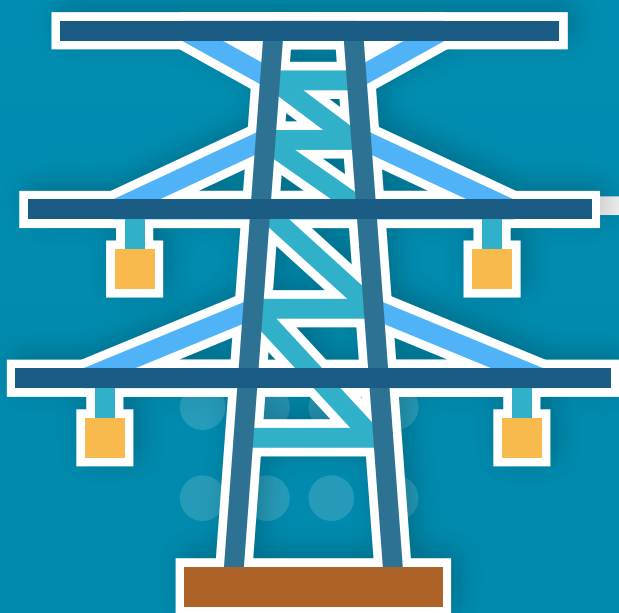
Mantenimientos por Unidad de Negocio de la CELEC EP





TRANSMISIÓN

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CAPÍTULO

03



TRANSMISIÓN

DEL SECTOR ELÉCTRICO
ECUATORIANO

3.1 Subestaciones de la CELEC EP - Transelectric

Al 2020 la capacidad máxima en subestaciones del transmisor fue de 15.375,55 MVA, incluyendo las subestaciones móviles; lo que representó un incremento del 93,21 % respecto al 2011.

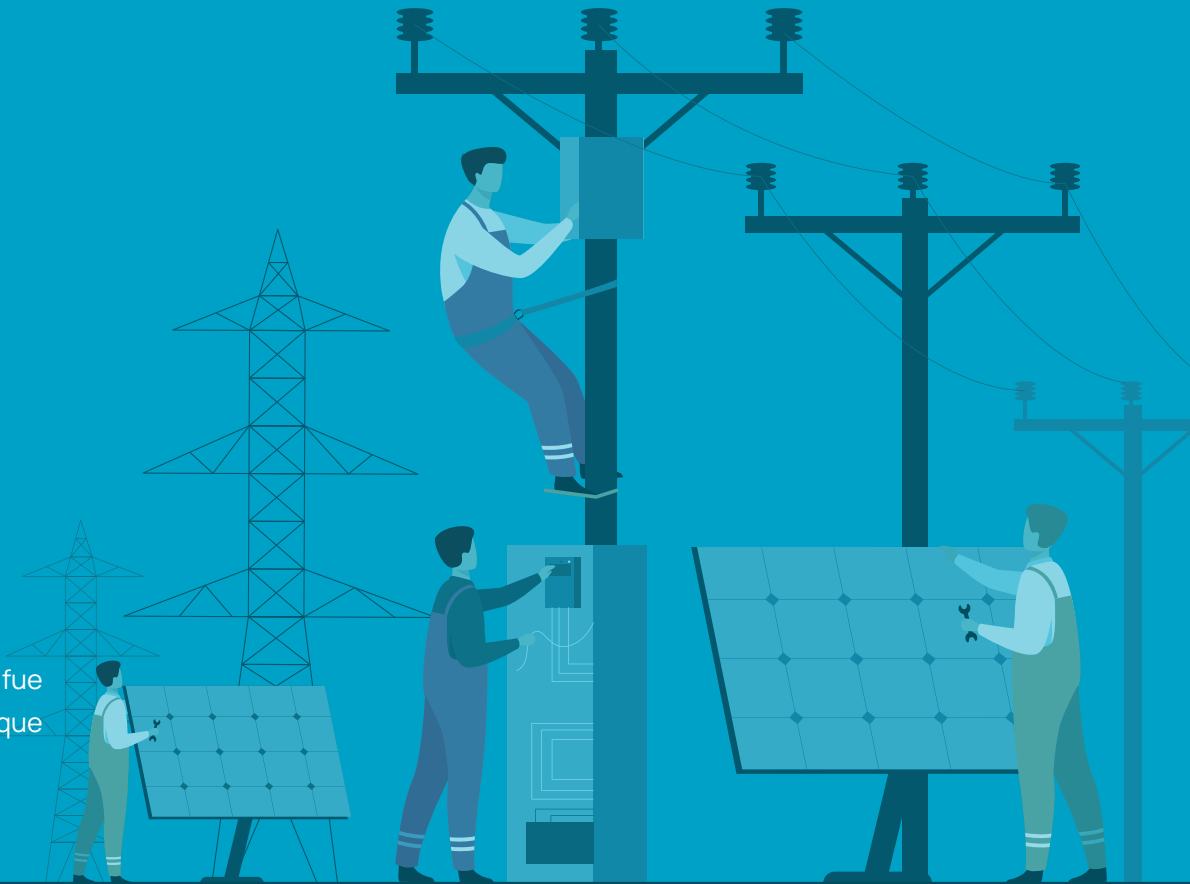


Tabla Nro. 89:

Evolución de la capacidad de transformación de la empresa transmisora

Año	Capacidad Máxima (MVA)
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
2020	15.375,55

En 2020 la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric registró 55 subestaciones con 88 transformadores, los cuales representaron una capacidad máxima de 15.180,55 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. 90:

Subestaciones de reducción de la
CELEC EP - Transelectric

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	55	88	15.180,55
Móvil*	4	4	195,00
Total	59	92	15.375,55



(*) : Subestaciones de reducción móviles de la CELEC EP - Transelectric



Línea de transmisión El Inga - Napo
Autor: CELEC-Transelectric

Tabla Nro. 91:

Subestaciones de seccionamiento de la
CELEC EP - Transelectric

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

3.2 Líneas de transmisión de la CELEC EP - Transelectric

Al 2020, el transmisor operó 5.964,11 km de líneas de transmisión, valor que representó un incremento del 62,85 % en relación al 2011 (los valores no incluyen líneas para interconexión).

Tabla Nro. 92:

Evolución de líneas de transmisión de la
CELEC EP - Transelectric

Año	Longitud (km)			
	138 kV	230 kV	500 kV	Total
2011	1.794,72	1.867,65	-	3.662,37
2012	1.916,90	1.867,65	-	3.784,55
2013	1.925,10	1.882,87	-	3.807,97
2014	1.889,45	2.251,91	-	4.141,36
2015	2.004,43	2.439,03	-	4.443,46
2016	2.217,83	2.917,13	263,80	5.398,76
2017	2.217,83	3.002,23	263,80	5.483,86
2018	2.135,48	3.014,28	460,80	5.610,56
2019	2.168,37	2.982,64	610,00	5.761,01
2020	2.296,57	3.057,54	610,00	5.964,11

El transmisor operó líneas a niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV. En simple circuito se registró un total de 64 líneas con 3.832,71 km de longitud; y, en doble circuito un total de 39 líneas con 2.683,10 km (ver tabla Nro. 93). Adicionalmente se registraron 4 líneas para interconexión, 3 con Colombia y 1 con Perú, las cuales se muestran en la tabla Nro. 94. Más detalles de estas líneas se presentan en el anexo E.3.

Tabla Nro. 93:

Líneas de transmisión por tipo de circuito

Tipo	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple Circuito	138	36	1.630,63
	230	22	1.592,08
	500	6	610,00
Total Simple Circuito		64	3.832,71
Doble Circuito	138	16	681,44
	230	23	2.001,66
Total Doble Circuito		39	2.683,10

Tabla Nro. 94:

Líneas de transmisión para interconexión

Tipo	Nivel de Voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	7,50	15,50
Total Simple Circuito			7,50	15,50
Doble Circuito	230	Machala - Zorritos	52,72	110,00
		Pomasqui - Jamondino 1	136,51	212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	125,35	214,00
Total Doble Circuito			327,34	536,20

3.3 Elementos de compensación de potencia reactiva en el SNT

Son instalaciones conectadas en el sistema de transmisión, cuyo propósito es mejorar la operación y control del SNT, realizando una compensación del flujo de reactivos para regular niveles de voltaje, factor de potencia, dentro de valores establecidos en las normas de calidad para la operación del sistema.

Al 2020 el SNT registró un total de 768 MVar de equipos con compensación capacitiva y 555 MVar de compensación inductiva, distribuidos en SNT.

Tabla Nro. 95: Compensación capacitiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje	Capacidad Unitaria	Condensadores	Capacidad Total
	(kV)	(MVar)	(u)	(MVar)
Las Esclusas	230	60,00	2	120,00
	138	30,00	1	30,00
Pascuales	138	60,00	2	120,00
San Gregorio	138	30,00	1	30,00
Santa Rosa	138	27,00	3	81,00
Caraguay	69	12,00	2	24,00
Dos Cerritos	69	12,00	2	24,00
Esmeraldas	69	12,00	2	24,00
Loja	69	12,00	1	12,00
Nueva Prosperina	69	12,00	1	12,00
Pascuales	69	12,00	2	24,00
Portoviejo	69	12,00	3	36,00
Posorja	69	6,00	2	12,00
Santa Elena	69	1,00	12	12,00
Ibarra	13,8	2,00	6	12,00
Machala	13,8	2,00	6	12,00
Milagro	13,8	18,00	1	18,00
Policentro	13,8	6,00	2	12,00
Tulcán	13,8	3,00	1	3,00
Total				618,00

 Fuente: CELEC EP - Transelectric

Tabla Nro. 96: Compensación inductiva instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje	Capacidad Unitaria	Reactores	Capacidad Total
	(kV)	(MVar)	(u)	(MVar)
El Inga	500	30,00	1	30,00
Pomasqui	230	25,00	1	25,00
Reactores de barra				55,00
Molino	13,8	10,00	2	20,00
Pascuales	13,8	10,00	2	20,00
Riobamba	13,8	10,00	1	10,00
Santa Rosa	13,8	10,00	2	20,00
Totoras	13,8	10,00	1	10,00
Reactores estáticos				80,00
El Inga (L/T San Rafael - Inga)	500	30,00	2	60,00
San Rafael (L/T San Rafael - Inga)	500	30,00	2	60,00
Tisaleo (L/T Tisaleo - Chorrillos)	500	30,00	1	30,00
Chorrillos (L/T Tisaleo - Chorrillos)	500	120,00	1	120,00
Reactores en línea *				270,00
Total				405,00


 (*): Se ubican en las L/T cerca a las subestaciones asociadas
Fuente: CELEC EP - Transelectric

Tabla Nro. 97: Compensación dinámica instalada en el SNT

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Tipo de Equipo	Tipo de Capacidad	Capacidad Total (MVar)
Chorrillos	500	SVC	Inductiva	150,00
			Capacitiva	150,00

 Fuente: CELEC EP - Transelectric

3.4 Personal de la CELEC EP - Transelectric

Al 2020, CELEC EP – Transelectric reporta 792 empleados a su servicio.

Tabla Nro. 98: Cantidad de personal en Transmisora

Empresa	Cantidad de Personal
CELEC-Transelectric	792

3.5 Desempeño operativo y transacciones de energía en el SNT

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 sistema nacional de transmisión al 2020, dividido en las zonas operativas: noroccidental, nororiental, suroccidental y suroriental.

3.5.1 Características operativas del SNT

En la tabla Nro. 99, se presentan las bandas de nivel de voltaje para el SNT.

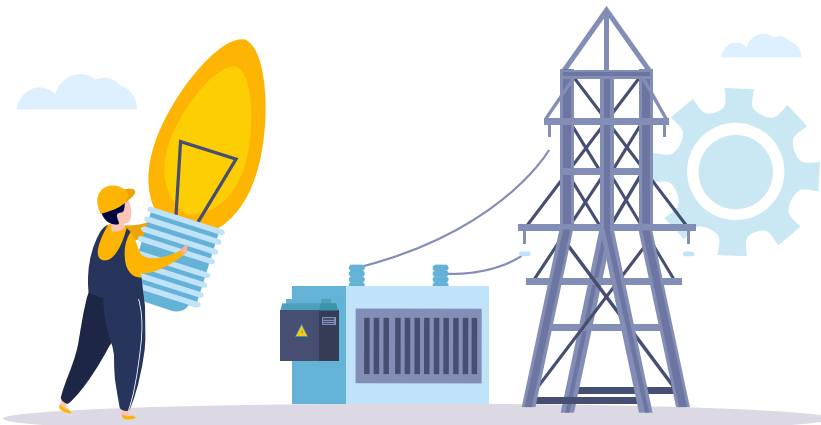
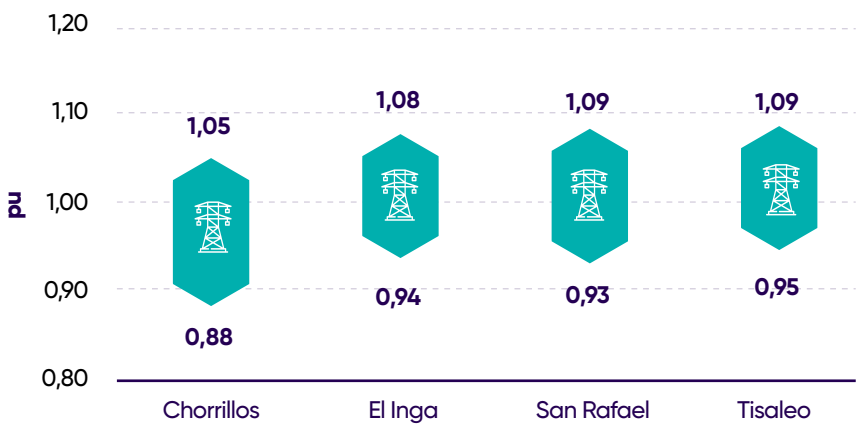
Se hace notar que para zonas radiales del sistema de 138 kV que no dispongan de elementos de regulación de voltaje, los valores mínimos serán -7 % para condiciones normales y -10 % en emergencia.

Tabla Nro. 99: 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 de manera instantánea con voltajes por fuera de los límites de calidad aprobados, conforme se puede apreciar en las figuras Nros. 106, 107 y 108.

Figura Nro. 106: Voltajes en subestaciones de 500 kV (pu)



Mapa Nro. 11: Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

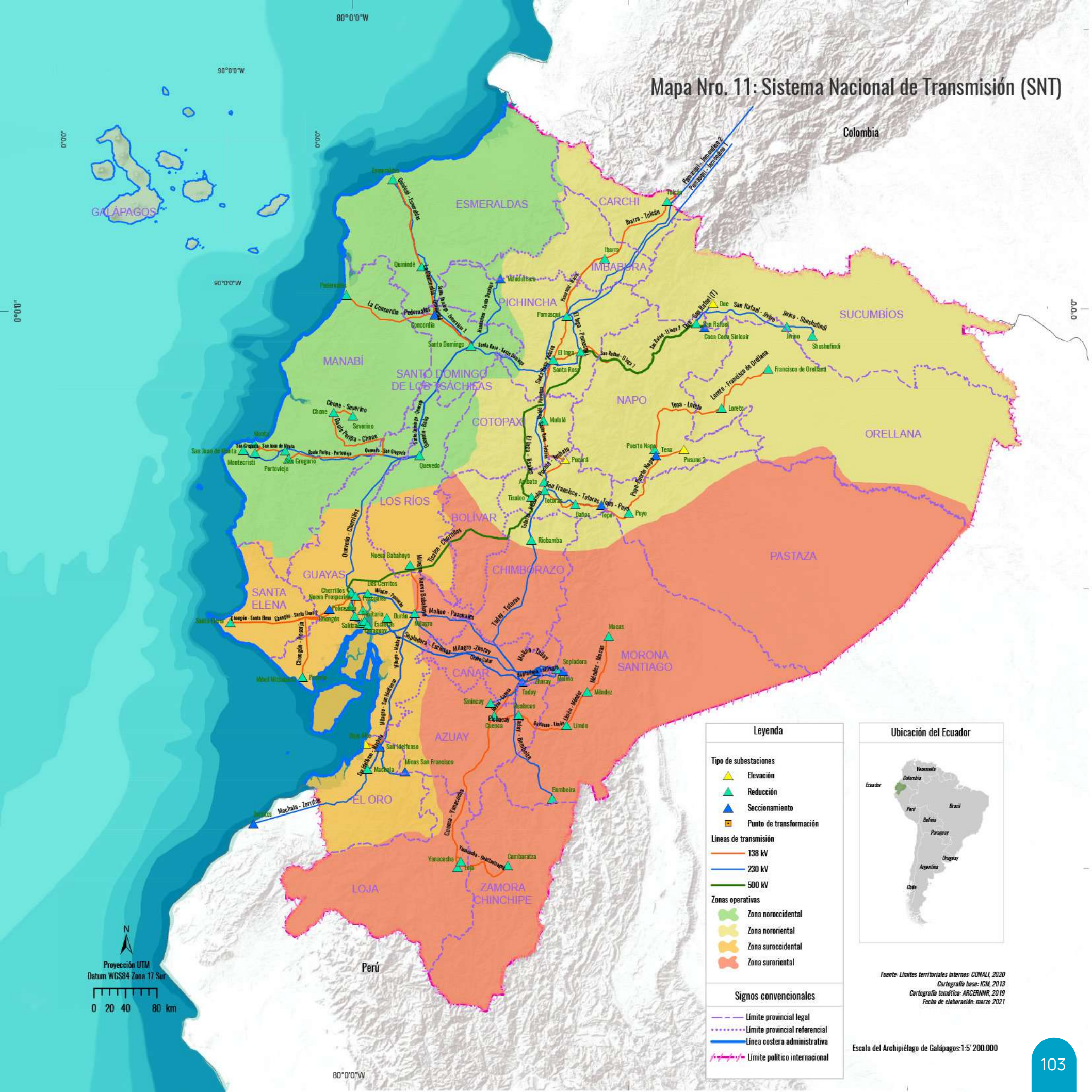


Figura Nro. 107:

Voltajes en subestaciones de 230 kV (pu)

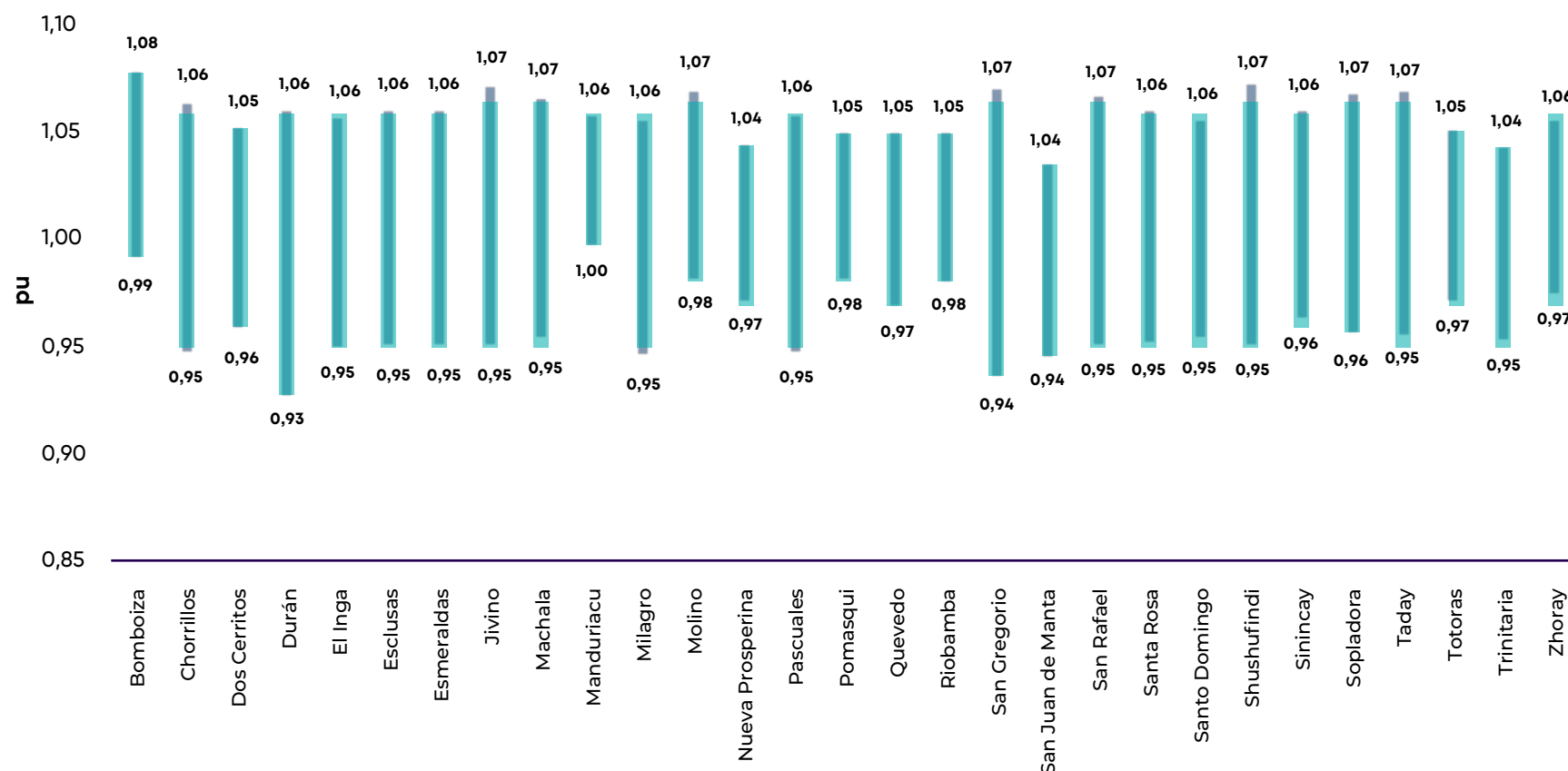
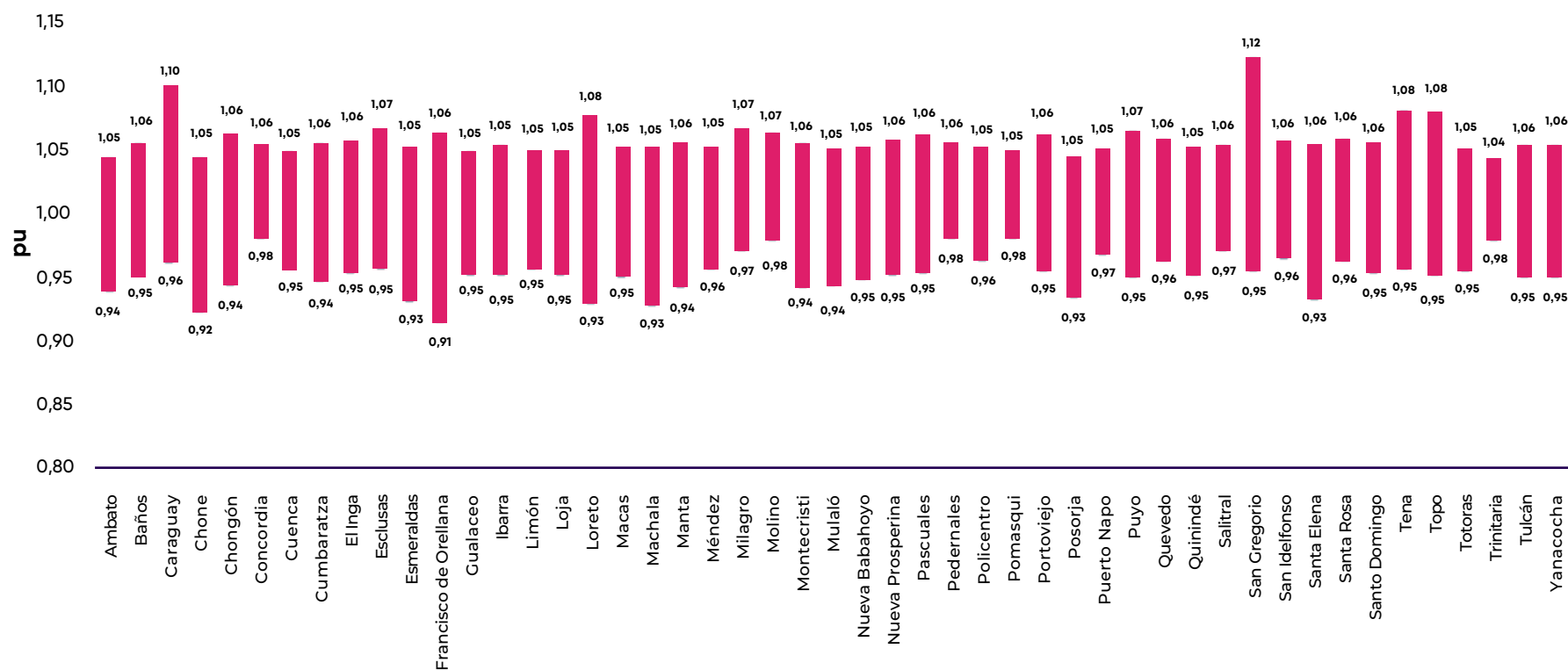


Figura Nro. 108:

Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu)



En el anexo F.11., se presentan a detalle los voltajes en las diferentes subestaciones del SNT.

En condiciones normales de operación, ninguno de los transformadores en el sistema de transmisión, registraron flujos de potencia por sobre su capacidad nominal.

Sin embargo, debido a eventos temporales de indisponibilidad de otras instalaciones de transmisión, se registró un nivel alto de uso en los transformadores del SNT: ATT de la subestación Quevedo con 115,46 % y ATT de la subestación Totoras con 110,07 %.

Figura Nro. 109: Nivel de uso de transformadores del SNT (1/2)

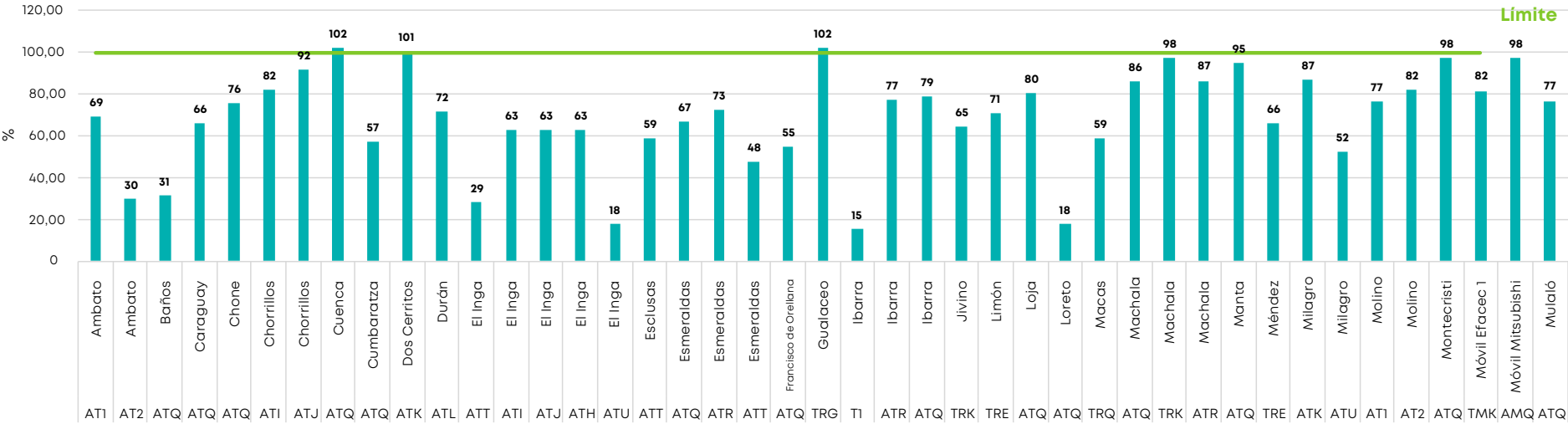
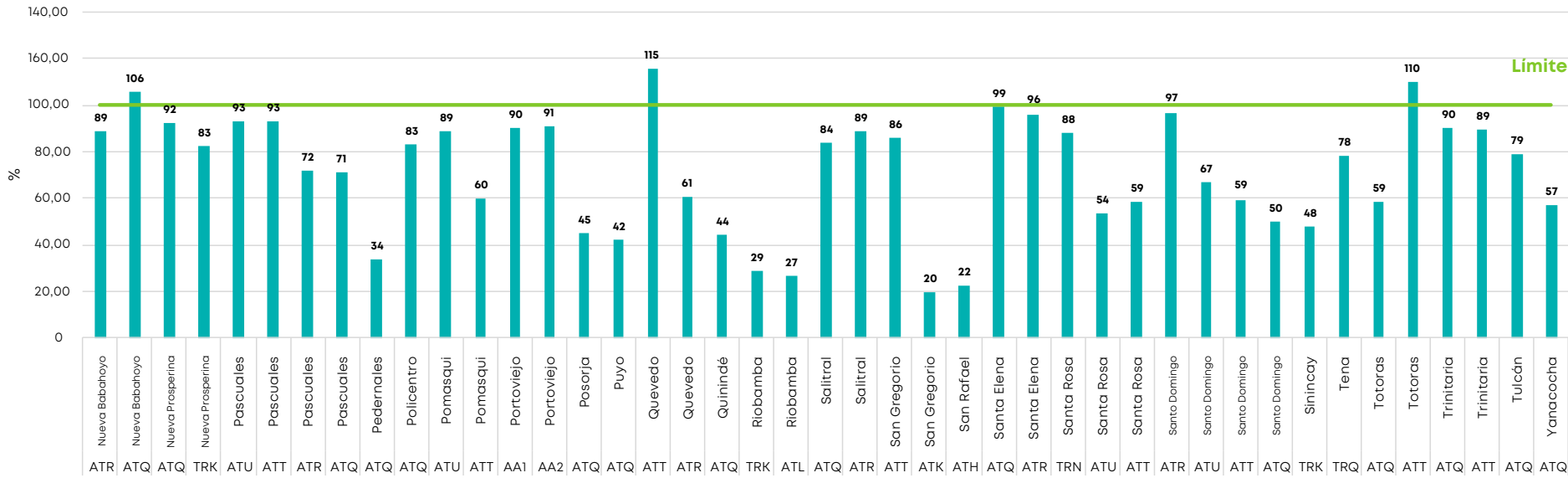


Figura Nro. 109: Nivel de uso de transformadores del SNT (2/2)



En el anexo F.12. se presentan a detalle la demanda máxima y en el anexo F.13., el nivel de uso mensual de los transformadores de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric.

En operación normal no se registraron sobrecargas de líneas de transmisión; sin embargo, se pueden visualizar algunas sobrecargas para líneas de 138 kV que corresponden a eventos transitorios.

Figura Nro. 110: Nivel de uso de líneas de 500 kV

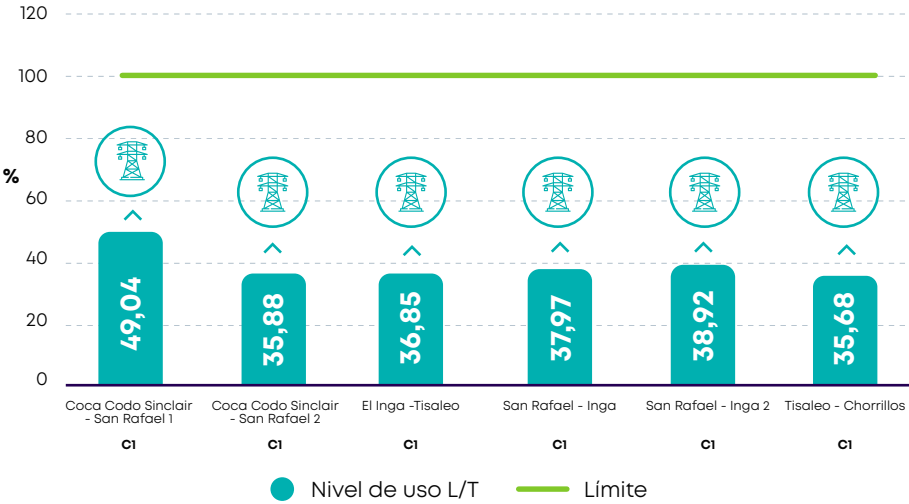


Figura Nro. 111: Nivel de uso de líneas de 230 kV

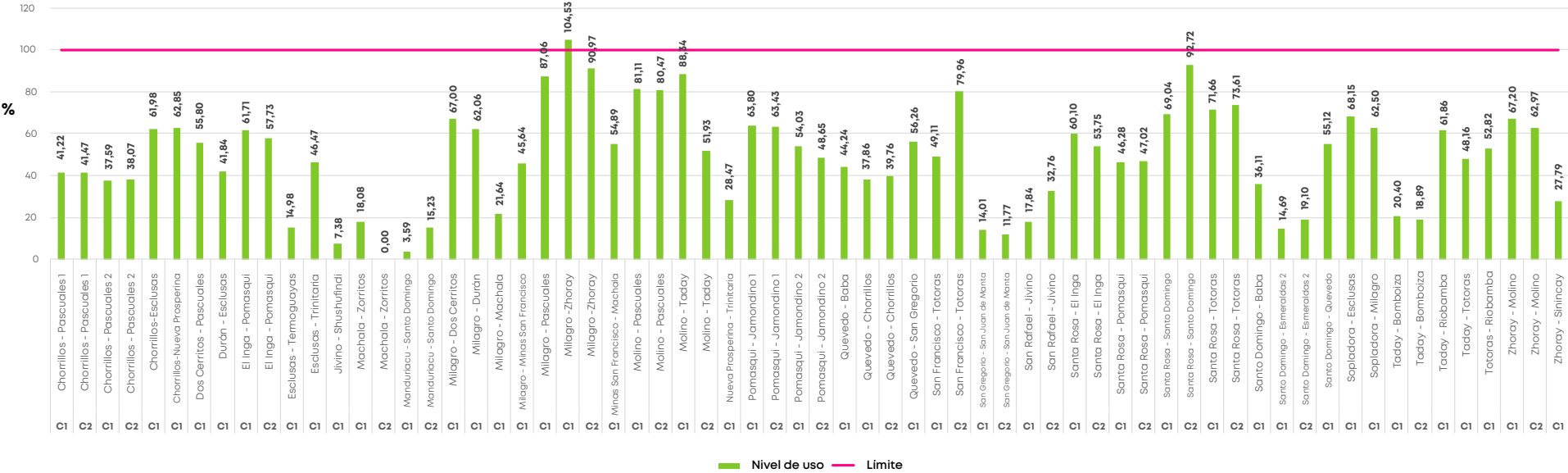
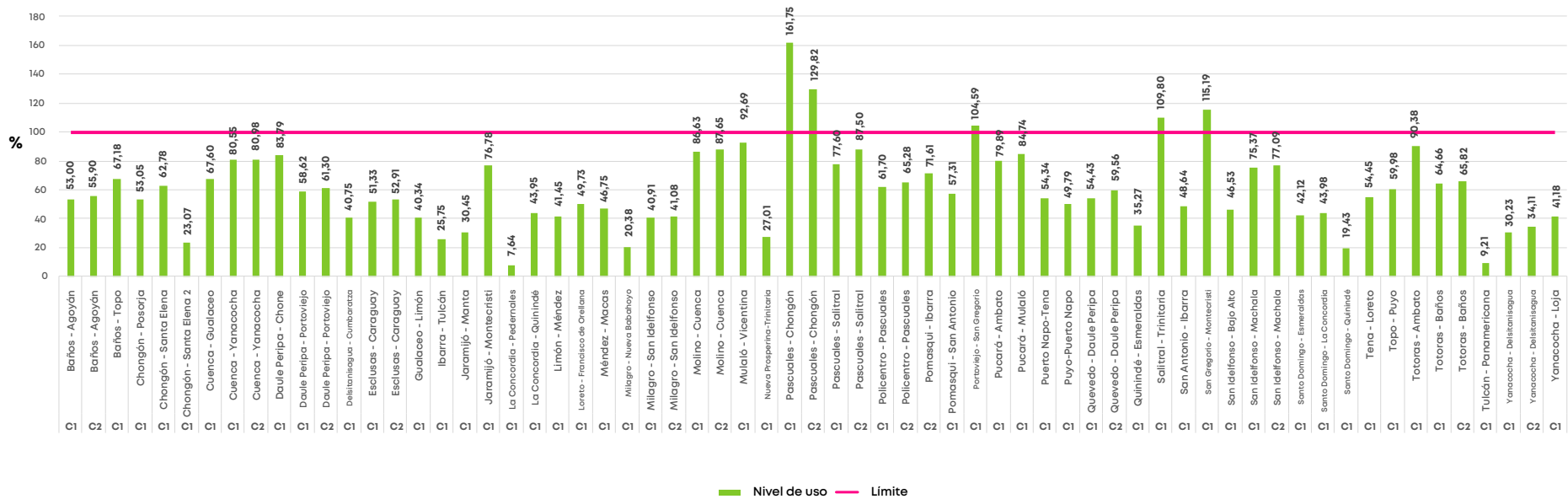


Figura Nro. 112:

Nivel de uso de líneas de 138 kV



En los anexos F.14. al F.16., se presenta el detalle mensual del nivel de uso máximo de líneas de transmisión de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en el 2020.

3.5.2 Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

En la tabla Nro. 100 se presenta el balance multianual de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, así como las pérdidas en el SNT. En el periodo 2011-2020, la energía recibida incrementó de 16.462,55 GWh a 26.979,90 GWh, esto significó un aumento del 63,89 % en los últimos diez años.

Las pérdidas en el sistema nacional de transmisión pasaron de 624,18 GWh, 3,79 % en el 2011 a 895,79 GWh, 3,32 % en el 2020.

Tabla Nro. 100:

Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

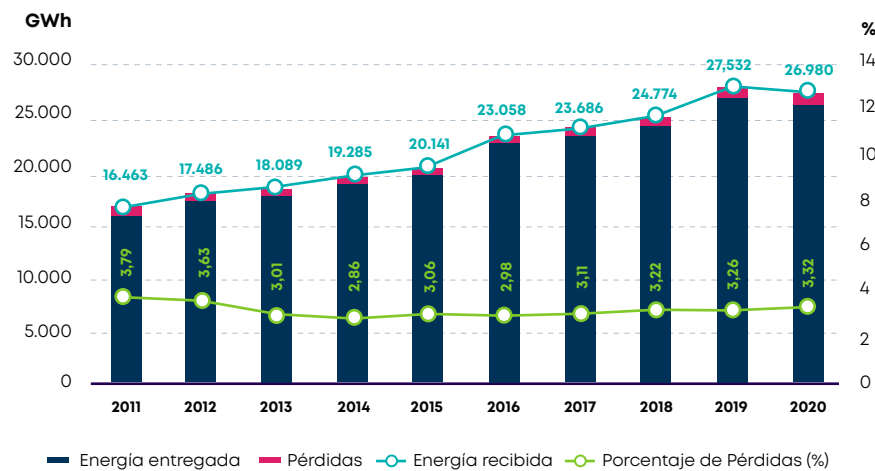
Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de Auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
2011	16.462,55	15.809,23	29,15	624,18	3,79
2012	17.486,28	16.822,04	30,02	634,22	3,63
2013	18.089,07	17.519,34	24,85	544,87	3,01
2014	19.285,45	18.708,93	25,56	550,97	2,86
2015	20.140,84	19.496,29	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
2020	26.979,90	25.975,02	109,09	895,79	3,32

Fuente: CENACE



Figura Nro. 113:

Pérdidas de energía en el SNT



En la tabla Nro. 101 y figura Nro. 114 se presenta el balance del transmisor del 2020; se observa que las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 26.979,90 GWh y entregaron 25.975,02 GWh; se registraron 895,79 GWh de pérdidas totales, que representaron el 3,32 % del total. El porcentaje más alto se registró en enero con un valor de 3,61 %.

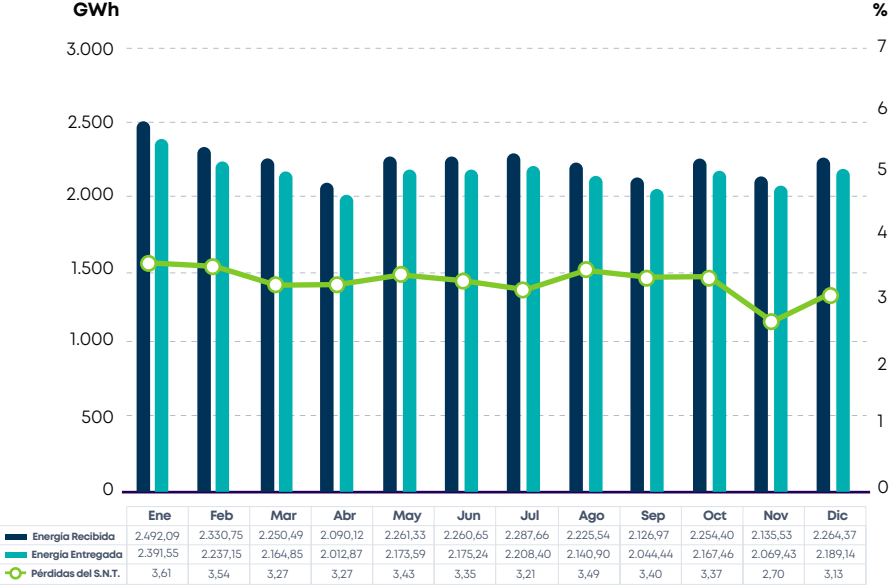
Tabla Nro. 101:

Pérdidas de energía en el SNT

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
Ene	2.492,09	2.391,55	10,58	89,96	3,61
Feb	2.330,75	2.237,15	10,98	82,61	3,54
Mar	2.250,49	2.164,85	12,14	73,50	3,27
Abr	2.090,12	2.012,87	8,88	68,37	3,27
May	2.261,33	2.173,59	10,09	77,65	3,43
Jun	2.260,65	2.175,24	9,66	75,75	3,35
Jul	2.287,66	2.208,40	5,72	73,53	3,21
Ago	2.225,54	2.140,90	6,93	77,71	3,49
Sep	2.126,97	2.044,44	10,30	72,23	3,40
Oct	2.254,40	2.167,46	10,87	76,07	3,37
Nov	2.135,53	2.069,43	8,51	57,58	2,70
Dic	2.264,37	2.189,14	4,41	70,83	3,13
Total	26.979,90	25.975,02	109,09	895,79	3,32

Figura Nro. 114:

Pérdidas de energía en el SNT



3.5.3 Facturación de la CELEC EP - Transelectric

En la tabla Nro. 102 se indican los montos totales facturados por la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric en cada uno de los años del periodo 2011 - 2020. Cabe indicar que en el 2007, las inversiones por concepto de expansión del sistema de transmisión eran cubiertas por el Transmisor, y a partir del 2009 el Estado Ecuatoriano pasa a financiar este concepto, por tal razón únicamente se reportan valores por cargo fijo.

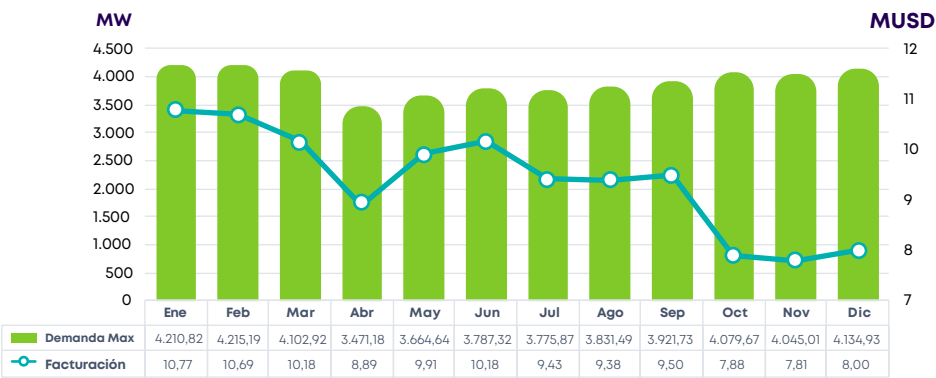
Tabla Nro. 102: Valores facturados por la CELEC EP - Transelectric

Año	Valores facturados por CELEC EP - Transelectric (MUSD)
	Cargo fijo
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
2020	112,61

En 2020, la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric facturó a las empresas distribuidoras, autogeneradoras y clientes no regulados la cantidad de 112,61 MUSD. Este monto fue distribuido entre estos participantes en función de la demanda máxima mensual no coincidente registrada en los puntos de entrega de subestaciones del transmisor.

A continuación se indica, para cada uno de los meses del 2020, la demanda máxima no coincidente en subestaciones de entrega del sistema de transmisión y los valores facturados por los servicios indicados.

Figura Nro. 115: Demanda máxima no coincidente y facturación mensual

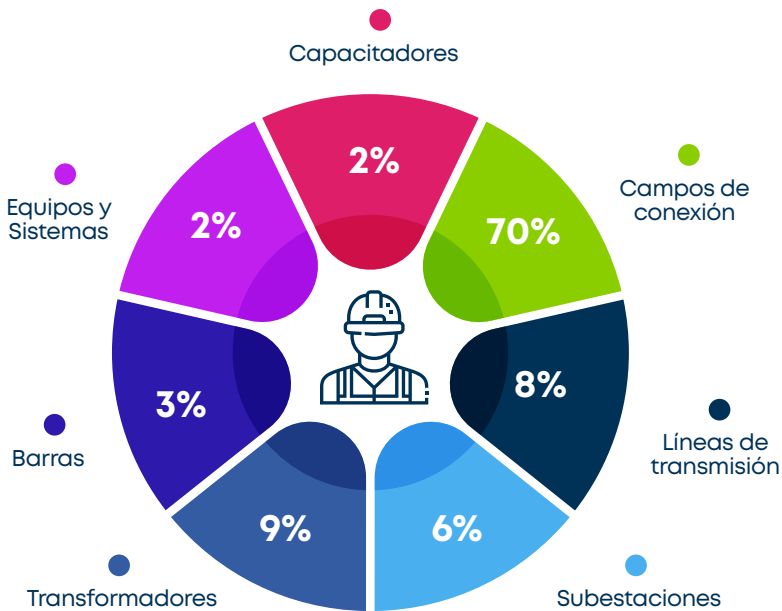


En el anexo F.17., se desglosan los valores mensuales facturados en el 2020 por la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric a cada una de las empresas referidas anteriormente.

3.5.4 Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión

De los 1.820 mantenimientos ejecutados, el 69,89% (1.272) corresponden a campos de conexión, el 8,90% (162) a transformadores, el 8,24% (150) a líneas de transmisión, el 6,10% (111) a subestaciones, el 3,02% (55) a barras, el 2,36% (43) a elementos de compensación, y el 1,48% (27) a equipos y sistemas de transmisión.

Figura Nro. 116: Mantenimientos por empresa y elementos de transmisión





DISTRIBUCIÓN

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CAPÍTULO

04



DISTRIBUCIÓN

DEL SECTOR ELÉCTRICO
ECUATORIANO

4.1 Clientes

La ARCERNNR determina para los clientes regulados un costo por la provisión de dicho servicio, y la aplicación de los mecanismos de cobro a los usuarios del sector eléctrico.

Por otro lado, en el grupo de consumo “Otros” considera clientes como: entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.

A continuación, se presenta el detalle multianual de clientes de las empresas distribuidoras. Como se puede observar en la tabla Nro. 103, al 2020 se registró un total de 5.368.697 clientes, lo que representa un incremento del 28,15 % (1.179.162 clientes) respecto al 2011.

Tabla Nro. 103: Evolución histórica del número de clientes de las empresas distribuidoras

Año	Clientes Regulados					Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	SAPG	Regulados	No Regulados	General
2011	3.675.992	413.904	47.137	52.081	364	4.189.478	57	4.189.535
2012	3.853.176	439.253	48.068	57.802	211	4.398.510	57	4.398.567
2013	4.010.640	445.946	49.204	68.263	308	4.574.361	58	4.574.419
2014	4.117.661	456.055	48.390	72.010	557	4.694.673	57	4.694.730
2015	4.224.115	465.847	46.682	74.014	387	4.811.045	106	4.811.151
2016	4.333.914	470.042	44.567	75.825	504	4.924.852	116	4.924.968
2017	4.468.496	481.571	43.231	77.997	231	5.071.526	164	5.071.690
2018	4.559.192	486.337	42.839	79.210	267	5.167.845	190	5.168.035
2019	4.654.883	495.793	42.058	80.671	-	5.273.405	195	5.273.600
2020	4.751.187	495.079	41.251	80.976	-	5.368.493	204	5.368.697

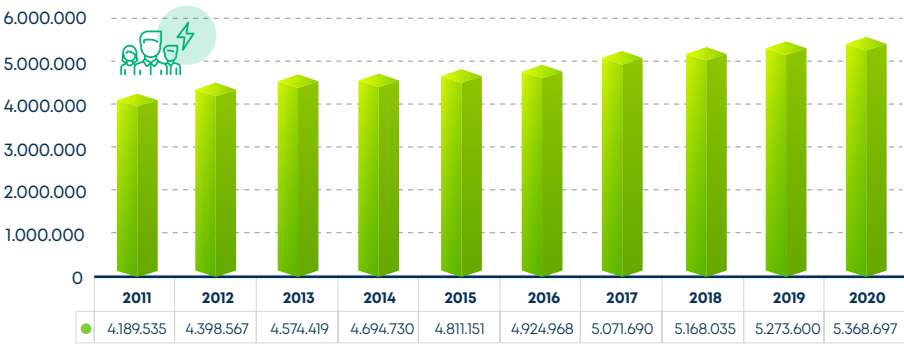


Nota: En la tabla Nro. 103, para 2019-2020 no se contabilizan los clientes regulados a los asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación Nro. ARCONEL 006/20 denominada “Prestación 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 2,60 %; 1,81 %; -1,32 %; y, 4,51 % respectivamente.

En la figura Nro. 117, se aprecia el incremento de clientes regulados y no regulados a nivel nacional en los últimos 10 años.

Figura Nro. 117: Número de clientes totales



Al 2020 el total de clientes finales fue 5.368.697 de los cuales 204 corresponden a clientes no regulados.

La tabla Nro. 104 muestra el detalle del número de clientes regulados y no regulados por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 104: Número de clientes regulados y no regulados de las distribuidoras

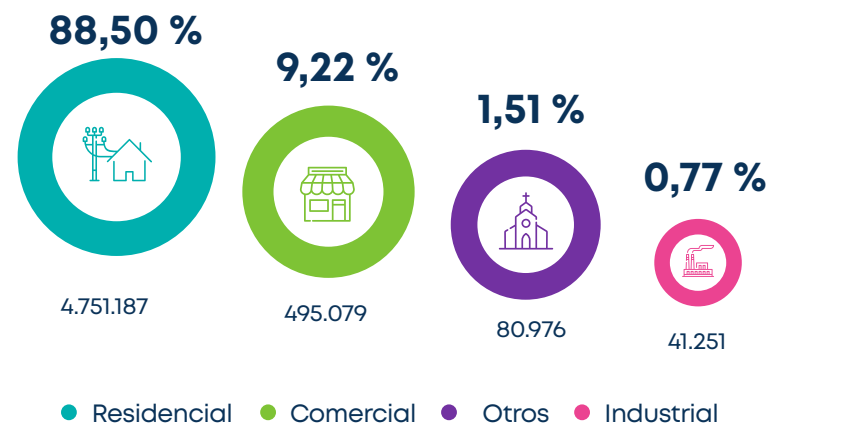
Empresa	Clientes Regulados				Total Regulados	Total No Regulados	Total
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros			
CNEL-Guayaquil	626.476	76.530	2.253	5.013	710.272	43	710.315
CNEL-Guayas Los Rios	327.126	19.937	824	5.717	353.604	22	353.626
CNEL-Manabí	307.844	18.261	644	5.172	331.921	12	331.933
CNEL-EI Oro	236.579	22.311	1.690	3.862	264.442	2	264.444
CNEL-Sto. Domingo	224.542	25.010	274	3.210	253.036	4	253.040
CNEL-Milagro	139.443	12.594	165	1.606	153.808	5	153.813
CNEL-Esmeraldas	119.407	8.525	375	2.510	130.817	3	130.820
CNEL-Los Rios	126.711	7.274	370	1.745	136.100	2	136.102
CNEL-Sta. Elena	115.579	9.716	201	2.251	127.747	4	127.751
CNEL-Sucumbios	85.173	12.089	500	2.474	100.236	1	100.237
CNEL-Bolívar	62.819	3.441	127	1.455	67.842	-	67.842
CNELEP	2.371.699	215.688	7.423	35.015	2.629.825	98	2.629.923
E.E. Quito	1.023.800	136.327	12.743	16.684	1.189.554	77	1.189.631
E.E. Centro Sur	365.697	35.674	5.357	6.469	413.197	9	413.206
E.E. Ambato	245.262	28.064	6.326	5.346	284.998	6	285.004
E.E. Norte	224.418	26.640	2.753	3.819	257.630	6	257.636
E.E. Sur	187.114	18.007	1.363	6.666	213.150	2	213.152
E.E. Riobamba	157.761	18.580	733	3.328	180.402	2	180.404
E.E. Cotopaxi	129.767	11.424	3.849	2.374	147.414	4	147.418
E.E. Azogues	35.307	2.436	516	730	38.989	-	38.989
E.E. Galápagos	10.362	2.239	188	545	13.334	-	13.334
Empresas Eléctricas	2.379.488	279.391	33.828	45.961	2.738.668	106	2.738.774
Total General	4.751.187	495.079	41.251	80.976	5.368.493	204	5.368.697

Nota: En la tabla Nro. 104, para 2019-2020 no se contabiliza como clientes regulados a los suministros asociados con la prestación del SAPG que fueron reportados por las distribuidoras, ver nota de tabla Nro. 103.

De acuerdo a la tabla Nro. 104, a nivel nacional la CNEL EP representó el 48,99 % de los clientes regulados.

En la figura Nro. 118 se aprecia la composición de los clientes regulados por grupo de consumo; donde, el residencial es el más representativo con el 88,50 %, seguido por el comercial con una participación del 9,22 %.

Figura Nro. 118: Número de clientes regulados por grupo de consumo

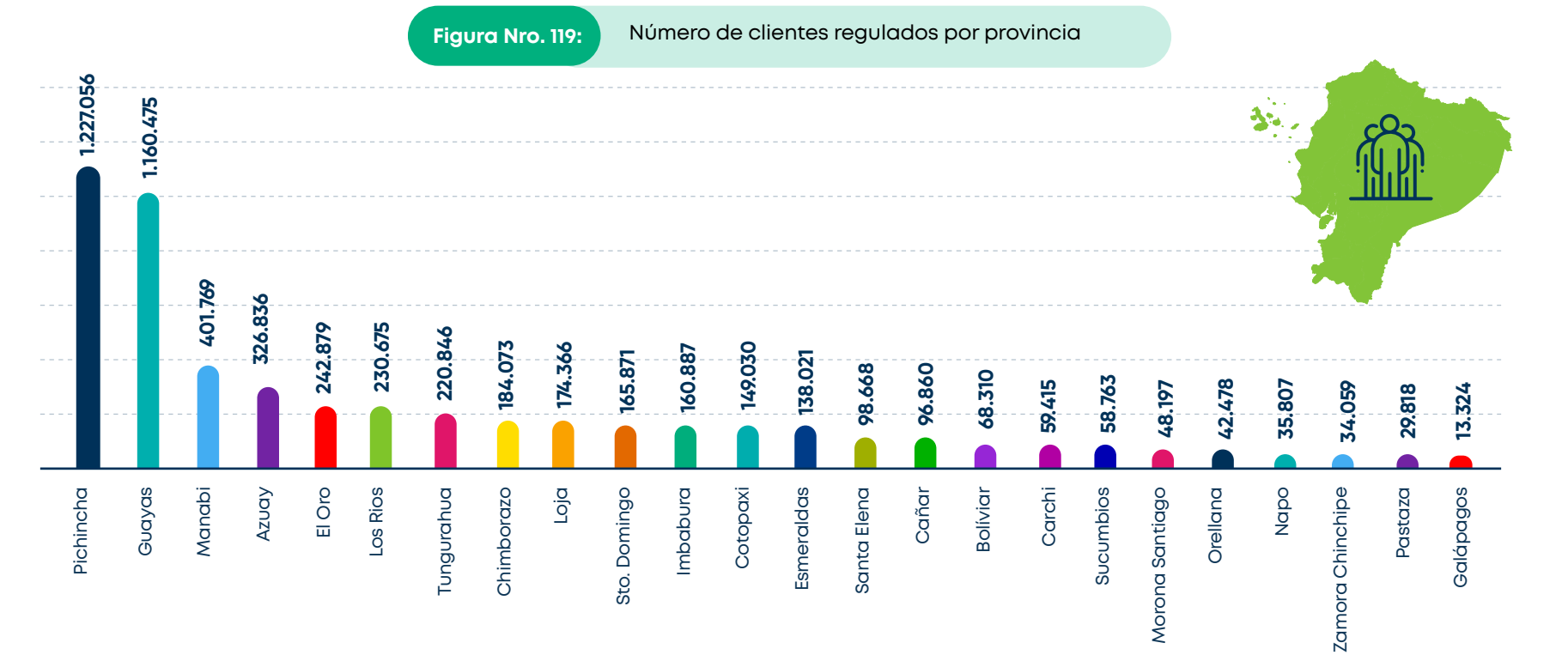


La tabla Nro. 105 presenta el número de clientes regulados desagregados por provincia.

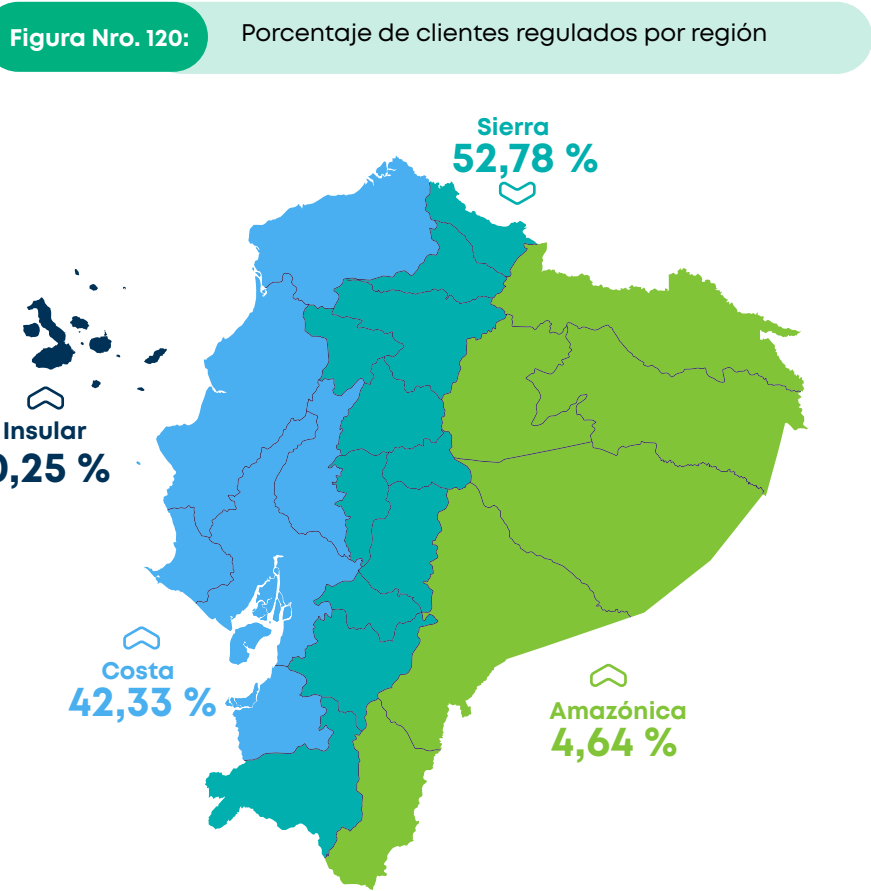
Tabla Nro. 105: Número de clientes regulados por provincia

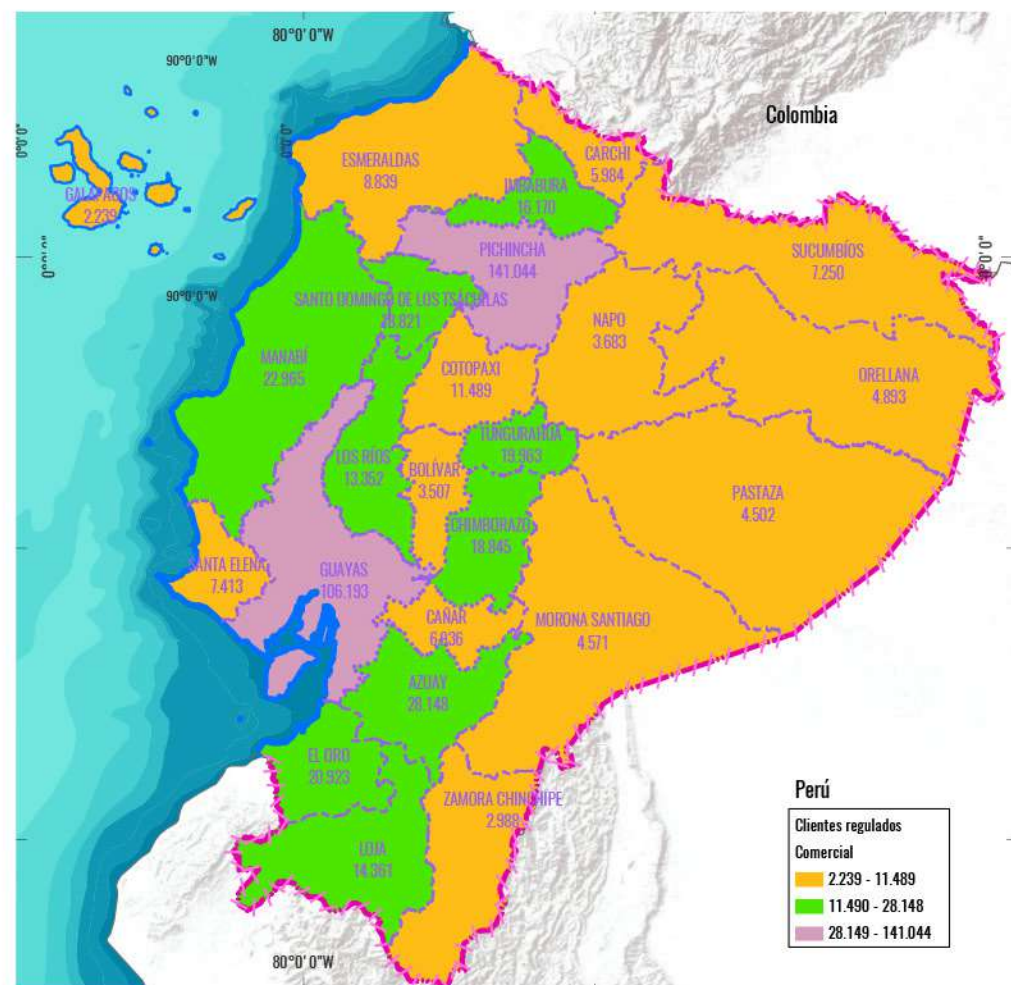
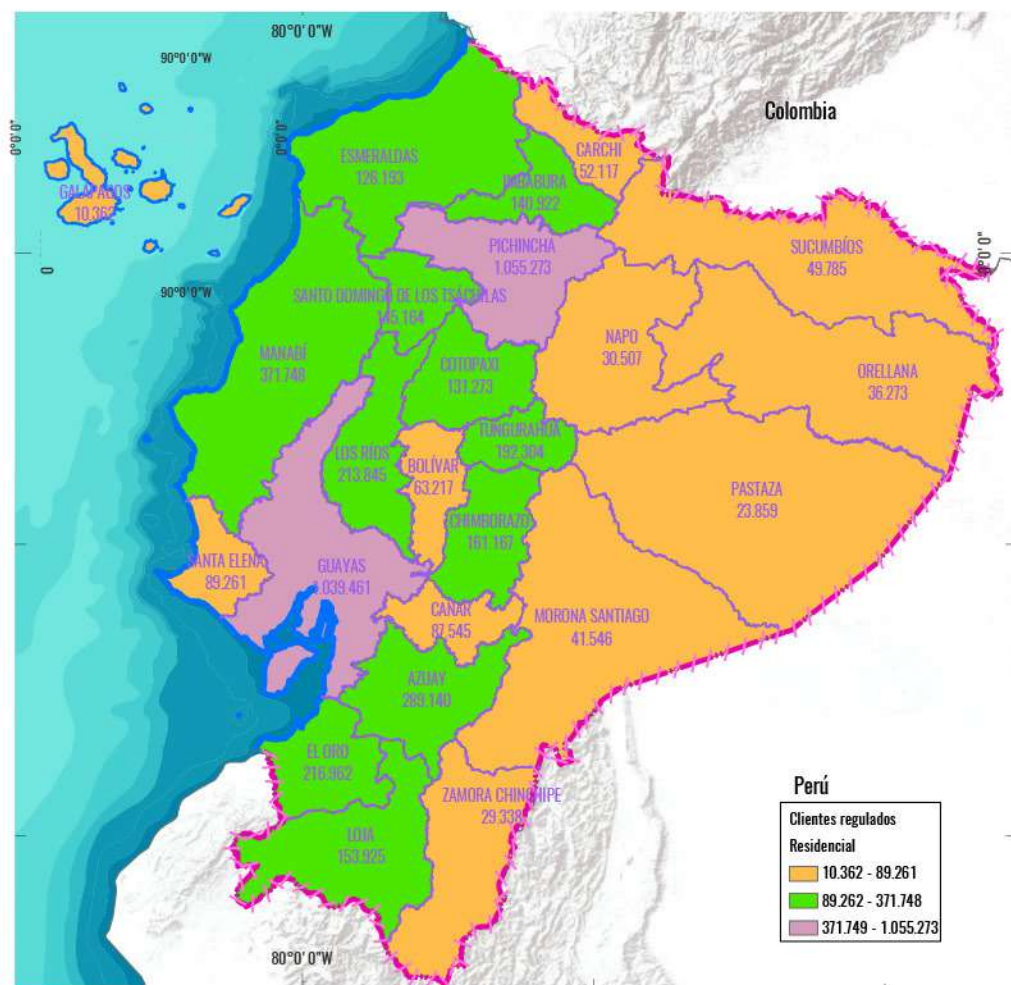
Provincia	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Azuay	289.140	28.148	4.895	4.653	326.836
Bolívar	63.217	3.507	128	1.458	68.310
Cañar	87.545	6.936	865	1.514	96.860
Carchi	52.117	5.984	256	1.058	59.415
Chimborazo	161.167	18.845	729	3.332	184.073
Cotopaxi	131.273	11.489	3.854	2.414	149.030
El Oro	216.962	20.923	1.489	3.505	242.879
Esmeraldas	126.193	8.839	383	2.606	138.021
Galápagos	10.362	2.239	188	545	13.334
Guayas	1.039.461	106.193	3.119	11.702	1.160.475
Imbabura	140.922	16.170	1.670	2.125	160.887
Loja	153.925	14.361	1.027	5.053	174.366
Los Rios	213.845	13.352	544	2.934	230.675
Manabí	371.748	22.965	683	6.373	401.769
Morona Santiago	41.546	4.571	424	1.656	48.197
Napo	30.507	3.683	370	1.247	35.807
Orellana	36.273	4.893	263	1.049	42.478
Pastaza	23.859	4.502	517	940	29.818
Pichincha	1.055.273	141.044	13.503	17.236	1.227.056
Santa Elena	89.261	7.413	168	1.826	98.668
Sto. Domingo De Los Tsáchilas	145.164	18.821	216	1.670	165.871
Sucumbios	49.785	7.250	241	1.487	58.763
Tungurahua	192.304	19.963	5.429	3.150	220.846
Zamora Chinchipe	29.338	2.988	290	1.443	34.059
Total	4.751.187	495.079	41.251	80.976	5.368.493

La figura Nro. 119 muestra la cantidad de clientes regulados por provincia, sobresalen Pichincha y Guayas que abarcan el 44,47 % del total de clientes a nivel nacional.

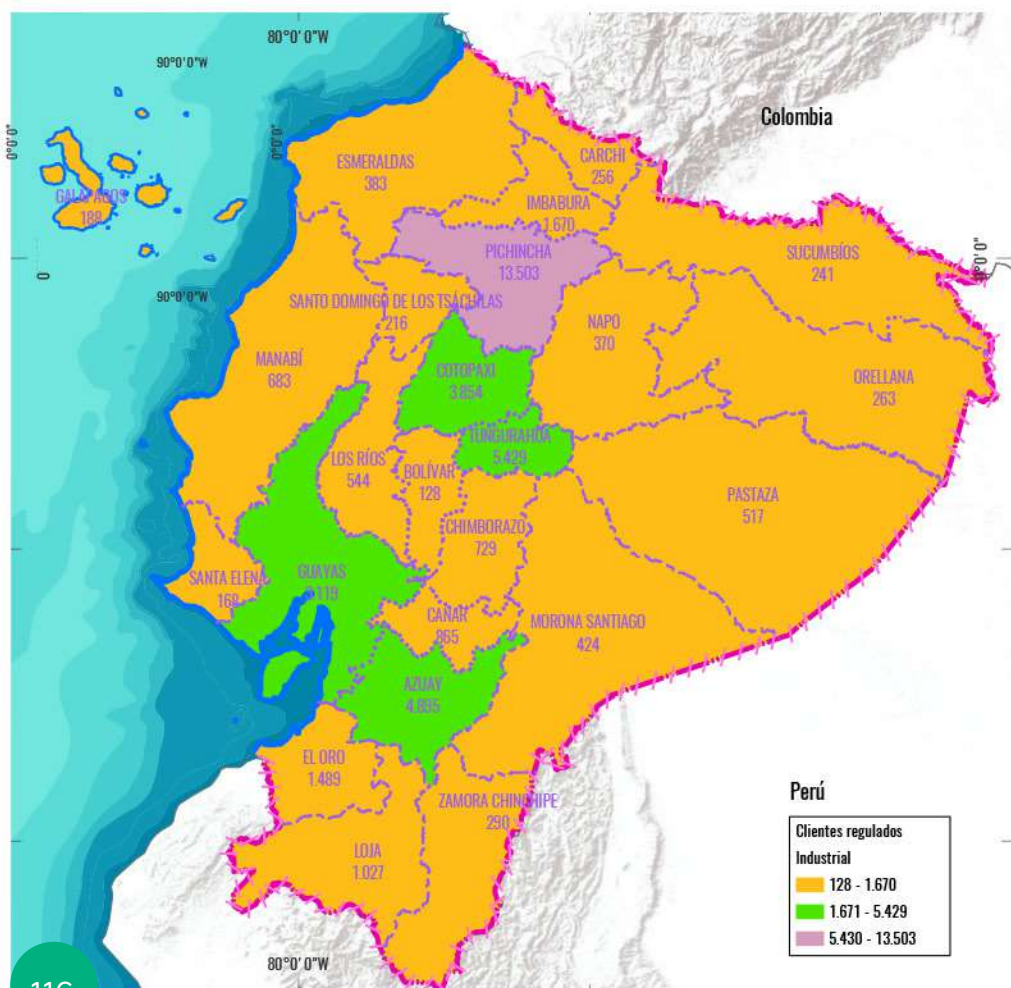


La figura Nro. 120 muestra el porcentaje de clientes regulados por región, según la cual, la mayor cantidad de clientes se encuentra en las regiones Sierra (52,78 %) y Costa (42,33 %).





Mapa Nro. 12: Clientes regulados por grupo de consumo y por provincia



Signos convencionales

	Límite provincial legal
	Límite provincial referencial
	Línea costera administrativa
	Límite político internacional

Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur



Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:14'370.000

Fuente: Cartografía base: IGM, 2013
Cartografía temática: ARCERNR, 2020
Fecha de elaboración: abril, 2021

4.2 Subestaciones de empresas distribuidoras

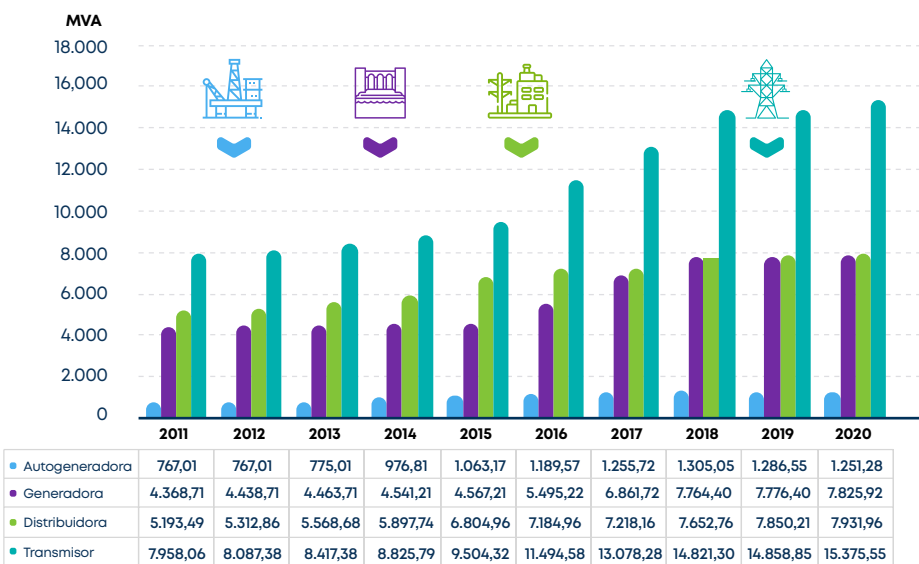
La evolución del número y capacidad instalada de subestaciones de distribución se muestra en la tabla Nro. 106; la misma revela un incremento del 52,73 % en el periodo 2011–2020, respecto a la capacidad máxima.

Tabla Nro. 106: Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras

Año	Número	Capacidad Máxima (MVA)
2011	327	5.193,49
2012	335	5.312,86
2013	347	5.568,68
2014	363	5.897,74
2015	381	6.804,96
2016	380	7.184,96
2017	392	7.218,16
2018	376	7.652,76
2019	377	7.850,21
2020	381	7.931,96

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



A nivel de subtransmisión las empresas distribuidoras registraron 357 subestaciones con una capacidad instalada de 7.931,96 MVA y 24 subestaciones de seccionamiento. El 99,45 % 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. 107: 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-EI Oro	18	26	404,00
	CNEL-Esmeraldas	15	16	233,00
	CNEL-Guayaquil	41	58	1.360,00
	CNEL-Guayas Los Ríos	38	46	750,50
	CNEL-Los Ríos	10	10	164,00
	CNEL-Manabí	30	40	539,65
	CNEL-Milagro	14	16	252,50
	CNEL-Sta. Elena	17	20	255,00
	CNEL-Sto. Domingo	15	20	260,25
	CNEL-Sucumbíos	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	44	59	1.864,00
	E.E. Riobamba	11	12	137,50
	E.E. Sur	21	25	181,35
Total		357	477	7931,96

Tabla Nro. 108:

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	S/E 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	
	Pasocha	46	
	Sur	46	
E.E. Sur	Centro	13,8	4
	San Ramon	22	
	Zumba	22	
	El Empalme	69	
Total			24

4.3 Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras reportaron una longitud total de 5.547,83 km para el 2020, lo que representó en un incremento de 989,83 km (21,72 %) respecto al 2011.

Tabla Nro. 109:

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
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	12,00	8,15	50,72	44,56	211,48	4.454,47	134,87	4.916,25
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	245,29	4.524,59	253,16	5.175,20
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
2020	-	29,86	58,04	67,59	245,37	4.874,01	272,96	5.547,83



Nota: Los 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).

Al 2020, las empresas distribuidoras operaron un total de 5.408,90 km de líneas en simple circuito; y, 138,93 km en doble circuito.

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, 488,02 km, respectivamente.



Tabla Nro. 110:

Detalle de líneas de las distribuidoras

Tipo Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje	Longitud (km)	
Simple Circuito	CNEL-Bolivar	69	195,26	
	CNEL-EI Oro	69	253,16	
	CNEL-Esmeraldas	69	379,85	
	CNEL-Guayaquil	69	277,28	
	CNEL-Guayas Los Rios	69	488,02	
	CNEL-Los Ríos	69	165,20	
	CNEL-Manabi	69	442,03	
	CNEL-Milagro	69	319,50	
	CNEL-Sta. Elena	69	231,69	
	CNEL-Sto. Domingo	69	308,83	
	CNEL-Sucumbios	69	184,60	
	CNELEP		3.245,43	
	E.E. Ambato	69	146,44	
	E.E. Azogues	69	26,88	
	E.E. Centro Sur	69	269,09	
		22	31,58	
	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	
	Empresas Eléctricas		2.163,48	
	Total Simple Circuito			5.408,90
	Doble Circuito	CNEL-EI Oro	69	39,17
		CNEL-Manabi	69	27,66
CNELEP		66,83		
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	
Empresas Eléctricas		72,10		
Total Doble Circuito			138,93	



Nota: Los 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).

4.4 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 106.658,75 km.

Tabla Nro. 111:

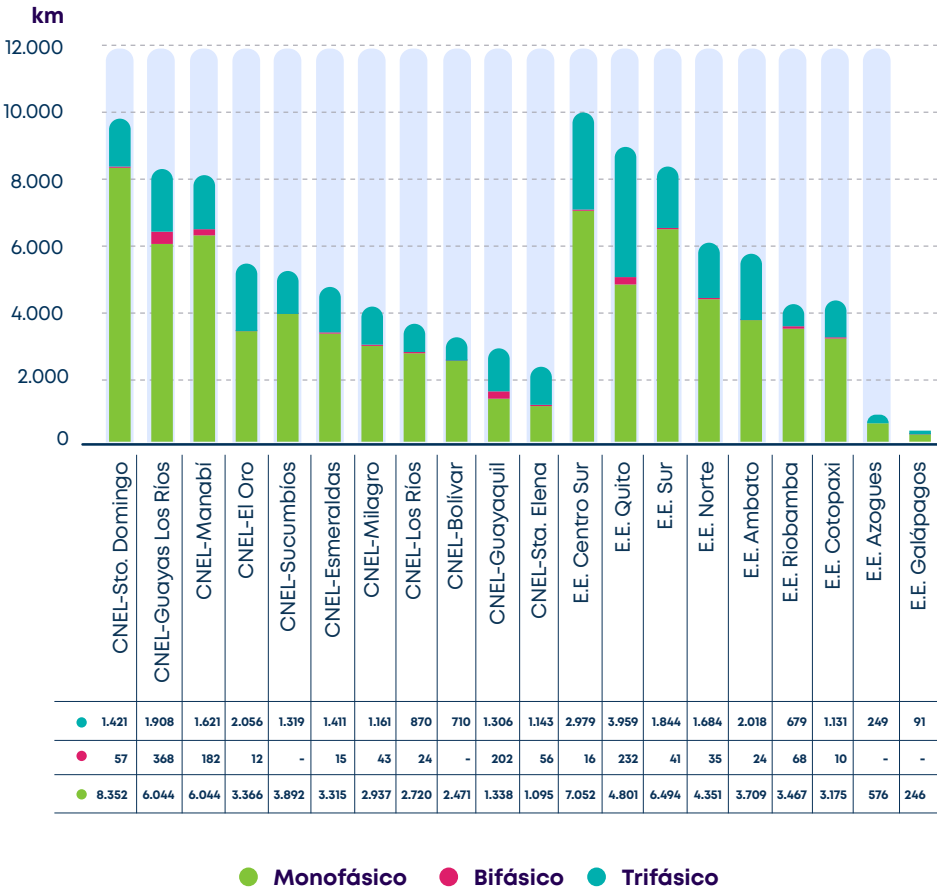
Redes de medio voltaje por distribuidora (1/2)

Empresa	Nivel de Voltaje	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(kV)	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Sto. Domingo	13,8	6.786,05	53,07	1.189,78	8.028,90
	34,5	1.565,67	4,06	231,69	1.801,42
CNEL-Guayas Los Ríos	13,8	6.043,50	368,47	1.908,23	8.320,20
CNEL-Manabí	13,8	6.310,70	182,46	1.621,28	8.114,43
CNEL-EI Oro	13,8	3.365,54	12,12	2.055,79	5.433,45
CNEL-Sucumbios	13,8	3.891,53	0,14	1.318,97	5.210,64
CNEL-Esmeraldas	13,8	3.251,21	14,98	1.362,09	4.628,28
	13,2	63,36	0,06	48,86	112,28
CNEL-Milagro	13,8	2.936,93	43,16	1.160,71	4.140,80
CNEL-Los Ríos	13,8	2.719,57	24,09	869,53	3.613,19
CNEL-Bolívar	13,8	2.470,83	0,29	709,69	3.180,81
CNEL-Guayaquil	13,8	1.338,01	202,23	1.306,30	2.846,54
CNEL-Sta. Elena	13,8	1.019,20	55,68	1.024,75	2.099,63
	13,2	75,66	0,61	118,37	194,64
CNELEP		41.837,75	961,42	14.926,04	57.725,21
E.E. Centro Sur	6,3	-	1,26	54,43	55,69
	13,8	1.090,13	3,11	328,19	1.421,43
	22,0	5.961,91	11,45	2.596,30	8.569,66
E.E. Quito	6,3	-	68,87	798,69	867,56
	13,8	1.338,14	28,74	338,87	1.705,75
	22,8	3.463,11	134,34	2.821,81	6.419,25
E.E. Sur	13,8	4.644,50	40,14	1.279,21	5.963,84
	22,0	1.849,15	1,27	565,05	2.415,47

Tabla Nro. 111: Redes de medio voltaje por distribuidora (2/2)

Empresa	Nivel de Voltaje	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(kV)	(km)	(km)	(km)	(km)
E.E. Norte	13,8	4.350,85	34,61	1.684,31	6.069,77
E.E. Ambato	13,8	3.709,33	24,40	2.018,49	5.752,22
E.E. Riobamba	13,8	3.467,02	68,17	678,93	4.214,12
E.E. Cotopaxi	13,8	3.174,75	10,43	1.130,68	4.315,87
E.E. Azogues	22,0	576,37	-	249,11	825,48
E.E. Galápagos	13,8	246,00	0,25	91,16	337,41
Empresas eléctricas		33.871,26	427,04	14.635,24	48.933,53
Total General		75.709,01	1.388,46	29.561,28	106.658,75

Figura Nro. 122: Longitud de redes de medio voltaje por distribuidora



4.5 Transformadores de distribución

En la tabla Nro. 112 se presenta la cantidad y capacidad de transformadores monofásicos y trifásicos por empresa

Tabla Nro. 112: Número y capacidad de transformadores por distribuidora

Empresa	Monofásico	Trifásico	Total	Monofásico	Trifásico	Total
	(u)	(u)	(u)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
CNEL-Guayaquil	34.30	2.238	36.538	1.817,28	668,46	2.485,74
CNEL-Guayas Los Rios	31.086	1.365	32.451	986,12	281,63	1.267,75
CNEL-Manabi	27.505	1.062	28.567	666,61	160,43	827,04
CNEL-EI Oro	14.873	1.554	16.427	408,80	306,29	715,09
CNEL-Sto. Domingo	22.786	1.171	23.957	356,02	128,45	484,47
CNEL-Sta. Elena	9.054	647	9.701	286,05	130,57	416,62
CNEL-Esmeraldas	9.005	836	9.841	195,42	121,41	316,83
CNEL-Milagro	11.859	537	12.396	264,28	106,53	370,81
CNEL-Los Rios	10.100	434	10.534	278,23	56,31	334,54
CNEL-Sucumbios	8.950	1.095	10.045	156,06	116,12	272,18
CNEL-Bolívar	5.794	258	6.052	71,38	18,86	90,23
CNELEP	185.312	11.197	196.509	5.486,26	2.095,04	7.581,29
E.E. Quito	25.727	16.407	42.134	704,39	2.221,33	2.925,73
E.E. Centro Sur	20.935	4.925	25.860	364,99	471,03	836,01
E.E. Norte	14.967	2.561	17.528	293,05	207,55	500,60
E.E. Ambato	13.648	2.642	16.290	198,33	244,06	442,39
E.E. Sur	17.691	996	18.687	253,83	108,67	362,50
E.E. Riobamba	13.103	902	14.005	202,17	86,58	288,75
E.E. Cotopaxi	8.311	1.567	9.878	132,69	148,89	281,58
E.E. Azogues	1.851	292	2.143	32,71	24,94	57,64
E.E. Galápagos	987	157	1.144	25,81	13,41	39,21
Empresas Eléctricas		117.220	30.449	147.669	2.207,95	3.526,46
Total General		302.532	41.646	344.178	7.694,21	13.315,71

Figura Nro. 123:

Capacidad en transformadores de distribución

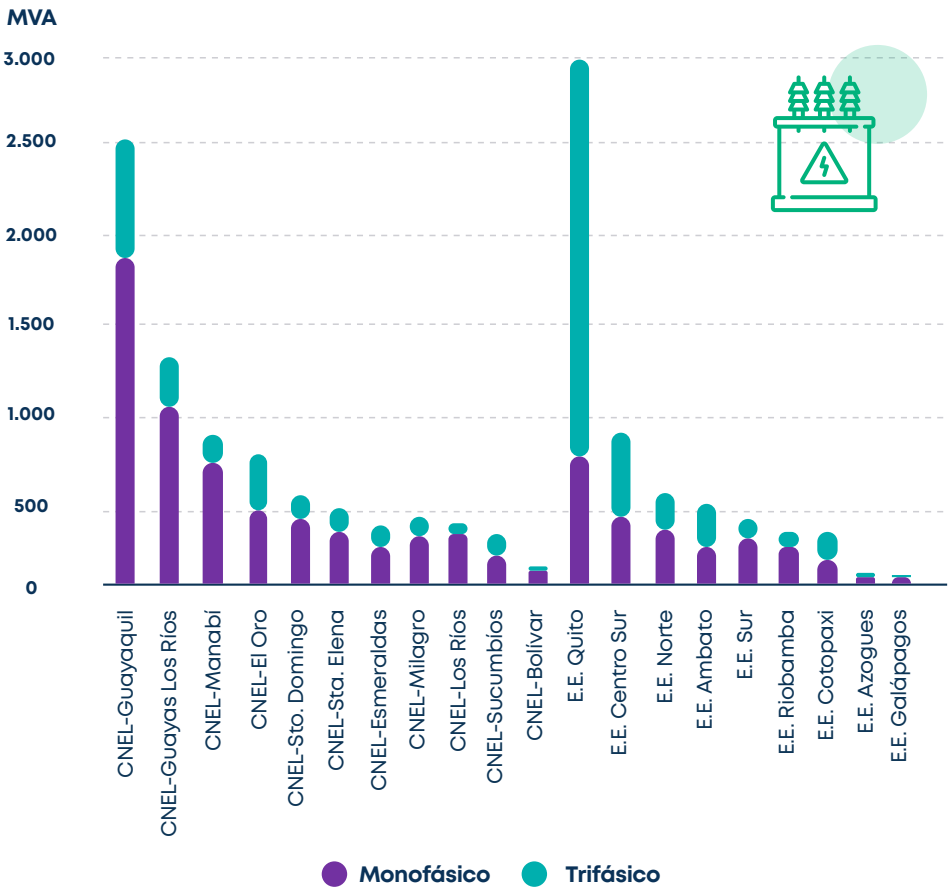


Tabla Nro. 113:

Longitud de redes secundarias por distribuidora

Empresa	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Manabi	6.518,15	10,63	78,66	6.607,44
CNEL-Sto. Domingo	6.116,18	34,73	24,08	6.174,99
CNEL-Guayas Los Ríos	5.515,57	31,07	40,56	5.587,20
CNEL-Guayaquil	4.913,71	282,37	27,03	5.223,11
CNEL-Sucumbios	4.469,62	22,67	117,23	4.609,52
CNEL-El Oro	3.383,84	4,34	6,80	3.394,97
CNEL-Bolívar	3.205,44	14,67	52,09	3.272,19
CNEL-Esmeraldas	2.782,34	23,71	54,44	2.860,48
CNEL-Los Rios	2.088,59	11,19	25,08	2.124,86
CNEL-Sta. Elena	1.778,09	4,42	13,23	1.795,73
CNEL-Milagro	2.096,82	13,77	2,99	2.113,58
CNELEP	42.868,35	453,55	442,17	43.764,08
E.E. Centro Sur	11.268,82	404,39	1.040,68	12.713,89
E.E. Quito	1.486,14	6.861,47	2.267,82	10.615,42
E.E. Ambato	7.036,39	211,47	627,87	7.875,73
E.E. Norte	5.609,67	940,77	290,63	6.841,06
E.E. Cotopaxi	5.436,15	132,78	249,72	5.818,65
E.E. Sur	5.224,65	86,98	123,65	5.435,29
E.E. Riobamba	5.222,06	45,46	41,21	5.308,73
E.E. Azogues	1.361,08	48,71	73,52	1.483,31
E.E. Galápagos	236,68	5,12	19,61	261,41
Empresas Eléctricas	42.881,63	8.737,15	4.734,70	56.353,49
Total General	85.749,99	9.190,70	5.176,88	100.117,56

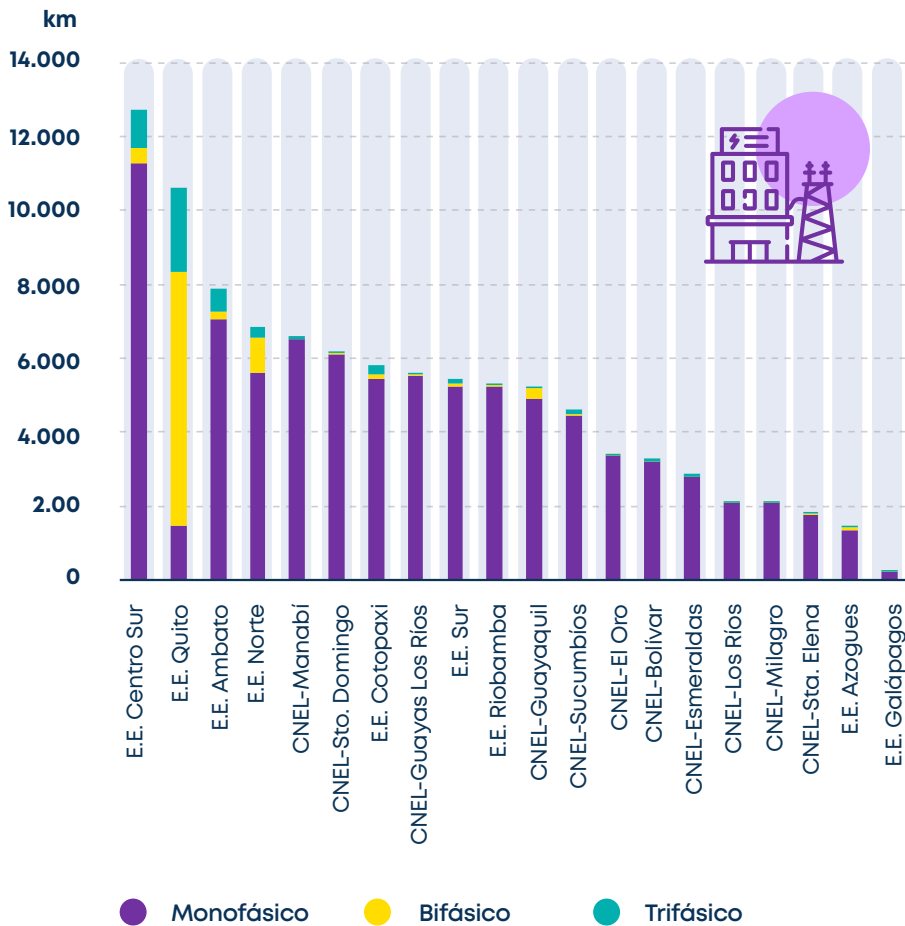
4.6 Redes secundarias

Las redes secundarias se derivan a partir del lado de bajo voltaje del transformador de distribución con configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas. A nivel nacional la longitud de estas alcanzó los 100.117,56 km distribuidas de la siguiente manera: 85.749,99 km de red monofásica, 9.190,70 km de red bifásica y 5.176,88 km de red trifásica.

La tabla Nro. 113 presenta la longitud de las redes secundarias por empresa distribuidora.

Figura Nro. 124:

Longitud de redes secundarias por distribuidora



4.7 Luminarias

Las empresas distribuidoras contaron con un total de 1.704.297 luminarias que corresponden a una potencia instalada de 275.814,40 kW.

La tabla Nro. 114 presenta el número de luminarias y su correspondiente potencia instalada.



Tabla Nro. 114:

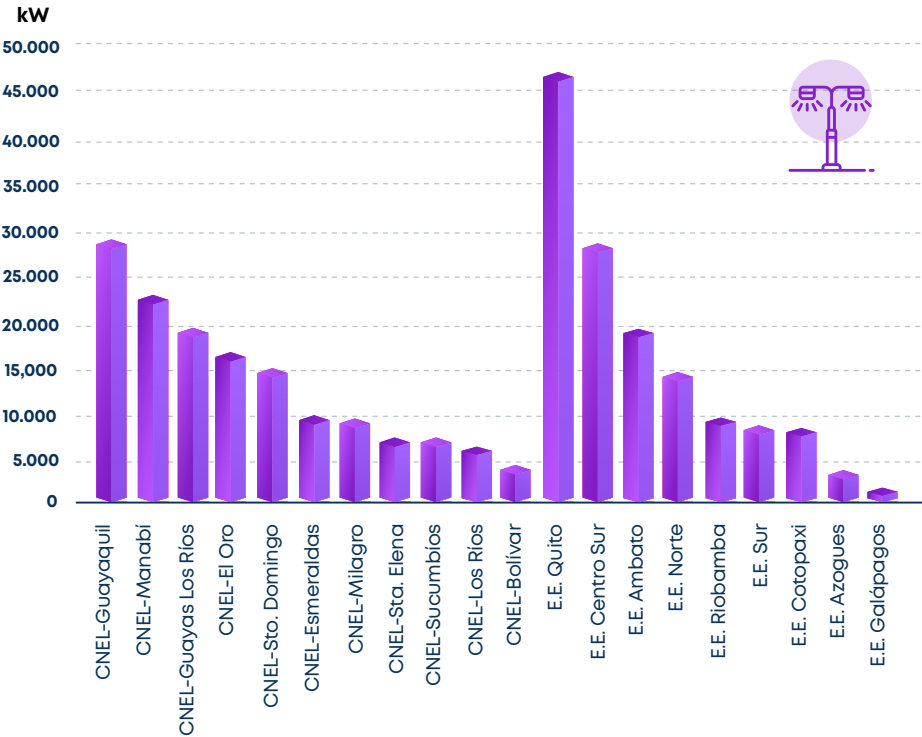
Detalle de luminarias por distribuidora

Empresa	Luminarias	Potencia Instalada
	(u)	(kW)
CNEL-Guayaquil	176.779	28.432,49
CNEL-Manabí	122.584	22.428,58
CNEL-Guayas Los Ríos	100.326	18.673,22
CNEL-EI Oro	89.005	16.080,79
CNEL-Sto. Domingo	82.746	13.997,73
CNEL-Esmeraldas	50.283	8.987,10
CNEL-Milagro	48.566	8.769,81
CNEL-Sta. Elena	40.545	6.657,97
CNEL-Sucumbios	49.862	6.516,14
CNEL-Los Ríos	32.656	6.042,85
CNEL-Bolívar	21.745	3.499,50
CNELEP	815.097	140.086,17
E.E. Quito	287.150	46.502,58
E.E. Centro Sur	155.865	28.083,29
E.E. Ambato	129.546	18.454,06
E.E. Norte	107.317	14.427,60
E.E. Riobamba	65.006	8.376,45
E.E. Sur	66.998	8.198,32
E.E. Cotopaxi	53.447	8.008,67
E.E. Azogues	17.727	2.987,74
E.E. Galápagos	6.144	689,53
Empresas Eléctricas	889.200	135.728,23
Total General	1.704.297	275.814,40

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

Figura Nro. 125:

Potencia instalada de luminarias por distribuidora



4.8 Medidores

En 2020, del número total de clientes regulados (5.368.493), el 99,87 % (5.361.621) cuentan con medidores; la diferencia (6.872) corresponden a clientes sin medidor, perteneciendo a esta categoría: los eventuales, sistemas aislados servidos mediante paneles fotovoltaicos, consumos asociados con las empresas distribuidoras, entre otros.

En la tabla Nro. 115 se presenta el número total de medidores por empresa distribuidora.



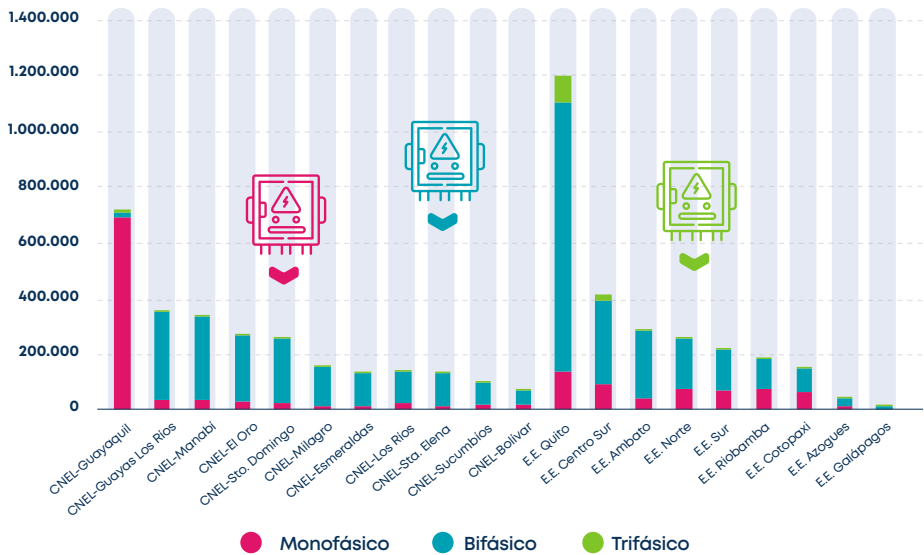
Tabla Nro. 115:

Cantidad de medidores por distribuidora

Empresa	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total Medidores
	(u)	(u)	(u)	(u)
CNEL-Guayaquil	686.037	15.901	8.312	710.250
CNEL-Guayas Los Rios	34.812	314.958	3.444	353.214
CNEL-Manabí	33.331	296.567	2.015	331.913
CNEL-El Oro	26.011	236.355	1.934	264.300
CNEL-Sto. Domingo	21.088	230.599	1.345	253.032
CNEL-Milagro	11.914	141.146	732	153.792
CNEL-Esmeraldas	13.395	115.419	780	129.594
CNEL-Los Rios	23.092	112.324	680	136.096
CNEL-Sta. Elena	10.425	115.659	1.249	127.333
CNEL-Sucumbios	15.665	81.813	2.669	100.147
CNEL-Bolivar	18.420	48.935	488	67.843
CNELEP	894.190	1.709.676	23.648	2.627.514
E.E. Quito	134.576	955.704	98.871	1.189.151
E.E. Centro Sur	89.109	299.106	21.640	409.855
E.E. Ambato	40.407	238.478	6.114	284.999
E.E. Norte	71.431	182.216	3.560	257.207
E.E. Sur	66.804	144.662	1.579	213.045
E.E. Riobamba	73.977	105.431	994	180.402
E.E. Cotopaxi	60.531	84.867	1.790	147.188
E.E. Azogues	10.113	28.050	711	38.874
E.E. Galápagos	237	12.963	186	13.386
Empresas Eléctricas	547.185	2.051.477	135.445	2.734.107
Total General	1.441.375	3.761.153	159.093	5.361.621

Figura Nro. 126:

Número de medidores



Al 2020, del total de medidores instalados 144.911, son medidores inteligentes (AMI), estos entre otras funcionalidades permiten realizar mediciones remotas y en tiempo real de consumos de energía y demanda.

Tabla Nro. 116:

Medidores AMI

Unidad de Negocio	Cantón	Medidores AMI Instalados				
		Residenciales	Comerciales	Industriales	Otros	Totales
CNEI-EI Oro	Machala	4.826	452	9	135	5.422
CNEI-Guayaquil	Guayaquil	65.277	23.784	1.376	22.937	113.374
CNEI-Guayas Los Rios	Daule	4.035	10	-	270	4.315
CNEI-Manabí	Manta	6.559	754	13	352	7.678
	Portoviejo	12.210	1.287	26	476	13.999
CNEI-Sto. Domingo	Jama	86	31	-	6	123
Total CNEI EP		92.993	26.318	1.424	24.176	144.911



Fuente: CNEI EP Matriz

Nota: En el grupo de consumos Otros se incluye las demás tarifas como entidades públicas, bombeo de agua, iluminación, controladores de circuitos, entre otros.

4.9 Acometidas

Al 2020, las empresas distribuidoras registraron un total de 4.150.062 acometidas, entre monofásicas, bifásicas y trifásicas, las cuales poseen un total de 81.891,65 km. La tabla Nro. 117 muestra información de acometidas por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 117:

Detalle de acometidas de las distribuidoras

Empresa	Monofásicas	Bifásicas	Trifásicas	Monofásicas	Bifásicas	Trifásicas
	(u)	(u)	(u)	(km)	(km)	(km)
CNEI-Bolivar	59.707	5.852	42	1.372,83	87,20	0,46
CNEI-EI Oro	235.303	418	1.287	4.378,06	15,69	16,02
CNEI-Esmeraldas	119.638	4.297	507	2.575,52	52,34	7,08
CNEI-Guayaquil	516.497	10.434	3.721	5.804,65	120,09	23,18
CNEI-Guayas Los Rios	325.858	1.739	1.449	7.719,56	25,09	16,64
CNEI-Los Rios	127.156	215	609	3.229,96	2,62	6,50
CNEI-Manabí	302.839	310	3.205	5.484,84	4,39	42,25
CNEI-Milagro	147.599	106	333	3.317,40	1,45	2,97
CNEI-Sta. Elena	116.499	385	481	1.919,26	6,62	4,67
CNEI-Sto. Domingo	191.025	1.403	912	4.777,14	17,68	12,06
CNEI-Sucumbios	83.044	5.468	585	1.663,17	85,52	7,64
CNEI EP	2.225.165	30.627	13.131	42.242,41	418,69	139,48
E.E. Ambato	189.642	32.267	10.996	3.569,34	487,73	140,82
E.E. Azogues	28.182	4.419	1.397	749,74	90,61	25,38
E.E. Centro Sur	251.471	42.366	32.798	5.319,30	560,95	383,61
E.E. Cotopaxi	129.247	18.870	1.620	3.239,61	220,58	15,60
E.E. Galápagos	7.997	937	200	96,26	10,55	1,96
E.E. Norte	43.030	153.073	2.723	1.339,30	2.837,83	42,89
E.E. Quito	224.512	306.636	74.241	4.110,15	5.181,08	1.152,96
E.E. Riobamba	146.159	3.052	1.144	3.115,89	44,44	17,08
E.E. Sur	166.400	3.040	4.720	6.228,64	49,28	59,49
Empresas Eléctricas	1.186.640	564.660	129.839	27.768,23	9.483,05	1.839,79
Total General	3.411.805	595.287	142.970	70.010,64	9.901,74	1.979,26

4.10 Personal empresas de distribución

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.

Tabla Nro. 118: Cantidad de personal de las distribuidoras

Empresa	Cantidad de Personal
CNEL-Guayaquil	1.441
CNEL-Guayas Los Ríos	736
CNEL-Manabí	705
CNEL-EI Oro	531
CNEL-Sto. Domingo	454
CNEL-Sta. Elena	415
CNEL-Esmeraldas	360
CNEL-Sucumbios	366
CNEL-Los Ríos	309
CNEL-Milagro	323
CNEL-Bolívar	290
CNELEP	5.930
E.E. Quito	1.939
E.E. Centro Sur	589
E.E. Norte	554
E.E. Riobamba	495
E.E. Sur	508
E.E. Cotopaxi	383
E.E. Ambato	359
E.E. Galápagos	216
E.E. Azogues	140
Empresas Eléctricas	5.183
Total General	11.113

4.11 Movilidad eléctrica

Dentro del Pliego Tarifario, se establecen tarifas para vehículos eléctricos y para las estaciones de carga rápida. En este sentido, con base a la información reportada por las empresas distribuidoras en el SISDAT, a continuación, se presenta la información del número de clientes con tarifa de vehículos eléctricos y estaciones de carga rápida.

Tabla Nro. 119: Número de clientes con tarifa para vehículos eléctricos y estaciones de carga rápida, periodo 2016-2020

Año (*)	Vehículos Eléctricos	Estaciones de Carga Rápida
2016	7	-
2017	105	-
2018	227	1
2019	279	2
2020	281	2



(*) En el SISDAT se registran clientes con tarifa para vehículos eléctricos desde el 2016, y con tarifa de estaciones de carga rápida desde el 2018.

En la tabla Nro. 120 se presenta el detalle histórico del número de clientes con tarifa para vehículos eléctricos por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 120: Número de clientes con tarifa para vehículos eléctricos, periodo 2018-2020

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020
CNEL-Guayaquil	-	-	-	2	4
CNEL-EI Oro	-	1	1	1	1
CNEL-Guayas Los Ríos	-	-	-	-	1
E.E. Galápagos	-	41	159	206	202
E.E. Sur	-	46	49	49	49
E.E. Quito	7	17	18	21	23
E.E. Ambato	-	-	-	-	1
Total	7	105	227	279	281

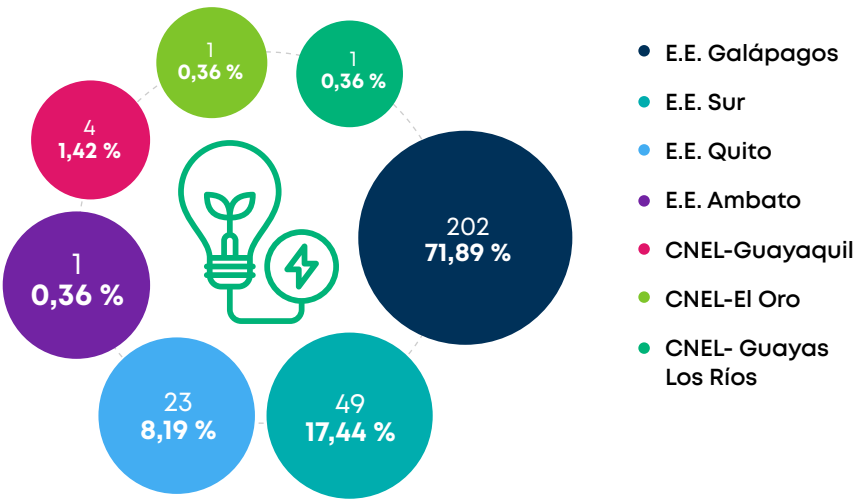
En la tabla Nro. 121 se presenta el detalle histórico del número de clientes con tarifa para estaciones de carga rápida por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 121: Número de clientes con tarifa para estaciones de carga rápida, periodo 2018-2020

Empresa	2018	2019	2020
E.E. Sur	1	1	1
E.E. Ambato	-	1	1
Total	1	2	2

Con respecto al 2020, del total de clientes con tarifa para vehículos eléctricos (281), la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A. cuenta con el 71,89 % de clientes (202); mientras que la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. cuenta con el 17,44 % (49 clientes); y, la Empresa Eléctrica Quito registra el 8,19 % (23 clientes).

Figura Nro. 127: Porcentaje de participación de las distribuidoras, clientes con tarifa para vehículos eléctricos, 2020



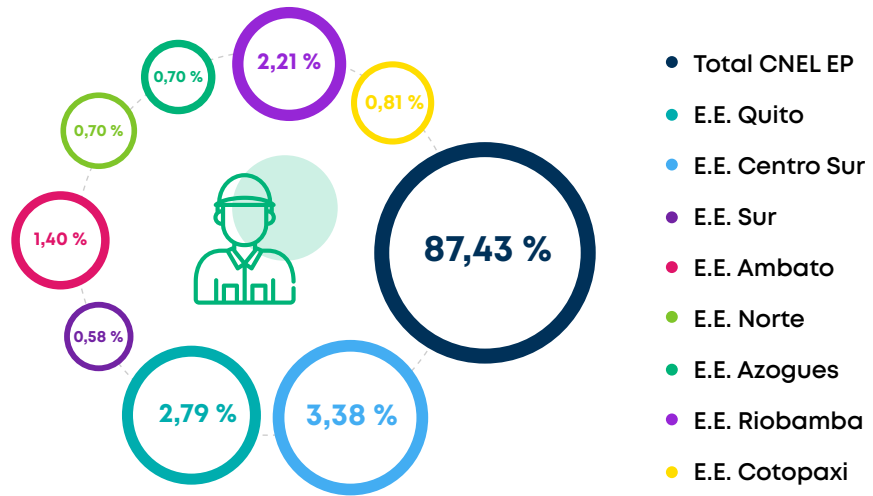
En lo relacionado a los clientes con tarifa para estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos, en 2020, solo las Empresas Eléctricas Sur y Ambato cuentan con este tipo de clientes, con 1 cliente cada una.

4.12 Información operativa de distribución

4.12.1 Mantenimientos por empresa distribuidora

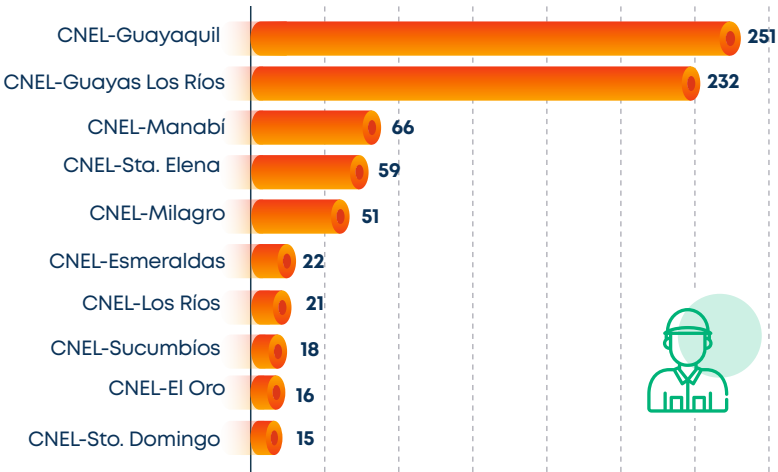
En las empresas de distribución se ejecutaron un total de 859 mantenimientos, el 87,43 % (751) corresponden a las Unidades de Negocio de CNEL EP y el 12,57 % a otros participantes del sector eléctrico, esta información se presenta en la Figura Nro. 128

Figura Nro. 128: Porcentaje de mantenimientos por empresa distribuidora



En la figura Nro. 129 se observa que en la Unidad de Negocio Guayaquil de CNEL EP, se registra el mayor número de mantenimientos: 33,4 % (251).

Figura Nro. 129: Mantenimientos por cada Unidad de Negocio de CNEL EP



4.13 Compra de energía eléctrica de las distribuidoras

Las empresas distribuidoras, en proporción a su demanda, reciben la energía según los contratos liquidados por el Operador Nacional de Electricidad, CENACE.

4.13.1 Energía comprada y valores económicos

La energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2020 fue 22.977,95 GWh. Esto representó un aumento de 5.597,42 GWh con respecto al 2011, es decir, un incremento de 32,21 %.

En la tabla Nro. 122 se presenta en detalle la energía comprada y el valor económico de la misma en el periodo 2011-2020.

Tabla Nro. 122: Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, periodo 2011-2020

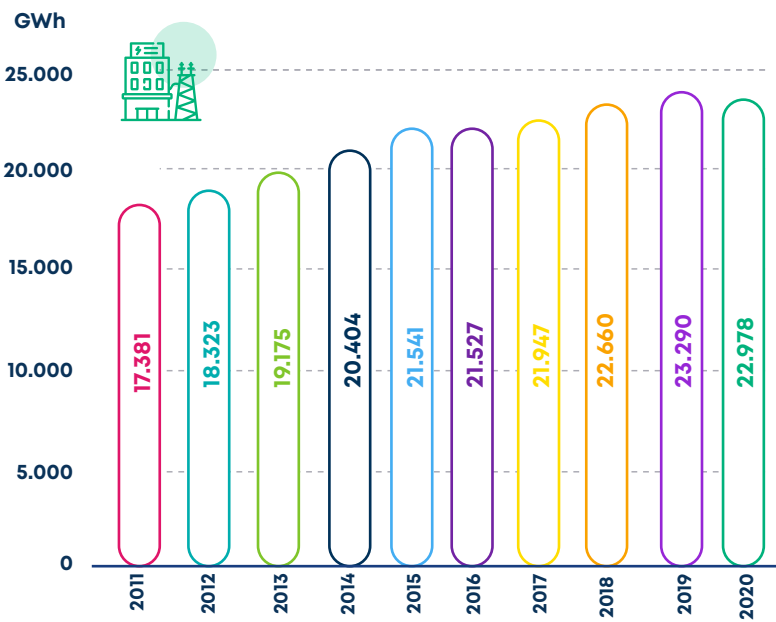
Año	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
2011	17.380,53	705,61	116,97	67,23	889,82
2012	18.323,11	689,81	110,52	62,85	863,18
2013	19.174,93	788,71	170,68	71,43	1.030,81
2014	20.404,36	821,25	208,22	71,36	1.100,84
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
2020	22.977,95	512,57	173,30	96,77	782,63

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 monto por concepto de energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2020 fue 782,63 MUSD, con una variación negativa del 12,05 % respecto del monto registrado en el 2011 (889,82 MUSD).

Figura Nro. 130:

Energía comprada por las empresas distribuidoras, periodo 2011-2020



La tabla Nro. 123 presenta la energía comprada por empresa distribuidora con sus respectivos valores en millones de dólares; y, los valores correspondientes a servicios y transporte de energía en el SNT correspondientes al 2020.



Tabla Nro. 123

Energía comprada por empresa distribuidora,
2020

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
CNEL-Guayaquil	5.199,47	117,92	40,58	22,66	181,16
CNEL-Guayas Los Rios	2.465,53	55,95	19,08	10,38	85,41
CNEL-Manabi	1.907,98	42,28	15,55	8,02	65,84
CNEL-El Oro	1.333,59	30,24	10,39	5,40	46,03
CNEL-Milagro	949,25	21,52	7,46	4,37	33,35
CNEL-Sto. Domingo	790,94	18,97	5,63	3,09	27,68
CNEL-Sucumbios	783,40	17,73	6,12	3,21	27,06
CNEL-Sta. Elena	782,49	17,74	6,09	3,20	27,04
CNEL-Esmeraldas	615,55	13,96	4,80	2,60	21,37
CNEL-Los Rios	495,52	11,24	3,87	2,18	17,30
CNEL-Bolívar	96,92	2,20	0,69	0,46	3,35
CNEL EP	15.420,64	349,76	120,27	65,56	535,59
E.E. Quito	3.808,73	96,89	35,71	17,01	149,61
E.E. Centro Sur	1.108,32	17,78	3,43	4,31	25,52
E.E. Ambato	693,26	9,67	2,68	2,06	14,41
E.E. Norte	632,27	14,75	2,66	2,81	20,22
E.E. Cotopaxi	512,43	10,58	2,82	2,42	15,82
E.E. Sur	380,83	9,65	4,71	1,88	16,23
E.E. Riobamba	348,88	3,31	0,92	0,68	4,92
E.E. Azogues	72,59	0,17	0,10	0,04	0,30
Empresas Eléctricas	7.557,31	162,80	53,03	31,21	247,04
Total General	22.977,95	512,57	173,30	96,77	782,63

Del total de la energía comprada por las empresas distribuidoras (22.977,95 GWh); el 67,11 % fue adquirida en 535,59 MUSD por las Unidades de Negocio de CNEL EP; y, el 32,89 % en 247,04 MUSD por las empresas eléctricas.

Figura Nro. 131:

Energía comprada por empresa distribuidora,
2020 (GWh)

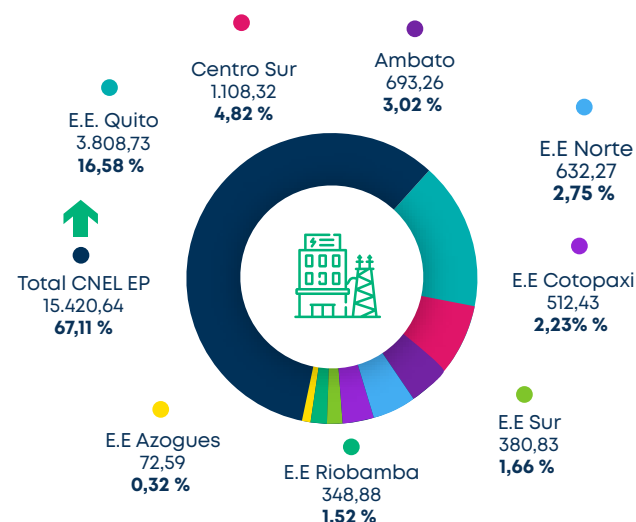
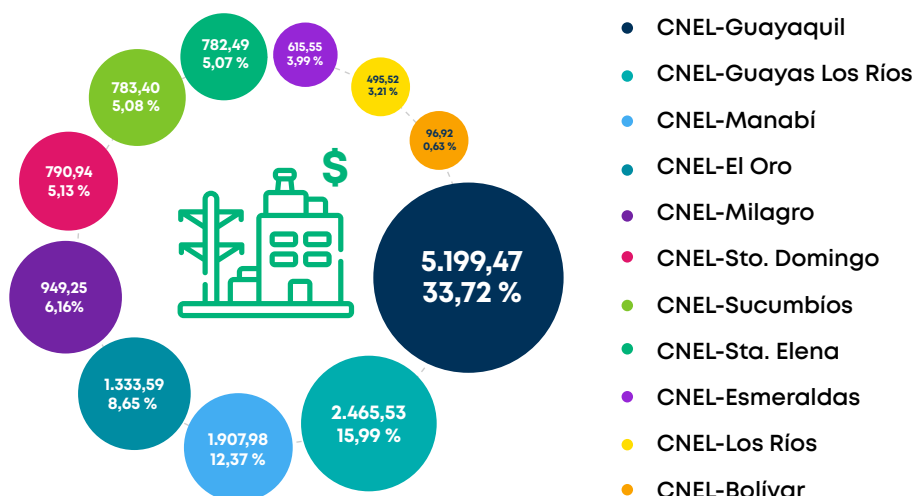


Figura Nro. 132:

Energía comprada por Unidad de Negocio de
CNEL EP, 2020 (GWh)



4.13.2 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, pero forma parte de la energía disponible por cada sistema de distribución.

En la tabla Nro. 124 se observa la evolución que ha tenido la energía disponible en el periodo 2011-2020.

Tabla Nro. 124

Energía disponible en el sistema de distribución, periodo 2011-2020

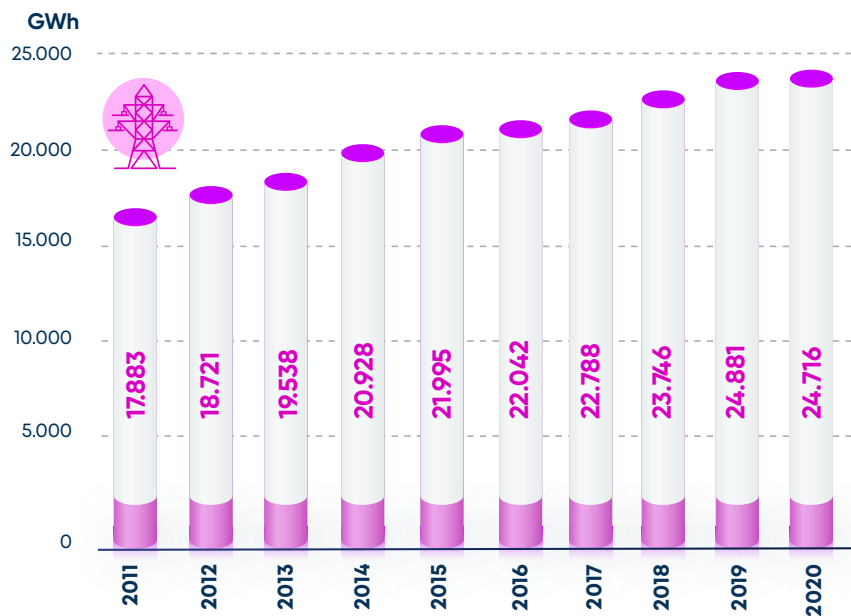
Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CNEL-Guayaquil	4.850,38	5.000,26	5.150,22	5.491,03	5.700,38	5.571,67	5.531,36	5.496,11	5.746,01	5.576,04
CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	1.590,19	1.708,56	1.883,93	2.042,83	2.141,23	2.194,70	2.359,75	2.586,01	2.746,40
CNEL-Manabí	1.392,44	1.455,11	1.497,58	1.600,03	1.715,32	1.625,34	1.731,98	1.831,69	1.950,65	2.013,95
CNEL-El Oro	749,12	824,92	874,53	970,86	1.069,11	1.119,03	1.155,66	1.226,82	1.332,27	1.334,80
CNEL-Milagro	600,61	608,27	635,93	632,33	663,72	684,05	718,96	808,37	935,73	996,30
CNEL-Sta. Elena	449,25	484,14	517,75	595,97	666,30	667,60	679,03	719,15	791,47	831,75
CNEL-Sto. Domingo	437,10	465,88	494,97	605,56	665,39	673,34	727,24	761,27	794,06	804,70
CNEL-Sucumbios	211,55	241,61	276,79	311,20	330,66	331,29	401,84	683,14	772,78	784,04
CNEL-Esmeraldas	451,16	504,88	491,93	527,21	562,80	570,31	621,99	598,97	615,74	617,74
CNEL-Los Ríos	343,44	350,00	368,70	397,65	432,34	444,09	450,69	464,07	487,61	506,98
CNEL-Bolívar	67,81	70,86	75,78	79,61	84,09	87,50	92,47	96,39	96,59	97,22
CNELEP	11.071,39	11.596,13	12.092,74	13.095,36	13.932,95	13.915,44	14.305,91	15.045,74	16.108,91	16.309,92
E.E. Quito	3.814,23	4.003,35	4.154,14	4.278,10	4.364,96	4.395,81	4.541,79	4.628,54	4.561,06	4.221,47
E.E. Centro Sur	838,98	886,98	934,09	1.018,61	1.069,38	1.078,27	1.124,38	1.160,15	1.175,91	1.117,02
E.E. Ambato	502,93	532,88	567,61	599,11	630,20	644,31	668,50	697,70	713,59	695,76
E.E. Norte	520,95	495,88	534,48	561,22	573,12	575,89	617,39	625,70	648,98	640,59
E.E. Sur	270,12	287,36	306,03	327,48	346,38	355,78	363,57	377,75	477,07	607,96
E.E. Cotopaxi	446,52	472,14	476,43	541,36	549,26	537,00	604,90	637,02	605,78	573,43
E.E. Riobamba	285,34	306,80	329,49	352,03	367,46	377,83	397,35	402,69	418,97	405,52
E.E. Azogues (*)	97,20	100,29	103,35	108,52	108,89	110,19	110,59	114,47	110,09	90,77
E.E. Galápagos	35,23	39,13	39,38	45,87	52,51	51,76	54,01	55,96	60,65	53,94
Empresas Eléctricas	6.811,49	7.124,82	7.445,01	7.832,29	8.062,16	8.126,84	8.482,48	8.700,00	8.772,10	8.406,45
Total General	17.882,88	18.720,95	19.537,75	20.927,65	21.995,11	22.042,28	22.788,39	23.745,74	24.881,01	24.716,37



(*) Para el cálculo de la energía disponible de la E.E. Azogues del 2020, para septiembre se replicó el valor de energía disponible de agosto; esto debido a que esta distribuidora obtuvo en septiembre un valor inconsistente de energía disponible. Esta empresa se encuentra en el proceso de corrección de dicho valor.

La energía disponible del sistema de distribución en el 2020 fue 24.716,37 GWh. Con respecto al 2011, existió un aumento de 6.833,49 GWh en la energía disponible, equivalente al 38,21 % de incremento.

Figura Nro. 133: Energía disponible en los sistemas de distribución, periodo 2011-2020



En 2020, de la energía disponible del sistema de distribución (24.716,37 GWh), la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil dispuso de 5.576,04 GWh, que representó el 22,56 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una energía disponible de 4.221,47 GWh que representó el 17,08 % del total.

Figura Nro. 134: Energía disponible por empresa distribuidora, 2020 (GWh)

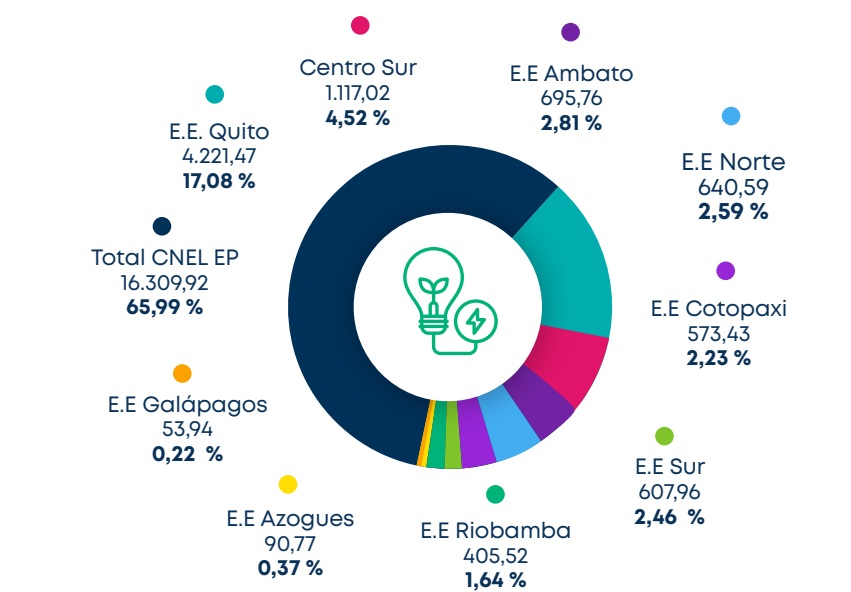
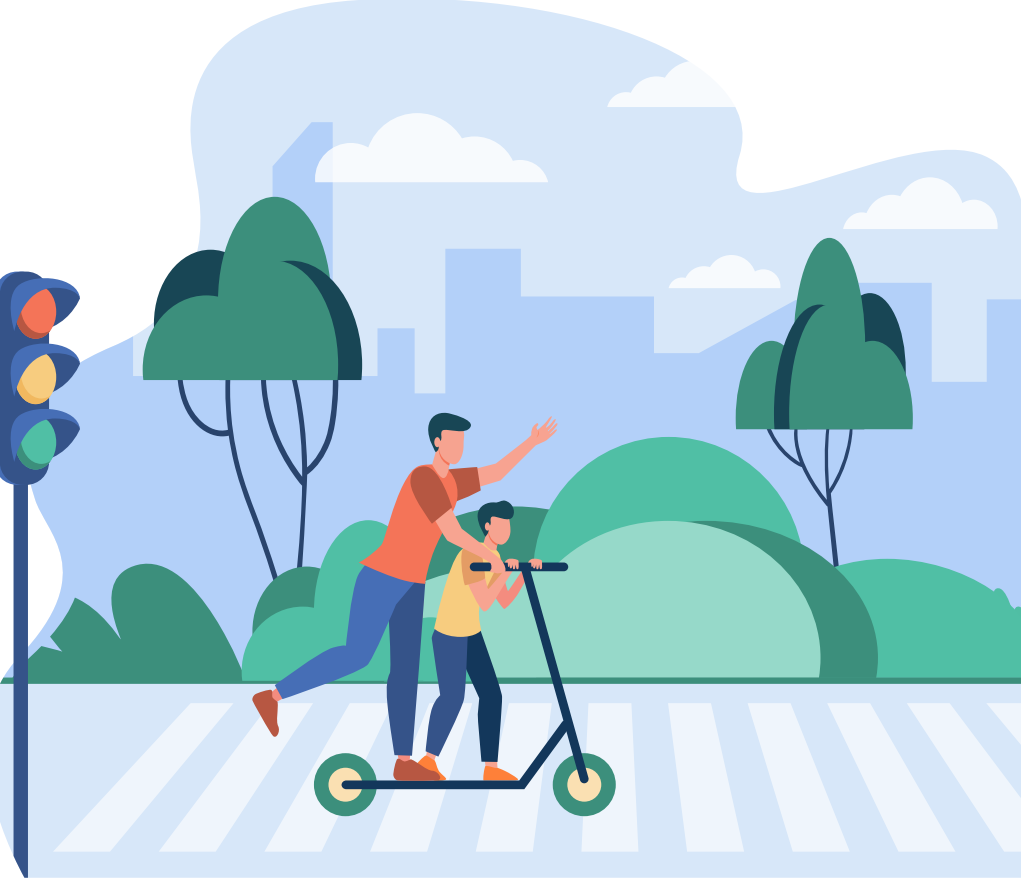
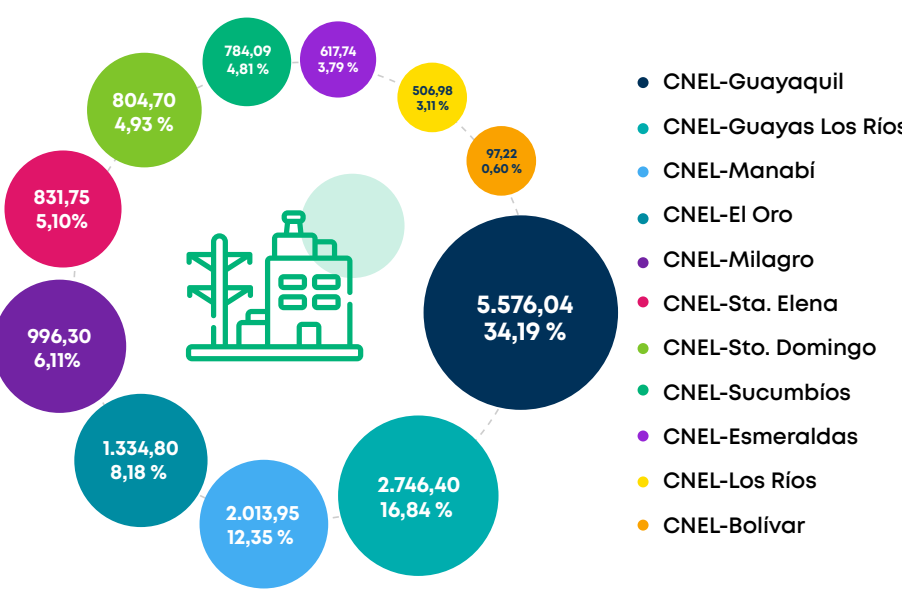
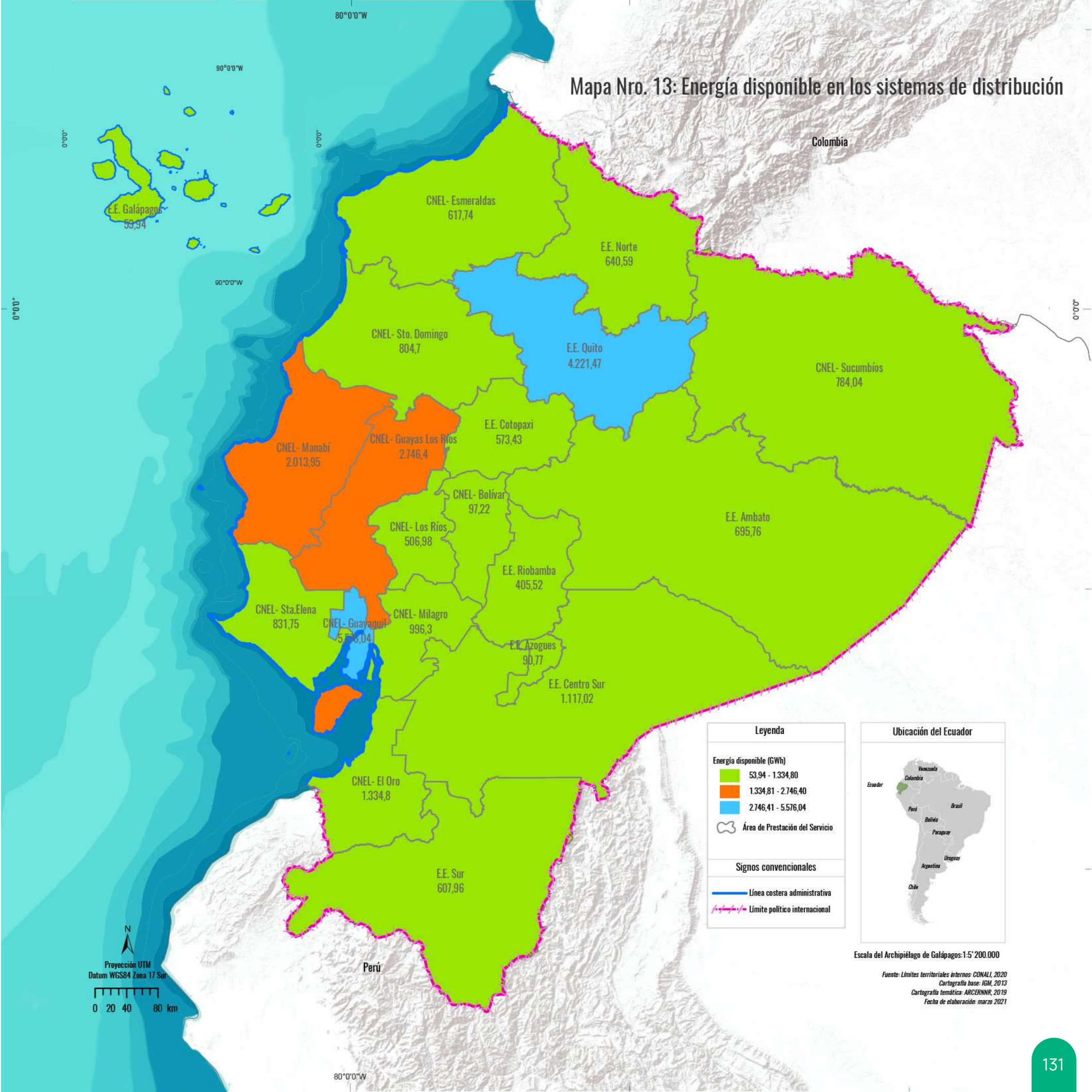


Figura Nro. 135: Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP, 2020 (GWh)



Mapa Nro. 13: Energía disponible en los sistemas de distribución



4.14 Venta de energía eléctrica de las distribuidoras

4.14.1 Régimen tarifario*

4.14.1.1 Precios sujetos a regulación, tarifas

La ARCERNNR determina los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización; y, de alumbrado público general, que se aplican en las transacciones eléctricas, que sirven de base para la determinación de las tarifas al consumidor o usuario final de dichos servicios: Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) y Servicio de Alumbrado Público General (SAPG).

4.14.1.2 Principios tarifarios

Los pliegos tarifarios son elaborados por esta Agencia, observando, entre otros, los principios de solidaridad, equidad, cobertura de costos y eficiencia energética. La tarifa es única en todo el territorio nacional según las modalidades de consumo y niveles de voltaje del usuario final.

4.14.1.3 Costo del servicio público de energía eléctrica

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 son determinados por la ARCERNNR.

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 y 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 la ARCERNNR.

4.14.2 Energía facturada a clientes regulados de las empresas distribuidoras

La información estadística se la presenta de acuerdo a los grupos de consumo establecidos en el Pliego Tarifario, es decir, residencial, comercial, industrial y otros, además del SAPG.

Para el grupo de consumo residencial se consideran las tarifas: residencial, residencial para el programa PEC y residencial temporal. Para el comercial se consideran: comercial sin demanda, 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 e industrial artesanal. Finalmente, el grupo de consumo Otros considera clientes como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.

En la tabla Nro. 125 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 2011-2020.



Tabla Nro. 125

Energía facturada, periodo 2011-2020 (GWh)

Año	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
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
2020	8.063,22	4.820,99	3.420,06	2.348,51	1.442,71	20.095,49

En la tabla Nro. 125 se aprecia una disminución en el consumo total de energía del 2020 respecto al 2019. Esto se debe principalmente a una disminución en el consumo de los clientes industriales y comerciales, situación que se puede explicar por las declaratorias de estado de excepción por calamidad pública que se establecieron en todo el territorio nacional, por los casos de coronavirus confirmados y la declaratoria de pandemia de COVID-19 por parte de la Organización Mundial de la Salud.

Por este mismo motivo, y debido al confinamiento, se aprecia también que en el 2020, el sector residencial incrementó su consumo en relación al 2019.

En el 2020, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un total de 20.095,49 GWh. Esto es 5.164,36 GWh más que en el 2011, lo que representó un incremento del 34,59 %.

Figura Nro. 136:

Energía facturada, 2011 (GWh)

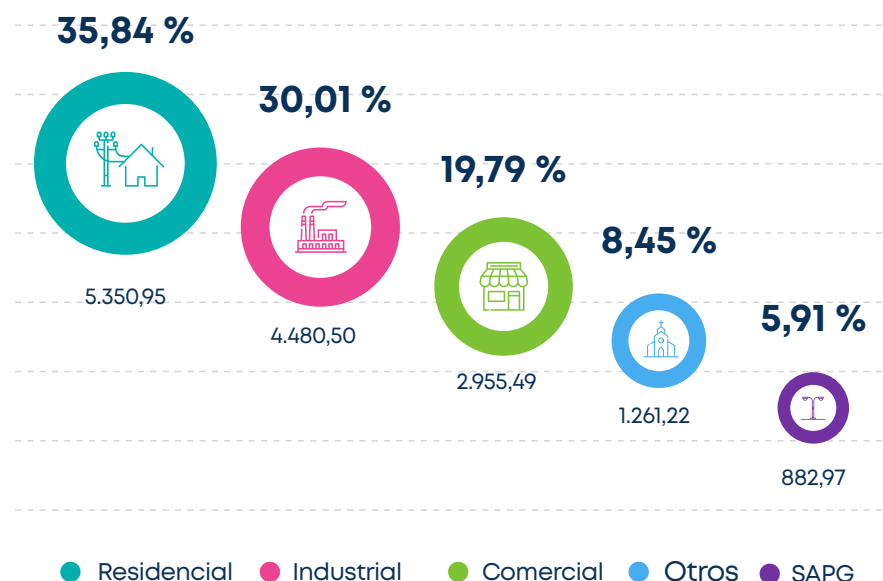
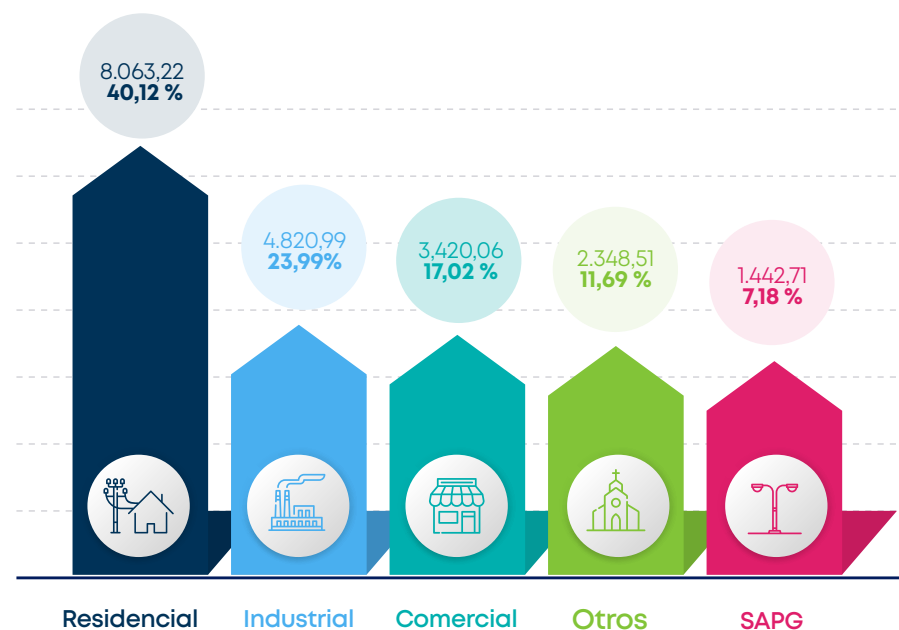


Figura Nro. 137:

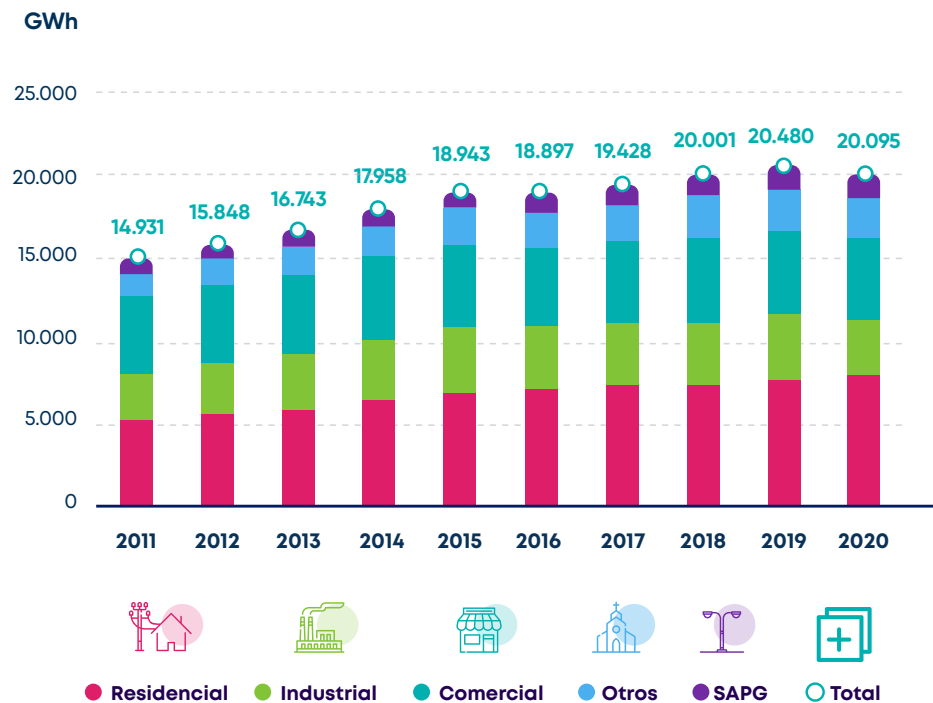
Energía facturada, 2020 (GWh)



De las figuras Nros. 136 y 137 se pueden concluir que en los últimos años el consumo del sector industrial ha crecido en nuestro país, mostrando un incremento de 340,49 GWh, que en porcentaje representó 7,60 %.

Figura Nro. 138:

Energía facturada, periodo 2011-2020



Para el 2020, del total de energía eléctrica facturada a clientes regulados a nivel nacional (20.095,49 GWh), el 63,71 % correspondió a la CNELEP; y, el 36,29 % a las empresas eléctricas.

De las Unidades de Negocio de CNELEP, destacó la Guayaquil con un valor de energía facturada de 4.418,72 GWh, correspondiente al 21,99 % del total de energía facturada a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró un valor de energía facturada de 3.570,09 GWh, que representó el 17,77 % del total.

En la tabla Nro. 126 se visualiza que a nivel nacional, el sector de mayor consumo fue el residencial, con 8.063,22 GWh, que representó el 40,12 % del total de energía facturada a clientes regulados.

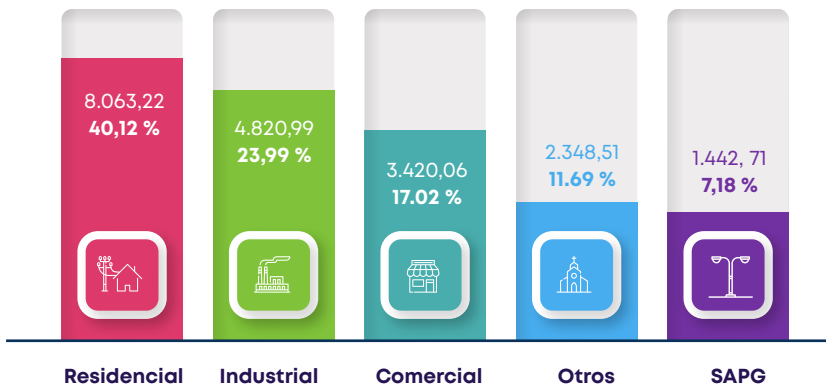
Tabla Nro. 126

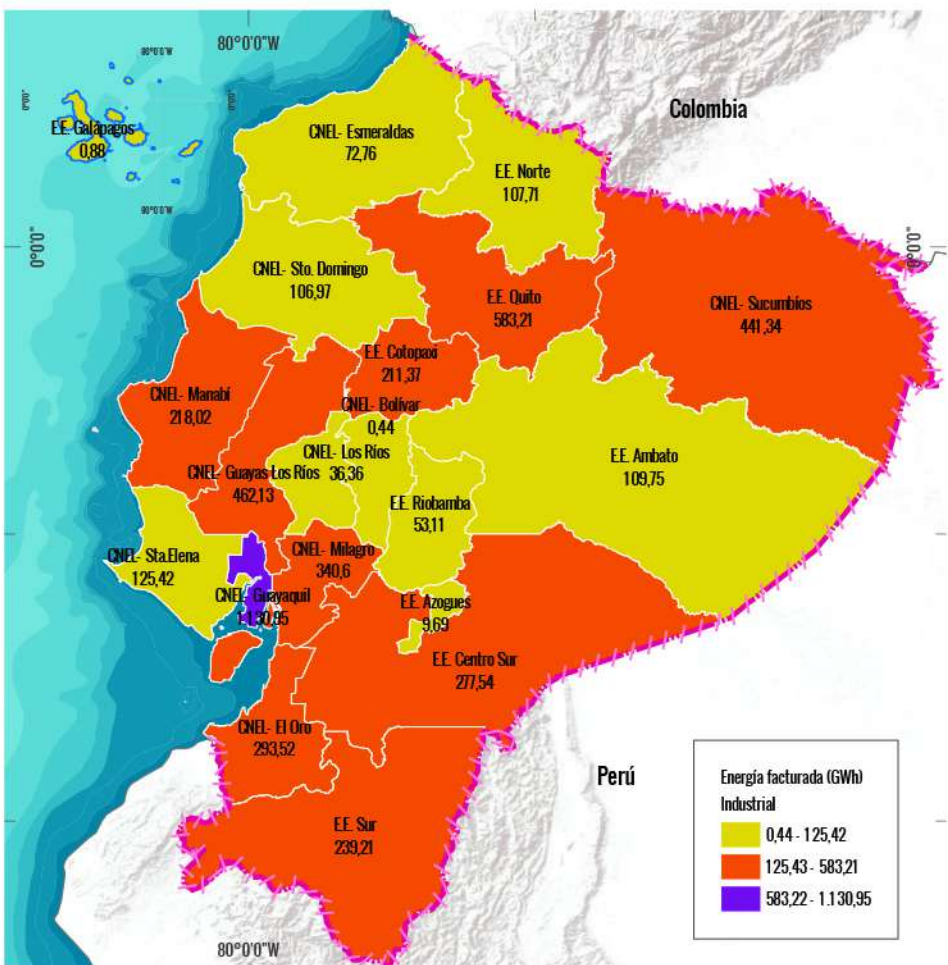
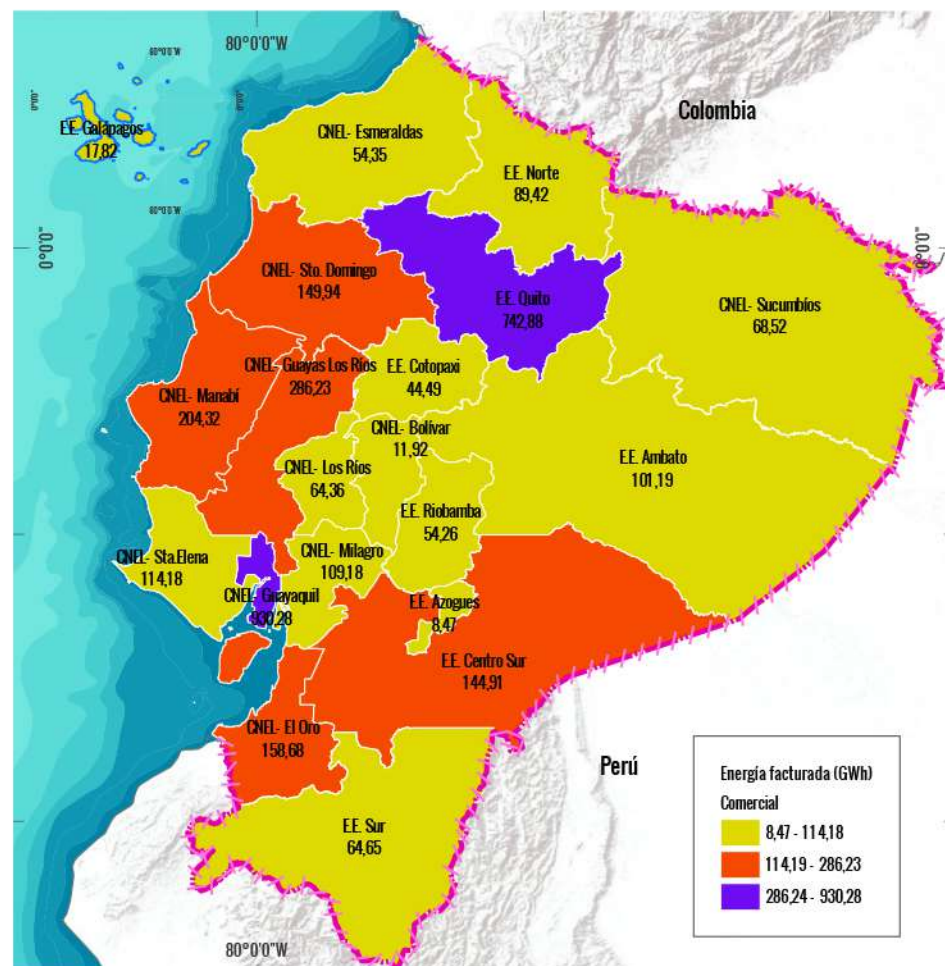
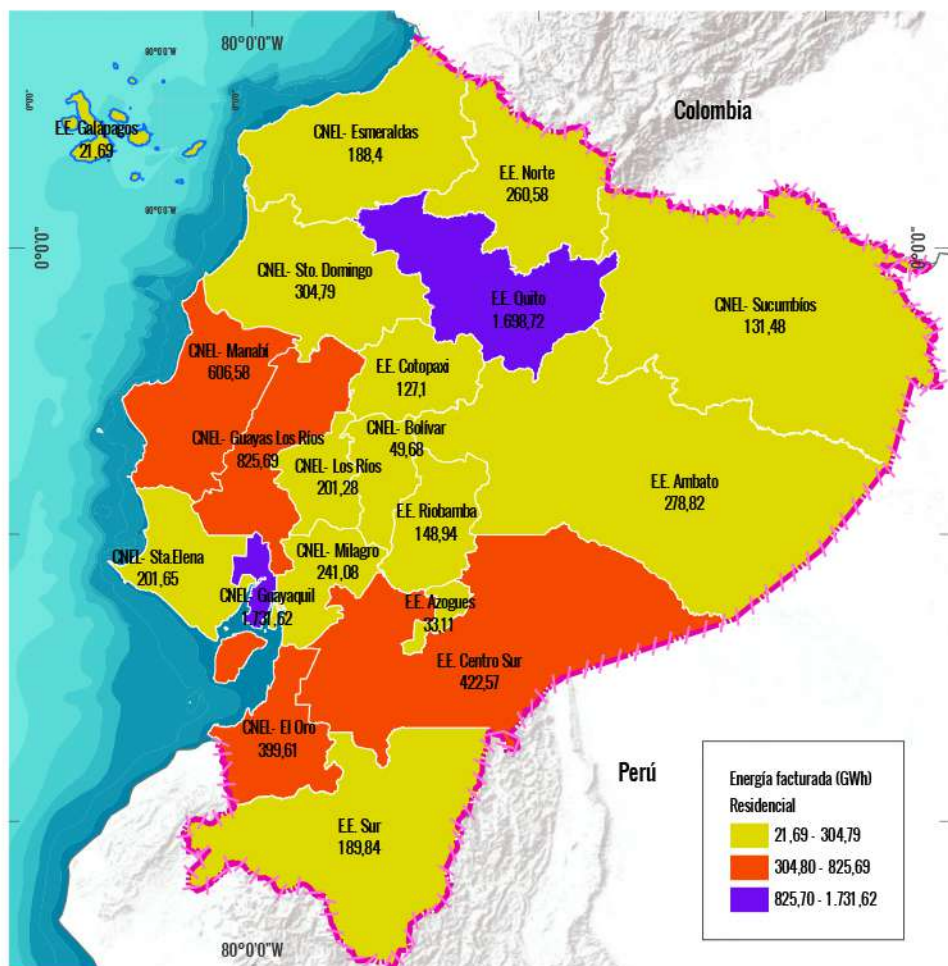
Energía facturada por distribuidora, 2020 (GWh)

Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
CNELEP-Guayaquil	1.731,62	1.130,95	930,28	450,50	175,38	4.418,72
CNELEP-Guayas Los Rios	825,69	462,13	286,23	364,60	101,91	2.040,57
CNELEP-Manabi	606,58	218,02	204,32	266,82	114,83	1.410,57
CNELEP-El Oro	399,61	293,52	158,68	172,38	88,58	1.112,77
CNELEP-Milagro	241,08	340,60	109,18	85,80	39,62	816,28
CNELEP-Sucumbios	131,48	441,34	68,52	51,62	33,91	726,86
CNELEP-Sto. Domingo	304,79	106,97	149,94	69,12	64,84	695,66
CNELEP-Sta. Elena	201,65	125,42	114,18	174,94	42,99	659,18
CNELEP-Esmeraldas	188,40	72,76	54,35	86,96	43,77	446,23
CNELEP-Los Rios	201,28	36,36	64,36	45,54	36,87	384,41
CNELEP-Bolivar	49,68	0,44	11,92	7,44	22,24	91,72
CNELEP	4.881,84	3.228,51	2.151,97	1.775,72	764,92	12.802,96
E.E. Quito	1.698,72	583,21	742,88	281,68	263,60	3.570,09
E.E. Centro Sur	422,57	277,54	144,91	67,57	121,82	1.034,41
E.E. Ambato	278,82	109,75	101,19	71,06	90,17	651,00
E.E. Sur	189,84	239,21	64,65	36,14	44,48	574,32
E.E. Norte	260,58	107,71	89,42	45,05	66,87	569,63
E.E. Cotopaxi	127,10	211,37	44,49	34,30	35,49	452,75
E.E. Riobamba	148,94	53,11	54,26	25,55	39,19	321,04
E.E. Azogues	33,11	9,69	8,47	4,31	13,58	69,16
E.E. Galápagos	21,69	0,88	17,82	7,14	2,60	50,13
Empresas Eléctricas	3.181,37	1.592,48	1.268,08	572,79	677,79	7.292,52
Total General	8.063,22	4.820,99	3.420,06	2.348,51	1.442,71	20.095,49

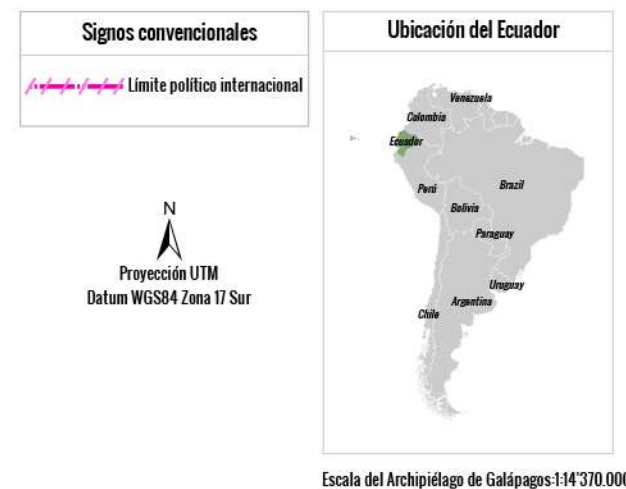
Figura Nro. 139:

Energía facturada, 2020 (GWh)





Mapa Nro.14: Energía facturada por grupo de consumo



Fuente: Cartografía base: IGM, 2013
Cartografía temática: ARCERNR, 2020
Fecha de elaboración: abril, 2021

Tabla Nro. 127

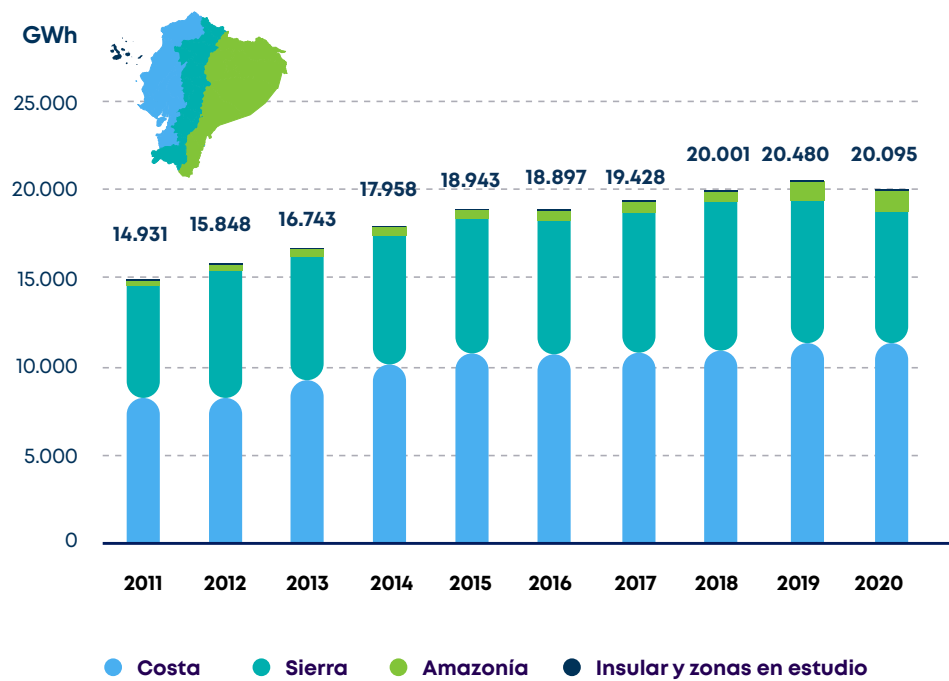
Energía facturada por SPEE y SAPG por provincia, periodo 2011-2020 (GWh)

Provincia	Año									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	7.213,41
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	3.687,88
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	1.570,73
Azuay	755,18	803,65	850,19	886,13	933,40	945,76	1.015,06	1.018,99	1.041,11	977,17
El Oro	546,33	608,40	651,21	729,64	801,98	831,02	848,44	906,59	977,46	969,95
Los Rios	435,82	474,80	507,71	570,00	619,96	628,75	656,42	683,13	702,03	695,02
Sucumbios	100,01	114,96	131,77	145,34	161,26	169,14	235,91	502,46	580,09	594,67
Tungurahua	382,77	407,22	438,71	458,15	485,79	496,63	517,12	538,15	546,69	529,85
Sto. Domingo de los Tsáchilas	275,10	294,36	315,15	344,26	413,90	429,66	456,19	475,33	489,65	487,67
Esmeraldas	378,72	433,57	429,82	450,40	445,45	450,46	491,47	482,52	479,75	465,77
Cotopaxi	367,62	396,11	405,53	450,92	444,86	429,36	488,27	514,19	482,87	454,28
Santa Elena	233,75	258,11	274,32	327,35	363,81	362,42	373,12	390,78	429,57	432,90
Chimborazo	257,78	276,38	302,97	321,06	334,63	342,93	373,46	359,44	345,32	327,66
Imbabura	262,75	258,88	276,68	300,64	308,67	306,19	343,74	338,74	348,44	322,10
Loja	202,03	215,32	226,73	243,90	253,09	264,15	269,18	282,78	290,19	288,86
Zamora Chinchipe	34,62	37,33	39,15	44,90	47,72	48,47	49,97	53,01	145,50	278,31
Cañar	156,53	163,89	170,58	180,24	185,85	193,70	211,36	193,75	206,87	190,77
Orellana	64,87	75,10	86,51	112,51	118,75	115,41	116,36	124,64	132,03	132,97
Carchi	68,68	69,10	74,05	77,11	81,26	84,57	85,81	92,94	100,94	118,57
Bolivar	59,98	65,84	68,66	72,82	77,30	82,65	85,32	89,06	90,84	92,65
Napo	48,93	52,12	56,13	62,07	65,58	69,80	75,23	81,92	85,84	82,50
Morona Santiago	52,54	56,30	59,70	60,73	63,97	66,66	71,77	71,22	72,95	72,57
Pastaza	40,84	43,42	47,52	49,73	51,53	54,34	55,89	58,17	59,80	59,10
Galápagos	32,52	36,20	36,53	42,09	47,98	47,01	49,71	51,13	55,89	50,13
Zonas en estudio	5,65	5,98	6,08	7,52	9,41	12,11	4,97	7,06	-	-
Total	14.931,12	15.847,99	16.742,94	17.958,30	18.942,59	18.897,43	19.427,56	20.000,62	20.479,65	20.095,49

En la tabla Nro. 127 se presenta la energía facturada a nivel de provincia para el periodo 2011-2020.

En la figura Nro. 140 se presenta la energía facturada por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2019.

Figura Nro. 140: Energía facturada por SPEE y SAPG por región



En la tabla Nro. 128 se presenta la energía facturada por provincia en el 2020, por cada grupo de consumo del SPEE, así como lo correspondiente al SAPG a nivel nacional.



Tabla Nro. 128

Energía facturada por provincia, 2020 (GWh)

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Total SPEE
Guayas	2.694,25	1.945,33	1.312,06	938,51	6.890,15
Pichincha	1.737,92	634,52	758,86	292,98	3.424,28
Manabí	690,72	247,09	231,44	286,65	1.455,90
El Oro	371,32	198,50	148,96	162,60	881,38
Azuay	343,62	350,59	116,87	44,27	855,35
Los Ríos	363,90	87,39	125,91	80,95	658,15
Sucumbíos	72,90	423,52	36,26	29,06	561,73
Tungurahua	214,03	102,80	72,44	50,42	439,68
Sto. Domingo de los Tsáchilas	201,84	60,61	114,82	45,56	422,84
Esmeraldas	195,90	80,93	57,07	88,12	422,01
Cotopaxi	128,14	211,39	44,65	34,61	418,79
Santa Elena	155,36	59,77	71,72	109,41	396,25
Imbabura	172,72	32,70	54,62	29,12	289,17
Chimborazo	153,11	52,81	56,87	25,68	288,47
Zamora Chinchipe	30,37	228,48	11,42	8,04	278,31
Loja	155,40	10,77	51,05	27,17	244,38
Cañar	88,82	42,40	27,09	18,89	177,19
Orellana	59,13	17,83	32,36	22,67	132,00
Carchi	50,99	7,76	19,19	6,68	84,62
Napo	36,87	18,07	15,26	12,31	82,50
Morona Santiago	43,59	1,83	15,97	11,18	72,57
Bolívar	50,27	0,48	12,21	7,45	70,41
Pastaza	30,35	4,55	15,16	9,04	59,10
Galápagos	21,69	0,88	17,82	7,14	47,53
SPEE	8.063,22	4.820,99	3.420,06	2.348,51	18.652,78
SAPG					1.442,71
Total General					20.095,49

Del total de energía facturada al grupo de consumo residencial (8.063,22 GWh): la región Costa facturó el 55,45 %; la Sierra el 40,89 %; la Amazónica el 3,39 %; y, la Insular el 0,27 %. Guayas y Pichincha representaron el 54,97 % de la energía facturada a clientes residenciales.

Respecto al grupo de consumo industrial, del total de energía facturada (4.820,99 GWh): la región Costa facturó el 54,33 %; la Sierra el 31,26 %; la Amazónica el 14,40 %; y, la Insular el 0,02 %. Guayas y Pichincha representaron el 53,51 % de la energía facturada a clientes industriales.

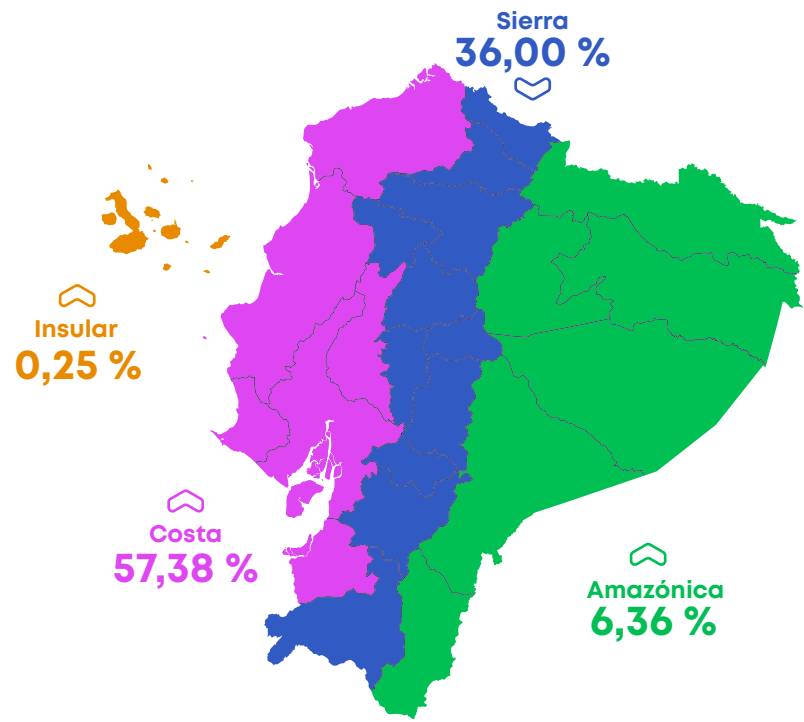
Por otro lado, considerando el grupo de consumo comercial, del total de energía facturada (3.420,06 GWh): la región Costa facturó el 56,93 %; la Sierra el 38,85 %; la Amazónica el 3,70 %; y, la Insular el 0,52 %. Guayas y Pichincha representaron el 60,55 % de la energía facturada a clientes comerciales.

Finalmente, del total de energía facturada al grupo de consumo otros (2.348,51 GWh): la región Costa facturó el 70,95 %; la Sierra el 24,82 %; la Amazónica el 3,93 %; y, la Insular el 0,30 %. Guayas y Pichincha representaron el 52,44 % de la energía facturada al grupo de consumo otros.

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

En la figura Nro. 141 se aprecia el porcentaje de la energía facturada por cada una de las regiones del Ecuador, considerando el SPEE.

Figura Nro. 141: Porcentaje de energía facturada por región, SPEE 2020



4.14.3 Valores facturados a clientes regulados de las empresas distribuidoras

En la tabla Nro. 129 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares.

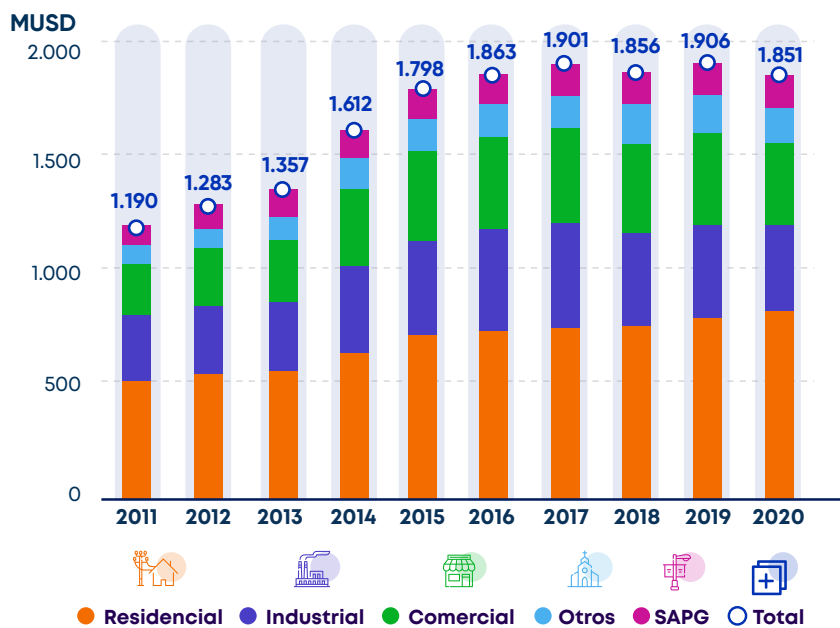
Tabla Nro. 129 Valores facturados, periodo 2011-2020 (MUSD)

Año	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
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
2020	812,98	381,30	357,13	162,40	137,47	1.851,28



En el 2020, las empresas distribuidoras facturaron a sus clientes regulados un monto total de 1.851,28 MUSD. Esto es 661,67 MUSD más que en el 2011, lo que representó un incremento del 55,62 %.

Figura Nro. 142: Valores facturados, periodo 2011-2020



En la tabla Nro. 130 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares (MUSD) correspondiente al 2020.

Tabla Nro. 130 Valores facturados por distribuidora, 2020 (MUSD) (1/2)

Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
CNEL-Guayaquil	175,15	81,27	96,22	31,01	15,94	399,59
CNEL-Guayas Los Ríos	81,17	39,47	30,95	21,74	17,84	191,17
CNEL-Manabí	61,60	17,91	21,70	15,96	9,07	126,23
CNEL-El Oro	41,27	24,68	16,40	12,24	10,14	104,74
CNEL-Milagro	24,42	27,02	11,61	6,33	4,34	73,72
CNEL-Sto. Domingo	31,33	8,97	15,84	5,29	8,01	69,44
CNEL-Sta. Elena	19,12	10,46	12,23	12,20	6,84	60,85
CNEL-Sucumbíos	12,28	31,36	7,15	3,90	2,94	57,64
CNEL-Esmeraldas	17,01	6,25	6,01	5,75	3,82	38,84
CNEL-Los Ríos	20,44	3,03	7,02	3,64	2,88	37,01
CNEL-Bolívar	5,50	0,05	1,28	0,61	1,28	8,72
CNELEP	489,31	250,47	226,40	118,66	83,11	1.167,96

Tabla Nro. 130 Valores facturados por distribuidora, 2020 (MUSD) (2/2)

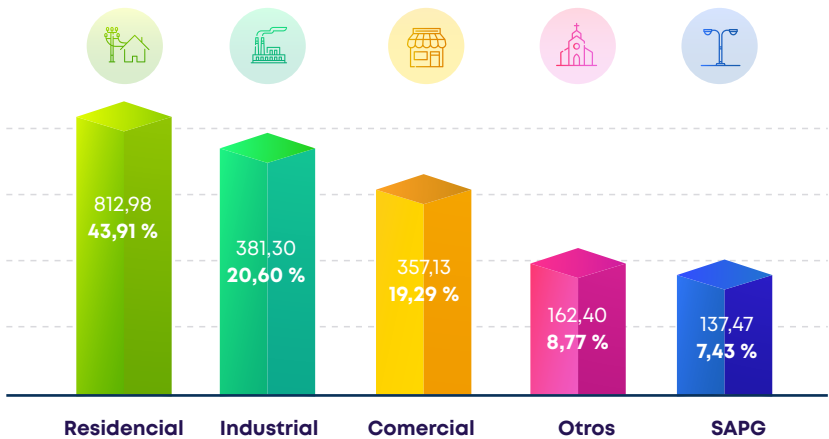
Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
E.E. Quito	163,92	48,71	74,47	22,39	18,60	328,09
E.E. Centro Sur	46,00	23,22	15,71	5,36	8,90	99,19
E.E. Ambato	29,46	10,12	10,60	4,49	6,17	60,84
E.E. Norte	27,25	9,70	9,65	3,19	7,45	57,23
E.E. Sur	20,33	17,34	6,92	2,89	4,52	51,99
E.E. Cotopaxi	14,16	16,57	4,67	2,55	3,85	41,81
E.E. Riobamba	16,50	4,30	5,80	1,90	3,53	32,03
E.E. Azogues	3,66	0,77	0,90	0,33	0,88	6,55
E.E. Galápagos	2,40	0,10	2,00	0,63	0,45	5,59
Empresas Eléctricas	323,67	130,82	130,72	43,74	54,36	683,32
Total General	812,98	381,30	357,13	162,40	137,47	1.851,28

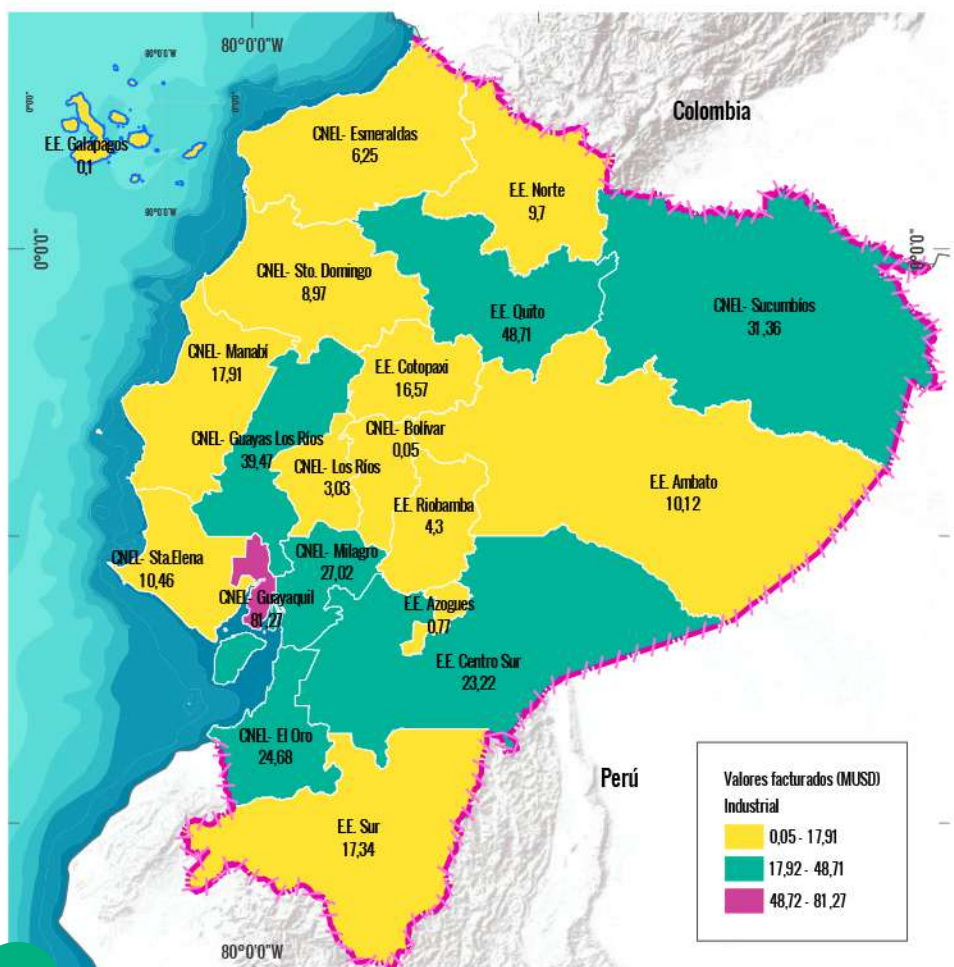
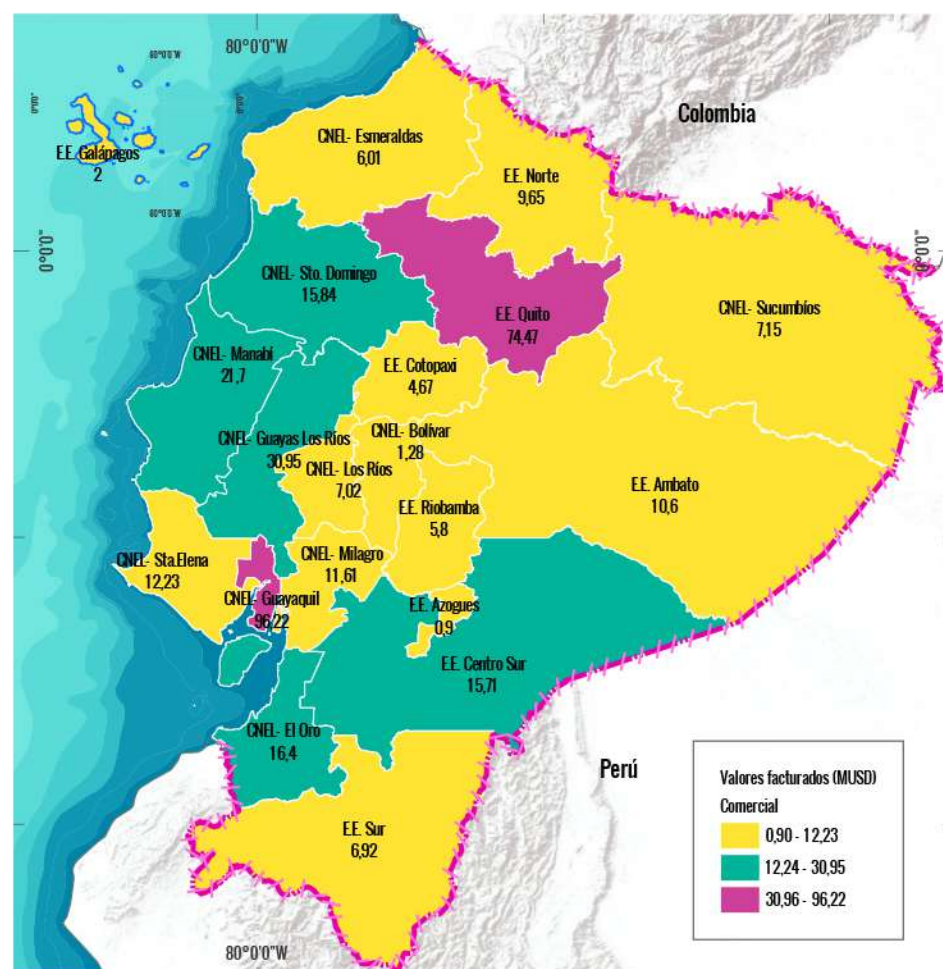
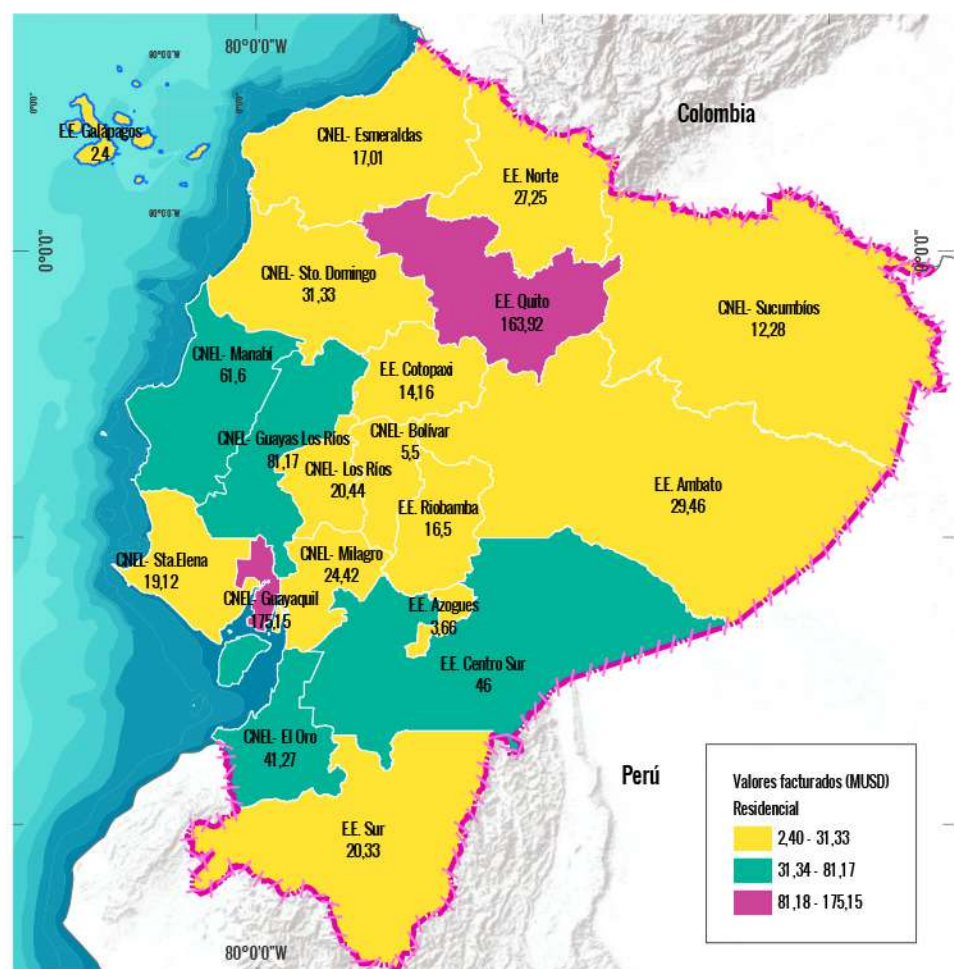
Del monto total facturado por SPEE y SAPG (1.851,28 MUSD), la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil facturó 399,59 MUSD, la E.E. Quito facturó 328,09 MUSD, entre las dos representaron el 39,31 % del monto total.

La CNEL EP facturó un total de 1.167,96 MUSD, lo que representó el 63,09 % del total.

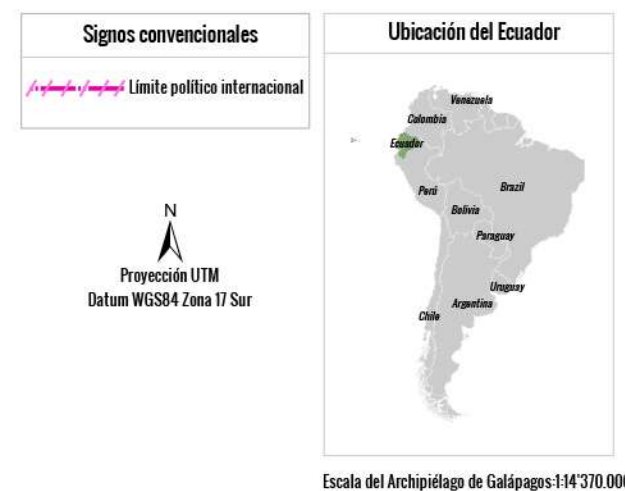
Asimismo, se visualiza que a nivel nacional, el grupo de consumo residencial es el de mayor facturación, 812,98 MUSD, que representó el 43,91 % del total.

Figura Nro. 143: Valores facturados, 2020 (MUSD)





Mapa Nro. 15: Valores facturados por grupo de consumo



Fuente: Cartografía base: IGM, 2013
Cartografía temática: ARCERNNR, 2020
Fecha de elaboración: abril, 2021

Tabla Nro. 131

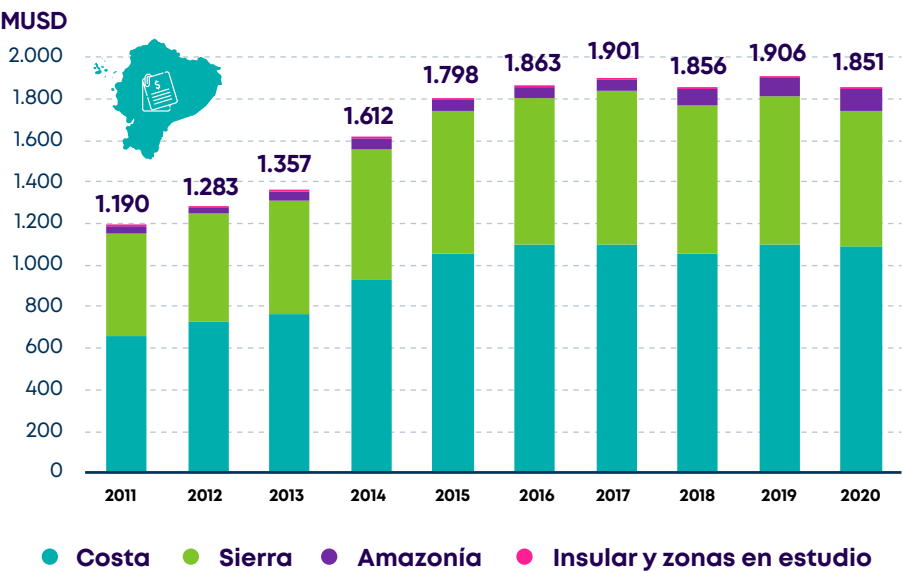
Valores facturados por SPEE y SAPG, periodo 2011-2020 (MUSD)

Provincia	Año									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Guayas	415,55	454,17	475,72	586,84	662,49	693,85	679,18	645,23	669,65	656,16
Pichincha	274,97	286,31	303,41	344,26	374,62	380,46	392,41	383,27	371,12	338,99
Manabí	82,10	91,28	93,12	112,96	130,90	123,90	131,99	128,11	139,59	141,64
El Oro	47,91	53,41	56,95	69,87	80,22	84,46	84,79	86,39	91,86	92,07
Azuay	63,41	67,45	70,49	82,42	91,23	97,90	104,64	97,45	98,30	91,80
Los Ríos	39,91	44,83	47,39	58,84	58,54	61,65	63,33	65,05	67,98	65,75
Santo Domingo de los Tsáchilas	21,67	23,55	30,14	35,90	44,12	46,58	48,63	48,58	49,15	49,51
Tungurahua	35,32	37,05	39,28	44,79	48,86	50,47	52,05	51,76	51,67	48,84
Sucumbios	9,58	10,39	12,13	14,86	16,44	17,52	21,98	40,01	45,02	45,36
Santa Elena	21,68	24,57	26,68	30,08	39,62	41,46	41,82	40,67	43,26	42,50
Cotopaxi	28,33	30,47	31,72	38,93	42,21	44,04	48,82	46,52	44,61	41,96
Esmeraldas	31,81	36,37	37,88	36,45	38,43	43,73	45,97	40,88	42,13	40,79
Imbabura	23,69	24,02	25,43	29,81	32,01	32,08	35,64	34,50	35,35	33,40
Chimborazo	23,03	24,58	27,13	31,41	34,71	36,62	38,79	35,77	34,43	32,72
Loja	19,66	21,08	22,30	25,93	27,74	28,84	29,05	29,88	30,48	29,97
Zamora Chinchipe	3,25	3,44	3,62	4,57	5,11	5,24	5,26	5,48	12,20	21,29
Cañar	12,99	13,63	14,05	16,73	18,22	19,93	21,50	18,78	19,93	18,53
Orellana	6,25	6,83	7,78	10,61	11,67	11,55	11,65	12,24	12,92	12,36
Carchi	6,24	6,41	6,85	7,68	8,43	8,97	9,06	9,71	10,61	12,04
Bolívar	6,22	6,30	6,26	7,16	7,91	8,25	8,35	8,54	8,47	8,82
Napo	4,19	4,47	4,79	5,75	6,36	6,90	7,40	7,75	8,05	7,77
Morona Santiago	4,82	5,14	5,43	6,04	6,67	6,91	7,56	7,36	7,58	7,53
Pastaza	3,57	3,80	4,11	4,77	5,17	5,43	5,56	5,72	5,90	5,89
Galápagos	2,93	3,21	3,50	4,40	5,07	5,11	5,35	5,56	6,11	5,59
Zonas En Estudio	0,52	0,55	0,56	0,74	0,93	1,21	0,52	0,73	-	-
Total	1.189,61	1.283,32	1.356,73	1.611,82	1.797,70	1.863,06	1.901,33	1.855,92	1.906,42	1.851,28

En la tabla Nro. 131 se presentan los montos correspondientes a la facturación por SPEE y SAPG a nivel de provincia para el periodo 2011-2020.

En la figura Nro. 144 se presentan los montos por concepto de facturación por servicio eléctrico por cada región del Ecuador para el periodo 2011-2020.

Figura Nro. 144: Facturación por SPEE y SAPG por región



En la tabla Nro. 132 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares (MUSD) por provincia.

Del monto facturado al grupo de consumo residencial (812,98 MUSD): la región Costa facturó el 55,12 %; la Sierra el 41,23 %; la Amazónica el 3,35 %; y, la Insular el 0,30 %. Guayas y Pichincha representaron el 54 % del monto facturado a clientes residenciales.

Respecto al grupo de consumo industrial, del monto facturado (381,30 MUSD): la región Costa facturó el 53,73 %; la Sierra el 33,23 %; la Amazónica el 13,01 %; y, la Insular el 0,03 %. Guayas y Pichincha representaron el 52,94 % del monto facturado a clientes industriales.

Por otro lado, considerando el grupo de consumo comercial, del monto facturado (357,13 MUSD): la región Costa facturó el 57,36 %; la Sierra el 38,38 %; la Amazónica el 3,70 %; y, la Insular el 0,56 %. Guayas y Pichincha representaron el 59,71 % del monto facturado a clientes comerciales.

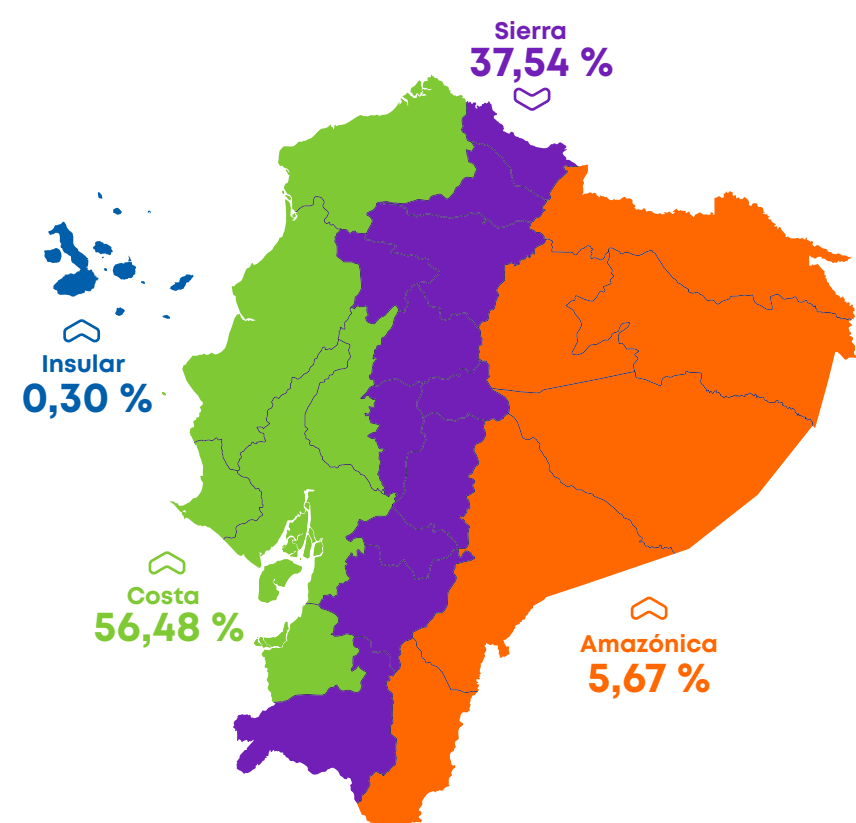
Tabla Nro. 132 Valores facturados por provincia, 2020 (MUSD)

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Total SPEE
Guayas	271,46	148,49	137,01	61,08	618,04
Pichincha	167,53	53,36	76,23	23,27	320,39
Manabi	70,26	20,33	24,57	17,41	132,57
Azuay	37,27	29,42	12,71	3,51	82,91
El Oro	38,37	16,66	15,40	11,50	81,93
Los Rios	35,21	7,50	13,80	6,36	62,86
Tungurahua	22,71	9,47	7,60	2,89	42,67
Sucumbios	6,80	29,67	3,79	2,16	42,42
Santo Domingo de los Tsáchilas	20,69	5,14	12,13	3,53	41,49
Cotopaxi	14,28	16,57	4,69	2,57	38,11
Esmeraldas	17,91	6,94	6,29	5,83	36,97
Santa Elena	14,89	4,97	7,77	8,04	35,66
Imbabura	18,79	3,08	5,85	1,93	29,65
Chimborazo	16,93	4,27	6,07	1,91	29,19
Loja	16,68	1,15	5,47	2,15	25,45
Zamora Chinchipe	3,21	16,19	1,22	0,67	21,29
Cañar	9,79	3,47	2,91	1,48	17,65
Orellana	5,54	1,69	3,38	1,75	12,36
Carchi	4,99	0,72	2,09	0,55	8,35
Napo	3,79	1,44	1,58	0,96	7,77
Bolívar	5,56	0,06	1,31	0,61	7,54
Morona Santiago	4,77	0,18	1,67	0,90	7,53
Pastaza	3,16	0,43	1,59	0,71	5,89
Galápagos	2,40	0,10	2,00	0,63	5,13
SPEE	812,98	381,30	357,13	162,40	1.713,81
SAPG					137,47
Total general					1.851,28

Finalmente, del monto facturado al grupo de consumo otros (162,40 MUSD): la región Costa facturó el 67,87 %; la Sierra el 27,34 %; la Amazónica el 4,41 %; y, la Insular el 0,39 %. Guayas y Pichincha representaron el 51,94 % del monto facturado al grupo de consumo otros.

En la figura Nro. 145 se aprecia el porcentaje del monto facturado que representa cada una de las regiones del Ecuador, considerando el SPEE.

Figura Nro. 145: Porcentaje de la facturación por región, SPEE 2020



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

La recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a clientes regulados, en el 2020, fue 1.435,61 MUSD. Con respecto al 2011, existió un aumento de 266,53 MUSD en la recaudación de valores facturados, equivalente al 22,80 %.

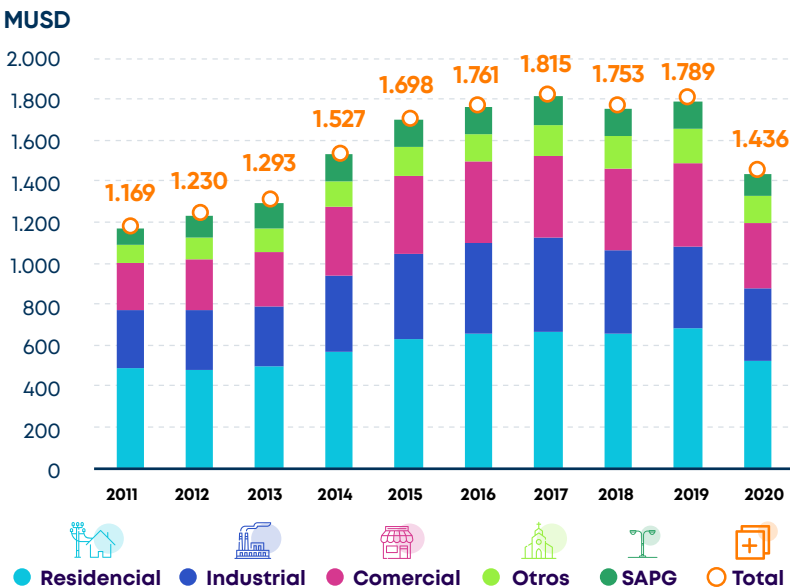
Tabla Nro. 133

Recaudación de valores facturados, periodo 2011-2020 (MUSD)

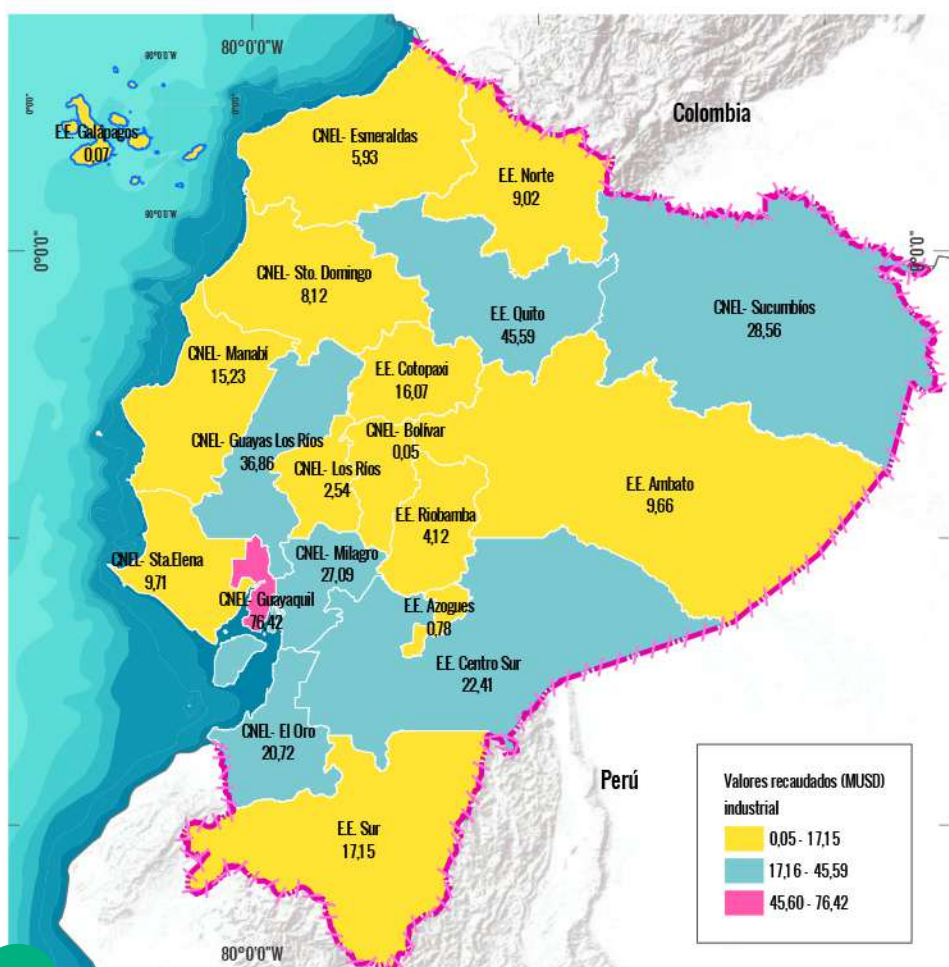
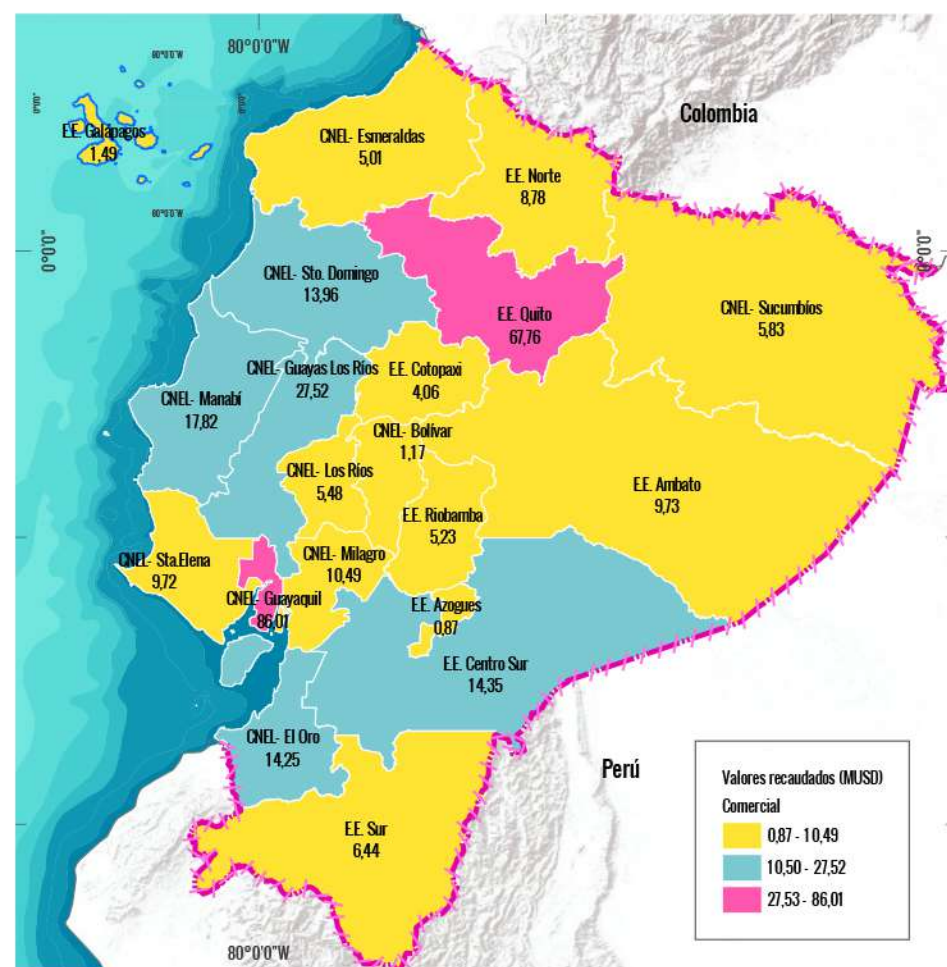
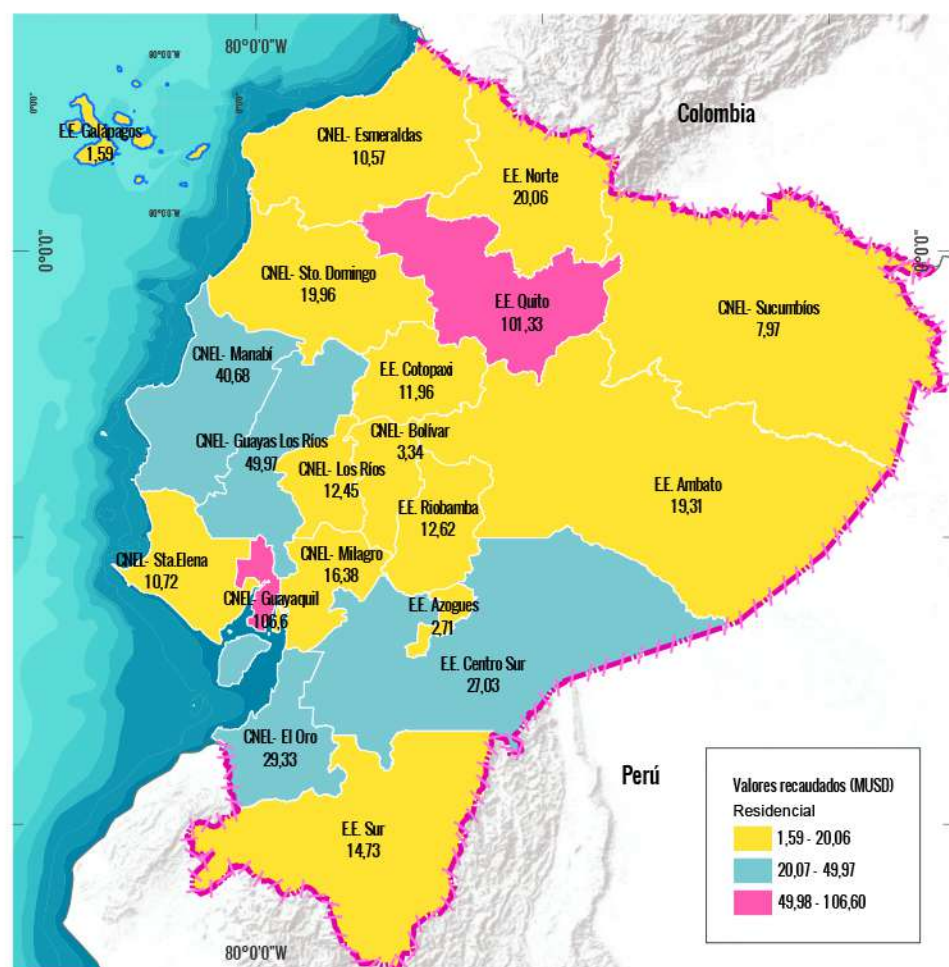
Año	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
2011	484,18	284,75	231,04	86,19	82,93	1.169,09
2012	475,32	297,77	247,20	104,91	105,09	1.230,29
2013	492,76	296,33	267,19	115,74	121,13	1.293,16
2014	565,66	374,29	333,70	123,90	129,44	1.526,99
2015	633,06	415,10	380,71	134,35	134,91	1.698,14
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	1.815,56
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
2020	519,31	356,10	315,98	132,16	112,06	1.435,61

Figura Nro. 146:

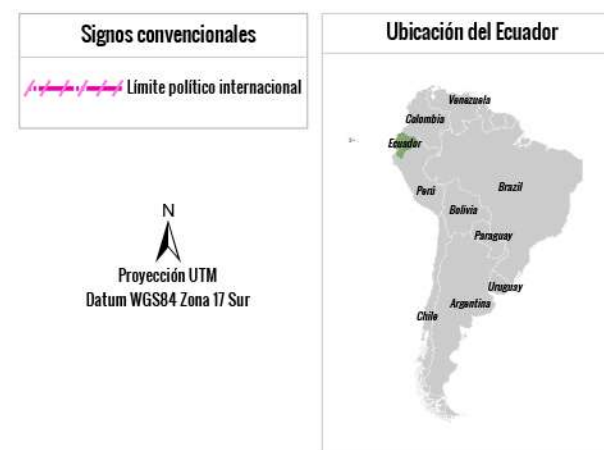
Recaudación de valores facturados, periodo 2011-2020



En la tabla Nro. 133 y figura Nro. 146 se aprecia una disminución en la recaudación del 2020 respecto al 2019. Esto se debe principalmente a la aplicación de las medidas de compensación a los usuarios del SPEE, correspondiente a los consumos mensuales del periodo marzo a septiembre de 2020, y, al esquema de diferimiento de pago al que pudieron acogerse los usuarios del SPEE; esto con base a lo dispuesto mediante Resoluciones Nro. ARCONEL-001/2020, Nro. ARCONEL-004/2020; y, Nro. ARCERNNR-006/2020; y, su correspondiente actualización efectuada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-028/2020; además de las Resoluciones Nro. ARCERNNR-026/2020 y Nro. ARCERNNR-027/2020.



Mapa Nro.16: Valores recaudados por grupo de consumo



Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:14'370.000

Fuente: Cartografía base: IGM, 2013
Cartografía temática: ARGERNNR, 2020
Fecha de elaboración: abril, 2021

En la tabla Nro. 134 se presenta la recaudación de valores facturados a clientes regulados en millones de dólares (MUSD) correspondiente al 2020.

Tabla Nro. 134 Recaudación de valores facturados, 2020 (MUSD)

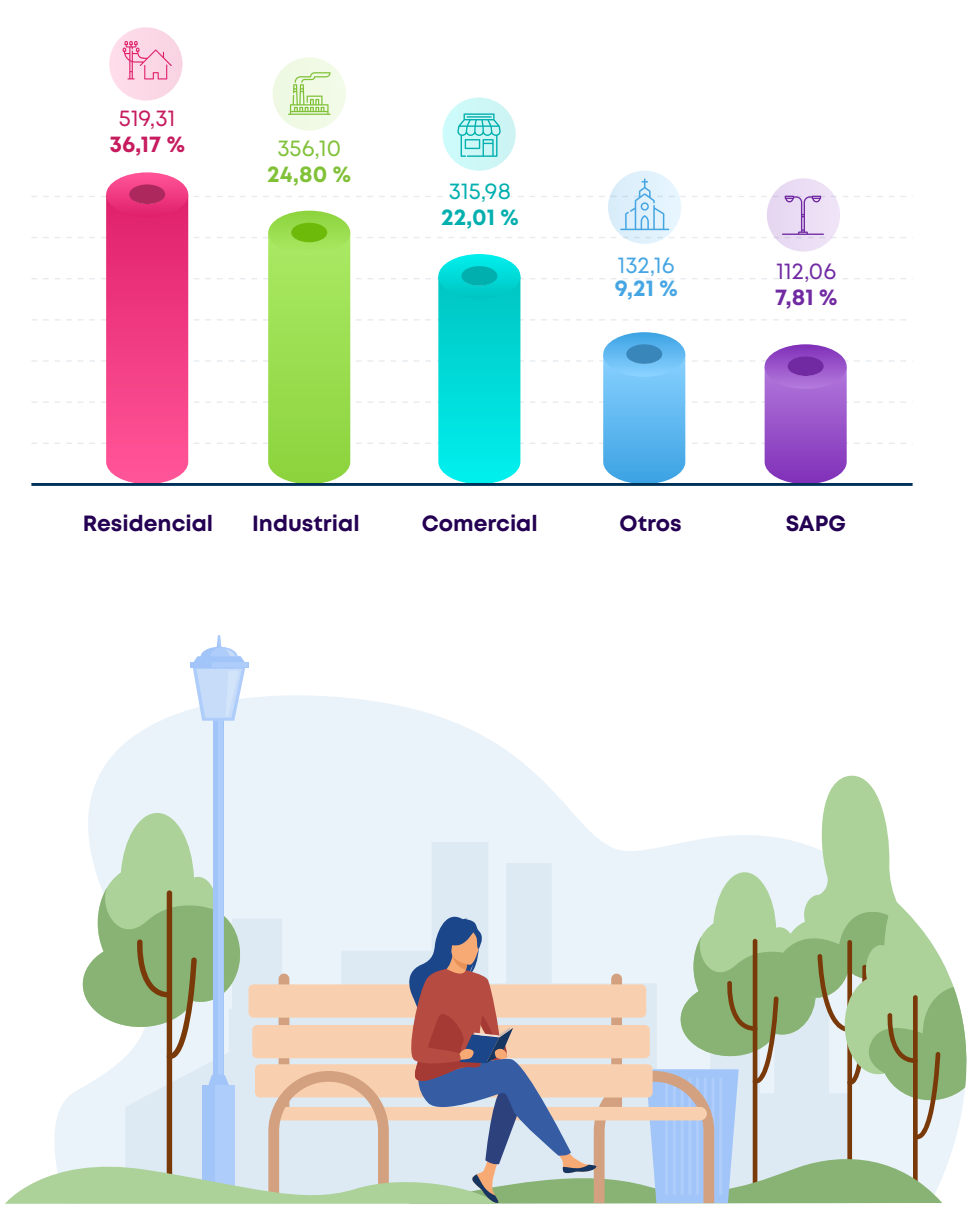
Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
CNEL-Guayaquil	106,60	76,42	86,01	27,41	13,61	310,05
CNEL-Guayas Los Ríos	49,97	36,86	27,52	13,84	12,28	140,48
CNEL-Manabí	40,68	15,23	17,82	9,99	6,35	90,06
CNEL-EI Oro	29,33	20,72	14,25	9,73	7,79	81,83
CNEL-Milagro	16,38	27,09	10,49	5,47	3,39	62,83
CNEL-Sto. Domingo	19,96	8,12	13,96	4,93	6,56	53,54
CNEL-Sucumbios	7,97	28,56	5,83	3,73	2,28	48,37
CNEL-Sta. Elena	10,72	9,71	9,72	9,56	5,01	44,71
CNEL-Esmeraldas	10,57	5,93	5,01	4,32	2,69	28,53
CNEL-Los Ríos	12,45	2,54	5,48	2,20	1,87	24,52
CNEL-Bolívar	3,34	0,05	1,17	0,60	1,15	6,30
CNEL EP	307,96	231,24	197,27	91,79	62,97	891,22
E.E. Quito	101,33	45,59	67,76	20,36	17,06	252,10
E.E. Centro Sur	27,03	22,41	14,35	4,94	8,30	77,03
E.E. Ambato	19,31	9,66	9,73	4,43	5,29	48,42
E.E. Norte	20,06	9,02	8,78	3,00	6,68	47,54
E.E. Sur	14,73	17,15	6,44	2,61	4,11	45,04
E.E. Cotopaxi	11,96	16,07	4,06	2,50	3,31	37,91
E.E. Riobamba	12,62	4,12	5,23	1,75	3,18	26,90
E.E. Azogues	2,71	0,78	0,87	0,30	0,81	5,47
E.E. Galápagos	1,59	0,07	1,49	0,49	0,34	3,98
Empresas Eléctricas	211,35	124,86	118,71	40,37	49,09	544,39
Total General	519,31	356,10	315,98	132,16	112,06	1.435,61

Los valores de recaudación presentados en la tabla Nro. 134 no contemplan la recaudación por concepto de subsidios.

La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil recaudó 310,05 MUSD, correspondiente al 21,60 % del total recaudado a nivel nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito recaudó 252,10 MUSD, que representó el 17,56 % del total.

A nivel nacional, el grupo de mayor recaudación fue el residencial, con 519,31 MUSD, que representó el 36,17 % del monto total.

Figura Nro. 147: Recaudación de valores facturados, 2020 (MUSD)



En la tabla Nro. 135 se presenta la recaudación de valores facturados en millones de dólares (MUSD) por provincia.

Tabla Nro. 135

Valores recaudados por provincia, 2020 (MUSD)

Provincia	Residencial	Industrial	Comercial	Otros	Total SPEE
Guayas	168,36	141,30	122,63	46,50	478,79
Pichincha	104,53	49,81	69,32	21,10	244,76
Manabí	46,05	17,38	20,17	11,05	94,65
Azuay	22,32	27,14	11,82	3,24	64,52
El Oro	27,33	14,24	13,47	9,09	64,14
Los Ríos	20,38	6,67	11,09	4,50	42,63
Sucumbíos	4,58	27,10	3,23	2,09	36,99
Cotopaxi	12,03	16,07	4,07	2,52	34,69
Tungurahua	15,16	9,07	7,08	2,88	34,19
Santo Domingo de los Tsáchilas	13,28	4,67	10,84	3,52	32,32
Esmeraldas	11,16	6,47	5,27	4,40	27,30
Santa Elena	8,27	4,38	5,92	8,03	26,60
Chimborazo	12,91	4,09	5,49	1,76	24,25
Imbabura	13,13	2,92	5,33	1,87	23,24
Zamora Chinchipe	2,34	16,17	1,15	0,64	20,31
Loja	12,05	0,99	5,07	1,89	20,00
Cañar	6,03	3,43	2,54	1,35	13,35
Orellana	3,44	1,47	2,62	1,66	9,19
Carchi	3,86	0,67	1,91	0,53	6,97
Napo	2,21	1,37	1,37	0,90	5,85
Morona Santiago	2,88	0,16	1,48	0,84	5,37
Bolívar	3,37	0,05	1,19	0,60	5,22
Pastaza	2,05	0,40	1,45	0,71	4,60
Galápagos	1,59	0,07	1,49	0,49	3,64
SPEE	519,31	356,10	315,98	132,16	1.323,55
SAPG					112,06
Total General					1.435,61

Del monto recaudado al grupo de consumo residencial (519,31 MUSD): la región Costa recaudó el 54,22 %; la Sierra el 42,11 %; la Amazónica el 3,37 %; y, la Insular el 0,31 %. Guayas y Pichincha representaron el 52,55 % del monto recaudado a clientes residenciales.

Respecto al grupo de consumo industrial, del monto recaudado (356,10 MUSD): la región Costa recaudó el 53,48 %; la Sierra el 33,39 %; la Amazónica el 13,11 %; y, la Insular el 0,02 %. Guayas y Pichincha representaron el 53,67 % del monto recaudado a clientes industriales.

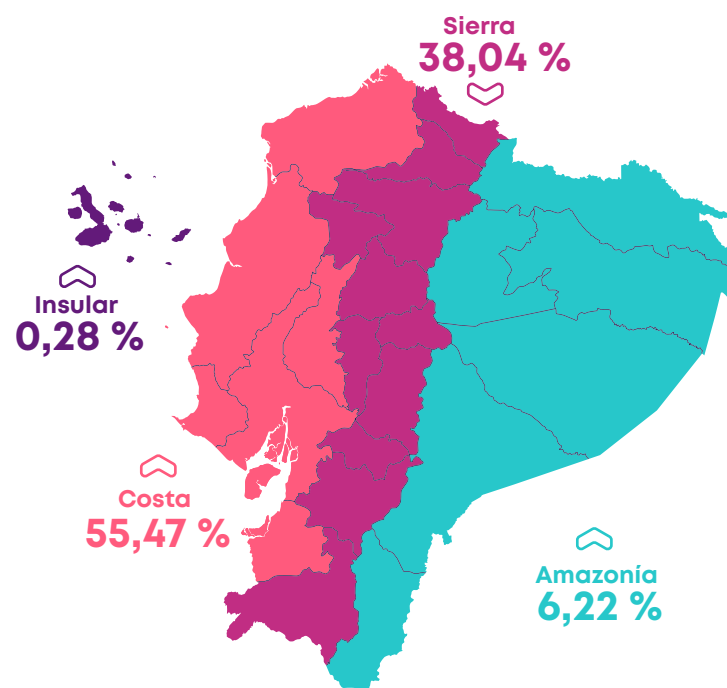
Por otro lado, considerando el grupo de consumo comercial, del monto recaudado (315,98 MUSD): la región Costa recaudó el 56,50 %; la Sierra el 39,45 %; la Amazónica el 3,57 %; y, la Insular el 0,47 %. Guayas y Pichincha representaron el 60,74 % del monto recaudado a clientes comerciales.

Finalmente, del monto recaudado al grupo de consumo otros (132,16 MUSD): la región Costa recaudó el 63,22 %; la Sierra el 31,23 %; la Amazónica el 5,18 %; y, la Insular el 0,37 %. Guayas y Pichincha representaron el 51,15 % del monto recaudado al grupo de consumo otros.

En la figura Nro. 148 se aprecia el porcentaje del monto recaudado que representa cada una de las regiones del Ecuador, considerando el SPEE.

Figura Nro. 148:

Porcentaje de recaudación por región, SPEE 2020



4.14.5 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, estos 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.

En el 2020, las empresas distribuidoras entregaron a clientes no regulados un total de 1.462,19 GWh, dicha cantidad representó el 269,33 % de la energía entregada a este tipo de clientes en el 2011 (542,90 GWh).

Tabla Nro. 136

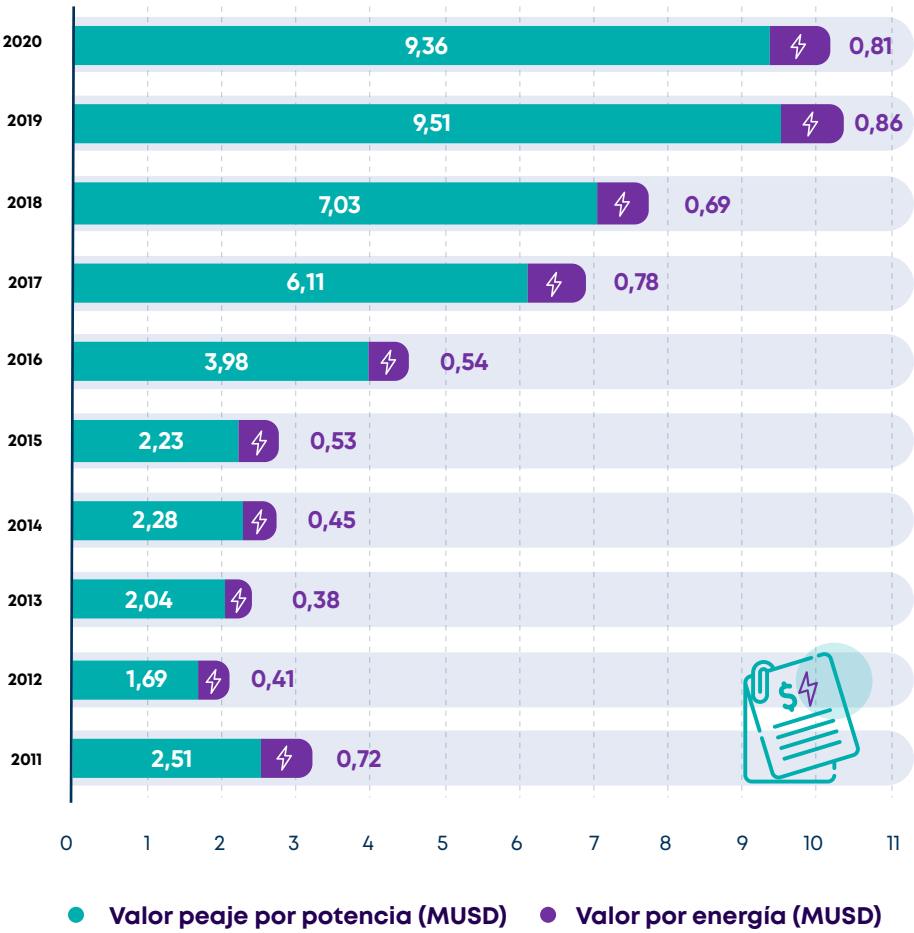
Energía y potencia facturada a clientes no regulados, periodo 2011-2020

Año	Energía (MWh)	Potencia (MW)	Valor Peaje por Potencia (USD)	Valor Peaje por Energía (USD)	Valor Total Peaje y Otros (USD)
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
2020	1.462.189,19	3.305,77	9.358.253,26	810.494,83	10.203.469,91

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

Figura Nro. 149:

Valor de peaje por energía y potencia facturada a clientes no regulados, periodo 2011-2020



En el 2020, de la cantidad total de energía que las empresas distribuidoras entregaron a clientes no regulados (1.462,19 GWh), la Empresa Eléctrica Quito entregó 412,74 GWh, equivalente al 28,23 % del total.



Tabla Nro. 137

Energía, potencia y valores facturados por concepto de peajes a clientes no regulados, 2020

Empresa	Etapas 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	345.292,27	69,35	574.853,76	69.058,45	643.912,21
	Distribución	37.142,62	8,17	434.560,46	51.999,67	486.560,12
CNEL-Guayas Los Ríos	Subtransmisión	272.159,90	51,51	530.514,19	109.075,04	639.589,23
	Distribución	9.502,33	4,92	185.161,98	10.711,24	195.873,22
CNEL-Manabí	Subtransmisión	65.258,88	11,76	159.425,22	13.051,77	172.731,82
	Distribución	36.988,25	7,21	602.729,69	96.169,41	705.660,54
CNEL-Sta. Elena	Subtransmisión	49.259,25	13,26	484.756,85	30.423,97	515.180,82
CNEL-Milagro	Subtransmisión	26.551,07	27,79	248.644,17	13.275,53	268.889,34
	Distribución	20.703,65	3,57	321.775,92	14.492,55	336.283,24
CNEL-Sto. Domingo	Distribución	13.753,77	3,23	171.613,87	10.002,17	181.683,72
CNEL-Los Ríos	Subtransmisión	11.849,27	1,99	48.345,25	2.369,85	62.810,66
	Distribución	694,92	0,18	22.711,77	972,89	23.684,66
CNEL-Esmeraldas	Distribución	2.192,50	0,51	62.582,84	2.540,60	65.174,20
CNEL-El Oro	Distribución	1.215,02	0,33	35.917,16	2.794,53	38.745,53
CNEL-Sucumbios	Distribución	639,47	0,19	32.417,12	1.214,98	33.649,02
CNEL EP	Subtransmisión	770.370,63	175,66	2.046.539,44	237.254,61	2.303.114,08
	Distribución	122.832,53	28,32	1.869.470,81	190.898,03	2.067.314,25
E.E. Quito	Distribución	412.737,96	85,18	4.769.870,05	326.919,48	5.099.200,64
E.E. Cotopaxi	Distribución	69.172,12	13,60	236.126,13	34.408,17	270.534,30
E.E. Riobamba	Subtransmisión	51.383,72	15,02	109.328,66	5.138,37	114.815,99
	Distribución	717,68	0,19	31.705,46	502,38	32.207,84
E.E. Azogues	Subtransmisión	14.408,14	8,01	8.550,43	2.881,63	11.432,05
E.E. Centro Sur	Subtransmisión	1.733,69	2,13	6.360,83	346,74	7.712,43
	Distribución	7.030,26	7,92	102.893,78	3.035,51	108.162,56
E.E. Norte	Distribución	8.142,27	3,11	38.822,48	6.549,98	45.372,46
E.E. Ambato	Distribución	2.447,68	0,63	86.854,14	1.468,61	88.322,75
E.E. Sur	Distribución	1.212,53	0,29	51.731,06	1.091,32	55.280,55
Empresas Eléctricas	Subtransmisión	67.525,55	25,16	124.239,92	8.366,74	133.960,48
	Distribución	501.460,49	110,92	5.318.003,10	373.975,45	5.699.081,10
Total General		1.462.189,19	340,07	9.358.253,26	810.494,83	10.203.469,91

Los valores de potencia corresponden a la sumatoria de las demandas máximas mensuales (MW) registradas por los clientes no regulados durante el 2020.

El valor total percibido por las empresas distribuidoras por concepto de peaje por potencia, energía y otros, en el 2020, fue 10,20 MUSD. De esta cantidad, la E.E. Quito facturó 5,10 MUSD, equivalente al 49,98 % del monto total.

Figura Nro. 150:

Valor de peaje por potencia facturada a clientes no regulados, 2020

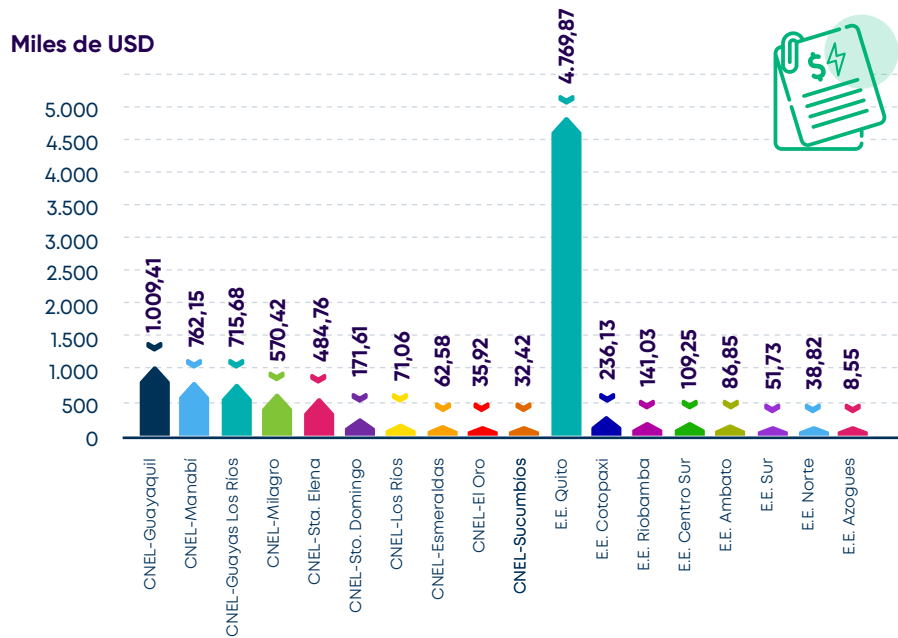
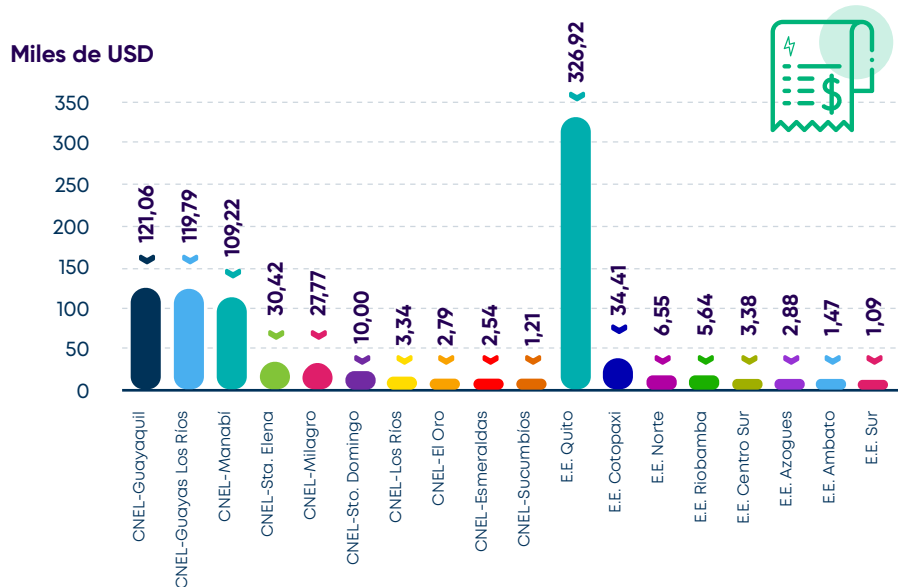


Figura Nro. 151:

Valor de peaje por energía facturada a clientes no regulados, 2020



4.15 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 Nro. 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.

4.15.1 Tarifa residencial para el Programa PEC*

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 ($\text{Consumo}_{\text{incremental}}$), para lo cual se considera los siguientes límites para cada caso ($\text{Límite}_{\text{caso}}$):

- 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 ($\text{Consumo}_{\text{Base}}$) 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_n.- Corresponde al consumo en kWh medido por la distribuidora en el mes correspondiente, luego del registro en el Programa PEC.

Consumo_{Base}.- 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 del Pliego Tarifario y en función de la energía consumida.

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.

4.15.2 Clientes, energía facturada y subsidiada en Programa PEC

En la tabla Nro. 138 se presenta la información de los clientes del Programa PEC por empresa distribuidora.



Tabla Nro. 138 Clientes beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2020

Empresa	Clientes con cocción eléctrica	Clientes con calentamiento de agua	Clientes con cocción eléctrica y calentamiento de agua	Total Clientes Programa PEC
CNEL-Guayaquil	111.542	105	705	112.352
CNEL-Guayas Los Rios	58.409	36	269	58.714
CNEL-Manabi	42.225	112	452	42.789
CNEL-Sto. Domingo	31.080	854	1.446	33.380
CNEL-EI Oro	28.998	31	547	29.576
CNEL-Milagro	24.713	8	78	24.799
CNEL-Sta. Elena	21.830	14	64	21.908
CNEL-Los Ríos	20.239	-	12	20.251
CNEL-Esmeraldas	18.721	2	17	18.740
CNEL-Sucumbios	10.122	6	115	10.243
CNEL-Bolívar	3.356	9	178	3.543
CNELEP	371.235	1.177	3.883	376.295
E.E. Quito	67.560	16.080	78.612	162.252
E.E. Ambato	18.041	5.611	544	24.196
E.E. Norte	21.282	487	2.167	23.936
E.E. Centro Sur	15.317	1.434	2.499	19.250
E.E. Sur	10.614	323	1.218	12.155
E.E. Riobamba	3.440	29	3.409	6.878
E.E. Cotopaxi	3.543	52	626	4.221
E.E. Azogues	838	101	108	1.047
E.E. Galápagos	243	22	38	303
Empresas Eléctricas	140.878	24.139	89.221	254.238
Total General	512.113	25.316	93.104	630.533

A diciembre de 2020, se contó con un total de 630.533 clientes beneficiarios del programa PEC. La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil registró 112.352 clientes con programa PEC, correspondiente al 17,82 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la Quito contó con 162.252 clientes, equivalente al 25,73 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

Figura Nro. 152:

Clientes PEC por empresa distribuidora a diciembre de 2020

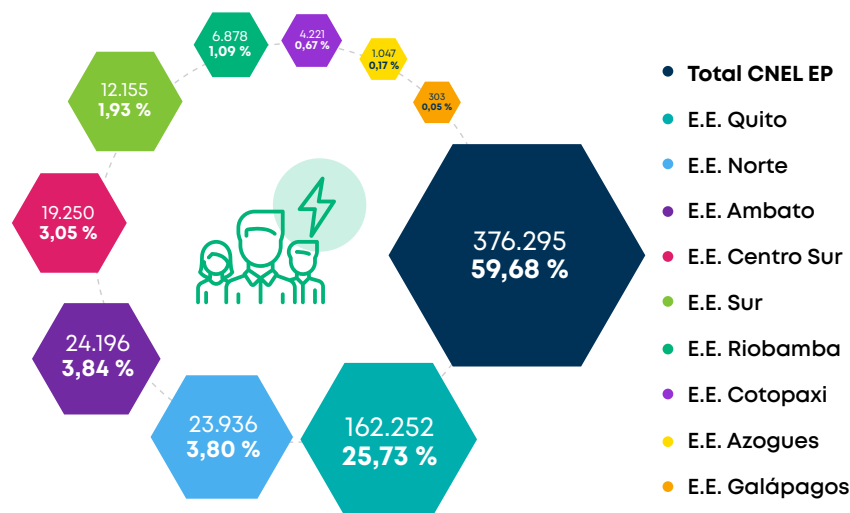
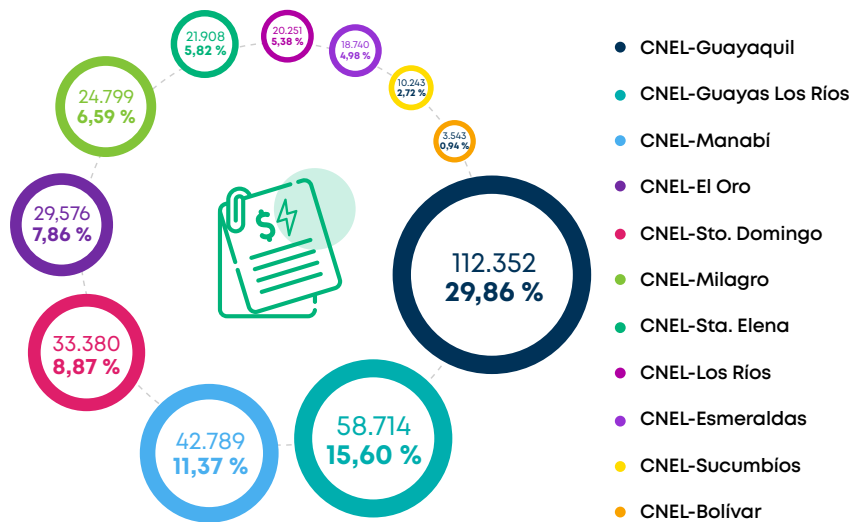


Figura Nro. 153:

Clientes PEC de la CNEL EP a diciembre de 2020



Es importante señalar también, que del total de clientes beneficiarios del programa PEC, el 81,22 % fueron clientes únicamente con cocción eléctrica, el 4,02 % con calentamiento de agua y el 14,77 % con los dos equipamientos.

En la tabla Nro. 139 se presenta la información de los clientes del Programa PEC en cuanto a energía facturada y subsidiada.

Tabla Nro. 139

Energía facturada y subsidiada por programa PEC en los sistemas de distribución

Empresa	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (USD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (USD)
CNEL-Guayaquil	112.352	307,18	30.440.976,84	47,80	4.301.709,14
CNEL-Guayas Los Rios	58.714	143,07	11.776.422,45	29,02	2.611.920,51
CNEL-Manabí	42.789	100,65	8.633.593,76	19,40	1.745.861,22
CNEL-EI Oro	29.576	62,85	5.262.844,87	13,43	1.208.487,06
CNEL-Sto. Domingo	33.380	59,29	4.940.772,05	13,49	1.214.068,32
CNEL-Milagro	24.799	50,91	4.239.368,75	12,12	1.091.184,93
CNEL-Sta. Elena	21.908	47,45	3.775.487,36	10,51	946.343,52
CNEL-Los Rios	20.251	40,40	3.300.759,48	10,05	904.222,89
CNEL-Esmeraldas	18.740	36,37	3.101.375,20	7,24	651.972,15
CNEL-Sucumbios	10.243	23,10	1.946.082,55	4,50	405.032,13
CNEL-Bolívar	3.543	5,33	424.428,34	1,44	129.762,72
CNEL EP	376.295	876,59	77.842.111,65	169,01	15.210.564,59
E.E. Quito	162.252	363,31	34.584.384,04	78,68	7.080.825,21
E.E. Norte	23.936	41,05	3.367.856,37	9,37	842.860,08
E.E. Ambato	24.196	40,28	3.288.018,35	9,13	821.507,94
E.E. Centro Sur	19.250	36,28	3.771.754,41	7,79	701.414,47
E.E. Sur	12.155	21,27	1.606.879,36	6,43	578.448,63
E.E. Riobamba	6.878	13,09	1.111.708,93	3,15	283.442,13
E.E. Cotopaxi	4.221	6,97	717.201,02	1,94	174.535,38
E.E. Azogues	1.047	1,94	154.674,22	0,52	47.193,75
E.E. Galápagos	303	1,09	100.243,63	0,19	17.000,55
Empresas Eléctricas	254.238	525,26	48.702.720,33	117,20	10.547.228,14
Total General	630.533	1.401,85	126.544.831,98	286,20	25.757.792,73

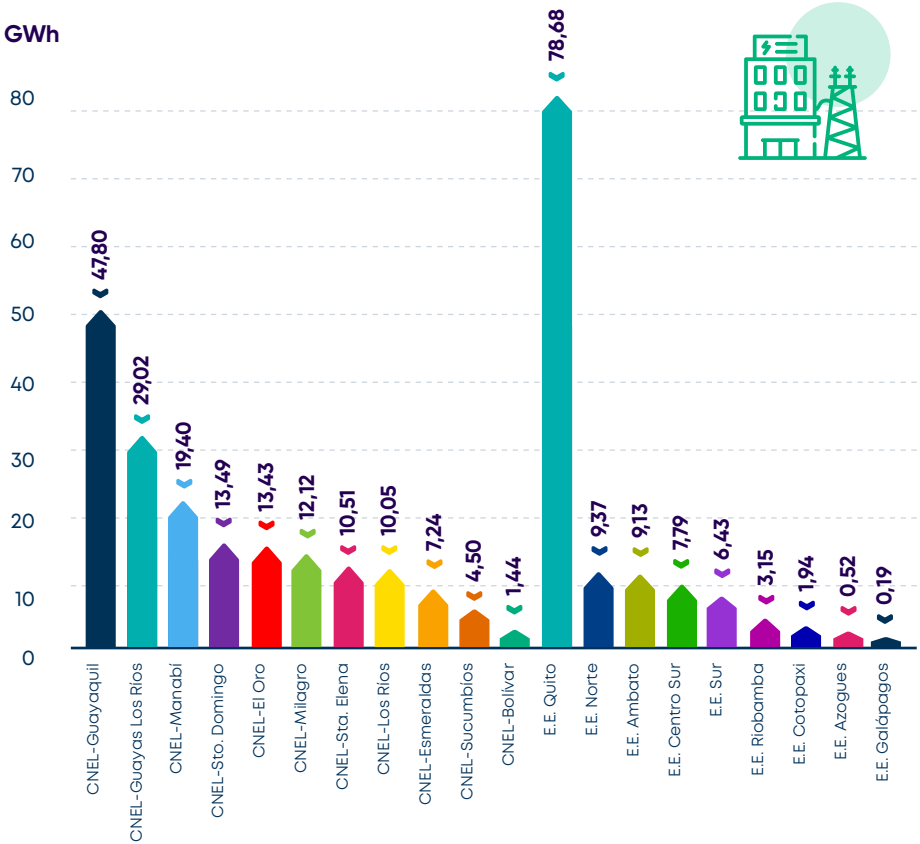
El total de energía subsidiada por programa PEC, en 2020, fue 286,20 GWh.

La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil subsidió 47,80 GWh por programa PEC, equivalente al 16,70 % del total subsidiado.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito subsidió 78,68 GWh, que representó el 27,49 % del total subsidiado por programa PEC.

Figura Nro. 154:

Energía subsidiada por empresa



En la tabla Nro. 140 se presenta, a nivel de provincia, la cantidad de clientes, energía facturada y subsidiada para el programa PEC durante el 2020.



Tabla Nro. 140

Energía facturada y subsidiada en programa PEC

Provincia	Clientes	Energía Facturada (GWh)	Valor Facturado (USD)	Energía Subsidiada (GWh)	Valor Subsidiado (USD) (*)
Guayas	185.800	477,98	44.509.695,93	84,16	7.574.312,95
Pichincha	166.409	370,44	35.139.889,62	80,27	7.224.639,57
Manabí	51.671	116,08	9.926.878,59	22,89	2.059.902,72
Los Ríos	38.303	80,81	6.618.942,99	18,69	1.682.253,36
El Oro	26.383	57,04	4.789.184,51	12,02	1.082.101,77
Santo Domingo De Los Tsáchilas	21.727	39,29	3.264.972,84	8,93	803.594,97
Esmeraldas	19.812	38,23	3.255.808,01	7,67	690.017,13
Santa Elena	16.213	34,44	2.751.653,09	7,66	689.205,42
Azuay	15.818	29,59	3.039.079,09	6,40	576.446,46
Tungurahua	17.094	28,37	2.318.898,73	6,85	616.693,14
Imbabura	14.356	26,52	2.177.668,99	5,92	532.525,86
Loja	9.259	16,42	1.249.088,23	4,86	437.239,53
Chimborazo	7.200	13,69	1.160.716,71	3,30	297.443,70
Sucumbios	5.977	13,03	1.091.977,31	2,56	230.256,00
Orellana	4.359	10,18	863.004,37	1,97	177.598,98
Napo	4.608	7,52	633.534,42	1,56	140.323,25
Carchi	5.502	7,33	608.005,62	1,82	163.915,02
Cotopaxi	4.313	7,07	726.702,44	1,97	177.009,34
Cañar	3.217	6,40	616.514,34	1,43	128.618,93
Pastaza	2.958	5,41	443.677,24	0,99	89.167,50
Bolívar	3.590	5,41	430.990,42	1,46	131.655,42
Morona Santiago	3.011	5,06	499.004,46	1,19	106.971,36
Zamora Chinchipe	2.650	4,44	328.700,40	1,43	128.899,80
Galápagos	303	1,09	100.243,63	0,19	17.000,55
Total Cvvenera	630.533	1.401,85	126.544.831,98	286,20	25.757.792,73

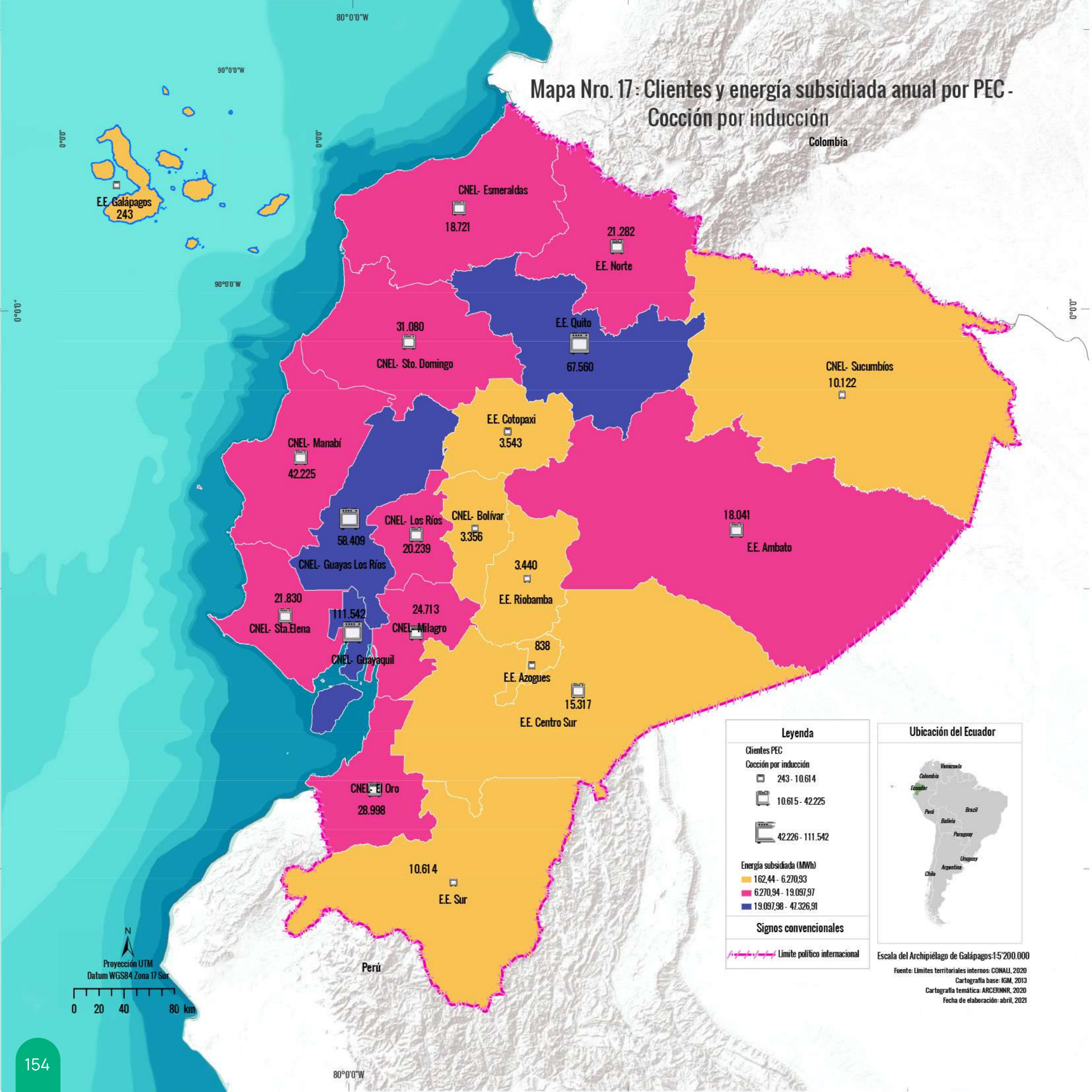


(*) El valor subsidiado (USD) se lo determina con un valor referencial de 0,09 USD/kWh.

Con respecto a los clientes con programa PEC, Guayas registró 185.800 clientes y Pichincha 166.409 clientes, juntas abarcan el 55,86 % de clientes PEC a nivel nacional.

Por otro lado, Galápagos registró 303 clientes, equivalente al 0,05 % del total de clientes PEC a nivel nacional.

Mapa Nro. 17: Clientes y energía subsidiada anual por PEC - Cocción por inducción



Leyenda

Clientes PEC

Cocción por inducción

243 - 10.614

10.615 - 42.225

42.226 - 111.542

Energía subsidiada (MWh)

162,44 - 6.270,93

6.270,94 - 19.097,97

19.097,98 - 47.326,91

Signos convencionales

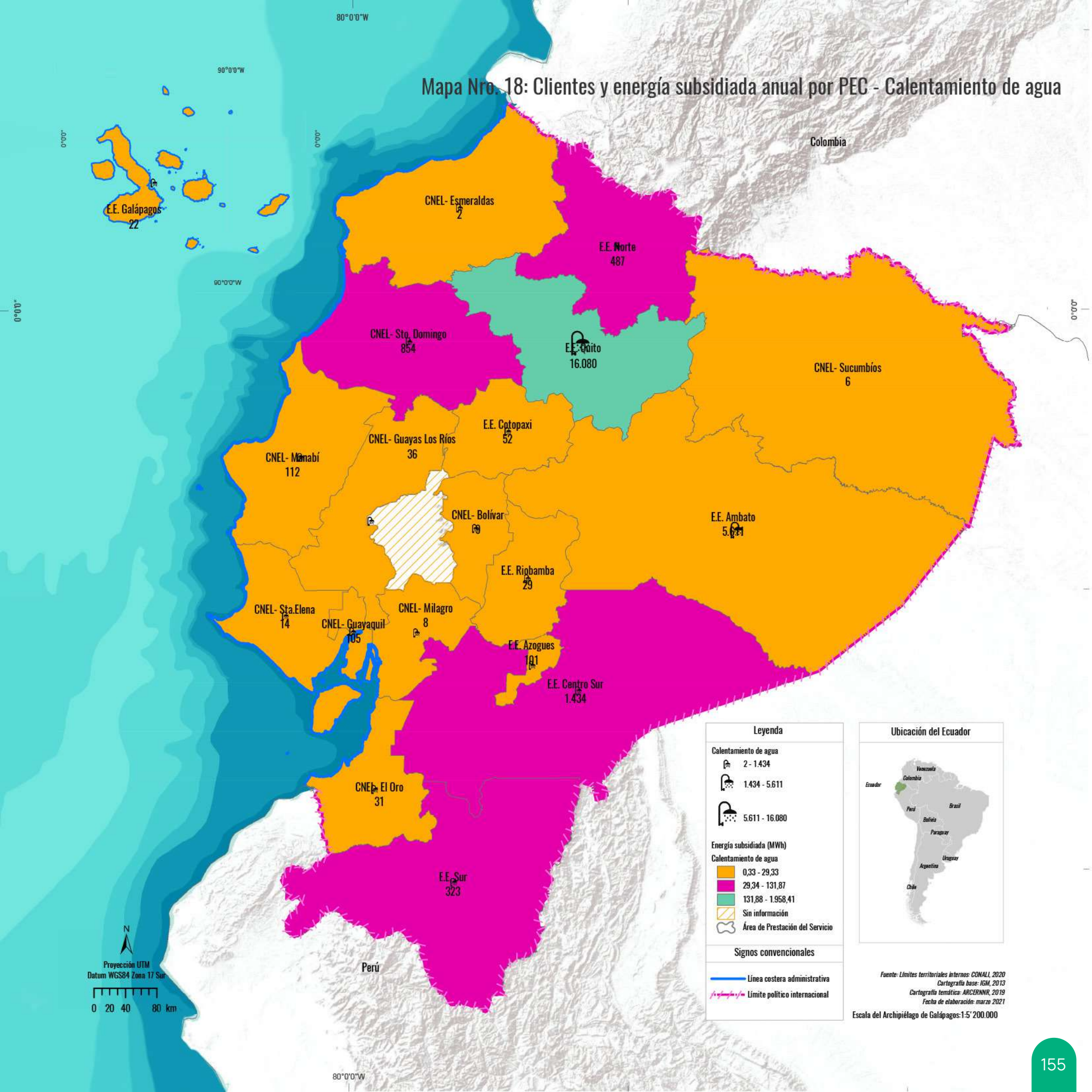
— Limite político internacional



Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5'200.000

Fuente: Límites territoriales internos: CONALI, 2020
Cartografía base: IGM, 2013
Cartografía temática: ARCEMNIR, 2020
Fecha de elaboración: abril, 2021

Mapa Nro. 18: Clientes y energía subsidiada anual por PEC - Calentamiento de agua



Mapa Nro. 19: Clientes y energía subsidiada anual por PEC - Cocción por inducción y Calentamiento de agua

Colombia

EE. Galápagos
38

17
CNEL- Esmeraldas

EE. Norte
2167

1.446
CNEL- Sto. Domingo

78.612
EE. Quito

CNEL- Sucumbios
115

452
CNEL- Manabí

626
EE. Cotopaxi

269
CNEL- Los Ríos
12
CNEL- Guayas Los Ríos

178
CNEL- Bolívar

EE. Ambato
544

CNEL- Sta. Elena
64

705
CNEL- Guayaquil

CNEL- Milagro
78

EE. Riobamba
3.409








EE. Azogues
108

EE. Centro Sur
2.499

CNEL- El Oro
547

EE. Sur
1.218

Perú

Leyenda	
Clientes PEC	
Cocción por inducción y Calentamiento de agua	
	12 - 1.218
	1.219 - 3.409
	3.410 - 78.612
Energía subsidiada (MWh)	
	7,62 - 454,54
	454,55 - 1.707,93
	1.707,94 - 47.496,93
Signos convencionales	
 Límite político internacional	

Ubicación del Ecuador



Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5200.000

Fuente: Límites territoriales internos: CONALI, 2020

Cartografía base: IGM, 2013

Cartografía temática: ARCEMNR, 2020

Fecha de elaboración: abril, 2021



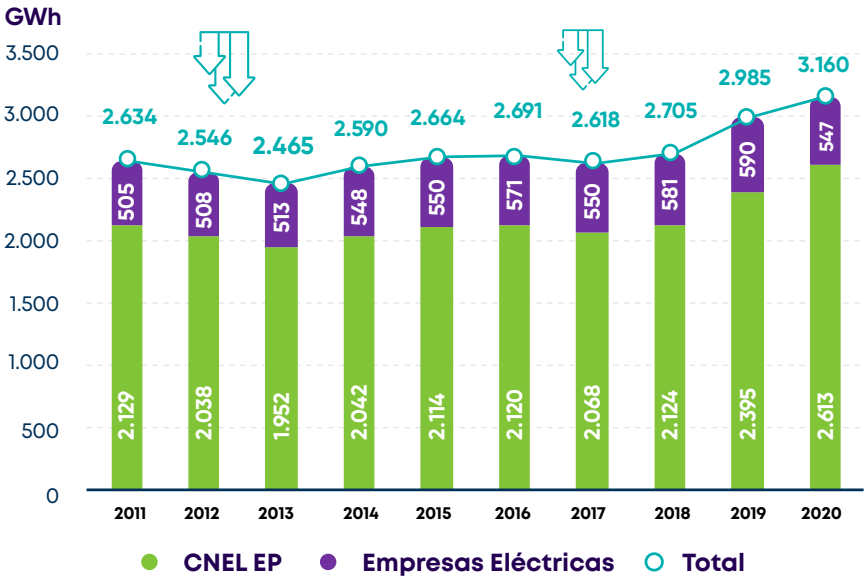
4.16 Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución

En la tabla Nro. 141 se presenta la evolución anual de los valores de pérdidas de energía en el periodo 2011-2020.

Tabla Nro. 141 Pérdidas de energía eléctrica en distribución, periodo 2011-2020

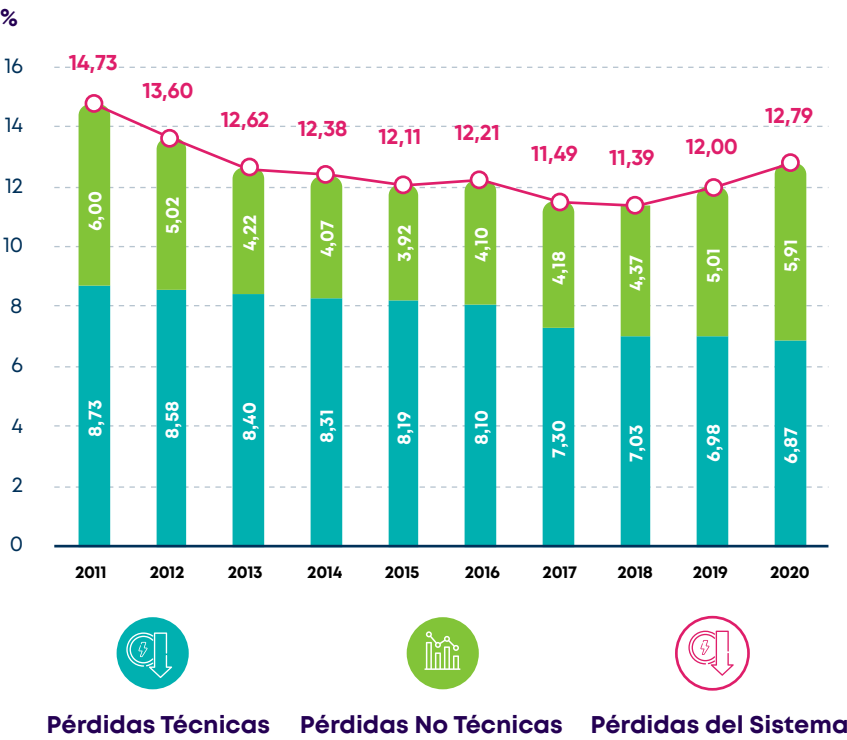
Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
2011	17.882,88	2.634,08	1.560,95	1.073,13	14,73
2012	18.720,95	2.546,06	1.606,80	939,26	13,60
2013	19.537,75	2.465,26	1.641,35	823,91	12,62
2014	20.927,65	2.590,09	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	23.745,74	2.705,29	1.668,58	1.036,71	11,39
2019	24.881,01	2.985,31	1.737,67	1.247,65	12,00
2020	24.716,37	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79

Figura Nro. 155: Pérdidas de energía eléctrica en distribución, periodo 2011-2020



Las pérdidas de energía de los sistemas de distribución en el 2020, fueron 3.160,31 GWh. Con respecto al 2011, existió un incremento de 526,23 GWh.

Figura Nro. 156: Pérdidas de energía eléctrica en distribución, periodo 2011-2020



Porcentualmente, en el 2020 las pérdidas fueron 12,79 %, lo que representó una disminución de 1,94 puntos porcentuales con relación al 2011 (14,73 %).

4.16.1 Comparativo de los valores de pérdidas de las distribuidoras para el 2011 y 2020

Los valores de pérdidas que registraron cada una de las empresas distribuidoras en el 2011 y 2020 se presentan en la tabla Nro. 142.

Tabla Nro. 142

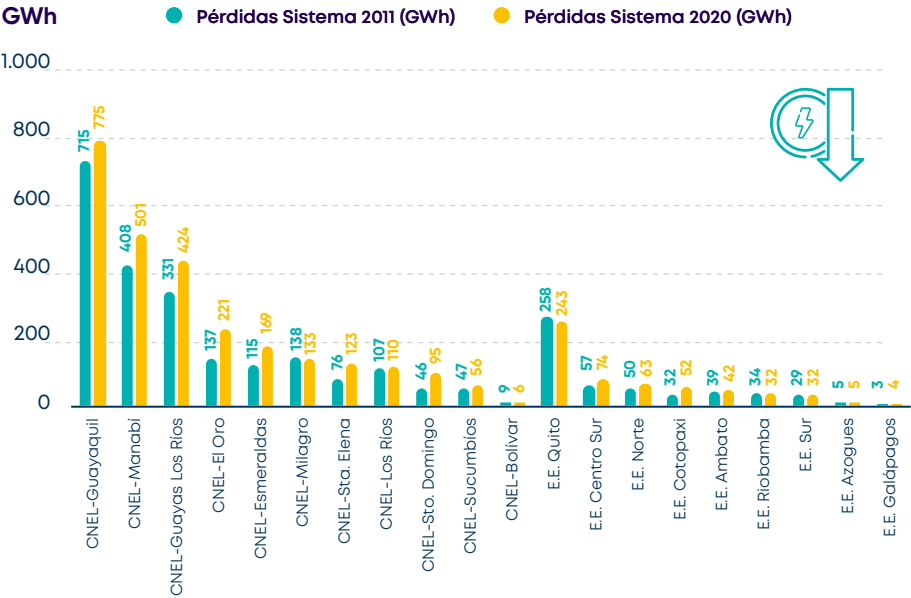
Comparativo de pérdidas y energía eléctrica disponible 2011 vs. 2020

Empresa	2011			2020			Variación Pérdidas (%)
	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)	
CNEL-Guayaquil	4.850,38	715,10	14,74	5.576,04	774,88	13,90	(0,85)
CNEL-Manabí	1.392,44	407,62	29,27	2.013,95	501,14	24,88	(4,39)
CNEL-Guayas Los Ríos	1.518,52	330,68	21,78	2.746,40	424,17	15,44	(6,33)
CNEL-El Oro	749,12	136,97	18,28	1.334,80	220,82	16,54	(1,74)
CNEL-Esmeraldas	451,16	114,99	25,49	617,74	169,32	27,41	1,92
CNEL-Milagro	600,61	137,82	22,95	996,30	132,77	13,33	(9,62)
CNEL-Sta. Elena	449,25	76,28	16,98	831,75	123,31	14,83	(2,15)
CNEL-Los Ríos	343,44	107,17	31,20	506,98	110,02	21,70	(9,50)
CNEL-Sto. Domingo	437,10	46,42	10,62	804,70	95,28	11,84	1,22
CNEL-Sucumbios	211,55	47,18	22,30	784,04	56,19	7,17	(15,13)
CNEL-Bolívar	67,81	8,57	12,64	97,22	5,50	5,66	(6,98)
CNELEP	11.071,39	2.128,79	19,23	16.309,92	2.613,41	16,02	(3,20)
E.E. Quito	3.814,23	257,50	6,75	4.221,47	243,23	5,76	(0,99)
E.E. Centro Sur	838,98	56,65	6,75	1.117,02	73,72	6,60	(0,15)
E.E. Norte	520,95	50,30	9,66	640,59	62,81	9,81	0,15
E.E. Cotopaxi	446,52	31,54	7,06	573,43	51,51	8,98	1,92
E.E. Ambato	502,93	39,32	7,82	695,76	42,31	6,08	(1,74)
E.E. Riobamba	285,34	33,84	11,86	405,52	32,38	7,98	(3,87)
E.E. Sur	270,12	28,53	10,56	607,96	31,62	5,20	(5,36)
E.E. Azogues	97,20	4,90	5,04	90,77	5,50	6,06	1,02
E.E. Galápagos	35,23	2,71	7,69	53,94	3,81	7,06	(0,63)
Empresas Eléctricas	6.811,49	505,29	7,42	8.406,45	546,90	6,51	(0,91)
Total General	17.882,88	2.634,08	14,73	24.716,37	3.160,31	12,79	(1,94)

Para efectos del presente análisis comparativo, los valores de pérdidas presentados para la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil en el 2011, corresponden a los registrados en ese año por la Empresa Eléctrica de Guayaquil.

Figura Nro. 157:

Comparativo de pérdidas
2011 vs. 2020

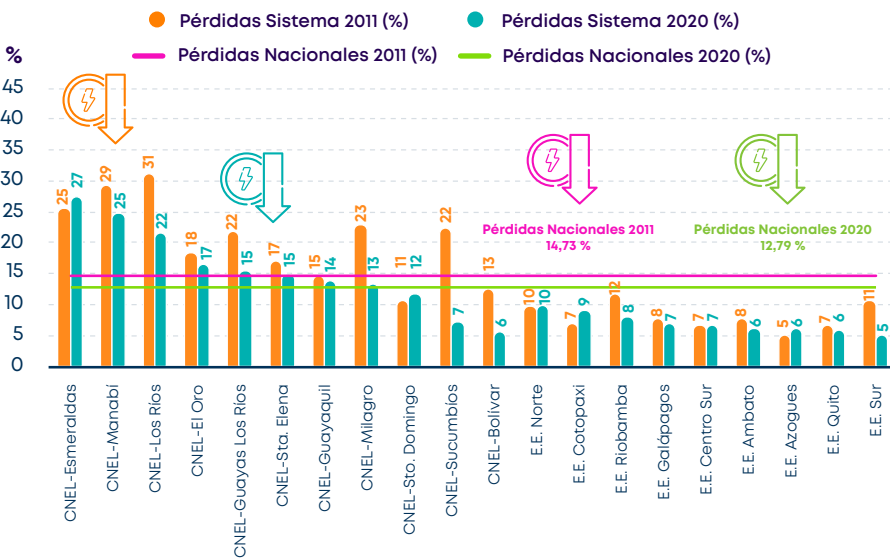


De la tabla Nro. 142 y de la figura Nro. 157 se puede apreciar que la CNEL EP Unidad de Negocio Milagro presentó la disminución más significativa en cuanto a las pérdidas de energía, puesto que estas pasaron de 137,82 GWh en el 2011, a 132,77 GWh en el 2020, es decir, se redujeron 5,05 GWh en pérdidas.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito presentó la disminución más significativa, pasando de 257,50 GWh en el 2011, a 243,23 GWh en el 2020, con una reducción de 14,27 GWh por concepto de pérdidas.

Figura Nro. 158:

Comparativo de pérdidas
2011 vs. 2020



Con respecto a las pérdidas porcentuales, de la tabla Nro. 142 y de la figura Nro. 158 se puede apreciar que la CNEL EP Unidad de Negocio

Sucumbios presentó la disminución más significativa en el porcentaje de pérdidas, puesto que en el 2011 estas fueron 22,30 %, y en el 2020 7,17 %, evidenciando una disminución de 15,13 puntos porcentuales.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Sur presentó la disminución más significativa en pérdidas porcentuales, pasando de 10,56 % en el 2011, a 5,20 % en el 2020, con una reducción de 5,36 puntos porcentuales.

La tabla Nro. 143 detalla las pérdidas de energía de cada empresa distribuidora en el 2020.

Tabla Nro. 143

Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de
distribución, 2020

Empresa	Disponible en el Sistema (GWh)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas del Sistema (%)
CNEL-Guayaquil	5.576,04	774,88	431,74	343,15	13,90
CNEL-Guayas Los Rios	2.746,40	424,17	208,26	215,91	15,44
CNEL-Manabí	2.013,95	501,14	177,62	323,52	24,88
CNEL-El Oro	1.334,80	220,82	114,70	106,12	16,54
CNEL-Milagro	996,30	132,77	47,82	84,94	13,33
CNEL-Sta. Elena	831,75	123,31	63,13	60,18	14,83
CNEL-Sto. Domingo	804,70	95,28	60,68	34,61	11,84
CNEL-Sucumbios	784,04	56,19	50,30	5,89	7,17
CNEL-Esmeraldas	617,74	169,32	47,56	121,76	27,41
CNEL-Los Ríos	506,98	110,02	43,31	66,71	21,70
CNEL-Bolívar	97,22	5,50	5,33	0,17	5,66
CNELEP	16.309,92	2.613,41	1.250,45	1.362,95	16,02
E.E. Quito	4.221,47	243,23	201,08	42,15	5,76
E.E. Centro Sur	1.117,02	73,72	70,65	3,08	6,60
E.E. Ambato	695,76	42,31	41,55	0,76	6,08
E.E. Norte	640,59	62,81	42,87	19,95	9,81
E.E. Sur	607,96	31,62	18,79	12,83	5,20
E.E. Cotopaxi	573,43	51,51	42,28	9,23	8,98
E.E. Riobamba	405,52	32,38	22,85	9,53	7,98
E.E. Azogues(*)	90,77	5,50	4,85	0,64	6,06
E.E. Galápagos	53,94	3,81	3,08	0,73	7,06
Empresas Eléctricas	8.406,45	546,90	448,00	98,90	6,51
Total General	24.716,37	3.160,31	1.698,45	1.461,86	12,79



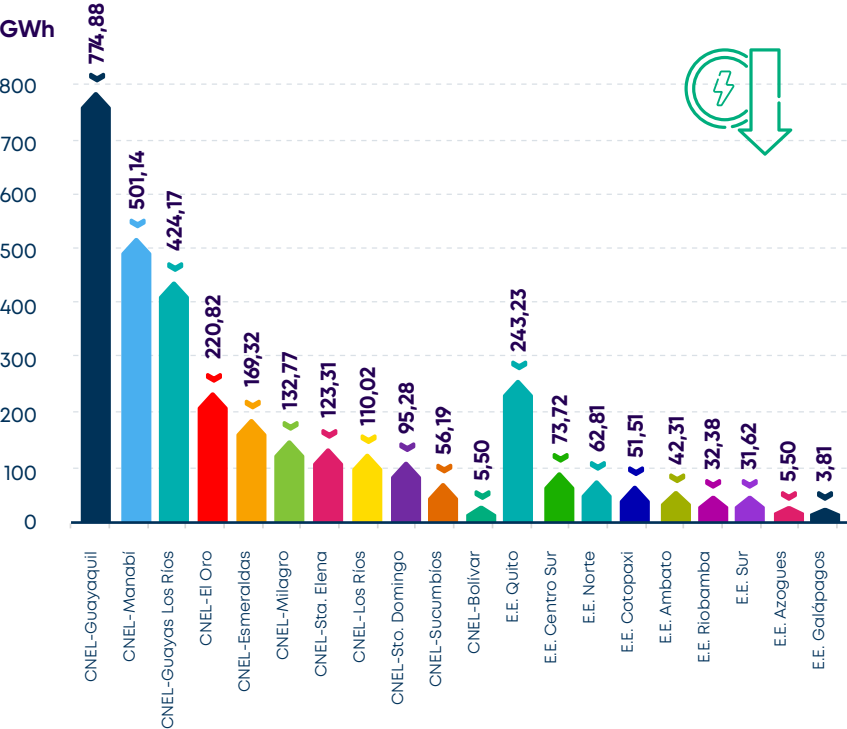
(*) Para el cálculo de las pérdidas de energía de la E.E. Azogues, se replicaron los valores (GWh) reportados en diciembre 2019 (para enero y febrero 2020), marzo 2020 (para abril 2020), mayo 2020 (para junio 2020), y agosto 2020 (para septiembre, octubre y noviembre 2020); esto debido a que esta distribuidora obtuvo en enero, febrero, abril, junio, septiembre, octubre y noviembre 2020, valores inconsistentes de pérdidas. Esta empresa se encuentra en el proceso de corrección de dichos valores.

La energía disponible en el sistema de distribución fue 24.716,37 GWh, de esta cantidad 3.160,31 GWh corresponden a pérdidas del sistema, esto representó el 12,79 % de pérdidas a nivel nacional.

En la CNEL EP, las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Guayaquil (774,88 GWh), Manabí (501,14 GWh) y Guayas Los Rios (424,17 GWh). La Unidad de Negocio que menores pérdidas registró fue Bolivar (5,50 GWh).

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito fue la que mayores pérdidas en energía registró (243,23 GWh); mientras que la Galápagos tuvo menores pérdidas (3,81 GWh).

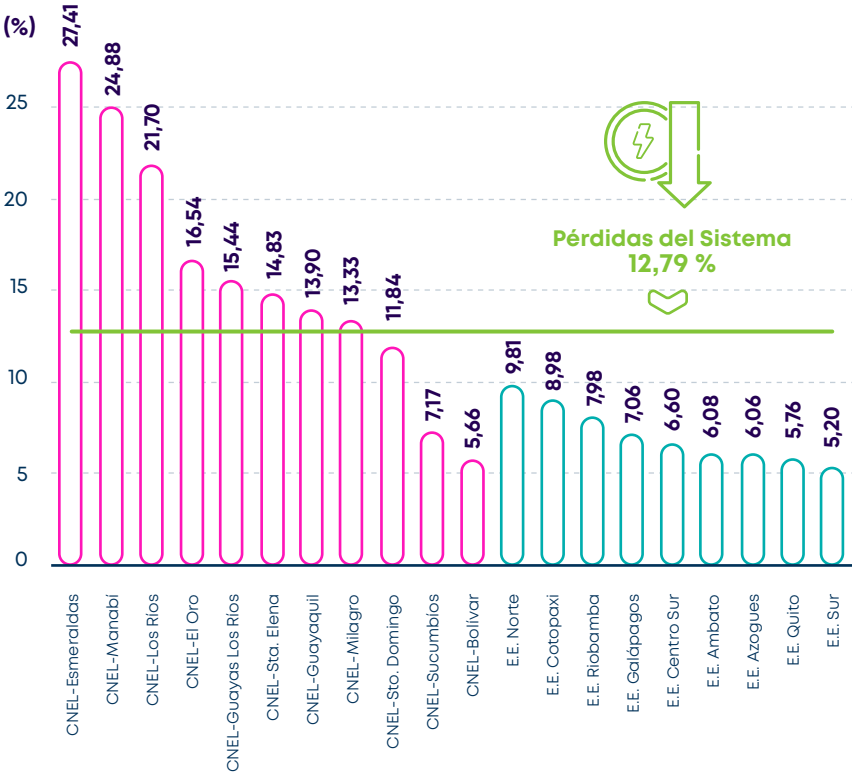
Figura Nro. 159: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020



Considerando las pérdidas en porcentaje, en la CNEL EP las Unidades de Negocio que mayores pérdidas registraron fueron Esmeraldas (27,41 %), Manabí (24,88 %) y Los Rios (21,70 %): mientras que la Unidad de Negocio Bolivar fue la que menor porcentaje de pérdidas registró (5,66 %).

Por parte de las empresas eléctricas, la Norte (9,81 %) y la Cotopaxi (8,98 %) son las que mayores pérdidas en porcentaje presentaron; en tanto que la Sur, fue la que tuvo el menor porcentaje de pérdidas (5,20 %).

Figura Nro. 160: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, 2020







INTERCONEXIONES

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CAPÍTULO

05



INTERCONEXIONES

DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

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.



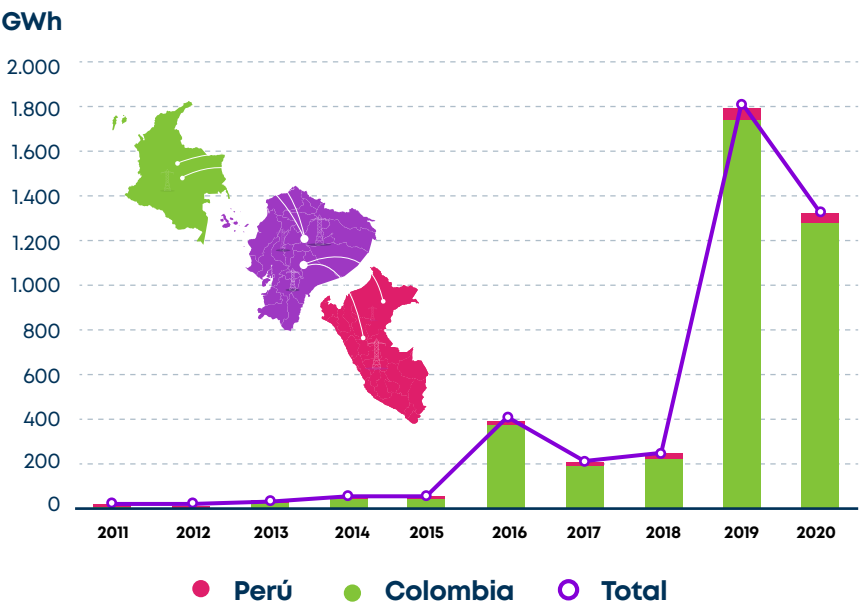
5.1 Exportación de energía eléctrica

En la tabla Nro. 144 se presenta la energía exportada hacia Colombia y Perú, durante el periodo 2011-2020. En el 2011 se exportaron 14,39 GWh y en el 2020, 1.340,63 GWh, el incremento fue 1.326,23 GWh.

Tabla Nro. 144: Energía exportada por tipo de cliente (GWh)

Exportación	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Colombia	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33	378,52	194,53	233,53	1.765,22	1.301,96
Perú	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85	23,28	17,27	22,13	61,42	38,66
Total	14,39	11,88	28,98	47,24	46,17	401,80	211,80	255,66	1.826,64	1.340,63

Figura Nro. 161: Energía exportada periodo 2011-2020



En la tabla Nro. 145 se presentan los valores económicos por la energía exportada hacia Colombia y Perú durante el periodo 2011-2020. En el 2011 el monto alcanzó 2,07 MUSD y en el 2020, 55,67 MUSD, el incremento fue 53,60 MUSD.

Tabla Nro. 145: Valor de la energía exportada (MUSD)

Interconexión	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Colombia	0,19	0,17	1,11	1,95	2,57	37,36	3,13	5,86	67,75	55,23
Perú	1,88	2,36	0,05	0,04	0,10	0,35	0,22	0,36	0,66	0,44
Total	2,07	2,54	1,16	1,99	2,68	37,72	3,35	6,22	68,41	55,67

En la tabla Nro. 146 se presentan los precios medios de la energía exportada en el periodo 2011-2020, para el 2020 fue 4,15 USD ¢/kWh, Colombia con 4,24 USD ¢/kWh y Perú 1,14 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 146: Precio medio de la energía exportada (USD ¢/kWh)

Interconexión	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Colombia	2,27	2,66	3,90	4,16	5,68	9,87	1,61	2,51	3,84	4,24
Perú	30,46	44,03	10,51	11,04	12,04	1,52	1,30	1,62	1,07	1,14
Ponderado	14,36	21,35	4,01	4,21	5,79	9,39	1,58	2,43	3,75	4,15

La exportación de energía durante el 2020 registró un total de 1.340,63 GWh, de los cuales 1.301,96 GWh, 97,12 % fueron transferidos a Colombia; y, 38,66 GWh, 2,88 % a Perú.

El valor total de la energía exportada fue 55,67 MUSD. De esto 55,23 MUSD, 99,21 % corresponden a lo exportado hacia Colombia y 0,44 MUSD, 0,79 % hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía se situó en 4,15 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 4,24 USD ¢/kWh; y, para Perú a 1,14 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. 147:

Energía exportada

Interconexión	Mes	Energía Exportada (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	126.736,13	7.275.607,90	5,74
	Feb	107.719,52	9.481.835,11	8,80
	Mar	59.338,08	4.208.445,88	7,09
	Abr	201.081,64	6.062.444,37	3,01
	May	223.435,04	11.374.995,03	5,09
	Jun	221.373,00	10.162.898,58	4,59
	Jul	210.093,61	3.785.529,77	1,80
	Ago	135.355,69	2.204.604,22	1,63
	Sep	10.319,00	325.479,09	3,15
	Oct	1.019,77	69.610,25	6,83
	Nov	210,29	24.338,46	11,57
	Dic	5.282,43	252.595,09	4,78
Colombia		1.301.964,18	55.228.383,77	4,24
Perú	Ene	72,05	8.173,47	11,34
	Feb	60,12	6.915,65	11,50
	Mar	62,10	16.331,95	26,30
	Abr	1.671,53	15.826,75	0,95
	May	4.131,75	36.765,12	0,89
	Jun	17.246,17	153.213,98	0,89
	Jul	11.596,29	121.287,44	1,05
	Ago	3.017,49	43.727,75	1,45
	Sep	579,53	14.656,93	2,53
	Oct	77,25	8.523,45	11,03
	Nov	68,11	7.909,12	11,61
	Dic	79,85	9.083,29	11,38
Perú		38.662,25	442.414,90	1,14
Total General		1.340.626,43	55.670.798,67	4,15

Lo exportado a través del SNT representó 1.339,43 GWh, de los cuales 1.301,59 GWh, 97,17 % fueron exportados a Colombia; y, 37,84 GWh, 2,83 % a Perú.

El valor exportado a través de líneas de transmisión representó 55,54 MUSD: 55,20 MUSD, 99,39 % corresponden a lo exportado hacia Colombia; y, 0,34 MUSD, 0,61 % hacia Perú.

El precio medio de exportación de energía a través de líneas de transmisión se situó en 4,15 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 4,24 USD ¢/kWh, y para Perú a 0,90 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 148: Energía exportada a través del SNT

Interconexión	Mes	Energía Exportada SNT (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	126.699,23	7.272.532,81	5,74
	Feb	107.683,95	9.478.894,77	8,80
	Mar	59.308,22	4.205.892,10	7,09
	Abr	201.052,31	6.059.929,75	3,01
	May	223.402,60	11.372.382,39	5,09
	Jun	221.346,21	10.160.653,93	4,59
	Jul	210.061,91	3.782.879,03	1,80
	Ago	135.328,39	2.202.359,83	1,63
	Sep	10.288,36	322.960,81	3,14
	Oct	990,09	67.060,45	6,77
	Nov	177,53	21.607,18	12,17
	Dic	5.250,59	249.924,83	4,76
Colombia		1.301.589,38	55.197.077,90	4,24
Perú	Ene	-	-	-
	Feb	-	-	-
	Mar	-	-	-
	Abr	1.611,41	8.911,10	0,55
	May	4.064,08	29.014,67	0,71
	Jun	17.176,37	145.593,68	0,85
	Jul	11.525,24	113.246,44	0,98
	Ago	2.953,85	36.810,83	1,25
	Sep	511,38	7.144,01	1,40
	Oct	-	-	-
	Nov	-	-	-
	Dic	-	-	-
Perú		37.842,34	340.720,73	0,90
Total General		1.339.431,72	55.537.798,63	4,15

La exportación a través de redes de distribución representó 1,19 GWh, de los cuales 0,37 GWh, 31,37 % fueron exportados por la Unidad de Negocio Sucumbíos de CNEL EP y la E.E. Norte a Colombia; y, 0,82 GWh, 68,63 % por la E. E. Sur a Perú.

El valor exportado a través de redes de distribución representó 0,13 MUSD, de los cuales 0,03 MUSD, 23,54 % fueron exportados por la Unidad de Negocio Sucumbíos de la CNELEP y la E.E. Norte a Colombia; y, 0,10 MUSD, 76,46 % por la E. E. Sur a Perú.

El precio medio de lo exportado a través de redes de distribución se situó en 11,13 USD ¢/kWh; para Colombia se exportó a 8,35 USD ¢/kWh, y para Perú a 12,40 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 149: Energía exportada a través de redes de distribución (1/2)

Interconexión	Vendedor	Mes	Energía Exportada Sistemas de Distribución (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	E.E. Norte	Ene	1,60	161,50	10,09
		Feb	3,40	279,72	8,23
		Mar	1,69	158,59	9,38
		Abr	2,07	185,22	8,95
		May	2,34	223,48	9,56
		Jun	2,00	194,69	9,73
		Jul	2,50	230,19	9,21
		Ago	2,70	244,39	9,05
		Sep	2,30	215,99	9,39
		Oct	2,40	218,37	9,09
		Nov	3,00	270,55	9,02
		Dic	2,60	246,87	9,50
	CNEL-Sucumbios	Ene	35,30	2.913,59	8,25
		Feb	32,17	2.660,62	8,27
		Mar	28,17	2.395,19	8,50
		Abr	27,26	2.329,40	8,55
		May	30,10	2.389,16	7,94
		Jun	24,79	2.049,96	8,27
		Jul	29,20	2.420,55	8,29
		Ago	24,60	2.000,00	8,13
		Sep	28,34	2.302,29	8,12
		Oct	27,28	2.331,43	8,55
		Nov	29,76	2.460,73	8,27
		Dic	29,24	2.423,39	8,29
Colombia			374,80	31.305,87	8,35

Tabla Nro. 149:

Energía exportada a través de redes de distribución (2/2)

Interconexión	Vendedor	Mes	Energía Exportada Sistemas de Distribución (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD¢/kWh)
Perú	E.E. Sur	Ene	72,05	8.173,47	11,34
		Feb	60,12	6.915,65	11,50
		Mar	62,10	16.331,95	26,30
		Abr	60,12	6.915,65	11,50
		May	67,67	7.750,45	11,45
		Jun	69,80	7.620,30	10,92
		Jul	71,05	8.041,00	11,32
		Ago	63,64	6.916,92	10,87
		Sep	68,15	7.512,92	11,02
		Oct	77,25	8.523,45	11,03
		Nov	68,11	7.909,12	11,61
		Dic	79,85	9.083,29	11,38
Perú			819,90	101.694,17	12,40
Total General			1.194,70	133.000,04	11,13

5.2 Importación de energía eléctrica

En la tabla Nro. 150 y figura Nro. 162 se presenta la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2011-2020. Se evidencia una reducción en la importación de energía debido al inicio de operación de varios proyectos de generación renovables. La energía importada en el 2011 fue 1.294,59 GWh y en el 2020 fue 250,8 GWh, la disminución fue 1.043,80 GWh, lo que representó una reducción del 80,63 %.

Tabla Nro. 150:

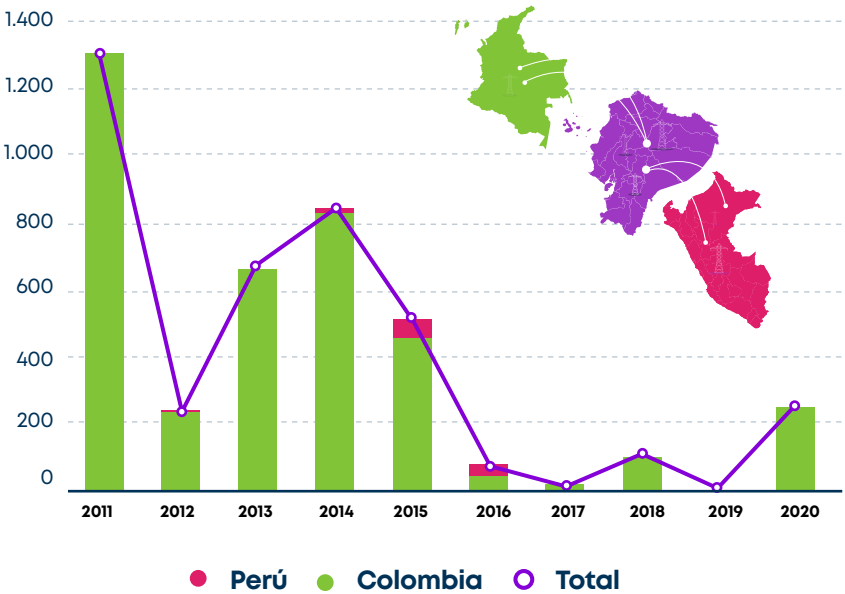
Energía importada a través del SNT por tipo de transacción (GWh)

Importación	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Colombia	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52	106,07	5,83	250,79
Perú	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75	-	-	-	-
Total	1.294,59	238,20	662,34	836,74	511,81	81,66	18,52	106,07	5,83	250,79

Figura Nro. 162:

Energía importada periodo 2011-2020

GWh



En la tabla Nro. 151 se presentan los valores económicos por la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2011-2020, que para el 2011 fue 87,83 MUSD y para el 2020, 12,67 MUSD, la disminución fue 75,16 MUSD lo que representó una reducción del 85,57 %.

Tabla Nro. 151:

Valor de la energía importada (MUSD)

Interconexión	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Colombia	87,83	23,99	78,06	96,16	47,98	6,07	0,88	4,63	0,28	12,67
Perú	-	1,22	-	0,55	3,13	2,20	-	-	-	-
Total	87,83	25,21	78,06	96,71	51,11	8,27	0,88	4,63	0,28	12,67

En la tabla Nro. 152 se presentan los precios medios de la energía importada, para el 2020 fue 5,05 USD ¢/kWh.

Tabla Nro. 152:

Precio medio de la energía importada (USD ¢/kWh)

Interconexión	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Colombia	6,78	10,16	11,79	11,67	10,49	13,82	4,75	4,37	4,80	5,05
Perú	-	56,12	-	4,32	5,74	5,84	-	-	-	-
Ponderado	6,78	10,58	11,79	11,56	9,99	10,13	4,75	4,37	4,80	5,05

En el 2020 las importaciones de energía se efectuaron con Colombia a través del SNT y con Perú a través de redes de distribución, se registraron un total de 250,8 GWh, de los cuales 250,79 GWh, 99,99 % fueron importados desde Colombia; y, 6,43 MWh, 0,01 % fueron importados desde Perú.

El valor total de la energía importada fue 12.672.745,77 USD, de los cuales 12.672.363,30 USD, 99,99 % fueron importados a través del SNT desde Colombia; y, 382,47 USD, 0,01 % fueron importados a través de redes de distribución desde Perú.

El precio medio ponderado de la energía importada fue 5,05 USD ¢/kWh; para Colombia se importó a 5,05 USD ¢/kWh; y, para Perú a 12,66 USD ¢/kWh.

Con respecto a la energía total generada a nivel nacional (31.248,00 GWh), la importación representó 0,80 %.



Tabla Nro. 153: Energía importada SNT y redes de distribución

Empresa	Mes	Energía Importada (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
Colombia	Ene	154,68	12.604,72	8,15
	Feb	52,36	6.209,84	-
	Mar	1.006,74	43.573,58	4,33
	Abr	7,29	184,63	2,53
	May	12,02	988,88	8,23
	Jun	21,22	1.218,08	5,74
	Jul	34,89	750,49	2,15
	Ago	1.898,78	69.672,03	3,67
	Sep	146,21	4.673,18	3,20
	Oct	12.657,82	457.606,24	3,62
	Nov	202.063,01	10.868.195,23	5,38
	Dic	32.739,66	1.206.686,40	3,69
Colombia		250.794,68	12.672.363,30	5,05
Perú	Ene	0,65	84,91	-
	Feb	0,60	82,55	13,71
	Mar	0,60	79,63	13,22
	Abr	0,54	64,25	11,79
	May	0,62	71,13	11,46
	Jun	0,57	-	-
	Jul	0,58	-	-
	Ago	0,57	-	-
	Sep	0,56	-	-
	Oct	0,56	-	-
	Nov	0,57	-	-
	Dic	-	-	-
Perú		6,43	382,47	12,66
Total General		250.801,12	12.672.745,77	5,05

5.3 Comparativo del precio medio de transacciones internacionales en el SNT

En las figuras Nros. 163 y 164 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. 163: Comparativo del precio medio de transacciones con Colombia

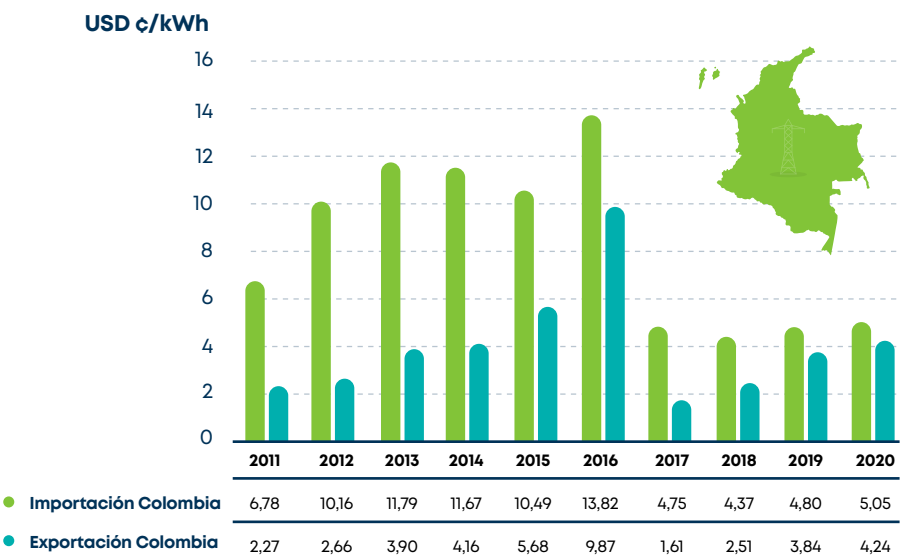
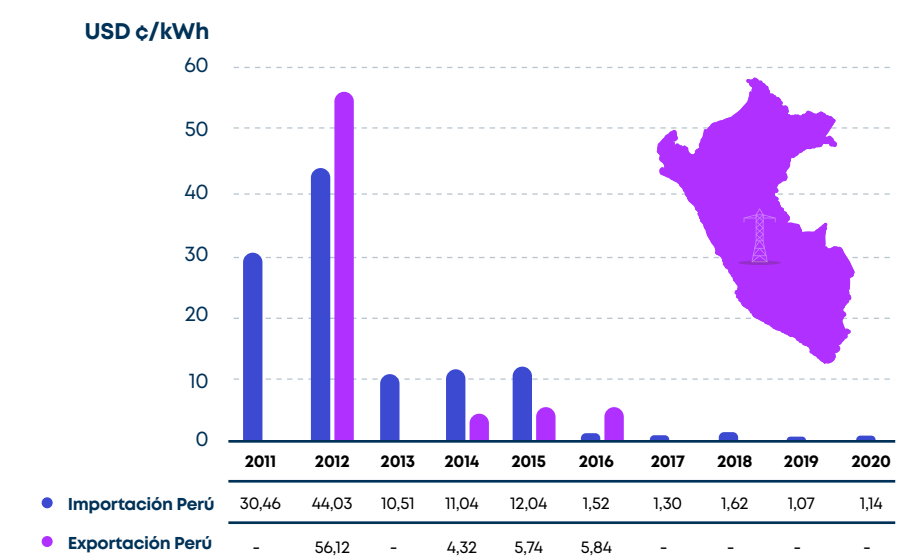


Figura Nro. 164: Comparativo del precio medio de transacciones con Perú

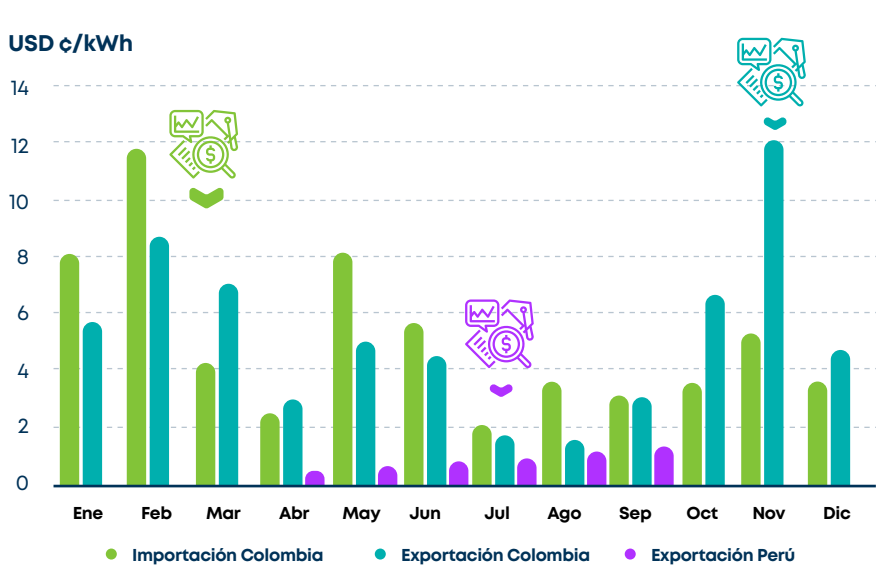


En la tabla Nro. 154 y figura Nro. 165, se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica en el SNT; los resultados muestran que el precio medio de importación desde Colombia fue ligeramente superior al de exportación; sin embargo y como se pudo apreciar el volumen de exportación es muy superior al de importación, representando 1.340,63 GWh frente a 250,8 GWh respectivamente.

Tabla Nro. 154: Comparativo precio medio SNT (USD ¢/kWh)

Mes	Importación		Exportación	
	Colombia	Perú	Colombia	Perú
Ene	8,15	-	5,74	-
Feb	11,86	-	8,80	-
Mar	4,33	-	7,09	-
Abr	2,53	-	3,01	0,55
May	8,23	-	5,09	0,71
Jun	5,74	-	4,59	0,85
Jul	2,15	-	1,80	0,98
Ago	3,67	-	1,63	1,25
Sep	3,20	-	3,14	1,40
Oct	3,62	-	6,77	-
Nov	5,38	-	12,17	-
Dic	3,69	-	4,76	-
Ponderado	5,05	-	4,24	0,90

Figura Nro. 165: Comparativo precio medio SNT







MAPA NORMATIVO

E INSTITUCIONALIDAD DEL
SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO



CAPÍTULO
06



MAPA NORMATIVO

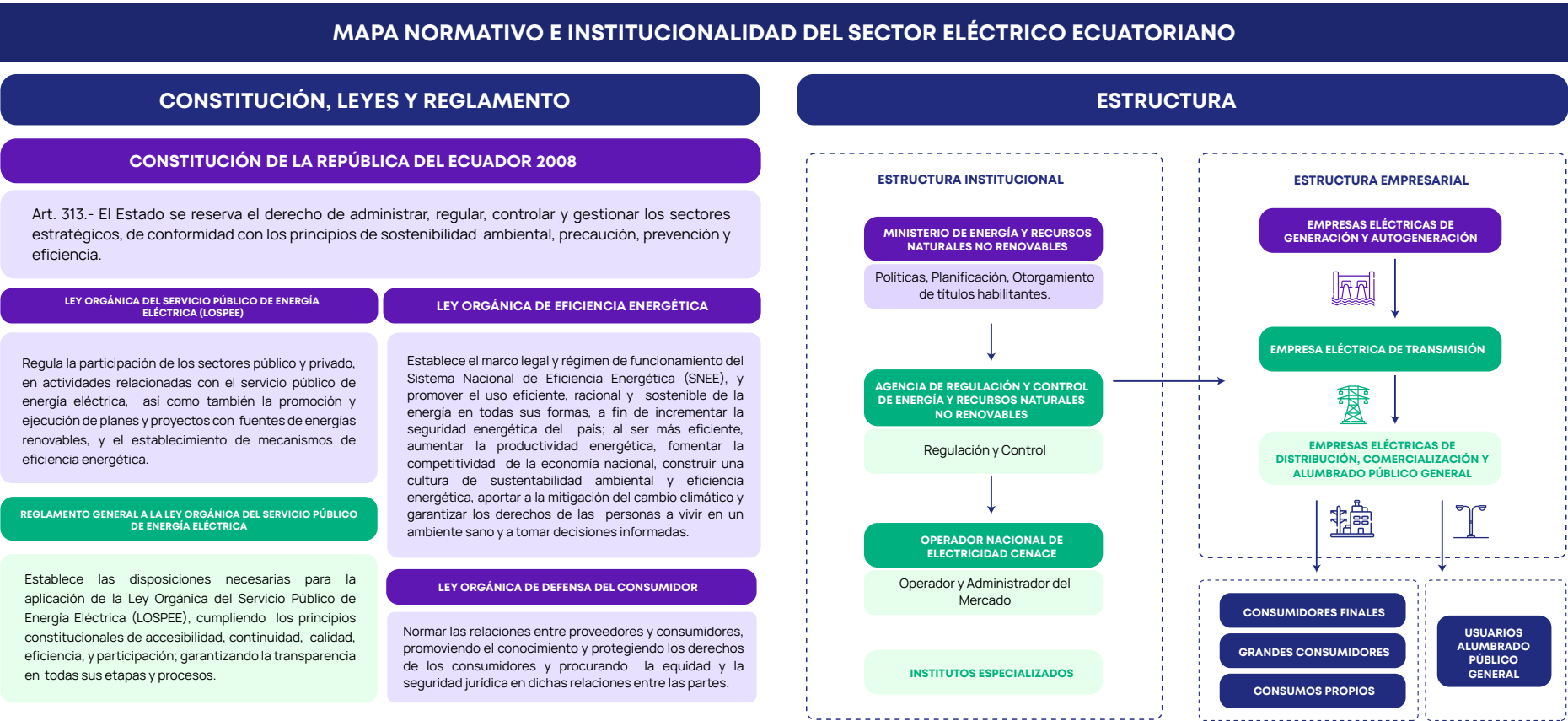
E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

6.1 Introducción

El presente mapa normativo nace con el propósito de conceptualizar de una forma global y simplificada la institucionalidad, el marco legal y el marco regulatorio del sector eléctrico ecuatoriano, con el objetivo final de mostrar a los participantes del sector eléctrico, instituciones, empresas privadas, inversionistas, gremios, academia y la ciudadanía en general, el funcionamiento del sector eléctrico y la normativa vigente.












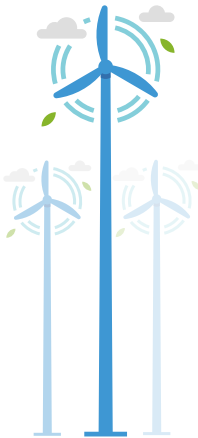
Figura Nro. 166: Mapa Normativo e Institucionalidad del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021



MAPA NORMATIVO E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

MARCO REGULATORIO

TEMAS SECTORIALES	 GENERACIÓN	 TRANSMISIÓN	 DISTRIBUCIÓN	 COMERCIALIZACIÓN	 ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL	 ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL SNI	 TRANSACCIONES INTERNACIONALES
Regulación ARCERNNR 007/20 "Procedimiento administrativo para el juzgamiento de infracciones en el sector eléctrico"	Regulación ARCONEL 001/19 "Modelo de contrato regulado a ser suscrito con Generadores que obtienen su Título Habilitante a través de Procesos Públicos de Selección"	Regulación CONELEC 003/08 "Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado"	Regulación ARCONEL 001/20 "Distribución y comercialización de energía eléctrica"	Regulación ARCONEL 002/18 "Modelo de contrato de suministro de energía eléctrica"	Regulación ARCERNNR 006/20 "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General"	Regulación ARCERNNR 004/20 "Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia"	Regulación ARCONEL 002/15 "Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú a través de los Agentes Habilitantes conforme la normativa supranacional expedida por la Comunidad Andina"
Establecer el procedimiento administrativo para el juzgamiento de infracciones establecidas en la LOSPEE y los Títulos Habilitantes, por parte de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovable a los participantes del sector eléctrico, al CENACE y a los terceros.	Establecer el modelo de Contrato Regulado, que permita a los generadores privados y de economía popular y solidaria, que han obtenido un Título Habilitante como resultado de un Proceso Público de Selección (PPS), vender a la demanda regulada los productos técnicos que han sido definidos en el Título Habilitante.	Establecer los niveles y los procedimientos de evaluación de la calidad de la potencia, y del servicio de transmisión y conexión en los sistemas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), operado conforme a las disposiciones indicadas en la normativa vigente relacionadas con el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM, Procedimientos de Despacho y Operación y Restricciones e Inflexibilidades Operativas, o aquellas normas que las sustituyan o reformen.	Regular los aspectos técnicos, comerciales y operativos entre: la distribuidora y el consumidor; y, la distribuidora, el transmisor y el consumidor, cuando corresponda; en la prestación del servicio público de energía eléctrica.	Establecer el modelo de contrato para el suministro del servicio público de energía eléctrica a ser suscrito entre empresas distribuidoras y consumidores regulados.	Normar las condiciones técnicas y comerciales que permitan a las empresas eléctricas distribuidoras prestar el servicio de alumbrado público general con calidad y eficiencia.	Establece las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema eléctrico de potencia.	
Regulación ARCONEL 002/19 "Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, SIsDAT 2.0"	Regulación ARCONEL 002/16 "Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental, previas al inicio de la operación comercial de centrales o unidades de generación"		Regulación ARCERNNR 002/20 "Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica"	Regulación ARCONEL 001/17 "Procedimiento para la atención de reclamos presentados por parte de los consumidores del servicio público de energía eléctrica"	Regulación ARCONEL 004/15 "Requerimientos Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución"	Regulación ARCERNNR 005/20 "Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano"	
Establecer de forma integral criterios y normas para gestionar el proceso de operación del Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico (SIsDAT 2.0).	Determina los requisitos y el procedimiento que deben seguir los titulares de títulos habilitantes para generación, para dar inicio a las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental de centrales o unidades de generación, previo a su declaración en operación comercial.		Establece los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas de distribución y consumidores, según corresponda.	Establece el procedimiento que deben emplear las empresas eléctricas de distribución para atender los reclamos que presenten los consumidores, con relación a la prestación del servicio público de energía eléctrica y al servicio de alumbrado público general; e incorporar el procedimiento administrativo, a cargo de la ARCONEL, para la atención de los reclamos de segunda instancia.		Establecer las disposiciones regulatorias que normen el funcionamiento comercial y la administración de las transacciones comerciales en el sector eléctrico.	Establece los lineamientos técnicos y comerciales a ser cumplidos por el CENACE, el Agente Habilitado y los demás agentes involucrados, para efectuar los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, en aplicación a las disposiciones establecidas en la normativa supranacional expedida por la CAN.
Regulación ARCONEL 003/15 "Procedimiento para la elaboración y difusión de proyectos de regulación del sector eléctrico"	Resolución No. ARCONEL 037/19 "Metodología para la Determinación de Precios de Reserva de los Procesos Públicos de Selección en el Ecuador"	 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	Regulación ARCONEL 001/18 "Franjas de servidumbre en líneas del servicio de energía eléctrica y distancias de seguridad entre las redes eléctricas y edificaciones"	Regulación ARCONEL 005/15 "Modelo de factura para el pago de los servicios públicos de energía eléctrica y alumbrado público general"	Reforma a la Regulación ARCONEL 003/18, denominada "Microgeneración fotovoltaica para autobastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica"	Regulación ARCONEL 004/17 "Regulación para Grandes Consumidores"	Resolución CONELEC 065/12 "Resolución Agente Habilitado"
Establece los lineamientos para la elaboración de un proyecto de regulación y el procedimiento para la difusión interna y externa del mismo, previo a su expedición.	Establecer la metodología para la determinación de precios de reserva de los Procesos Públicos de Selección en el Ecuador.	Regulación ARCERNNR 001/21 "Marco normativo de la Generación Distribuida para autobastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica"	Determinar las franjas de servidumbre para líneas de medio y alto voltaje, con el objeto de prevenir y reducir afectaciones a la confiabilidad de dichas instalaciones; y, definir las distancias de seguridad entre las redes eléctricas y las edificaciones, a fin de reducir y prevenir los riesgos de contacto y acercamiento de las personas, con el propósito de salvaguardar su integridad física.	Establecer un modelo de factura en la cual se identifique la información y valores a pagar por parte del consumidor, por el servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general prestado por las empresas habilitadas para tal efecto.		Regula los requisitos, características, condiciones y procedimientos para la calificación de Grandes Consumidores en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, así como sus obligaciones y responsabilidades.	Faculta a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, a suscribir los contratos bilaterales con los agentes habilitados por parte de la República del Perú para la importación o exportación de electricidad hasta los límites de capacidad de transmisión, previo el cumplimiento de la normativa interna de la referida empresa pública.
Regulación ARCONEL 003/17 "Fijación de los aportes anuales de las empresas participantes del sector eléctrico para el funcionamiento del Operador Nacional de Electricidad -CENACE"	Regulación ARCONEL 001/14 "Participación de Auto-generadores en el Sector Eléctrico"	Regulación ARCERNNR 002/21 "Marco normativo de la Generación Distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación"	Regulación CONELEC 007/08 "Procedimiento para la Elaboración de Encuestas de Consumidores"	Regulación CONELEC 002/14 "Comercialización de Electricidad a través de Sistemas Prepago"		Regulación ARCONEL 003/16 "Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado"	Regulación CONELEC 004/10 "Desarrollo de las TIES en el periodo de vigencia de la Decisión 720 de la Comunidad Andina"
Determinar los aspectos a considerarse para el cálculo de los aportes de las empresas participantes del sector eléctrico sujetas de aportaciones para el funcionamiento del CENACE.	Establecer las condiciones técnicas y económicas para la participación de los autogeneradores privados en el Sector Eléctrico.	Establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autobastecimiento de consumidores regulados.	Establecer un procedimiento general que permita medir y evaluar el grado de satisfacción de los consumidores por parte de cada una de las empresas eléctricas de distribución del país.	Establece las condiciones técnicas, económicas y operativas, para que las empresas eléctricas de distribución comercialicen energía eléctrica a través de sistemas prepago.	Regulación CONELEC 009/00 "Índices de Gestión para Elaboración de Pliegos Tarifarios"	Establece los requerimientos que deben cumplir los participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE), en los aspectos relacionados con la supervisión y control en tiempo real del SNI, que realiza el CENACE.	Establece los procedimientos para realizar el despacho económico coordinado por parte del CENACE, con el operador del sistema del país involucrado, a efectos de decidir una Transacción Internacional de Electricidad de corto plazo; y además, establecer los procedimientos para realizar la liquidación económica, por parte del CENACE, con el Administrador del mercado del país involucrado, derivada de una Transacción Internacional de Electricidad, sea importación o exportación.
Regulación ARCERNNR 001/20 "Proyectos de Desarrollo Territorial"	Regulación CONELEC 001/09 "Participación de los Auto-generadores a través de la Cogeneración"	 MOVILIDAD ELÉCTRICA	Regulación CONELEC 003/99 "Reducción anual de pérdidas no técnicas en las Empresas de Distribución"	Regulación CONELEC 007/12 "Aplicación de las exoneraciones consideradas en la Ley del Anciano, Ley Orgánica de Discapacidades; y, la Ley que favorece a la población y sectores turísticos, artesanal, comercial, agrícola, avícola, pecuario y ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua"		Regulación ARCONEL 001/16 "Sistema de Medición Comercial -SISMEC- del Sector Eléctrico Ecuatoriano"	
Normar las condiciones para la determinación, asignación, ejecución y control de los recursos económicos de las empresas eléctricas de generación y autogeneración, destinados a proyectos de Desarrollo Territorial en el área de influencia de las centrales de generación.	Establecer los parámetros regulatorios específicos para la participación del autoprodutor, en adelante autogenerador con cogeneración, dentro del sector eléctrico.	Regulación ARCERNNR 003/20 "Modelo de Contrato de suministro para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos"	Establece el nivel de pérdidas no técnicas aceptables para las empresas distribuidoras del país.	Establece los procedimientos para la aplicación, registro y control de las exoneraciones dispuestas en la Ley del Anciano, Ley Orgánica de Discapacidades y Ley que favorece a la Población y Sectores Turísticos, Artesanal, Comercial, Agrícola, Avícola, Pecuario y Ganadero de las Zonas de Influencia del Volcán Tungurahua, por parte de las empresas distribuidoras en las diferentes zonas geográficas del Ecuador, y la forma de remitir los valores al CONELEC, para su reconocimiento, dentro del Déficit Tarifario por parte del Estado Ecuatoriano.		Establece los requerimientos y condiciones mínimas que deben cumplir los participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE), en lo que respecta a la instalación y funcionamiento del SISMEC, con la finalidad de que el CENACE disponga de manera segura, oportuna y confiable, la información necesaria para la liquidación de las transacciones de electricidad que se realicen dentro del SEE.	
						Regulación CONELEC 001/05 "Operación del Sistema Nacional Interconectado en Condiciones de Déficit de Generación"	
						Establecer los procedimientos para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico.	
						Regulación CONELEC 006/00 "Procedimientos de Despacho y Operación"	
						Proporcionar una base metodológica y normativa, a lo definido por la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.	



DESCARGAR EL DOCUMENTO

Versión: Abril 2021

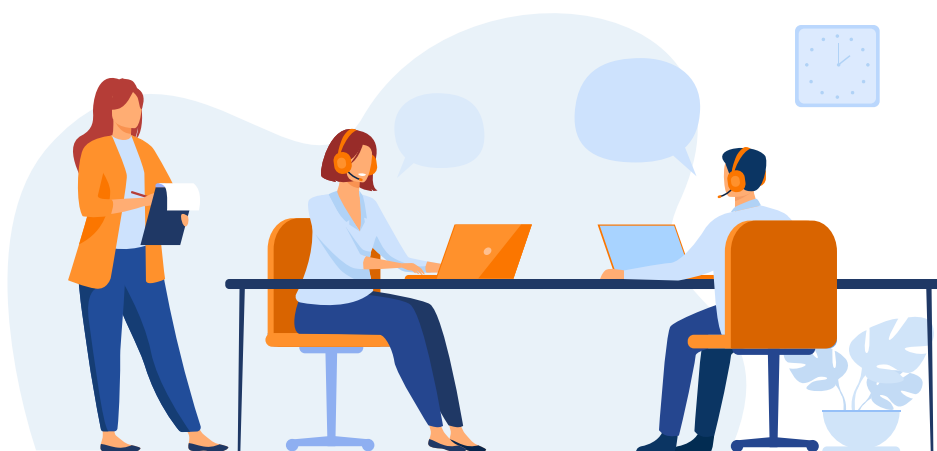
6.2 Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

La estructura del sector eléctrico está conformada de acuerdo al capítulo I de la LOSPEE, en donde se especifica una estructura institucional y una empresarial.

El sector eléctrico estará estructurado en el ámbito institucional, de la siguiente manera:

- 1 Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), ente encargado de la emisión de políticas, planificación y otorgamiento de títulos habilitantes.
- 2 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), ente encargado de la potestad de regulación y controlar las actividades del sector eléctrico.
- 3 Operador Nacional de Electricidad, CENACE, ente encargado de operar el sistema eléctrico de potencia y la administración las transacciones del sector eléctrico; y,
- 4 Institutos especializados.

El sector eléctrico, en el ámbito empresarial, actuará a través de empresas públicas, empresas de economía mixta, empresas privadas, consorcios o asociaciones, y empresas de economía popular y solidaria, las cuales participarán dentro de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, alumbrado público, movilidad eléctrica y transacciones internacionales de energía eléctrica.



6.3 Marco Legal

El marco legal parte desde la Constitución de la República del Ecuador del año 2008 que es la norma suprema, a la que está sometida toda la legislación ecuatoriana, donde se establecen las normas fundamentales que amparan los derechos, libertades y obligaciones de todos los ciudadanos, así como las del Estado y las Instituciones del mismo. En el ámbito energético se establece, en los artículos 313 y 314, que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, entre ellos el de energía eléctrica, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), publicada en el Tercer Suplemento del Registro Oficial Nro. 418, del 16 de enero de 2015, derogó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), publicada en el Suplemento – Registro Oficial Nro. 43 del 10 de octubre de 1996 y sus reformas. La LOSPEE derogó también los Mandatos Constituyentes Nro. 9 y 15. No obstante, ratificó los conceptos del Mandato Constituyente Nro. 15 y creó una nueva institucionalidad; de este modo, consolidó en un único normativo legal disposiciones establecidas, vigentes desde 2008, más algunas complementarias, con el objetivo de reforzar el modelo ya implementado de integración de la cadena productiva y de provisión de energía eléctrica en un entorno con empresas públicas, bajo la rectoría estatal, en régimen de tarifa única; con un mercado regulado, en el cual las distribuidoras, para participar en las transacciones comerciales, deben suscribir contratos a plazo regulados por el Estado; y, con la cobertura y la inversión estatal dando prioridad al sector rural, en la consideración de que la provisión del servicio eléctrico es un derecho garantizado por el Estado. En el Registro Oficial Suplemento Nro. 21 del 20 de agosto de 2019, se promulgó el Reglamento General a Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLOSPEE), el cual establece disposiciones para la aplicación de la LOSPEE, para normar los derechos, obligaciones y funciones de los consumidores, instituciones y participantes del sector eléctrico.

Finalmente, se han incluido dos leyes que son: la Ley Orgánica de Eficiencia Energética, publicada en el Registro Oficial Suplemento 449 de 19 de marzo de 2019, la cual tiene por objeto establecer el marco

legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética (SNEE), y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; y, la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, publicada en el Registro Oficial Suplemento 116 de 10 de julio de 2000, la cual tiene por objeto normar las relaciones entre proveedores y consumidores, promoviendo el conocimiento y protegiendo los derechos de los consumidores y procurando la equidad y la seguridad jurídica en dichas relaciones entre las partes.

6.4 Marco Regulatorio

El marco regulatorio está dividido en 12 categorías (Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Auto Generación, Temas sectoriales, Alumbrado Público General, Energía Renovable, Normativa Económica, Administración y Operación del SNI, Movilidad Eléctrica, Transacciones Internacionales de Electricidad) que abarca 37 regulaciones vigentes en todos los ámbitos de la cadena productiva del sector eléctrico. Es importante resaltar que actualmente la Agencia se encuentra en proceso de actualización, simplificación y mejora de las regulaciones, por lo que periódicamente se actualizará el mapa normativo.





Laguna Limpiopungo - Cotopaxi
Autor: CELEC-Transelectric



GLOSARIO



CAPÍTULO

07



GLOSARIO

DE TÉRMINOS



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 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.

Cliente no regulado: Persona jurídica autorizada para conectar sus instalaciones a la red de distribución o de transmisión, mediante la suscripción de un contrato de conexión, a fin de abastecer sus requerimientos de energía desde un generador o desde un autogenerador. Esta persona jurídica puede ser un gran consumidor o el consumo propio de un autogenerador.

Cliente regulado: Persona natural o jurídica que mantiene un contrato de suministro con la empresa eléctrica de distribución y que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Combustible bagazo de caña: Es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustibles derivados de petróleo. Se utiliza como combustible en los ingenios azucareros. Su rendimiento es bajo debido a la utilización de tecnologías de combustión tradicionales.

Combustible crudo: Es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua.

Combustible diésel: Es un hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m³, compuesto fundamentalmente por parafinas. Este es utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores.

Combustible fuel oil: El fuel oil es una parte del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre 30 % y 50 % de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica.

Combustible gas natural: El gas natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón.

Combustible GLP: El gas licuado de petróleo (GLP), es uno de los combustibles alternativos comúnmente utilizados, por su eficiencia y versatilidad. Hay dos tipos de gases que se pueden almacenar en forma líquida con una moderada presurización: el butano y el propano.

Combustible nafta: Líquido incoloro, volátil, más ligero que el agua y muy combustible que se utiliza como disolvente industrial: la nafta es una fracción ligera del petróleo natural obtenida en la destilación de la gasolina como una parte de ésta.

Combustible residuo: Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo.

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; es 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.

Demanda no regulada: Corresponde a la demanda de potencia y a los consumos de energía de los grandes consumidores y, de los consumos propios de autogeneradores.

Demanda regulada: Demanda de potencia y consumo de energía de los usuarios finales. Incluye el consumo del alumbrado público general.

Empresa autogeneradora: Persona jurídica, productora de energía eléctrica, cuya producción está destinada a abastecer sus puntos de consumo propio, pudiendo 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.

Empresa eléctrica de transmisión o transmisor: Persona jurídica cuyo Título Habilitante le permite ejercer la actividad de transmisión de energía eléctrica.

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 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 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.

Linea 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 500 kV.

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 las 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.

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 (SPEE): 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 líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas, equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizados para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

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.

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-Coca Codo Sinclair: CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair.

CELEC-Electroguayas: CELEC EP Unidad de Negocio Electroguayas.

CELEC-Gensur: CELEC EP Unidad de Negocio Gensur.

CELEC-Hidroagoyán: CELEC EP Unidad de Negocio Hidroagoyán.

CELEC-Hidroazogues: CELEC EP Unidad de Negocio Hidroazogues.

CELEC-Hidronación: CELEC EP Unidad de Negocio Hidronación.

CELEC-Sur: CELEC EP Unidad de Negocio Sur.

CELEC-Termoesmeraldas: CELEC EP Unidad de Negocio Termoesmeraldas.

CELEC-Termogás Machala: CELEC EP Unidad de Negocio Termogás Machala.

CELEC-Termomanabí: CELEC EP Unidad de Negocio Termomanabí.

CELEC-Termopichincha: CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha.

CELEC-Transelectric: CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric.

CENACE: Operador Nacional de Electricidad.

CNEL EP: Corporación Nacional de Electricidad.

CNEL-Bolívar: CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar.

CNEL-El 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-Sucumbíos: CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbíos.

CONALI: Consejo Nacional de Límites Internos.

CONEEC: 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. (ELEGALAPAGOS 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.

A: Amperio.

gal: Galón.

GWh: Gigavatio hora.

kV: Kilovoltio.

kW: Kilovatio.

kWh: Kilovatio hora.

MUSD: Millones de dólares de los Estados Unidos de América.

MVA: Mega voltamperio.

MVA_r: Mega voltamperio reactivo.

MW: Megavatio.

MWh: Megavatio hora.

t: Tonelada.

u: Unidad.

USD ¢/kWh: Centavo de dólar de los Estados Unidos de América por Kilovatio hora.

USD: Dólares de los Estados Unidos de América.

V: Voltio.

VA: Voltamperio.

W: Vatio.



ANEXOS





ANEXOS



Anexo A.1.:

Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central (1/4)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Agroazucar	Ecudos A-G	Cañar	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,80	27,60
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabi	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Cbsenergy	El Laurel	Carchi	1	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	2	1.500,00	1.476,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Manduriacu	Imbabura		63,36	65,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Electroguayas	Enrique 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-Gensur	Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	2	180,00	180,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Villonaco	Loja		-	-	16,50	16,50	-	-	-	-	-	-	-	-

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	3	160,00	154,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pucará	Tungurahua		73,00	70,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Francisco	Tungurahua		230,00	212,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Cañar	1	6,23	6,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Hidronación	Baba	Los Ríos	2	42,20	42,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Marcel Laniado	Guayas		213,00	213,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Sur	Mazar	Azuay	4	170,00	170,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Minas San Francisco	Azuay		270,00	270,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	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	Manabí	4	-	-	-	-	-	-	140,00	128,88	-	-	-	-
	Manta II	Manabí		-	-	-	-	-	-	20,40	17,34	-	-	-	-
	Miraflores	Manabí		-	-	-	-	-	-	27,00	20,40	22,80	19,00	-	-
	Pedernales	Manabí		-	-	-	-	-	-	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		-	-	-	-	-	-	0,44	0,31	-	-	-	-
	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 Ríos		-	-	-	-	-	-	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		-	-	-	-	-	-	11,00	10,80	-	-	-	-

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Consejo Provincial de Tungurahua	Tilivi	Tungurahua	1	0,10	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecuagesa	Topo	Tungurahua	1	29,20	27,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-
Ep fotovoltaica	Mulaló	Cotopaxi	2	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
	Pastocalle	Cotopaxi		-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
EPMAPS	Carcelén	Pichincha	4	0,06	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	El Carmen	Pichincha		8,40	8,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Noroccidente	Pichincha		0,30	0,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Recuperadora	Pichincha		14,70	14,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasgreen	El Inga	Pichincha	1	-	-	-	-	-	-	6,20	5,50	-	-	-	-
Generoca	Generoca	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	38,12	34,40	-	-	-	-
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	1	-	-	-	-	0,99	0,99	-	-	-	-	-	-
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Gransolar	Salinas	Imbabura	2	-	-	-	-	2,00	2,00	-	-	-	-	-	-
	Tren Salinas	Imbabura		-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Imbabura	1	0,92	0,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrosibimbe	Corazón	Pichincha	3	0,99	0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sibimbe	Los Ríos		15,37	14,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Urvia	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	Otavaló I	Imbabura	2	0,40	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otavaló II	Imbabura		0,40	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidrovictoria	Victoria	Napo	1	10,32	10,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.M. Mejía	La Calera	Pichincha	1	2,50	1,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	1	0,44	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Renova Loja	Renova Loja	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,70	-	-	-	-	-	-
Sabiangosolar	Sabiango Solar	Loja	1	-	-	-	-	1,00	0,73	-	-	-	-	-	-

Anexo A.1.:

Potencia nominal y efectiva de empresas generadoras por tipo de central (4/4)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
San José de Minas	San José de Minas	Pichincha	1	6,75	5,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-
SERMAA EP	Atuntaqui	Imbabura	2	0,40	0,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fábrica Imbabura	Imbabura		0,79	0,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solchacras	Solchacras	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solhuaqui	Solhuaqui	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Solsantros	Solsantros	El Oro	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Surenergy	Surenergy	Loja	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Valsolar	Paragachi	Imbabura	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	1	-	-	-	-	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Total			107	4.715,70	4.685,73	16,50	16,50	24,46	23,57	797,72	693,01	612,53	537,60	441,30	425,60

Anexo A.2.:

Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (1/6)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Agip	CPF	Pastaza	3	-	-	40,34	36,23	-	-	-	-
	Sarayacu	Napo		-	-	9,00	7,78	-	-	-	-
	Villano A	Pastaza		-	-	5,72	4,20	-	-	-	-
Agua Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	2	0,10	0,09	-	-	-	-	-	-
	Sillunchi II	Pichincha		0,30	0,30	-	-	-	-	-	-
Andes Petro	Aurora	Orellana	38	-	-	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	-	-	-	-

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Andes Petro	Hormiguero B	Orellana	38	-	-	0,83	0,65	-	-	-	-
	Hormiguero C	Orellana		-	-	9,61	7,85	-	-	-	-
	Hormiguero D	Orellana		-	-	3,73	3,00	-	-	-	-
	Hormiguero E	Orellana		-	-	0,75	0,50	-	-	-	-
	Hormiguero Sur	Orellana		-	-	5,44	5,18	-	-	-	-
	Kupi A	Orellana		-	-	2,18	1,83	-	-	-	-
	Kupi E	Orellana		-	-	2,63	2,15	-	-	-	-
	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		-	-	5,34	4,60	-	-	-	-
	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		-	-	8,66	7,83	-	-	-	-
	Tapir B	Orellana		-	-	1,52	1,30	-	-	-	-
	Tarapuy	Sucumbios		-	-	0,79	0,64	-	-	-	-
	TPP	Sucumbios		-	-	75,83	65,40	-	-	-	-
	Wanke A	Orellana		-	-	3,82	3,05	-	-	-	-
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	36,50	35,20
Ecoluz	Loreto	Napo	2	2,30	2,20	-	-	-	-	-	-
	Papallacta	Napo		6,63	6,20	-	-	-	-	-	-
Electrocordova	Electrocórdova	Imbabura	1	0,20	0,20	-	-	-	-	-	-
Enermax	Calope	Cotopaxi	1	16,60	15,00	-	-	-	-	-	-
Hidroabanico	Abanico	Morona San - tiago	1	38,45	37,99	-	-	-	-	-	-
Hidroalto	Due	Sucumbios	1	64,30	64,30	-	-	-	-	-	-
Hidronormandía	Hidronormandía	Morona Santiago	1	49,58	49,58	-	-	-	-	-	-
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	1	49,98	49,95	-	-	-	-	-	-

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	2	1,65	1,65	-	-	-	-	-	-
	Kohler	Pichincha		-	-	1,60	1,40	-	-	-	-
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	Aguaíjal	Orellana	85	-	-	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 Shushufindi	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	-	-	-	-
	Bermejo	Sucumbios		-	-	9,32	7,92	-	-	-	-
	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	-	-	-	-
	CPF	Sucumbios		-	-	38,59	26,59	-	-	-	-
	Cuyabeno	Sucumbios		-	-	23,15	14,09	-	-	-	-
	Cuyabeno E	Sucumbios		-	-	3,65	2,74	-	-	-	-
	Dumbique	Orellana		-	-	2,90	2,60	-	-	-	-

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	Orellana	85	-	-	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		-	-	-	-	-	-	-	-
	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		-	-	-	-	-	-	-	-
	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	-	-	-	-

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Sacha Norte 2	Orellana	85	-	-	15,33	11,49	-	-	-	-
	Sacha Sur	Orellana		-	-	3,90	3,09	-	-	-	-
	Sacha Sur GAS Wakesha	Orellana		-	-	4,20	3,60	-	-	-	-
	Sansahuari	Sucumbios		-	-	10,28	6,49	-	-	-	-
	Santa Elena	Sucumbios		-	-	2,50	1,31	-	-	-	-
	Secoya	Sucumbios		-	-	29,75	26,27	-	-	-	-
	Shushufindi	Sucumbios		-	-	-	-	11,75	10,00	-	-
	Shushufindi Estación Sur-oeste	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		-	-	45,23	44,30	-	-	-	-
	REPSOL YPF-SSFD	Sucumbios		-	-	1,87	1,15	7,50	5,60	-	-

Anexo A.2.:

Potencia nominal y efectiva de empresas autogeneradoras por tipo de central (6/6)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
San Carlos	San Carlos	Guayas	1	-	-	-	-	-	-	78,00	73,60
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	-	-	-	-
	PBH-PAR12	Orellana		-	-	2,52	2,20	-	-	-	-
	PBH-PSO24	Orellana		-	-	0,82	0,70	-	-	-	-
UCEM	Planta Chimborazo	Chimborazo	2	2,00	1,90	-	-	-	-	-	-
	Planta Guapán	Cañar		-	-	-	-	-	-	3,63	2,50
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	1	-	-	29,28	24,30	-	-	-	-
Vicunha	Vindobona	Pichincha	1	6,09	5,86	-	-	-	-	-	-
Total			172	240,89	237,68	1.180,23	894,77	101,25	76,95	130,13	122,30

Anexo A.3.:

Potencia nominal y efectiva de empresas de distribución de electricidad por tipo de central (1/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CNEL-Guayaquil	Álvaro Tinajero	Guayas	3	-	-	-	-	-	-	-	-	94,80	64,00	-	-
	Anibal Santos (Gas)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	113,27	97,00	-	-
	Anibal Santos (Vapor)	Guayas		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,50	20,00
E.E. Ambato	Lligua	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Catazacón	Cotopaxi		0,80	0,76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	El Estado	Cotopaxi		1,70	1,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Illuchi No.1	Cotopaxi		4,19	4,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Illuchi No.2	Cotopaxi		5,20	5,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Galápagos	Baltra Eólico	Galápagos	10	-	-	2,25	2,25	-	-	-	-	-	-	-	-
	Baltra Solar	Galápagos		-	-	-	-	0,07	0,07	-	-	-	-	-	-
	Floreana Perla Solar	Galápagos		-	-	-	-	0,02	0,02	-	-	-	-	-	-

Anexo A.3.:

Potencia nominal y efectiva de empresas de distribución de electricidad por tipo de central (2/2)

Empresa	Central	Provincia	Número de Centrales	Hidráulica		Eólica		Fotovoltaica		MCI		Turbogás		Turbovapor	
				Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
E.E. Galápagos	Floreana Solar aislados	Galápagos	10	-	-	-	-	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 Eolicsa	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. Quito	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pasocha	Pichincha		4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	3	10,50	10,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nizag	Chimborazo		0,80	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Río Blanco	Chimborazo		3,03	2,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	2	2,40	2,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Catamayo	Loja		-	-	-	-	-	-	19,74	17,17	-	-	-	-
Total			37	142,16	140,75	4,65	4,65	3,17	3,17	59,06	51,97	208,07	161,00	34,50	20,00

Anexo B.1.:

Potencia nominal y efectiva por tipo de servicio (1/4)

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	Agroazucar	-	-	29,80	27,60	29,80	27,60
	Altgenotec	0,99	0,99	-	-	0,99	0,99
	Brineforcorp	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	Cbsenergy	1,00	1,00	-	-	1,00	1,00
	CELEC-Coca Codo Sinclair	1.563,36	1.541,00	-	-	1.563,36	1.541,00

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	CELEC-Electroguayas	539,07	494,03	-	-	539,07	494,03
	CELEC-Gensur	196,50	196,50	-	-	196,50	196,50
	CELEC-Hidroagoyán	463,00	436,60	-	-	463,00	436,60
	CELEC-Hidroazogues	6,23	6,23	-	-	6,23	6,23
	CELEC-Hidronación	255,20	255,00	-	-	255,20	255,00
	CELEC-Sur	2.002,00	2.026,90	-	-	2.002,00	2.026,90
	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	369,34	317,86	-	-	369,34	317,86
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,10	0,06	-	-	0,10	0,06
	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
	Ep fotovoltaica	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
	Hidroimbabura	0,92	0,88	-	-	0,92	0,88
	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
	Hidotambo	8,00	8,00	-	-	8,00	8,00
	Hidotavalo	-	-	0,80	0,80	0,80	0,80
	Hidrovictoria	10,32	10,00	-	-	10,32	10,00
	I.m. mejía	2,50	1,98	-	-	2,50	1,98
	Intervisa Trade	115,00	102,00	-	-	115,00	102,00
	IPNEGAL	10,44	10,36	-	-	10,44	10,36
	Lojaenergy	1,00	0,70	-	-	1,00	0,70
	Municipio Cantón Espejo	0,44	0,40	-	-	0,44	0,40
	Renova Loja	1,00	0,70	-	-	1,00	0,70
	Sabiangosolar	1,00	0,73	-	-	1,00	0,73

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	San José de Minas	6,75	5,95	-	-	6,75	5,95
	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
	SERMAA EP	1,19	0,93	-	-	1,19	0,93
	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
Total Generadora		6.527,50	6.311,61	80,70	70,40	6.608,20	6.382,01
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	-	-	166,90	139,68	166,90	139,68
	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	-	-	64,30	64,30	64,30	64,30
	Hidronormandia	49,58	49,58	-	-	49,58	49,58
	Hidrosanbartolo	49,98	49,95	-	-	49,98	49,95
	Moderna Alimentos	-	-	3,25	3,05	3,25	3,05
	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	-	-	842,32	604,33	842,32	604,33
	Repsol	-	-	153,72	127,17	153,72	127,17
	San Carlos	-	-	78,00	73,60	78,00	73,60
	Sipec	-	-	19,84	16,05	19,84	16,05
	UCEM	-	-	5,63	4,40	5,63	4,40
	UNACEM	-	-	29,28	24,30	29,28	24,30
	Vicunha	-	-	6,09	5,86	6,09	5,86
Total Autogeneradora		163,74	161,12	1.488,75	1.170,59	1.652,49	1.331,70

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)
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	14,14	-	-	14,33	14,14
	E.E. Sur	22,14	19,57	-	-	22,14	19,57
Total Distribuidora		451,61	381,54	-	-	451,61	381,54
Total general		7.142,84	6.854,26	1.569,45	1.240,99	8.712,29	8.095,25

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Azuay	CELEC-Sur	Hidráulica	S.N.I.	4	2.002,00	2.026,90
	Azuay	Elecaustro	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	Agroazucar	Biomasa	S.N.I.	1	29,80	27,60
	Cañar	CELEC-Hidroazogues	Hidráulica	S.N.I.	1	6,23	6,23
	Cañar	Elecaustro	Hidráulica	S.N.I.	1	26,10	26,10
	Cañar	Elecaustro	Térmica	S.N.I.	1	19,20	17,20
	Carchi	Cbsenergy	Hidráulica	S.N.I.	1	1,00	1,00
	Carchi	Municipio Cantón Espejo	Hidráulica	S.N.I.	1	0,44	0,40
	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	24,29	21,14
	Guayas	Altgenotec	Fotovoltaica	S.N.I.	1	0,99	0,99

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	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	Hidroimbabura	Hidráulica	S.N.I.	1	0,92	0,88
	Imbabura	Hidrotavalo	Hidráulica	No Incorporado	1	0,40	0,40
	Imbabura	Hidrotavalo	Hidráulica	S.N.I.	1	0,40	0,40
	Imbabura	SERMAA EP	Hidráulica	S.N.I.	2	1,19	0,93
	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
	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	I.M. Mejía	Hidráulica	S.N.I.	1	2,50	1,98

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Pichincha	IPNEGAL	Hidráulica	S.N.I.	1	10,44	10,36
	Pichincha	San José de Minas	Hidráulica	S.N.I.	1	6,75	5,95
	Santa Elena	CELEC-Electroguayas	Térmica	S.N.I.	2	131,80	105,03
	Sucumbios	CELEC-Termopichincha	Térmica	No Incorporado	1	11,00	10,80
	Sucumbios	CELEC-Termopichincha	Térmica	S.N.I.	4	72,50	64,60
	Tungurahua	CELEC-Hidroagoyán	Hidráulica	S.N.I.	3	463,00	436,60
	Tungurahua	Consejo Provincial de Tungurahua	Hidráulica	S.N.I.	1	0,10	0,06
	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
Total Generadora					107	6.608,20	6.382,01
Autogeneradora	Cañar	UCEM	Térmica	No Incorporado	1	3,63	2,50
	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	UNACEM	Térmica	S.N.I.	1	29,28	24,30
	Morona Santiago	Hidroabanico	Hidráulica	S.N.I.	1	38,45	37,99
	Morona Santiago	Hidronormandía	Hidráulica	S.N.I.	1	49,58	49,58
	Morona Santiago	Hidrosanbartolo	Hidráulica	S.N.I.	1	49,98	49,95
	Napo	Agip	Térmica	No Incorporado	1	9,00	7,78
	Napo	Ecoluz	Hidráulica	S.N.I.	2	8,93	8,40
	Napo	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	2	10,02	7,89
	Napo	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	2	58,61	38,78
	Orellana	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	24	68,40	57,27
	Orellana	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	46	489,20	356,44
	Orellana	Repsol	Térmica	No Incorporado	5	144,34	120,42
	Orellana	Sipec	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	Moderna Alimentos	Hidráulica	S.N.I.	1	1,65	1,65
	Pichincha	Moderna Alimentos	Térmica	S.N.I.	1	1,60	1,40
	Pichincha	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	2	0,32	0,32
	Pichincha	Perlabi	Hidráulica	S.N.I.	1	2,70	2,46
	Pichincha	Vicunha	Hidráulica	S.N.I.	1	6,09	5,86
	Sucumbios	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	14	98,50	82,40
	Sucumbios	Hidroalto	Hidráulica	S.N.I.	1	64,30	64,30
	Sucumbios	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	2	10,02	9,50

Anexo C.1.:

Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y provincia (4/4)

Tipo de Empresa	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Sistema	Número de Centrales	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Sucumbios	Orion	Térmica	No Incorporado	6	2,68	2,16
	Sucumbios	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	36	279,48	198,57
	Sucumbios	Repsol	Térmica	No Incorporado	1	9,37	6,75
Total Autogeneradora					172	1.652,49	1.331,70
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
Total Distribuidora					37	451,60	381,15
Total General					316	8.712,29	8.094,86

Anexo D.1.:

Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras (1/3)

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	Agroazucar	1	Ecudos	1	TP-E	T	13,8	69	22,00	31,60	-	31,60
	Total Agroazucar	1		1					22,00	31,60	-	31,60
	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
	Total CELEC-Electroguayas	2		2					175,00	156,00	-	206,00
	CELEC-Gensur	1	Villonaco	1	TP1	T	69	34,5	23,00	25,00	-	25,00
	Total CELEC-Gensur	1		1					23,00	25,00	-	25,00
	CELEC-Hidroagoyán	3	San Francisco	2	TP1	T	13,8	230	-	-	127,50	127,50
					TP2	T	13,8	230	-	-	127,50	127,50
			Agoyán	2	TP1	T	13,8	145	-	-	85,00	85,00
					TP2	T	13,8	145	-	-	85,00	85,00
			Pucará	2	TP1	T	13,8	141,5	-	-	40,00	40,00
					TP2	T	13,8	141,5	-	-	40,00	40,00
	Total CELEC-Hidroagoyán	3		6					-	-	505,00	505,00

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-Hidroazogues	1	Alazán	1	TP1	T	6,6	69	10,00	12,50	-	12,50
	Total CELEC-Hidroazogues	1		1					10,00	12,50	-	12,50
	CELEC-Hidronación	1	Baba	2	TF1	T	13,8	230	37,00	-	51,00	51,00
					TF2	T	13,8	230	37,00	-	51,00	51,00
	Total CELEC-Hidronación	1		2					74,00	-	102,00	102,00
	CELEC-Termoesmeraldas	1	Esmeraldas I	3	MT1	T	13,8	138	90,00	120,00	160,00	160,00
					STO	T	4,16	13,2	10,00	12,50	-	12,50
					UT1	T	4,16	13,2	10,00	12,50	-	12,50
	Total CELEC-Termoesmeraldas	1		3					110,00	145,00	160,00	185,00
	CELEC-Termogas Machala	1	Bajo Alto	4	TR-101A	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
	Total CELEC-Termogas Machala	1		4					220,00	294,00	386,00	386,00
	CELEC-Termomanabí	1	Jaramijó	4	TR1_JAR	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
	Total CELEC-Termomanabí	1		4					180,00	225,00	-	225,00
	CELEC-Termopichincha	1	Patio de Maniobras	2	B1	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	3	P1	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
	Total CELEC-Termopichincha	2		5					126,00	40,00	-	136,00
	Elecaastro	3	Saucay	3	TR1	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	2	TR6-1	T	13,8	69	15,00	-	-	15,00
					TR6-2	T	13,8	69	15,00	-	-	15,00
			Saymirin	2	T111	T	2,4	69	10,00	12,50	-	12,50
					T112	T	6,3	69	8,61	-	-	8,61
	Total Elecaastro	3		7					78,61	12,50	-	81,11
	ElitEnergy	2	Pusuno 1	1	Transformador-Pusuno 1	T	13,8	138	26,00	-	-	26,00
			Pusuno 2	1	Transformador-Pusuno 2	T	13,8	138	20,00	-	-	20,00
	Total ElitEnergy	2		2					46,00	-	-	46,00

Anexo D.1.:

Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas generadoras (3/3)

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	EMAC-BGP	1	Pichacay	1	T1	T	0,48	22	2,20	-	-	2,20
	Total EMAC-BGP	1		1					2,20	-	-	2,20
	Ep fotovoltaica	2	EP Mulalo	1	EP Mulalo-T1	A	0,37	13,8	1,00	-	-	1,00
			EPPastocalle	1	EPPastocalle-T1	A	0,37	13,8	1,00	-	-	1,00
	Total Ep fotovoltaica	2		2					1,99	-	-	1,99
	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
	Total EPMAPS	2		2					22,60	30,50	-	30,50
	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
	Total Gransolar	1		3					3,00	-	-	3,00
	Hidrosierra	1	Rio Verde Chico	1	Transformador de 6.9kV a 69 KV	T	6,9	69	12,00	-	-	12,00
	Total Hidrosierra	1		1					12,00	-	-	12,00
	Hidrosigchos	1	Hidrosigchos	1	Transformador 1	T	13,8	69	18,00	27,00	-	27,00
	Total Hidrosigchos	1		1					18,00	27,00	-	27,00
	Hidrovictoria	1	Cuyuja	1	THV	T	6,6	22,8	12,00	-	-	12,00
	Total Hidrovictoria	1		1					12,00	-	-	12,00
	Intervisa Trade	1	Intervisa	1	GSU XFORMER	T	13,8	138	90,00	120,00	150,00	150,00
	Total Intervisa Trade	1		1					90,00	120,00	150,00	150,00
	IPNEGAL	1	Palmira	1	Palmira	T	6,9	69	13,00	-	-	13,00
	Total IPNEGAL	1		1					13,00	-	-	13,00
	San José de Minas	1	SJM	1	SJMTRU1	T	4,16	22,8	8,00	-	-	8,00
	Total San José de Minas	1		1					8,00	-	-	8,00
Total Elevación		31		52					1.247,40	1.119,10	1.303,00	2.200,90

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 Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	Repsol	2	Npf	10	X-1010	T	13,80	34,50	5,00	7,00	7,00	7,00
					X-1020	T	13,80	34,50	10,00	15,00	25,00	25,00
					X-1060	T	13,80	34,50	10,00	12,50	14,00	14,00
					X-1064	T	13,80	34,50	15,00	20,00	25,00	25,00
			Spf		X-2012	T	13,80	34,50	15,00	20,00	28,00	28,00
					X-2013	T	13,80	34,50	15,00	20,00	28,00	28,00
					X-2020	T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
					X-2065	T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
					X-2066	T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	Repsol	2	Spf	10	X-2067	T	13,80	34,50	20,00	25,00	28,00	28,00
	Total Repsol	2		10					150,00	194,50	239,00	239,00
	Petroamazonas	14	Culebra JUSTICE	17	Culebra transf 1	T	0,48	13,80	7,50	7,50	7,50	7,50
			Lago Agrio		Lago transf 1	T	4,16	13,80	4,00	4,00	4,00	4,00
			Lago Agrio		Lago transf 2	T	4,16	13,80	4,00	4,00	4,00	4,00
			Lago Agrio		Lago transf 3	T	13,80	69,00	6,25	6,25	6,25	6,25
			Sacha		Sacha transf 3	T	13,80	69,00	5,00	6,25	6,25	6,25
			Secoya		Secoya transf 1	T	13,80	69,00	15,00	15,00	15,00	15,00
			Shushufindi Sur JUSTICE		Shushufindi Sur transf JUSTICE	T	0,48	13,80	7,50	7,50	7,50	7,50
			Shushufindi-Sacha-Atacapi		Shushufindi transf 1	T	13,80	69,00	15,00	15,00	15,00	15,00
			Shushufindi Central-Sur		Shushufindi transf 2	T	13,80	69,00	5,00	6,25	6,25	6,25
			Yuca		Yuca tranf 1	T	0,48	13,80	2,00	2,00	2,00	2,00
			Sacha		Transformador S/E Sacha 01	T	4,16	13,80	4,00	-	-	4,00
			CPF		CPF Transf	T	13,80	69,00	20,00	26,60	26,60	26,60
			Sacha		Sacha Trans	T	13,80	69,00	20,00	26,60	26,60	26,60
			Eden Yuturi		EPF Trans 1	T	13,80	34,50	10,00	10,00	10,00	10,00
					EPF Trans 2	T	13,80	34,50	10,00	10,00	10,00	10,00
			Palo Azul		PAZU Trans 1	T	13,80	69,00	20,00	26,60	26,60	26,60
					PAZU Trans 2	T	13,80	69,00	20,00	26,60	26,60	26,60
	Total Petroamazonas	14		17					175,25	200,15	200,15	204,15
	Andes Petro	1	Switchyard	7	T-001	T	13,80	34,50	9,00	12,00	-	12,00
					T-002	T	13,80	34,50	9,00	12,00	-	12,00
					T-005	T	13,80	34,50	9,00	12,00	-	12,00
					T-006	T	13,80	34,50	9,00	12,00	-	12,00
					T-008	T	13,80	34,50	12,00	20,00	-	20,00
					T-009	T	13,80	34,50	12,00	20,00	-	20,00
					T-10	T	13,80	34,50	12,00	20,00	-	20,00
	Total Andes Petro	1		7					72,00	108,00	-	108,00
	San Carlos	1	San Carlos	6	T1	T	4,16	13,80	5,00	6,25	-	6,25
					T2	T	4,16	13,80	5,00	6,25	-	6,25
					T3	T	13,80	69,00	25,00	31,25	-	31,25
					T4	T	13,80	69,00	25,00	31,25	-	31,25
					T5	T	0,46	13,80	0,75	0,90	-	0,90
					TB	T	4,16	13,80	5,00	6,50	-	6,50
	Total San Carlos	1		6					65,75	82,40	-	82,40
	Hidrosanbartolo	1	HIDROSANBARTOLO	1	TP1	T	13,80	230,00	56,00	-	-	56,00
	Total Hidrosanbartolo	1		1					56,00	-	-	56,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Elevación	Hidroabanico	1	Hidroabanico I	2	Etapa I	T	4,16	69,00	18,00	-	-	18,00
					Etapa II	T	4,16	69,00	27,00	-	-	27,00
	Total Hidroabanico	1		2					45,00	-	-	45,00
	Agip	1	CPF	5	Cf42-Tr001a	T	13,80	34,50	5,00	5,60	-	5,60
					Cf42-Tr001b	T	13,80	34,50	5,00	5,60	-	5,60
					Cf42-Tr001c	T	13,80	34,50	5,00	5,60	-	5,60
					Cf42-Tr003a	T	0,48	13,80	2,00	2,24	-	2,24
					Cf42-Tr003b	T	0,48	13,80	2,00	2,24	-	2,24
					Total Agip	1		5				
	Enermax	1	Calope	1	CALOPE	T	6,90	69,00	20,80	-	-	20,80
	Total Enermax	1		1					20,80	-	-	20,80
	Ecoluz	2	Loreto	2	T3	T	0,69	22,80	2,50	-	-	2,50
			Papallacta		T4	A	22,80	43,80	6,60	-	-	6,60
	Total Ecoluz	2		2					9,10	-	-	9,10
	Vicunha	1	Vindobona	2	TP1	T	0,40	13,80	5,00	-	-	5,00
					TP2	T	0,69	13,80	4,00	-	-	4,00
	Total Vicunha	1		2					9,00	-	-	9,00
	Sippec	2	PARAISO 17	2	PSO-17	T	13,80	34,50	4,00	-	-	4,00
			CPF		CPF	T	13,80	34,50	4,00	-	-	4,00
	Total Sippec	2		2					8,00	-	-	8,00
	Ecoelectric	1	Ecoelectric	1	TF21-31	T	4,16	69,00	5,50	6,25	-	6,25
	Total Ecoelectric	1		1					5,50	6,25	-	6,25
	Perlabi	1	Perlabi	1	TE1	T	0,69	22,80	3,15	-	-	3,15
	Total Perlabi	1		1					3,15	-	-	3,15
	Hidroalto	1	Due	1	TP1	A	13,80	230,00	70,00	-	-	70,00
	Total Hidroalto	1		1					70,00	-	-	70,00
	Hidronormandia	1	Normandia	1	Transformador Totalizador	T	230,00	13,80	56,00	-	-	56,00
	Total Hidronormandia	1		1					56,00	-	-	56,00
Total Elevación		31		59					764,55	612,58	439,15	938,13
Reducción	Repsol	11	Tivacuno	21	X-1901	T	33,00	2,40	5,00	7,00	-	7,00
			Bogi		X-1902	T	33,00	2,40	5,00	7,00	-	7,00
			Capiron		X-1903	T	33,00	2,40	7,00	7,84	9,80	9,80
					X-1912	T	33,00	2,40	5,00	-	-	5,00
			Amo B		X-2901	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
					X-2909	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00
			WIP		X-2904	T	34,40	2,40	10,00	12,50	-	12,50
			Ginta A - Iro B		X-2907	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
					X-21111	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50
			Pompeya		X-4010	T	33,00	4,16	5,00	6,25	7,00	7,00
Amo A	X-2902A	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00				

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)	
	Repsol	11	Amo A	21	X-2902B	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00	
			Daimi A - Daimi B		X-2905	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00	
					X-2905A	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00	
					X-2906	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00	
					X-2906A	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50	
			Iro 01 - Iro A		X-2911	T	33,00	2,40	5,00	6,25	7,00	7,00	
					X-2910	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50	
					X-21002	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50	
			Ginta B		X-2908A	T	34,50	2,40	10,00	12,50	-	12,50	
					X-2908B	T	34,50	2,40	5,00	7,00	-	7,00	
	Total Repsol	11		21					142,00	172,59	72,80	186,30	
	Petroamazonas	5	Atacapi	5	Atacapi transf	T	69,00	13,80	6,25	6,25	6,25	6,25	
			Culebra		Culebra tranf 2	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25	
			Parahuacu		Parahuacu transf	T	69,00	13,80	6,25	6,25	6,25	6,25	
			Shushufindi Sur		Shushufindi Sur transf 1	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25	
			Yuca		Yuca transf 2	T	69,00	13,80	5,00	6,25	6,25	6,25	
	Total Petroamazonas	5		5					27,50	31,25	31,25	31,25	
	Agip	3	SRY	8	Sar-Tr-001a	T	13,80	0,48	2,00	2,30	-	2,30	
					Sar-Tr-001b	T	13,80	0,48	2,00	2,30	-	2,30	
			Villano B		Vb42-Tr-002a	T	4,16	0,48	0,30	0,36	-	0,36	
			Villano A		Ws42-Tr001a	T	34,50	4,16	5,00	5,60	-	5,60	
					Ws42-Tr001b	T	34,50	4,16	5,00	5,60	-	5,60	
					Ws42-Tr001c	T	34,50	4,16	5,00	5,60	-	5,60	
					Ws42-Tr002a	T	4,16	0,48	1,00	1,12	-	1,12	
					Ws42-Tr002b	T	4,16	0,48	1,00	1,12	-	1,12	
	Total Agip	3		8					21,30	24,00	-	24,00	
	Ecoluz	1	Pifo	1	T5	A	43,80	22,80	6,60	-	-	6,60	
	Total Ecoluz	1		1					6,60	-	-	6,60	
	Vicunha	1	Equinoccial	2	TP3	T	22,80	13,20	3,00	-	-	3,00	
					TP4	T	22,80	13,20	3,00	-	-	3,00	
	Total Vicunha	1		2					6,00	-	-	6,00	
	UCEM	1	UCEM Principal	2	Principal 5MVA	T	69,00	4,16	5,60	7,00	-	7,00	
					Principal 12MVA	T	69,00	4,16	10,00	12,00	-	12,00	
	Total UCEM	1		2					15,60	19,00	-	19,00	
	UNACEM	1	Selva Alegre	1	T1	T	69,00	4,16	30,00	35,00	-	35,00	
	Total UNACEM	1		1					30,00	35,00	-	35,00	
	Total Reducción		23		40					249,00	281,84	104,05	308,15
	Total General		54		99					1.013,55	894,42	543,20	1.246,28

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	59	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

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	59	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
		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	2	TRK	T	230	69	135,00	180,00	225,00	225,00
				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
		Pedernales	1	ATQ	A	138	69	53,30	66,70	66,70	66,70
		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 Juan de Manta	1	ATK	A	230	69	135,00	180,00	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

Anexo D.3.:

Características de subestaciones de elevación y reducción de CELEC EP - Transelectric (3/3)

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	59	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
Total General			92					9.362,08	13.992,15	3.754,94	15.375,55

Anexo D.4.:

Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (1/15)

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	S/E San Cristóbal Térmica	14	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 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 grupo 7 y 8	T	4,16	13,8	4,00	-	-	4,00
					Elevación Banco grupo 9	T	0,48	13,8	1,50	-	-	1,50
		1	S/E Santa Cruz Térmica	3	Elevación Banco grupo 1	T	0,48	13,8	5,00	-	-	5,00
					Elevacion (grupo Hyundai 10-13)	T	4,16	13,8	3,75	-	-	3,75
					Elevacion (grupo Hyundai 8-9)	T	4,16	13,8	3,75	-	-	3,75
		1	S/E Floreana Térmica	2	Elevación	T	0,22	13,2	0,03	-	-	0,03
					Elevación	T	0,44	13,2	0,08	-	-	0,08

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		1	S/E Isabela Térmica	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	S/E Baltra - Subtransmisión	1	Elevación - Reducción	T	13,8	34,5	7,50	10,00	10,00	10,00
		1	S/E Isabela Térmica baterías	2	Elevación grupos térmicos	T	0,48	13,8	1,00	-	-	1,00
					Elevación banco de baterías	T	0,38	13,8	1,00	-	-	1,00
	Total E.E. Galápagos	6		24					34,07	10,00	10,00	36,57
	E.E. Quito	1	90 LOS CHILLOS	1	S/E No. 90	T	2,3	23	5,01	6,99		6,99
	Total E.E. Quito	1		1					5,01	6,99	-	6,99
Total Elevación		7		25					39,08	16,99	10,00	43,56
Reducción	CNEL-Bolívar	1	01-S/E GUARANDA	2	03GR01_10MVA_T1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
					03GR01_5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	02-S/E GUANUJO	1	03GN02_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	04-S/E COCHABAMBA	2	03CO04_10MVA_T1	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
					03CO04_2.5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	06-S/E SICOTO	1	03SI06_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	03-S/E ECHEANDIA	1	03EC03_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	05-S/E CALUMA	1	03CA05_5MVA_T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
	Total CNEL-Bolívar	6		8					62,50	68,75	-	76,25
	CNEL-El Oro	1	S/E Arenillas	1	07AR09_10/12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Machala Centro	2	07MC08_10/12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					07MC08_3.75MVA_T2	T	69	13,8	3,75	-	-	3,75
		1	S/E Huaquillas	2	07HU11_10/12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					07HU11_10/12.5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E La Iberia	1	07IB15_10/12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Portovelo	4	07PO10_16/20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					07PO10_5/6.25MVA_T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
					07PO10_5MVA_T3	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
					07PO10_10/12MVA_T4	T	69	13,8	10,00	12,00	-	12,00
		1	S/E Pagua	2	07PA12_10/12.5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					07PA12_20/24MVA_T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
		1	S/E La Peaña	1	07PE01_16/20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E Los Pinos	2	07PI06_16/20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					07PI06_5/6.25MVA_T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E Santa Rosa	2	07SR07_16/20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					07SR07_16/20MVA_T2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E La Primavera	1	07PR17_20/24MVA_T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
		1	S/E Machala	1	07MA04_20/24MVA_T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
		1	S/E El Cambio	1	07CA03_20/24MVA_T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción		1	S/E Saracay	1	07SA14_5/6.25MVA_T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E La Avanzada	1	07AV05_5MVA_T1	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
		1	S/E El Bosque	1	07BO18_20/24MVA_T1	T	69	13,8	20,00	24,00	-	24,00
		1	S/E Barbones	1	07BA02_10/12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Porotillo	1	07PT16_16/20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E Balao	1	07BL13_24/32MVA_T1	T	69	13,8	24,00	32,00	-	32,00
	Total CNEL-EI Oro	18		26					328,75	390,25	-	404,00
	CNEL-Esmeraldas	1	S/E PROPICIA	2	Subestación Propicia T1	T	69	13,2	10,00	12,50	12,50	12,50
					S/E PROPICIA T2	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
		1	S/E SANTAS VAINAS	1	S/E SANTAS VAINAS T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
		1	S/E ROCAFUERTE	1	S/E ROCAFUERTE T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E SAN LORENZO	1	S/E SAN LORENZO T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E NUEVO QUININDE	1	S/E NUEVO QUININDE T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E ATACAMES	1	S/E ATACAMES T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
		1	S/E BORBON	1	S/E BORBON T1	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00
		1	S/E LAS PALMAS	1	S/E LAS PALMAS T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
		1	S/E MUISNE	1	S/E MUISNE T1	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25
		1	S/E QUININDE	1	S/E QUININDE T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E SALIMA	1	S/E SALIMA T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E GOLONDRINAS	1	S/E GOLONDRINAS T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E VICHE	1	S/E VICHE T1	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25
		1	S/E TACHINA	1	S/E TACHINA T1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
		1	S/E PRADERA	1	S/E PRADERA T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
	Total CNEL-Esmeraldas	15		16					175,00	221,00	209,00	233,00
	CNEL-Guayaquil	1	S/E ALBORADA 1	1	04A101_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E AMERICA	1	04AM03_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E ATARAZANA	1	04AT05_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E AYACUCHO	1	04AY06_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E BIEN PUBLICO	1	04BP08_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E BOYACA	2	04BO09_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04BO09_18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E CEIBOS	2	04CE10_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04CE10_18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E CERRO BLANCO	1	04CB11_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E CUMBRES	1	04CU13_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E ESMERALDAS	2	04ES14_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04ES14_18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	CNEL-Guayaquil	1	S/E FLOR DE BASTION	2	04FB15 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04FB15 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E GARAY	2	04GR17 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04GR17 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E GARZOTA	1	04GA18 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E GERMANIA	1	04GE19 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E GUASMO	2	TR-97-51	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					S/E GOLONDRINAS T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E GUAYACANES	2	TR-93-46	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					S/E GOLONDRINAS T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E KENNEDY NORTE	2	04KN22 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04KN22 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E MAPASINGUE	2	04MA23 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04MA23 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E Orquideas	2	04OR24 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04OR24 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E PADRE CANALS	2	04PC25 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04PC25 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E PARQUE CALIFORNIA	1	04CA26 _18MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E PORTUARIA	1	04PO27 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E PRADERA	2	04PR30 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04PR30 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E PUERTO LISA	1	04PL28 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E SAMANES	2	04SM32 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04SM32 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E SAUCE	2	04SU33 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04SU33 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E LA TORRE	2	04TO34 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04TO34 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E TRINITARIA	1	04TR35 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E UNIVERSO	1	04UN36 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E VERGELES	1	04VE37 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E ASTILLERO	2	04AS04 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
					04AS04 _18MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E BELO HORIZONTE	1	04BH07 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E ALBORADA 2	1	04A101 _18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E PUERTO SANTA ANA	2	04ST29 _18MVA_T2	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
					04ST29 _12MVA_T1	T	67	13,8	18,00	24,00	-	24,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción		1	S/E FORTIN	1	04FO16_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E SAFANDO	1	04SF31_12MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E CHONGON	1	04CH12_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E LOTES ALEGRIA	1	04LA38_18MVA_T1	T	67	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E MUCHO LOTE	1	04ML39_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E HUANCAVILCA	1	04HU44_18MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	-	24,00
		1	S/E MI LOTE	1	04MI46_12MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
	Total CNEL-Guayaquil	41		58					1.020,00	1.360,00	-	1.360,00
	CNEL-Guayas Los Rios	1	S/E SANTA MARTHA	1	09SM28_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E EL CODO	1	09EC23_6.25MVA_T1	T	67	14,5	5,00	6,25	6,25	6,25
		1	S/E BUENA FE	2	09BF15_24MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
					09BF15_12.5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E DAULE NUEVA	1	09DS06_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E DAULE PERIPA	1	09DP13_2.5MVA_T1	T	69	13,8	2,50	2,50	2,50	2,50
		1	S/E LOS ARCOS	1	09LA24_24MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		1	S/E EL RECREO	2	09ER21_24MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
					09ER21_24MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		1	S/E BALZAR	1	09BA08_24MVA_T1	T	67	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		1	S/E AMERICA	1	09AM16_5MVA_T1	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00
		1	S/E EL MANGLERO	1	09EM19_16MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
		1	S/E JB AGUIRRE	1	09JB05_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E LA TOMA	1	09LT17_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E CATALUÑA	2	09CA22_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
					09CA22_12.5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E DAULE NORTE	1	09DN25_24MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		1	S/E PEDRO CARBO	1	09PC09_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E QUEVEDO NORTE	1	09QN11_16MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
		1	S/E QUEVEDO SUR	2	09QS10_24MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
					09QS10_20MVA_T2	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E TENNIS CLUB	2	09TC03_24MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
					09TC03_12.5MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E VALENCIA	1	09VA14_16MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
		1	S/E VILLA CLUB	1	09VC20_30MVA_T1	T	69	13,8	24,00	30,00	30,00	30,00
		1	S/E DURAN SUR	2	09DS01_24MVA_T2	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
					09DS01_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción		1	S/E DURAN NORTE	1	09DN02_24MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		1	S/E SAMBORONDON	1	09SA04_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E MOCOLI	1	09MO26_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E LAGOS DEL BATAN	1	09LB27_16MVA_T1	T	69	13,8	12,00	16,00	16,00	16,00
		1	S/E PALESTINA	2	09PA07_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
					09PA07_5MVA_T2	T	67	14,5	5,00	5,00	5,00	5,00
		1	S/E EMPALME	1	09EE12_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E CIUDAD CELESTE	1	09CC29_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E SANTA LUCIA	1	09SL33_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E SAIBABA	1	09SB32_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E EMPACRECI	1	09EM35_5MVA_T1	T	69	13,8	5,00	5,00	5,00	5,00
		1	S/E QUEVEDO NUEVA	1	09QN34_24MVA_T1	T	69	13,8	18,00	24,00	24,00	24,00
		1	S/E EL ROSARIO	1	09ER37_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	S/E VILLAS DEL REY	1	09VR36_20MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E LA MARTINA	1	09LM38_6.25MVA_T1	T	69	13,8	5,00	6,25	6,25	6,25
		1	S/E TIA	2	09ST39_2.5MVA_T1	T	67	13,8	2,50	2,50	2,50	2,50
					09ST39_20MVA_T2	T	69	13,8	20,00	20,00	20,00	20,00
		1	S/E LAUREL	1	09LU41_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	10,00	10,00	10,00
		1	S/E MOCACHE	1	09MC42_12.5MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	12,50	12,50
	Total CNEL-Guayas Los Ríos	38		46					590,00	742,50	750,50	750,50
	CNEL-Los Ríos	1	S/E NELSON MERA	1	10NM04_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E CEDEGE	1	10CE03_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E CENTRO INDUSTRIAL	1	10CI01_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
		1	S/E PUEBLOVIEJO	1	10PU07_16MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E VENTANAS	1	10VE09_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E VINCES	1	10VI08_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E TERMINAL TERRESTRE	1	10TT02_20MVA_T1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	S/E BABA	1	10BA05_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E LA ERCILIA	1	10ER10_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E PALENQUE	1	10PL11_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total CNEL -Los Ríos	10		10					128,00	160,00	24,00	164,00
	CNEL-Manabi	1	S/E MANTA 1	3	S/E MANTA 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
					S/E MANTA 1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
					S/E MANTA 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E MANTA 2	1	S/E MANTA 2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00

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	S/E MANTA 3	1	S/E MANTA 3	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	S/E MONTECRISTI 1	1	S/E MONTECRISTI 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E RIO DE ORO	2	Tranf 2	T	69	13,8	2,50	2,80	-	2,80
					S/E RIO DE ORO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E PORTOVIEJO 1	3	S/E PORTOVIEJO 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					S/E PORTOVIEJO 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					S/E PORTOVIEJO 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E PORTOVIEJO 2	1	S/E PORTOVIEJO 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E PORTOVIEJO 3	2	S/E PORTOVIEJO 3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					S/E PORTOVIEJO 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E LODANA	2	Tranf 2	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
					S/E LODANA	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
		1	S/E BARRANCO COLORADO	1	S/E BARRANCO COLORADO	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E JIPIJAPA	1	S/E JIPIJAPA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E COLIMES	1	S/E COLIMES	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E PUERTO CAYO	1	S/E PUERTO CAYO	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
		1	S/E MACHALILLA	1	S/E MACHALILLA	T	69	13,8	5,00	5,60	-	5,60
		1	S/E ROCAFUERTE	1	S/E ROCAFUERTE	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
		1	S/E PLAYA PRIETA	1	S/E PLAYA PRIETA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E CALCETA	1	S/E CALCETA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E TOSAGUA	1	S/E TOSAGUA	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E BAHIA DE CARAQUEZ	2	S/E BAHIA	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
					S/E BAHIA	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00
		1	S/E SAN VICENTE	1	S/E SAN VICENTE	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
		1	S/E CHONE	2	S/E CHONE	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					S/E CHONE	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E CRUCITA	1	S/E CRUCITA	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E BELLAVISTA	1	S/E BELLAVISTA	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E MANTA 4	1	S/E MANTA 4	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	S/E MONTECRISTI 2	1	S/E MONTECRISTI 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E CAZA LAGARTO 1	1	S/E CAZA LAGARTO 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E LA ESTANCILLA	1	S/E LA ESTANCILLA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E PORTOVIEJO 4	2	S/E PORTOVIEJO 4	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					S/E PORTOVIEJO 4	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00

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	S/E JARAMIJO	1	S/E JARAMIJO	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	S/E PUERTO LOPEZ	1	S/E PUERTO LOPEZ	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		30		40					439,50	504,65	-	539,65
	CNEL-Milagro	1	S/E SUR	2	130T1 MITSUBISHI	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
					130T3 YORKSHIRE	T	66	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E NORTE	1	100T1 TRAFO	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E MONTERO	2	080T1 MITSUBISHI	T	69	13,8	10,00	12,00	-	12,00
					080T2 CHINT	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E M. MARIDUENA	1	050T1 OSAKA	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E PUERTO INCA	1	010T1 SHENDA	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E NARANJAL	1	090T1 WEG	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E TRIUNFO	1	110T1 SIEMENS	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E BUCAY	1	120T1 MITSUBISHI	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E YAGUACHI	1	070T1 CHINT	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E L. GARAICOA	1	020T1 HEAG	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E DIESEL	1	140T1 CHINT	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E NARANJITO	1	030T1 SHENDA	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00
		1	S/E SUR 2	1	130T2 CHINT	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E CHOBO	1	160T1 CHINT	T	69	13,8	6,00	7,50	-	7,50
		14		16					196,00	252,50	-	252,50
	CNEL-Sta. Elena	1	S/E SAN VICENTE	1	16SV07_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E Libertad	2	16LI03_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					16LI03_10MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Santa Rosa	1	16SR05_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Salinas	1	16SA08_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Chipipe	1	16CP09_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Chanduy	2	16CH01_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					16CH01_3.5MVA_T1	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75
		1	S/E Colonche	2	16CO13_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					16CO13_10MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Manglaralto	1	16MA14_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Posorja	1	16PO18_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Cerecita	1	16CE17_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Capaes	1	16CS10_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Carolina	1	16CA04_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E San Lorenzo Del Mate	1	16SM16_10MVA_T1	T	69	13,2	3,75	-	-	3,75
		1	S/E Punta Blanca	1	16PB11_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E San Lorenzo de Salinas	1	16SS06_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50

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		1	S/E Pechiche	1	16PE02_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Playas	1	16PL15_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
	Total CNEL -Sta. Elena	17		20					205,50	247,50	-	255,00
	CNEL-Sto. Domingo	1	S/E SESME	2	17SE13_2.5MVA_T1	T	69	34,5	2,50	2,50	-	2,50
					17SE13_6.25MVA_T2	T	69	34,5	6,25	6,25	-	6,25
		1	S/E JAMA	2	17JA14_10MVA_T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	12,50
					17JA14_6.25MVA_T2	T	69	13,8	6,25	6,25	-	6,25
		1	S/E VIA QUITO	1	17QI01_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E LA CONCORDIA	1	17CO03_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E EL CARMEN	1	17CM04_20MVA_T1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	S/E PATRICIA PILAR	1	17PP05_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E ALLURIQUIN	2	17AL06_6.25MVA_T1	T	69	13,8	6,25	6,25	-	6,25
					17AL06_5MVA_T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E VALLE-HERMOSO	1	17VH07_5MVA_T1	T	69	13,8	5,00	5,00	-	5,00
		1	S/E LA CADENA	1	17CA09_10MVA_T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E EL ROCIO	1	17RO10_5MVA_T1	T	69	13,8	5,00	5,00	-	5,00
		1	S/E PEDERNALES	2	17PE15_10MVA_T1	T	69	34,5	10,00	12,50	-	12,50
					17PE15_6.25MVA_T2	T	69	13,8	6,25	6,25	-	6,25
		1	S/E QUEVEDO	2	17QE02_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					17QE02_10MVA_T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E EL CENTENARIO	1	17CE08_20MVA_T1	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	S/E PAMBILES	1	17PA11_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	24,00	24,00
		1	S/E VIA COLORADOS DEL BUA	1	17CB12_16MVA_T1	T	69	13,8	16,00	20,00	20,00	20,00
	Total CNEL - Sto. Domingo	15		20					212,50	256,25	44,00	260,25
	CNEL-Sucumbios	1	S/E JIVINO	1	JIVI_16_MVA_T_1	T	69	13,8	5,00	-	6,25	6,25
		1	S/E LAGO AGRIO	2	LAGO_12.5_MVA_T_1	T	69	13,8	10,00	-	12,50	12,50
					LAGO_25_MVA_T_2	T	69	13,8	15,00	-	25,00	25,00
		1	S/E SHUSHUFINDI	1	SSFD_12.5_MVA_T_1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E TARAPOA	1	TARAPOA_6.25_MVA_T_1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E LUMBAQUI	1	LUMBAQUI_6.52_MVA_T_1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E SACHA	1	SACHA_12.5_MVA_T_1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E LAGUNA	1	LAGUNA_12.5_MVA_T_1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E PAYAMINO	2	PAYAMINO_12.5_MVA_T_1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					PAYAMINO_25_MVA_T_2	T	69	13,8	15,00	20,00	25,00	25,00
		1	S/E LORETO	1	LORETO_12.5_MVA_T_1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total CNEL - Sucumbios	9		11					105,00	95,00	68,75	143,75

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Ambato	1	Atocha	2	Atocha 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					Atocha 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Huachi	2	Huachi 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					Huachi 4	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	Loreto	2	Loreto 1	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
					Loreto 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	Montalvo	1	Montalvo 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Oriente	2	Oriente 1	T	69	13,8	12,00	15,00	-	15,00
					Oriente 2	T	69	13,8	12,00	15,00	-	15,00
		1	Pelileo	1	Pelileo 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	Pillaro	2	Pillaro 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
					Pillaro 2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Puyo	2	Puyo 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
					Puyo 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Samanga	2	Samanga 2	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50
					01_01_SAMANGA	T	69	13,8	12,00	16,50	-	16,50
		1	Tena	1	Tena 1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Totoras	1	Totoras	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	Musullacta	1	Musullacta	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Agoyan	1	Agoyán 1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Quero	1	Quero	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Puyo 2	1	Puyo 3	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	Tena Norte	1	Tena 2	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	BANIOS	1	Baños 2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	BATAN	2	Batán 2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
					Batán 3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Ambato		18		26				286,00	360,50	-	360,50
	E.E. Azogues	1	S/E Azogues 2	1	TR-1-A2	T	69	22	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E AZOGUES 1	1	TR-1-A1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Azogues		2		2				26,00	32,50	-	32,50
	E.E. Centro Sur	1	050001_LUIS CORDERO	2	TR2 SE 01	T	22	6,3	5,00	6,50	6,50	6,50
					TR1 SE 01	T	22	6,3	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	050002_ CENTENARIO	2	TR1 SE 02	T	22	6,3	10,00	12,50	12,50	12,50
					TR2 SE 02	T	22	6,3	5,00	6,50	6,50	6,50
		1	050003_MONAY	2	TR1 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
					TR2 SE 03	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
		1	050004_PARQUE INDUSTRIAL	2	TR1 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
					TR2 SE 04	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Centro Sur	1	050005_MISICATA	2	TR1 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
					TR2 SE 05	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
		1	050007_RICAURTE	2	TR1 SE 07	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
					TR2 SE 07	T	69	22	12,50	12,50	12,50	12,50
		1	050009_AZOGUES	1	TR1 SE 09	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	050012_EL DESCANSO	2	TR1 SE 12	T	69	22	10,00	10,00	10,00	10,00
					TR2 SE 12	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	050014_LENTAG	2	TR1 SE 14	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
					TR2 SE 14	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
		1	050018_CAÑAR	2	TR1 SE 18	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
					TR2 SE 18	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
		1	050008_TURI	1	TR1 SE 08	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
		1	050006_VER-DILLO	1	TR1 SE 06	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	050021_MACAS	2	T3 SE 21	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
					TR2 SE 21	T	69	22	24,00	32,00	32,00	32,00
		1	050013_CHAULLAYACU	1	TR1 SE 13	T	69	22	10,00	12,50	12,50	12,50
		1	050050_LA TRONCAL	1	T2 SE 50	T	69	13,8	20,00	25,00	25,00	25,00
	Total E.E. Centro Sur		15		25				392,50	505,50	505,50	505,50
	E.E. Cotopaxi	1	S/E El Calvario	4	T1 calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
					T2 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
					T3 Calvario	T	23	6,3	1,75	-	-	1,75
					T4 Calvario	T	23	13,8	4,00	5,20	-	5,20
		1	S/E Pujili	2	T6 Pujili	T	69	13,8	4,00	5,20	-	5,20
					T22 Pujili	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Mulaló	1	T7 Mulalo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E La Maná	1	T8 Maná	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Lasso	1	T9 Lasso	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E Sigchos	1	T11 Sigchos	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E Salcedo	1	T19 Salcedo	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E San Rafael	1	T20 San Rafael	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
		1	S/E La Cocha	1	T21 La Cocha	T	69	13,8	16,00	20,00	-	20,00
	Total E.E. Cotopaxi		9		13				106,25	126,65	-	131,90
	E.E. Galápagos	1	S/E Santa Cruz - Subtrans	1	Reducción - Elevación	T	34,5	13,8	7,50	10,00	10,00	10,00
	Total E.E. Galápagos		1		1				7,50	10,00	10,00	10,00
	E.E. Norte	1	Alpachaca	1	T2	T	69	13,8	20,00	25,00	-	25,00
		1	Atuntaqui	1	T0	T	69	13,8	20,00	25,00		25,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Norte	1	Cayambe	2	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	El Angel	1	T1	T	69	13,8	2,50	-	-	2,50
		1	El Rosal	1	T3	T	69	13,8	20,00	25,00		25,00
		1	La Esperanza	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Otavalo	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	San Gabriel	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	San Vicente	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	El Retorno	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	La Carolina	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	COTACACHI	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	SAN AGUSTIN	1	T1	T	67	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	CHOTA	2	T1	T	69	13,8	5,00	5,00	-	5,00
					T2	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	TULCAN	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	AJAVI	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Norte		16		18				182,50	223,75	-	226,25
	E.E. Quito	1	21 EPLICACHIMA	2	21T1	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
					21T2	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
		1	07 SAN ROQUE	1	07T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00
		1	15 EL BOSQUE	1	15T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00
		1	16 RIO COCA	2	16T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00
					16T2	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00
		1	19 COTOCOLLAO	3	19T1	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00
					19T2	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
					19T3	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
		1	57 POMASQUI	2	57T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00
					57T2	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00
		1	27 SAN RAFAEL	1	27T1	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
		1	41 SELVA ALEGRE	2	41T1	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00
					41T2	T	138	46	60,00	80,00	100,00	100,00
		1	37 SANTA ROSA	3	S/E No. 37	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
					37T1	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00
					37T2	T	138	46	45,00	60,00	75,00	75,00
		1	36 TUMBACO	2	36T1	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00
					36T2	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00
		1	24 CAROLINA	1	24T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00
		1	59 EUGENIO ESPEJO	2	59T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00
					59T2	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00
		1	58 EL QUINCHE	1	58T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Tranformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)		
Reducción	E.E. Quito	1	28 IÑAQUITO	2	28T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
					28T2	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	34 MACHACHI	1	S/E No. 34	T	46	23,0	15,00	20,00	-	20,00		
		1	09 MIRAFLORES	1	09T1	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
		1	10 DIEZ VIEJA	1	10T1	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
		1	11 BELISARIO QUEVEDO	1	11T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	12 LA FLORESTA	1	12T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	13 GRANDA CENTENO	1	13T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	17 ANDALUCIA	1	17T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	18 CRISTIANIA	2	18T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
					18T2	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	02 LULUNCOTO	1	S/E No. 02	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	03 BARRIO NUEVO	2	03T1	T	46	23,0	15,00	20,00	-	20,00		
					03T2	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	04 CHIMBACALLE	1	04T1	T	46	6,3	12,00	16,00	20,00	20,00		
		1	06 ESCUELA SUCRE	1	06T1	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
		1	08 LA MARIN	1	08T1	T	46	6,3	8,00	10,00	-	10,00		
		1	01 OLIMPICO	1	01T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	53 PEREZ GUERRERO	1	53T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	55 SANGOLQUI	2	55T1	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00		
					55T2	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	32 DIEZ NUEVA	1	32T1	T	46	6,3	15,00	20,00	-	20,00		
		1	23 CONOCOTO	1	23T1	T	138	22,9	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	39 VICENTINA	2	39T1	T	138	46,0	60,00	80,00	100,00	100,00		
					39T2	T	138	46,0	60,00	80,00	100,00	100,00		
		1	29 NUEVA CUMBAYA	1	29T1	T	46	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	31 TABABELA	1	31T1	T	138	22,8	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	33 AEROPUERTO	1	33T1	T	46	23	15,00	20,00	-	20,00		
		1	26 ALANGASI	1	26T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	05 CHILIBULO	1	05T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	22 SAN ANTONIO	1	22T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	14 GUALO	1	14T1	T	138	23	20,00	27,00	33,00	33,00		
		1	42 PAPALLACTA MOVIL	1	42T1	T	138	22,9	17,00	-	-	17,00		
		1	30 PLATAFORMA FINANCIERA	1	30T1	T	46	23	8,00	10,00	-	10,00		
		1	49 LOS BANCOS	1	42T2	T	69	13,8	12,00	16,00	-	16,00		
		1	73 EL OBRAJE	1	S/E No.73	T	46	23,0	15,00	20,00	-	20,00		
			Total E.E. Quito	44		59					1.211,00	1.596,00	1.321,00	1.864,00

Tipo	Empresa	Número de Subestaciones	Nombre de Subestación	Número de Transformadores	Nombre de Transformador	Tipo de Transformador	Voltaje Primario	Voltaje Secundario	OA (MVA)	FA (MVA)	FOA (MVA)	Máxima (MVA)
Reducción	E.E. Riobamba	1	S/E Na 1 (CEMENTERIO)	1	TSE01	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75
		1	S/E Na 2 (SALIDA A GUANO)	1	TSE02	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75
		1	S/E Na 3 (PARQUE INDUSTRIAL)	1	TSE03	T	69	13,8	15,00	18,50	-	18,50
		1	S/E Na 4 (TAPI)	1	TSE04	T	69	13,8	15,00	18,75	-	18,75
		1	S/E Na 7 (CAJABAMBA)	1	TSE07	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E Na 8 (GUAMOTE)	1	TSE08	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E Na 9 (ALAUSSI)	1	TSE09	T	69	13,8	5,00	-	-	5,00
		1	S/E Na 10 (CHUNCHI)	1	TSE10	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	S/E Na 13 (ALAO)	1	TSE13	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Na 14 (MULTITUD)	1	TSE14	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	S/E Na 6 (SAN JUAN)	2	TSE601	T	69	13,8	1,50	-	-	1,50
					TSE602	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
	Total E.E. Riobamba	11		12					111,50	131,00	-	137,50
	E.E. Sur	1	Cariamanga	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Catacocha	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13
		1	Catamayo	2	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
					T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Celica	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13
		1	Chaguarpamba	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80
		1	Cumbaratza	1	T1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50
		1	El Panguí	1	T1	T	69	22	5,00	6,25	-	6,25
		1	Norte	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Obrapia	2	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
					T2	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Palanda	1	T1	T	69	22	2,50	3,13	-	3,13
		1	Pindal	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Playas	1	T1	T	69	13,8	1,00	-	-	1,00
		1	San Cayetano	3	T1	T	69	13,8	10,00	-	-	10,00
					T2	T	69	22	5,00	6,25	-	6,25
					T3	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Saraguro	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Sur	1	T1	T	69	13,8	10,00	12,50	-	12,50
		1	Velacruz	1	T1	T	69	13,8	0,80	-	-	0,80
		1	Vilcabamba	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Macará	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Yanzatza	1	T1	T	69	22	10,00	12,50	-	12,50

Anexo D.4.:

Características de subestaciones de elevación y reducción de empresas distribuidoras (15/15)

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		1	Amaluza	1	T1	T	69	13,8	5,00	6,25	-	6,25
		1	Gonzanamá	1	T1	T	69	13,8	2,50	3,13	-	3,13
	Total E.E. Sur	21		25					147,60	168,75	-	181,35
Total Elevación		350		452					5.933,60	7.453,05	2.932,75	7.888,40
Total General		357		477					5.972,68	7.470,04	2.942,75	7.931,96

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	Agrozucar	Ecudos - La Troncal	Ecudos	050050_LA TRONCAL	69	1	3,6
	Altgenotec	Algenotec Genrenotec	Algenotec Genrenotec	Punto de Enlace	13,8	1	0,6
	CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos - Gonzalo Zevallos	Gonzalo Zevallos - Gas	Gonzalo Cevallos	69	3	0,78
		Santa Elena II - Santa Elena (T)	Santa Elena II	Santa Elena	138		0,5
		Santa Elena III - Santa Elena (T)	Santa Elena III	Santa Elena	69		0,75
	CELEC-Gensur	Villonaco - Loja	Villonaco	Loja	69	1	3,2
	CELEC-Hidroazogues	Alazán - Colectora	Alazán	Colectora	69	2	10,4
		Colectora - Azogues 2	Colectora	S/E AZOGUES 1	69		23,64
	CELEC-Hidronación	Baba	Baba	Baba	230	1	1,4
	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	Emplame Alimentador	22	1	0,8
	EPMAPS	Alangasi - El Inga (T)	26 ALANGASI	El Inga	138	4	8,1
		Booster 2 - Booster 1	Booster 2	Booster 1	138		5
		El Inga (T) - Recuperadora	El Inga	Recuperadora	138		33,7
		Recuperadora - Booster 2	Recuperadora	Booster 2	138		19
	Generoca	Generoca - HOLCIM	Generoca	Interior	69	1	0,3
	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Hidroimbabura	Punto de Enlace	13,2	1	0,2
	Hidrosibimbe	Hidrosibimbe - Ventanas	Casa Máquinas	S/E VENTANAS	69	1	14
	Hidrosigchos	Hidrosigchos-Sigchos	Hidrosigchos	S/E Sigchos	69	1	8
	Hidrotambo	Hidrotambo - Cedege	San Jose del Tambo	S/E CEDEGE	69	1	26,5
	Hidrovictoria	Cuyuja - Papallacta	Cuyuja	Papallacta	22,8	1	0,4
	Intervisa Trade	Intervisa - Esclusas	Intervisa	Esclusas	138	1	0,6
	IPNEGAL	Palmira - Los Bancos	Palmira	49 LOS BANCOS	69	1	26
	San José de Minas	Primario Expreso San José de Minas	SJM	22 SAN ANTONIO	22,8	1	17,73
Total Simple						25	237,49
Doble	CELEC-Sur	Mazar - Zhoray (T)	Mazar	Zhoray	230	1	2,51
	Elecaastro	Ocaña-Cañar	Ocaña	050018_CAÑAR	69	2	41
		Ocaña-La Troncal	Ocaña	050050_LA TRONCAL	69		21
	EPMAPS	Sta. Rosa (T) - Alangasi	Santa Rosa	26 ALANGASI	138	1	45,91
Total Doble						4	110,42
Total General						29	347,91

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
		Villano A - Villano B	Villano A	Villano B	34,5		3,2
	Agua y Gas De Sillunchi	Línea A	Sillunchi I	Derivación Linde	6,3	2	0,75
		Línea B	Sillunchi II	Derivación Linde	6,3		3
	Ecoelectric	Ecoelectric - Milagro Norte	Ecoelectric	S/E NORTE	69	1	0,1
	Ecoluz	Loreto - Papallacta	Loreto	Papallacta	22	2	5,66
		Papallacta - Pifo	Papallacta	Pifo	46		29,19
	Enermax	CALOPE-QUEVEDO	Calope	Quevedo	69	1	29,7
	Hidroabanico	Hidroabanico I - Hidroabanico I	Hidroabanico I	Hidroabanico II	69	1	11,5
	Hidroalto	Due - San Rafael (T)	Due	San Rafael	230	1	24
	Hidronormandia	Línea Normandia - San Bartolo	Normandia	HIDROSANBARTOLO	230	1	85
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	HIDROSANBARTOLO	Sopladora	230	1	18,87
	Petroamazonas	Atacapi-Secoya	Atacapi	Secoya	69	11	17
		Atacapi-Shushufindi	Atacapi	Shushufindi Central- Sur	69		27
		CPF-Sacha	Sacha	CPF	69		37
		Culebra-Yuca	Culebra	Yuca	69		16
		EPF-PCC	Eden Yuturi	Pañacocha 34,5 kV	34,5		25,9
		Lago-Parahuacu	Lago Agrio	Parahuacu	69		20
		Palo Azul - El Vergel	Palo Azul	El Vergel	69		21
		Parahuacu-Atacapi	Parahuacu	Atacapi	69		6
		Sacha-Culebra	Sacha	Culebra	69		20
		Shushufindi-Sacha	Shushufindi-Sacha- Atacapi	Sacha	69		41
		Ssfd Centra-Sur	Shushufindi Central- Sur	Shushufindi Sur	69		8
	Repsol	NPF - BOGI	Npf	Bogi	34,5	11	6,1
		NPF - CAPIRON	Npf	Capiron	34,5		5,7
		NPF - POMPEYA	Npf	Pompeya	34,5		44
		NPF - SPF	Npf	Spf	34,5		53,9
		NPF - TIVACUNO	Npf	Tivacuno	34,5		8,9
		SPF - AMO A	Spf	Amo A	34,5		12,8
		SPF - AMO B	Spf	Amo B	34,5		6
		Spf - Daimi A-B	Spf	Daimi A - Daimi B	34,5		1,2
		SPF - GINTA B	Spf	Ginta B	34,5		13,5
		Spf - Osw	Spf	Iro 01 - Iro A	34,5		9
		Spf - Pcr	Spf	Ginta A - Iro B	34,5		9
	San Carlos	San Carlos-Milagro	San Carlos	Milagro	69	1	0,85
	Sipac	CPF - Paraiso	CPF	PARAISO 17	34,5	1	31
	UCEM	Gatazo-Chimborazo	S/E Na 6 (SAN JUAN)	UCEM Principal	69	2	1
		P. Chimborazo - Chimborazo	Planta Chimborazo	UCEM Principal	22		17
	Vicunha	Vindoboma - Equinoccial	Vindobona	Equinoccial	13,2	1	5
Total Simple						39	718,82
Doble	Repsol	SPF - WIP	Spf	WIP	34,5	1	1,4
Total Doble						1	1,4
Total General						40	720,22

Numero de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Limite Térmico (MVA)	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple	500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1	Coca Codo Sinclair	San Rafael	1.732,05	6	8,00
		Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	Coca Codo Sinclair	San Rafael	1.732,05		8,30
		El Inga - Tisaleo	Tisaleo	El Inga	1.732,05		149,30
		San Rafael - El Inga 1	El Inga	San Rafael	1.732,01		123,90
		San Rafael - El Inga 2	El Inga	San Rafael	1.732,05		123,50
		Tisaleo - Chorrillos	Chorrillos	Tisaleo	1.732,05		197,00
	230	Chorrillos-Esclusas	Esclusas	Chorrillos	297,00	22	37,90
		Chorrillos-Nueva Prosperina	Chorrillos	Nueva Prosperina	353,00		13,60
		Dos Cerritos - Pascuales	Pascuales	Dos Cerritos	353,00		9,90
		Durán - Esclusas	Esclusas	Durán	494,00		37,50
		Esclusas - Termoguayas	Esclusas	Esclusas	247,00		0,20
		Esclusas - Trinitaria	Trinitaria	Esclusas	494,00		7,40
		Milagro - Dos Cerritos	Dos Cerritos	Milagro	353,00		42,90
		Milagro - Durán	Durán	Milagro	494,00		36,98
		Milagro - Machala	Machala	Milagro	494,00		135,20
		Milagro - Minas San Francisco	Minas San Francisco	Milagro	332,00		153,30
		Milagro - Pascuales	Pascuales	Milagro	353,00		52,80
		Minas San Francisco - Machala	Machala	Minas San Francisco	332,00		60,40
		Nueva Prosperina - Trinitaria	Nueva Prosperina	Trinitaria	353,00		20,30
		Quevedo - Baba	Quevedo	Baba	353,00		43,90
		Santo Domingo - Baba	Santo Domingo	Baba	353,00		62,00
		Santo Domingo - Quevedo	Quevedo	Santo Domingo	353,00		104,60
		Sopladora - Taday 1	Sopladora	Taday 1	494,00		182,70
		Sopladora - Taday 2	Sopladora	Taday 2	494,00		181,70
		Taday - Riobamba	Taday	Riobamba	332,00		135,50
		Taday - Totoras	Taday	Totoras	332,00		178,40
		Totoras - Riobamba	Riobamba	Totoras	342,00		42,90
		Zhoray - Sinincay	Sinincay	Sinincay	332,00		52,00
	138	Baños - Topo	Baños	Topo	90,00	36	27,10
		Chone - Severino	Severino	Chone	113,20		30,30
		Chongón - Posorja	Chongón	Posorja	113,00		71,82
		Chongón - Santa Elena	Chongón	Santa Elena	113,00		81,60
		Chongón - Santa Elena 2	Chongón	Santa Elena	266,00		84,67
		Cuenca - Gualaceo	Gualaceo	Cuenca	88,80		20,87
		Daule Peripa - Chone	Daule Peripa	Chone	113,20		63,30
		Delsitanisagua - Cumbaratza	Delsitanisagua	Cumbaratza	90,00		18,10
		Gualaceo - Limón	Limón	Gualaceo	88,80		45,14
		Ibarra - Tulcán	Tulcán	Ibarra	115,50		74,50
		Jaramijó - Manta	Manta	Jaramijó	110,00		6,40

Numero de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Límite Térmico (MVA)	Número de Líneas	Longitud (km)
Simple	138	Jaramijó - Montecristi	Jaramijó	Montecristi	138,00	36	8,20
		La Concordia - Pedernales	La Concordia	Pedernales	202,57		79,70
		La Concordia - Quinindé	La Concordia	Quinindé	113,00		41,40
		Limón - Méndez	Méndez	Limón	88,80		33,02
		Loreto - Francisco de Orellana	Francisco de Orellana	Loreto	90,00		55,70
		Méndez - Macas	Macas	Méndez	88,80		51,39
		Milagro - Nueva Babahoyo	Nueva Babahoyo	Milagro	332,00		41,30
		Mulaló - Vicentina	39 VICENTINA	Mulaló	112,00		68,20
		Pomasqui - San Antonio	22 SAN ANTONIO	Pomasqui	112,00		6,00
		Portoviejo - San Gregorio	San Gregorio	Portoviejo	110,00		8,00
		Pucará - Ambato	Ambato	Pucará	112,00		25,74
		Pucará - Mulaló	Mulaló	Pucará	148,00		42,30
		Puerto Napo-Tena	Puerto Napo	Tena	90,00		4,50
		Puyo-Puerto Napo	Puyo	Puyo	90,00		62,00
		Quinindé - Esmeraldas	Esmeraldas	Quinindé	113,20		74,00
		San Antonio - Ibarra	Ibarra	22 SAN ANTONIO	112,00		54,50
		San Gregorio - Montecristi	Montecristi	San Gregorio	110,00		26,26
		San Idelfonso - Bajo Alto	San Idelfonso	Bajo Alto	296,00		11,20
		Santo Domingo - Esmeraldas	Esmeraldas	Santo Domingo	113,20		154,80
		Santo Domingo - La Concordia	Santo Domingo	La Concordia	113,00		39,10
		Santo Domingo - Quinindé	Santo Domingo	Quinindé	113,20		80,50
		Tena - Loreto	Loreto	Tena	90,00		86,40
		Topo - Puyo	Topo	Puyo	90,00		29,46
		Totoras - Ambato	Ambato	Totoras	148,00		7,66
		Tulcán - Panamericana	Tulcán	Panamericana	112,00		15,50
Total Simple						64	3.832,71
Doble	230	Chorrillos - Pascuales 1	Pascuales	Chorrillos	332,00	23	4,80
		Chorrillos - Pascuales 2	Pascuales	Chorrillos	332,00		4,60
		El Inga - Pomasqui	Pomasqui	El Inga	494,00		34,84
		Jivino - Shushufindi	Shushufindi	Jivino	297,00		27,60
		Machala - Zorritos	Machala	Zorritos	332,00		110,00
		Manduriacu - Santo Domingo	Manduriaco	Santo Domingo	494,00		68,64
		Milagro -Zhoray	Milagro	Zhoray	342,00		120,70
		Molino - Pascuales	Pascuales	Molino	342,00		188,50
		Molino - Taday	Molino	Taday	332,00		41,40
		Pomasqui - Jamondino 1	Pomasqui	Jamondino 1	332,00		212,20
		Pomasqui - Jamondino 2	Pomasqui	Jamondino 2	332,00		214,00
		Quevedo - Chorrillos	Chorrillos	Quevedo	332,00		143,40
		Quevedo - San Gregorio	San Gregorio	Quevedo	353,00		113,48

Numero de Circuitos	Voltaje	Descripción	Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Capacidad Transmisión Límite Térmico (MVA)	Número de Líneas	Longitud (km)
Doble	230	San Francisco - Totoras	Totoras	San Francisco	282,00	36	44,57
		San Gregorio - San Juan de Manta	San Juan de Manta	San Gregorio	324,91		41,00
		San Rafael - Jivino	Jivino	San Rafael	297,00		82,20
		Santa Rosa - El Inga	El Inga	Santa Rosa	494,00		32,00
		Santa Rosa - Pomasqui	Pomasqui	Santa Rosa	332,00		45,90
		Santa Rosa - Santo Domingo	Santo Domingo	Santa Rosa	342,00		78,34
		Santa Rosa - Totoras	Totoras	Santa Rosa	342,00		110,09
		Santo Domingo - Esmeraldas 2	Esmeraldas	Santo Domingo	332,00		156,80
		Taday - Bomboiza	Taday	Bomboiza	332,00		111,60
		Zhoray - Molino	Zhoray	Molino	353,00		15,00
	138	Baños - Agoyán	Agoyán	Baños	165,00	16	1,90
		Cuenca - Yanacocha	Yanacocha	Cuenca	100,00		131,86
		Daule Peripa - Portoviejo	Portoviejo	Daule Peripa	113,20		91,20
		Esclusas - Caraguay	Caraguay	Esclusas	148,00		5,40
		Milagro - San Idelfonso	Milagro	San Idelfonso	113,50		112,80
		Molino - Cuenca	Cuenca	Molino	100,00		67,08
		Pascuales - Chongón	Chongón	Pascuales	113,00		24,20
		Pascuales - Salitral	Salitral	Pascuales	126,00		17,40
		Policentro - Pascuales	Policentro	Pascuales	126,00		15,10
		Pomasqui - Ibarra	Ibarra	Pomasqui	112,00		60,50
		Quevedo - Daule Peripa	Daule Peripa	Quevedo	113,20		43,20
		Salitral - Trinitaria	Trinitaria	Salitral	110,00		11,00
		San Idelfonso - Machala	Machala	San Idelfonso	113,50		21,00
		Totoras - Baños	Baños	Totoras	165,00		31,70
		Yanacocha - Delsitanisagua	Delsitanisagua	Yanacocha	332,00		33,50
		Yanacocha - Loja	Loja	Yanacocha	100,00		13,60
Total Doble						39	2.683,10
Total General						103	6.515,81

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generadora	Biomasa	Agroazucar	94,04	97,80	87,29	102,76	100,38	105,40	104,96	81,84	88,11	97,86
	Total Biomasa		94,04	97,80	87,29	102,76	100,38	105,40	104,96	81,84	88,11	97,86
	Eólica	CELEC-Gensur	-	-	53,25	75,84	92,46	78,02	67,19	73,70	79,98	71,64
		Eolicsa	3,34	2,40	3,45	3,86	3,40	1,31	-	-	-	-
	Total Eólica		3,34	2,40	56,70	79,70	95,86	79,33	67,19	73,70	79,98	71,64

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generadora	Hidráulica	Cbsenergy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,94
		CELEC-Coca Codo Sinclair	-	-	-	-	144,31	3.264,01	6.242,65	6.488,44	6.730,56	7.140,27
		CELEC-Enerjubones	-	-	-	-	-	-	-	101,48	1.015,86	345,70
		CELEC-Gensur	-	-	-	-	-	-	-	261,71	621,20	856,74
		CELEC-Hidroagoyán	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	2.437,50
		CELEC-Hidroazogues	-	-	-	-	-	6,84	20,37	22,30	27,36	25,58
		CELEC-Hidronación	657,39	1.051,04	832,86	948,18	1.080,85	1.224,90	1.208,97	992,33	1.330,66	1.021,47
		CELEC-Sur	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	8.989,98
		Consejo Provincial de Tungurahua	0,59	0,64	0,12	0,35	0,25	0,20	0,25	-	0,30	0,13
		Ecuagesa	-	-	-	-	-	36,73	212,35	210,60	213,31	207,38
		Elecaastro	240,95	325,60	385,03	394,87	442,54	381,32	418,16	379,80	419,01	412,80
		ElitEnergy	-	-	-	-	-	-	-	7,31	213,85	231,96
		EPMAFS	145,60	146,80	177,62	171,78	171,77	170,39	170,55	96,99	102,90	85,21
		Hidroimbabura	0,50	1,99	2,12	0,12	1,56	1,95	3,07	1,60	4,02	2,58
		Hidropastaza	913,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Hidrosibimbe	105,23	100,50	85,71	99,35	106,25	99,80	100,62	80,42	99,97	106,00
		Hidrosierra	-	-	-	-	-	-	-	-	60,97	80,13
		Hidrosigchos	-	-	-	-	-	-	25,60	99,17	99,59	102,76
		Hidrotambo	-	-	-	-	-	32,04	42,29	40,56	44,46	44,53
		Hidrotavalo	-	-	-	-	-	-	3,64	4,89	4,41	4,30
		Hidrovictoria	-	-	-	-	-	1,79	28,59	46,08	44,42	14,95
		I.M. Mejía	9,88	8,51	7,82	6,94	5,31	2,37	1,78	3,19	6,62	5,77
		IPNEGAL	-	-	-	-	-	-	-	57,84	61,71	67,90
		Municipio Cantón Espejo	-	-	-	-	1,29	1,03	1,32	0,97	1,09	1,23
		San José de Minas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,75
		SERMAA EP	1,36	0,31	2,50	2,02	1,67	4,67	3,75	3,31	4,79	4,05
		Total Hidráulica	9.917,47	11.090,89	9.952,58	10.305,12	11.852,74	14.575,29	18.391,13	18.726,40	22.426,47	22.203,60
	Solar	Altgenotec	-	-	-	0,84	0,92	1,11	1,07	1,10	0,82	0,63
		Brineforcorp	-	-	-	0,34	1,40	1,21	1,17	1,22	1,20	1,20
		Electrisol	-	-	-	1,54	1,71	1,65	1,61	1,67	1,60	1,54
		Enersol	-	-	0,54	0,73	0,69	0,67	0,67	0,67	0,68	0,70
		Ep fotovoltaica	-	-	1,22	2,99	3,00	3,06	2,91	2,98	2,89	2,13
		Genrenotec	-	-	-	0,82	1,09	1,12	1,09	1,12	0,82	0,64
		Gonzanergy	-	-	-	0,25	1,56	1,71	1,64	1,65	1,58	1,62
		Gransolar	-	-	-	2,72	5,80	5,93	5,65	5,82	5,71	5,98
		Lojaenergy	-	-	-	0,07	1,08	1,57	1,52	1,55	1,50	1,56
		Renova Loja	-	-	-	0,05	0,95	1,38	1,37	1,37	1,32	1,29
		Sabiangosolar	-	-	-	0,04	0,59	1,32	1,50	1,56	1,40	1,45
		San Pedro	-	-	-	0,26	1,58	1,71	1,66	1,68	1,63	1,65
		Sanersol	-	-	-	0,25	1,34	1,32	1,25	1,21	1,14	1,54

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Generadora		Sansau	-	-	-	0,72	1,29	1,31	1,04	1,19	1,20	1,23
		Saracaysol	-	-	-	0,25	1,35	1,35	1,27	1,22	1,17	1,56
		Solchacras	-	-	-	0,15	0,99	1,24	1,10	1,15	1,12	1,12
		Solhuaqui	-	-	-	0,14	1,21	1,25	1,14	1,14	1,12	1,12
		Solsantonio	-	-	-	0,12	1,15	1,27	1,15	1,16	1,15	1,14
		Solsantros	-	-	-	0,25	1,38	1,35	1,28	1,26	1,17	1,59
		Surenergy	-	-	-	0,12	1,46	1,47	1,45	1,46	1,42	1,42
		Valsolar	-	-	1,34	1,34	1,46	1,51	1,44	1,40	1,29	1,50
		Wildtecsa	-	-	-	0,72	1,29	1,31	1,26	1,19	1,21	1,22
	Total Solar		-	-	3,10	14,71	33,30	35,81	34,24	34,77	33,13	33,82
	Térmica	CELEC-Electroguayas	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	1.047,32
		CELEC-Termoesmeraldas	780,06	1.446,95	1.763,33	1.862,64	1.795,73	1.426,80	803,23	739,70	338,37	107,65
		CELEC-Termogas Machala	717,58	1.244,23	1.460,36	1.631,17	1.506,70	1.470,41	1.238,74	899,98	820,18	685,10
		CELEC-Termomanabi	-	-	-	-	-	-	-	356,63	278,89	302,65
		CELEC-Termopichincha	885,71	891,24	1.066,17	1.151,09	1.264,75	1.091,71	436,00	393,84	317,49	409,06
		Elecaustro	73,59	69,45	88,30	92,37	86,18	55,21	14,48	31,07	3,71	7,59
		Electroquil	228,88	225,22	258,28	280,48	373,73	241,42	-	-	-	-
		Generoca	141,64	126,93	129,40	132,77	116,98	89,90	6,15	40,67	15,69	13,92
		Intervisa Trade	229,03	60,78	169,81	183,13	297,25	126,58	-	-	-	-
	Termoguayas	540,97	546,45	632,93	623,19	622,91	432,17	64,87	-	-	-	
Total Térmica		5.886,05	6.667,29	8.174,60	8.804,31	8.582,79	6.952,18	3.674,72	4.072,38	3.068,49	2.573,29	
Biogás	EMAC-BGP	-	-	-	-	-	-	3,62	5,28	3,78	5,18	
	Gasgreen	-	-	-	-	-	12,88	24,21	40,25	37,38	38,81	
Total Biogás		-	-	-	-	-	12,88	27,82	45,52	41,16	43,99	
Total Generadora			15.900,90	17.858,38	18.274,28	19.306,61	20.665,07	21.760,89	22.300,06	23.034,62	25.737,33	25.024,20
Distribuidora	Eólica	E.E. Galápagos	-	-	-	0,04	2,95	4,63	6,21	6,56	5,55	5,46
	Total Eólica		-	-	-	0,04	2,95	4,63	6,21	6,56	5,55	5,46
	Hidráulica	CNEL-Bolívar	2,26	1,49	-	-	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Sucumbios	0,90	0,66	-	-	-	-	-	-	-	-
		E.E. Ambato	8,87	12,60	9,64	9,89	12,70	11,47	13,08	12,89	14,71	12,41
		E.E. Centro Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		E.E. Cotopaxi	60,79	55,64	59,60	62,05	61,24	57,28	60,80	58,96	61,72	61,21
		E.E. Norte	69,18	53,28	60,42	66,93	56,07	52,02	57,30	56,03	48,58	44,25
		E.E. Quito	463,08	395,74	342,67	378,32	306,54	303,48	367,78	351,26	330,99	315,95
		E.E. Riobamba	100,83	110,09	94,96	104,11	105,80	97,41	108,90	90,62	76,81	94,14
		E.E. Sur	16,84	18,09	17,79	18,46	13,84	16,73	18,12	16,62	21,04	15,00
	Total Hidráulica		722,76	647,59	585,08	639,77	556,17	538,39	625,98	586,39	553,86	542,95

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Distribuidora	Solar	E.E. Ambato	-	-	-	-	-	-	-	0,03	0,03	0,05	
		E.E. Centro Sur	0,05	0,31	0,54	0,59	0,66	0,73	0,74	0,72	0,69	0,69	
		E.E. Galápagos	0,01	0,02	0,02	1,18	2,09	2,22	2,50	2,56	3,77	3,21	
	Total Solar		0,06	0,33	0,56	1,77	2,76	2,94	3,24	3,31	4,49	3,95	
	Térmica	CNEL-El Oro	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		CNEL-Guayaquil	336,57	375,21	377,42	415,80	405,91	219,72	46,78	68,58	62,25	12,00	-
		CNEL-Sucumbios	46,59	14,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		E.E. Ambato	0,51	0,42	0,83	0,30	0,38	0,50	-	-	-	-	-
		E.E. Centro Sur	-	0,34	0,94	0,68	0,02	-	-	-	-	-	-
		E.E. Galápagos	31,89	36,73	37,04	42,32	45,46	13,98	-	-	-	-	-
		E.E. Quito	156,33	147,53	176,56	172,96	178,63	109,87	23,41	49,93	5,83	23,50	-
	E.E. Sur	14,14	9,95	15,98	8,42	9,60	7,14	0,08	0,15	0,16	0,04	-	
Total Térmica		586,06	584,66	608,76	640,49	640,00	351,22	70,27	118,67	68,24	35,54	-	
Total Distribuidora			1.308,89	1.232,58	1.194,41	1.282,07	1.201,87	897,18	705,69	714,92	632,14	587,90	
Autogeneradora	Biomasa	Ecoelectric	110,99	110,84	122,56	117,31	105,46	129,32	115,81	121,31	115,79	124,84	
		San Carlos	73,17	87,72	85,93	179,40	201,92	241,79	210,08	179,29	209,66	203,88	-
	Total Biomasa		184,16	198,56	208,50	296,71	307,38	371,12	325,90	300,60	325,45	328,73	-
	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	1,66	2,19	2,45	2,17	1,74	1,44	2,38	1,76	2,02	1,54	-
		Ecoluz	39,58	39,79	42,14	42,24	47,33	46,07	33,98	39,26	41,07	40,04	-
		Electroandina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Electrocordova	0,47	0,13	0,09	0,01	0,31	1,30	1,45	1,23	1,21	0,84	-
		Enermax	87,78	92,50	85,38	97,46	104,27	90,28	93,28	82,17	94,95	94,14	-
		Hidroabanico	324,82	315,40	321,76	321,85	317,27	319,70	317,47	322,44	270,53	295,19	-
		Hidroalto	-	-	-	-	-	-	146,14	333,04	384,21	355,68	-
		Hidronormandia	-	-	-	-	-	-	-	126,94	386,94	355,75	-
		Hidrosanbartolo	-	-	-	-	166,01	204,09	417,99	404,41	423,89	400,31	-
		Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Moderna Alimentos	7,00	6,58	4,82	7,85	3,82	7,24	5,95	7,62	6,05	5,31	-
		Perlabi	14,58	13,49	7,20	7,97	6,32	7,57	11,20	8,80	7,77	10,31	-
		UCEM	-	-	-	-	5,10	4,39	2,67	1,38	4,30	0,12	-
		Vicunha	16,96	29,15	37,31	33,45	35,20	38,09	38,99	36,16	37,32	27,47	-
	Total Hidráulica		492,85	499,25	501,16	513,01	687,36	720,17	1.071,50	1.365,21	1.660,25	1.586,71	-
	Térmica	Agip	221,71	229,33	231,94	237,24	210,91	215,32	231,54	248,67	231,82	240,38	-
		Andes Petro	467,85	470,62	471,27	474,03	483,40	471,48	463,15	482,72	459,29	436,28	-
		Moderna Alimentos	-	0,36	0,52	-	0,02	-	-	-	-	-	-
		OCP Ecuador	24,04	24,05	24,24	21,20	19,14	17,81	18,13	18,27	20,01	19,91	-
		Orion	-	-	-	-	0,60	6,31	11,26	15,11	8,54	7,12	-
		Petroamazonas	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	2.205,19	-
		Petrobras	82,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Petroproducción	213,76	258,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Anexo F.1.:

Energía producida por tipo de empresa, periodo 2011-2020 (GWh) (5/5)

Tipo de Empresa	Tipo de Central	Empresa	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Autogeneradora	Térmica	Repsol	805,19	812,85	842,47	831,46	809,79	777,81	691,03	651,95	650,28	614,05
		Río Napo	-	-	-	-	39,45	22,89	-	-	-	-
		Sipac	33,45	36,28	42,38	43,26	40,19	38,22	51,07	56,56	63,14	63,92
		Tecpetrol	-	-	-	-	28,96	29,80	28,17	26,52	12,87	-
		UCEM	-	-	-	-	-	0,01	0,05	0,03	0,01	-
		UNACEM	96,93	156,21	160,04	163,99	172,63	171,77	155,21	164,62	140,03	133,60
		Vicunha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total Térmica		2.657,34	3.059,20	3.081,99	2.908,82	3.088,51	3.564,51	3.629,76	3.828,24	3.928,79	3.720,46
Total Autogeneradora		3.334,35	3.757,00	3.791,64	3.718,54	4.083,25	4.655,79	5.027,16	5.494,05	5.914,48	5.635,90	
Total General		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	31.248,00	

Anexo F.2.:

Energía bruta y disponible 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	Agroazucar	97,86	-	97,86	48,33	49,54
	Altgenotec	0,63	-	0,63	0,63	-
	Brineforcorp	1,20	-	1,20	1,20	-
	Cbsenergy	0,94	-	0,94	0,94	-
	CELEC-Coca Codo Sinclair	7.140,27	-	7.140,27	7.140,27	-
	CELEC-Electroguayas	1.047,32	76,51	970,81	970,81	-
	CELEC-Enerjubones	345,70	2,05	343,65	343,65	-
	CELEC-Gensur	928,38	7,07	921,30	921,30	-
	CELEC-Hidroagoyán	2.437,50	12,82	2.424,67	2.424,67	-
	CELEC-Hidroazogues	25,58	0,17	25,40	25,40	-
	CELEC-Hidronación	1.021,47	12,90	1.008,57	1.008,57	-
	CELEC-Sur	8.989,98	32,19	8.957,78	8.957,78	-
	CELEC-Termoesmeraldas	107,65	6,26	101,38	36,31	65,07
	CELEC-Termogas Machala	685,10	21,40	663,70	663,70	-
	CELEC-Termomanabi	302,65	4,60	298,05	298,05	-
	CELEC-Termopichincha	409,06	8,83	400,22	131,61	268,62
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,13	-	0,13	0,13	-
	Ecuagesa	207,38	2,70	204,67	204,67	-
	Elecaustro	420,40	4,48	415,92	415,92	-
	Electrisol	1,54	0,09	1,45	1,45	-
	ElitEnergy	231,96	2,64	229,33	229,33	-
	EMAC-BGP	5,18	-	5,18	5,18	-
	Enersol	0,70	0,04	0,66	0,66	-

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	Epfotovoltaica	2,13	0,02	2,11	2,11	-
	EPMAPS	85,21	21,34	63,87	44,44	19,42
	Gasgreen	38,81	0,37	38,45	38,45	-
	Generoca	13,92	0,66	13,26	13,26	-
	Genrenotec	0,64	-	0,64	0,64	-
	Gonzanergy	1,62	-	1,62	1,62	-
	Gransolar	5,98	-	5,98	5,98	-
	Hidroimbabura	2,58	-	2,58	2,58	-
	Hidrosibimbe	106,00	-	106,00	106,00	-
	Hidrosierra	80,13	0,61	79,51	79,51	-
	Hidrosigchos	102,76	0,02	102,75	102,75	-
	Hidrotambo	44,53	-	44,53	44,53	-
	Hidrotavalo	4,30	-	4,30	-	4,30
	Hidrovictoria	14,95	0,07	14,87	14,87	-
	I.M. Mejia	5,77	-	5,77	5,77	-
	IPNEGAL	67,90	0,55	67,35	67,35	-
	Lojaenergy	1,56	-	1,56	1,56	-
	Municipio Cantón Espejo	1,23	-	1,23	1,23	-
	Renova Loja	1,29	-	1,29	1,29	-
	Sabiangosolar	1,45	-	1,45	1,45	-
	San José de Minas	13,75	0,05	13,70	13,70	-
	San Pedro	1,65	-	1,65	1,65	-
	Sanersol	1,54	-	1,54	1,54	-
	Sansau	1,23	-	1,23	1,23	-
	Saracaysol	1,56	-	1,56	1,56	-
	SERMAA EP	4,05	-	4,05	3,97	0,08
	Solchacras	1,12	-	1,12	1,12	-
	Solhuaqui	1,12	-	1,12	1,12	-
	Solsantonio	1,14	-	1,14	1,14	-
	Solsantros	1,59	-	1,59	1,59	-
	Surenergy	1,42	-	1,42	1,42	-
	Valsolar	1,50	0,02	1,48	1,48	-
	Wildtecsa	1,22	-	1,22	1,22	-
Total Generadora		25.024,20	218,49	24.805,71	24.398,68	407,03
Distribuidora	CNEL-Guayaquil	12,00	0,08	11,92	11,92	-
	E.E. Ambato	12,46	-	12,46	12,46	-
	E.E. Centro Sur	0,69	-	0,69	0,69	-
	E.E. Cotopaxi	61,21	0,06	61,14	61,14	-
	E.E. Galápagos	8,67	1,11	7,56	7,56	-
	E.E. Norte	44,25	-	44,25	44,25	-

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)
	E.E. Quito	339,45	1,34	338,11	338,11	-
	E.E. Riobamba	94,14	0,12	94,02	94,02	-
	E.E. Sur	15,04	0,24	14,80	14,80	-
Total Distribuidora		587,90	2,96	584,95	584,95	-
Autogeneradora	Agip	240,38	5,63	234,75	-	234,75
	Agua y Gas de Sillunchi	1,54	-	1,54	0,06	1,48
	Andes Petro	436,28	6,23	430,06	0,01	430,05
	Ecoelectric	124,84	7,58	117,26	2,45	114,81
	Ecoluz	40,04	0,48	39,57	6,05	33,52
	Electrocordova	0,84	-	0,84	-	0,84
	Enermax	94,14	-	94,14	22,80	71,35
	Hidroabanico	295,19	-	295,19	51,92	243,27
	Hidroalto	355,68	-	355,68	93,77	261,92
	Hidronormandia	355,75	0,13	355,62	151,36	204,26
	Hidrosanbartolo	400,31	0,17	400,14	146,13	254,01
	Moderna Alimentos	5,31	-	5,31	0,70	4,61
	OCP Ecuador	19,91	2,03	17,88	-	17,88
	Orion	7,12	0,56	6,56	-	6,56
	Perlabi	10,31	0,04	10,27	4,84	5,43
	Petroamazonas	2.205,19	46,77	2.158,42	-	2.158,42
	Repsol	614,05	11,86	602,19	-	602,19
	San Carlos	203,88	2,28	201,60	130,43	71,17
	Sipac	63,92	3,82	60,10	-	60,10
	UCEM	0,12	-	0,12	-	0,12
	UNACEM	133,60	6,62	126,98	4,05	122,94
	Vicunha	27,47	1,09	26,38	6,11	20,28
Total Autogeneradora		5.635,90	95,29	5.540,61	620,67	4.919,94
Total General		31.248,00	316,74	30.931,27	25.604,29	5.326,97

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Eólica	Generadora	CELEC-Gensur	70.485	-
	Total Generadora		70.485	-
	Distribuidora	E.E. Galápagos	4.749	-
	Total Distribuidora		4.749	-
Total Eólica			75.234	-

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Fotovoltaica	Generadora	Altgenotec	625	-
		Brineforcorp	1.202	-
		Electrisol	1.449	-
		Enersol	659	-
		Epfotovoltaica	2.108	-
		Genrenotec	643	-
		Gonzanergy	1.620	-
		Gransolar	5.982	-
		Lojaenergy	1.557	-
		Renova Loja	1.286	-
		Sabiangosolar	1.447	-
		San Pedro	1.649	-
		Sanersol	1.542	-
		Sansau	1.231	-
		Saracaysol	1.558	-
		Solchacras	1.118	-
		Solhuaqui	1.117	-
		Solsantonio	1.142	-
		Solsantros	1.591	-
		Surenergy	1.415	-
		Valsolar	1.482	-
		Wildtecsa	1.218	-
	Total Generadora		33.641	-
	Distribuidora	E.E. Ambato	54	-
		E.E. Centro Sur	686	-
		E.E. Galápagos	2.811	-
	Total Distribuidora		3.550	-
Total Fotovoltaica			37.192	-
Hidráulica	Generadora	Cbsenergy	940	-
		CELEC-Coca Codo Sinclair	7.140.270	-
		CELEC-Enerjubones	343.652	-
		CELEC-Gensur	850.820	-
		CELEC-Hidroagoyán	2.424.674	-
		CELEC-Hidroazogues	25.405	-
		CELEC-Hidronación	1.008.569	-
		CELEC-Hidropaute	2.250.707	-
		CELEC-Sur	6.707.075	-
		Consejo Provincial de Tungurahua	131	-
		Ecuagesa	204.674	-
		Elecaastro	408.584	-
		ElitEnergy	229.326	-
				-

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Hidráulica	Generadora	EPMAPS	44.445	19.421
		Hidroimbabura	2.577	-
		Hidrosibimbe	105.996	-
		Hidrosierra	79.513	-
		Hidrosigchos	102.746	-
		Hidotambo	44.534	-
		Hidotavalo	-	4.304
		Hidrovictoria	14.874	-
		I.M. Mejía	5.768	-
		IPNEGAL	67.350	-
		Municipio Cantón Espejo	1.226	-
		San José de Minas	13.705	-
		SERMAA EP	3.972	79
		Total Generadora	22.081.533	23.804
	Distribuidora	E.E. Ambato	12.406	-
		E.E. Cotopaxi	61.145	-
		E.E. Norte	44.250	-
		E.E. Quito	315.546	-
		E.E. Riobamba	94.015	-
		E.E. Sur	14.763	-
		Total Distribuidora	542.125	-
	Autogeneradora	Agua y Gas de Sillunchi	59	1.480
		Ecoluz	6.048	33.518
		Electrocordova	-	837
		Enermax	22.795	71.345
		Hidroabanico	51.923	243.271
		Hidroalto	93.765	261.916
		Hidronormandía	151.362	204.260
		Hidrosanbartolo	146.129	254.011
		Moderna Alimentos	702	4.609
		Perlabi	4.842	5.432
		UCEM	-	118
		Vicunha	6.108	20.277
		Total Autogeneradora	483.732	1.101.074
	Total Hidráulica		23.107.390	1.124.878
Térmica MCI	Generadora	CELEC-Electroguayas	125.346	-
		CELEC-Termoesmeraldas	21.552	65.075
		CELEC-Termomanabi	297.855	-
		CELEC-Termopichincha	131.577	268.617
		Elecaustro	7.334	-
		EMAC-BGP	5.176	-

Tipo de Energía	Tipo Empresa	Empresa	Energía Entregada Servicio Público (MWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (MWh)
Térmica MCI	Generadora	Gasgreen	38.447	-
		Generoca	13.262	-
	Total Generadora		640.550	333.692
	Distribuidora	E.E. Ambato	-	-
		E.E. Quito	22.564	-
		E.E. Sur	39	-
	Total Distribuidora		22.603	-
	Autogeneradora	Agip	-	234.749
		Andes Petro	7	430.048
		OCP Ecuador	-	17.877
		Orion	-	6.559
		Petroamazonas	-	2.090.638
		Repsol	-	384.455
		Sippec	-	60.104
		UNACEM	4.048	122.935
	Total Autogeneradora		4.055	3.347.366
Total Térmica MCI			667.208	3.681.058
Térmica Turbogás	Generadora	CELEC-Electroguayas	10.930	-
		CELEC-Termogas Machala	663.697	-
		CELEC-Termomanabi	194	-
		CELEC-Termopichincha	29	-
	Total Generadora		674.850	-
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	11.921	-
	Total Distribuidora		11.921	-
	Autogeneradora	Petroamazonas	-	51.578
		Repsol	-	217.736
	Total Autogeneradora		-	269.313
Total Térmica Turbogás			686.771	269.313
Térmica Turbovapor	Generadora	Agroazucar	48.327	49.538
		CELEC-Electroguayas	834.532	-
		CELEC-Termoesmeraldas	14.757	-
	Total Generadora		897.616	49.538
	Distribuidora	CNEL-Guayaquil	-	-
	Total Distribuidora		-	-
	Autogeneradora	Ecoelectric	2.450	114.813
		Petroamazonas	-	16.206
		San Carlos	130.432	71.168
		UCEM	-	-
Total Autogeneradora		132.881	202.187	
Total Térmica Turbovapor			1.030.497	251.725
Total General			25.604.292	5.326.974

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2011	Agroazucar	94,04	94,40	45,38	49,02
	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-Sur	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
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,59	0,59	-	0,59
	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
	Hidroimbabura	0,50	0,50	-	0,50
	Hidropastaza	913,52	912,61	-	912,61
	Hidrosibimbe	105,23	105,23	-	105,23
	I.M. Mejía	9,88	9,88	-	9,88
	Intervisa Trade	229,03	228,34	-	228,34
	SERMAA EP	1,36	1,36	-	1,36
	Termoguayas	540,97	540,97	-	540,97
Total 2011		15.900,90	15.628,16	178,76	15.449,40
2012	Agroazucar	97,80	98,11	47,28	50,83
	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-Sur	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
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,64	0,64	-	0,64
	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
	Hidroimbabura	1,99	1,99	-	1,99
	Hidrosibimbe	100,50	100,50	-	100,50
	I.M. Mejía	8,51	8,51	-	8,51
	Intervisa Trade	60,78	60,54	-	60,54

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
	SERMAA EP	0,31	0,31	-	0,31
	Termoguayas	546,45	546,45	-	546,45
Total 2012		17.858,38	17.552,20	184,34	17.367,86
2013	Agroazucar	87,29	88,12	44,45	43,67
	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-Sur	5.866,05	5.830,68	-	5.830,68
	CELEC-Termoesmeraldas	1.763,33	1.699,50	-	1.699,50
	CELEC-Termogas Machala	1.460,36	1.429,52	-	1.429,52
	CELEC-Termopichincha	1.066,17	1.026,78	121,91	904,87
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,12	0,12	-	0,12
	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
	Hidroimbabura	2,12	2,12	-	2,12
	Hidrosibimbe	85,71	85,71	-	85,71
	I.M. Mejía	7,82	7,82	-	7,82
	Intervisa Trade	169,81	164,20	-	164,20
	SERMAA EP	2,50	2,50	-	2,50
	Termoguayas	632,93	632,93	-	632,93
	Valsolar	1,34	1,31	-	1,31
Total 2013		18.274,28	17.934,85	220,67	17.714,18
2014	Agroazucar	102,76	102,89	53,31	49,58
	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-Sur	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
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,35	0,35	-	0,35

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2014	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
	Eolica	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
	Hidroimbabura	0,12	0,12	-	0,12
	Hidrosibimbe	99,35	99,35	-	99,35
	I.M. Mejía	6,94	6,94	-	6,94
	Intervisa Trade	183,13	174,93	-	174,93
	Lojaenergy	0,07	0,07	-	0,07
	Renova Loja	0,05	0,05	-	0,05
	Sabiangosolar	0,04	0,04	-	0,04
	San Pedro	0,26	0,26	-	0,26
	Sanersol	0,25	0,25	-	0,25
	Sansau	0,72	0,71	-	0,71
	Saracaysol	0,25	0,25	-	0,25
	SERMAA EP	2,02	2,02	-	2,02
	Solchacras	0,15	0,15	-	0,15
	Solhuaqui	0,14	0,14	-	0,14
	Solsantonio	0,12	0,12	-	0,12
	Solsantros	0,25	0,25	-	0,25
	Surenergy	0,12	0,12	-	0,12
	Termoguayas	623,19	623,19	-	623,19
	Valsolar	1,34	1,32	-	1,32
	Wildtecsa	0,72	0,71	-	0,71
Total 2014		19.306,61	18.859,74	114,89	18.744,85
2015	Agrozucar	100,38	100,87	51,48	49,39
	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

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2015	CELEC-Sur	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
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,25	0,25	-	0,25
	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
	Hidroimbabura	1,56	1,56	-	1,56
	Hidrosibimbe	106,25	106,25	0,64	105,60
	I.M. Mejía	5,31	5,31	-	5,31
	Intervisa Trade	297,25	283,70	-	283,70
	Lojaenergy	1,08	1,08	-	1,08
	Municipio Cantón Espejo	1,29	1,29	-	1,29
	Renova Loja	0,95	0,95	-	0,95
	Sabiangosolar	0,59	0,59	-	0,59
	San Pedro	1,58	1,58	-	1,58
	Sanersol	1,34	1,34	-	1,34
	Sansau	1,29	1,28	-	1,28
	Saracaysol	1,35	1,35	-	1,35
	SERMAA EP	1,67	1,67	-	1,67
	Solchacras	0,99	0,99	-	0,99
	Solhuaqui	1,21	1,21	-	1,21
	Solsantonio	1,15	1,15	-	1,15
	Solsantros	1,38	1,38	-	1,38
	Surenergy	1,46	1,46	-	1,46
	Termoguayas	622,91	622,91	-	622,91
	Valsolar	1,46	1,44	-	1,44
	Wildtecsa	1,29	1,28	-	1,28
	Total 2015	20.665,07	20.246,49	118,84	20.127,66
2016	Agrozucar	105,40	105,40	52,52	52,88
	Altgenotec	1,11	1,10	-	1,10

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2016	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-Sur	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
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,20	0,20	-	0,20
	Ecuagesa	36,73	36,16	-	36,16
	Elecaustro	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
	Epfotovoltaica	3,06	3,04	-	3,04
	EPMAPS	170,39	169,89	78,38	91,51
	Gasgreen	12,88	12,44	-	12,44
	Generoca	89,90	85,23	-	85,23
	Genrenotec	1,12	1,11	-	1,11
	Gonzanergy	1,71	1,71	-	1,71
	Gransolar	5,93	5,93	-	5,93
	Hidroimbabura	1,95	1,95	-	1,95
	Hidrosibimbe	99,80	99,80	1,49	98,30
	Hidrotambo	32,04	32,04	-	32,04
	Hidrovictoria	1,79	1,78	-	1,78
	I.M. Mejía	2,37	2,37	-	2,37
	Intervisa Trade	126,58	121,01	-	121,01
	Lojaenergy	1,57	1,57	-	1,57
	Municipio Cantón Espejo	1,03	1,03	-	1,03
	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
	SERMAA EP	4,67	4,67	0,05	4,62

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2016	Solchacras	1,24	1,24	-	1,24
	Solhuaqui	1,25	1,25	-	1,25
	Solsantonio	1,27	1,27	-	1,27
	Solsantros	1,35	1,35	-	1,35
	Surenergy	1,47	1,47	-	1,47
	Termoguayas	432,17	432,17	-	432,17
	Valsolar	1,51	1,49	-	1,49
	Wildtecsa	1,31	1,31	-	1,31
Total 2016		21.760,89	21.435,77	132,44	21.303,32
2017	Agroazucar	104,96	104,96	50,34	54,61
	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-Sur	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
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,25	0,25	-	0,25
	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
	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
	Hidroimbabura	3,07	3,07	-	3,07
	Hidrosibimbe	100,62	100,62	0,21	100,41
	Hidrosigchos	25,60	25,59	-	25,59
	Hidotambo	42,29	42,29	-	42,29
	Hidotavalo	3,64	3,64	3,64	-

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2017	Hidrovictoria	28,59	28,57	-	28,57
	I.M. Mejía	1,78	1,78	-	1,78
	Intervisa Trade	-	-	-	-
	Lojaenergy	1,52	1,52	-	1,52
	Municipio Cantón Espejo	1,32	1,32	-	1,32
	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
	SERMAA EP	3,75	3,75	0,18	3,57
	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
	Total 2017	22.300,06	22.052,92	159,32	21.893,60
2018	Agroazucar	81,84	81,84	47,16	34,68
	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-Sur	7.732,61	7.705,08	-	7.705,08
	CELEC-Termoesmeraldas	739,70	674,20	88,04	586,16
	CELEC-Termogas Machala	899,98	877,73	-	877,73
	CELEC-Termomanabi	356,63	352,11	-	352,11
	CELEC-Termopichincha	393,84	383,30	-	383,30
	Consejo Provincial de Tungurahua	-	-	-	-
	Ecuagesa	210,60	208,00	-	208,00
	Elecaastro	410,88	405,03	-	405,03
	Electrisol	1,67	1,58	-	1,58

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2018	ElitEnergy	7,31	7,24	-	7,24
	EMAC-BGP	5,28	5,16	-	5,16
	Enersol	0,67	0,64	-	0,64
	Ep fotovoltaica	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
	Hidroimbabura	1,60	1,60	-	1,60
	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
	I.M. Mejía	3,19	3,19	-	3,19
	Intervisa Trade	-	-	-	-
	IPNEGAL	57,84	57,21	-	57,21
	Lojaenergy	1,55	1,55	-	1,55
	Municipio Cantón Espejo	0,97	0,97	-	0,97
	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
	SERMAA EP	3,31	3,31	0,08	3,23
	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
Total 2018		23.034,62	22.720,99	157,92	22.563,07
2019	Agroazucar	88,11	88,11	46,99	41,13
	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

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2019	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-Sur	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-Termomanabi	278,89	275,55	-	275,55
	CELEC-Termopichincha	317,49	312,81	-	312,81
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,30	0,30	-	0,30
	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
	Hidroimbabura	4,02	4,02	-	4,02
	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
	I.M. Mejia	6,62	6,62	-	6,62
	IPNEGAL	61,71	61,22	-	61,22
	Lojaenergy	1,50	1,50	-	1,50
	Municipio Cantón Espejo	1,09	1,09	-	1,09
	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

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
	Sansau	1,20	1,20	-	1,20
	Saracaysol	1,17	1,17	-	1,17
	SERMAA EP	4,79	4,79	0,08	4,71
	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	1,27	-	1,27
	Wildtecsa	1,21	1,21	-	1,21
	Total 2019	25.737,33	25.456,35	154,76	25.301,59
2020	Agroazucar	97,86	97,86	49,54	48,33
	Altgenotec	0,63	0,63	-	0,63
	Brineforcorp	1,20	1,20	-	1,20
	Cbsenergy	0,94	0,94	-	0,94
	CELEC-Coca Codo Sinclair	7.140,27	7.140,27	-	7.140,27
	CELEC-Electroguayas	1.047,32	970,81	-	970,81
	CELEC-Enerjubones	345,70	343,65	-	343,65
	CELEC-Gensur	928,38	921,30	-	921,30
	CELEC-Hidroagoyán	2.437,50	2.424,67	-	2.424,67
	CELEC-Hidroazogues	25,58	25,40	-	25,40
	CELEC-Hidronación	1.021,47	1.008,57	-	1.008,57
	CELEC-Sur	8.989,98	8.957,78	-	8.957,78
	CELEC-Termoesmeraldas	107,65	101,38	65,07	36,31
	CELEC-Termogas Machala	685,10	663,70	-	663,70
	CELEC-Termomanabí	302,65	298,05	-	298,05
	CELEC-Termopichincha	409,06	400,22	268,62	131,61
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,13	0,13	-	0,13
	Ecuagesa	207,38	204,67	-	204,67
	Elecaastro	420,40	415,92	-	415,92
	Electrisol	1,54	1,45	-	1,45
	ElitEnergy	231,96	229,33	-	229,33
	EMAC-BGP	5,18	5,18	-	5,18
	Enersol	0,70	0,66	-	0,66
	Epfotovoltaica	2,13	2,11	-	2,11
	EPMAPS	85,21	63,87	19,42	44,44
	Gasgreen	38,81	38,45	-	38,45
	Generoca	13,92	13,26	-	13,26
	Genrenotec	0,64	0,64	-	0,64
	Gonzanergy	1,62	1,62	-	1,62

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía Entregada para Servicio No Público (GWh)	Energía Entregada para Servicio Público (GWh)
2020	Gransolar	5,98	5,98	-	5,98
	Hidroimbabura	2,58	2,58	-	2,58
	Hidrosibimbe	106,00	106,00	-	106,00
	Hidrosierra	80,13	79,51	-	79,51
	Hidrosigchos	102,76	102,75	-	102,75
	Hidrotambo	44,53	44,53	-	44,53
	Hidrotavalo	4,30	4,30	4,30	-
	Hidrovictoria	14,95	14,87	-	14,87
	I.M. Mejía	5,77	5,77	-	5,77
	IPNEGAL	67,90	67,35	-	67,35
	Lojaenergy	1,56	1,56	-	1,56
	Municipio Cantón Espejo	1,23	1,23	-	1,23
	Renova Loja	1,29	1,29	-	1,29
	Sabiangosolar	1,45	1,45	-	1,45
	San José de Minas	13,75	13,70	-	13,70
	San Pedro	1,65	1,65	-	1,65
	Sanersol	1,54	1,54	-	1,54
	Sansau	1,23	1,23	-	1,23
	Saracaysol	1,56	1,56	-	1,56
	SERMAA EP	4,05	4,05	0,08	3,97
	Solchacras	1,12	1,12	-	1,12
	Solhuaqui	1,12	1,12	-	1,12
	Solsantonio	1,14	1,14	-	1,14
	Solsantros	1,59	1,59	-	1,59
	Surenergy	1,42	1,42	-	1,42
	Valsolar	1,50	1,48	-	1,48
	Wildtecsa	1,22	1,22	-	1,22
Total 2020		25.024,20	24.805,71	407,03	24.398,68

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	6.795,57
		CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduriacu	344,70
		CELEC-Gensur	Delsitanisagua	856,74
		CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	946,80
		CELEC-Hidroagoyán	Pucará	234,72
		CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	1.255,98
		CELEC-Hidroazogues	Alazán	25,58

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	CELEC-Hidronación	Baba	142,69
		CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	878,78
		CELEC-Hidropaute	Mazar	200,32
		CELEC-Hidropaute	Sopladora	701,33
		CELEC-Hidropaute	Molino	1.356,65
		Consejo Provincial de Tungurahua	Tilivi	0,13
		Ecuagesa	Topo	207,38
		Elecaastro	Gualaceo	6,36
		Elecaastro	Ocaña	200,27
		Elecaastro	Saucay	115,53
		Elecaastro	Saymirín	90,65
		EPMAPS	El Carmen	62,25
		EPMAPS	Noroccidente	1,77
		EPMAPS	Recuperadora	20,86
		EPMAPS	Carcelén	0,32
		Hidroimbabura	Hidrocarolina	2,58
		Hidrosibimbe	Corazón	7,74
		Hidrosibimbe	Sibimbe	90,73
		Hidrosibimbe	Uravia	7,53
		Hidrosigchos	Sigchos	102,76
		Hidrotambo	Hidrotambo	44,53
		Hidrovictoria	Victoria	14,95
		I.M. Mejía	La Calera	5,77
		Municipio Cantón Espejo	ESPEJO	1,23
		SERMAA EP	Atuntaqui	2,00
		SERMAA EP	Fábrica Imbabura	2,05
		Hidrotavalo	Otavalo II	2,23
		Hidrotavalo	Otavalo I	2,08
		IPNEGAL	Ipnegal	67,90
		ElitEnergy	Pusuno	231,96
		CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	345,70
		Hidrosierra	Rio Verde Chico	80,13
		CELEC-Sur	Mazar	473,28
		CELEC-Sur	Sopladora	1.753,30
		CELEC-Sur	Minas San Francisco	662,94
		CELEC-Sur	Molino	3.842,16
		San José de Minas	San José de Minas	13,75
		Cbsenergy	El Laurel	0,94
		Total Hidráulica		22.203,60

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Biomasa	Agroazucar	Ecudos A-G	97,86
	Total Biomasa			97,86
	Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco	71,64
	Total Eólica			71,64
	Solar	Altgenotec	Altgenotec	0,63
		Brineforcorp	Brineforcorp	1,20
		Electrisol	Electrisol	1,54
		Enersol	Enersol	0,70
		Ep fotovoltaica	Pastocalle	0,83
		Ep fotovoltaica	Mulaló	1,30
		Genrenotec	Genrenotec	0,64
		Gonzanergy	Gonzanergy	1,62
		Gransolar	Salinas	3,99
		Gransolar	Tren Salinas	1,99
		Lojaenergy	Lojaenergy	1,56
		Renova Loja	Renova Loja	1,29
		Sabiangsolar	Sabiango Solar	1,45
		San Pedro	San Pedro	1,65
		Sanersol	Sanersol	1,54
		Sansau	Sansau	1,23
		Saracaysol	Saracaysol	1,56
		Solchacras	Solchacras	1,12
		Solhuaqui	Solhuaqui	1,12
		Solsantonio	Solsantonio	1,14
		Solsantros	Solsantros	1,59
		Surenergy	Surenergy	1,42
		Valsolar	Paragachi	1,50
		Wildtecsa	Wildtecsa	1,22
	Total Solar			33,82
	Biogás	EMAC-BGP	Pichacay	5,18
		Gasgreen	El Inga	38,81
	Total Biogás			43,99
Total Renovable				22.450,91
No Renovable	Térmica	CELEC-Electroguayas	Enrique García	10,58
		CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	0,45
		CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	573,60
		CELEC-Electroguayas	Santa Elena II	100,50
		CELEC-Electroguayas	Santa Elena III	32,02
		CELEC-Electroguayas	Trinitaria	330,16

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)		
No Renovable	Térmica	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	16,61		
		CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas II	90,32		
		CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	0,73		
		CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	483,18		
		CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala II	201,92		
		CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	0,26		
		CELEC-Termopichincha	Dayuma	0,52		
		CELEC-Termopichincha	Floreana	0,29		
		CELEC-Termopichincha	Guangopolo	6,86		
		CELEC-Termopichincha	Guangopolo2	33,95		
		CELEC-Termopichincha	Isabela	-		
		CELEC-Termopichincha	Jivino I	0,04		
		CELEC-Termopichincha	Jivino II	0,34		
		CELEC-Termopichincha	Jivino III	25,83		
		CELEC-Termopichincha	Loreto	-		
		CELEC-Termopichincha	Payamino	0,01		
		CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	5,06		
		CELEC-Termopichincha	Quevedo II	10,34		
		CELEC-Termopichincha	Sacha	106,12		
		CELEC-Termopichincha	San Cristóbal	14,03		
		CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	27,81		
		CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	0,03		
		CELEC-Termopichincha	Sistemas Menores	8,43		
		CELEC-Termopichincha	Macas	0,08		
		CELEC-Termopichincha	CAMPO ITT	169,06		
		Elecaastro	El Descanso	7,59		
		Generoca	Generoca	13,92		
		CELEC-Termomanabí	Manta II	73,86		
		CELEC-Termomanabí	Miraflores	1,78		
		CELEC-Termomanabí	Pedernales	0,16		
		CELEC-Termomanabí	Jaramijó	226,85		
			Total Térmica			2.573,29
		Total No Renovable				2.573,29
		Total General				25.024,20

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Residuo		Biogás		Bagazo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	m³	TEP	Tn	TEP
S.N.I	CELEC-Electroguayas	Enrique García	10.582,34	960.481,96	3.171,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Gas)	452,88	48.242,76	159,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	573.600,65	35.522,14	117,30	44.205.248,92	150.507,20	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena II	100.504,58	391.585,44	1.293,13	5.750.840,81	19.580,09	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena III	32.024,05	536.305,41	1.771,04	1.259.681,37	4.288,88	-	-	-	-	-	-	-	-
		Trinitaria	330.157,32	41.775,75	137,96	21.798.646,00	74.218,63	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC- Electroguayas		1.047.321,82	2.013.913,47	6.650,55	73.014.417,10	248.594,81	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	16.607,34	43.393,29	143,30	1.178.932,00	4.013,95	-	-	-	-	-	-	-	-
		Esmeraldas II	90.315,59	326.048,17	1.076,71	4.922.850,54	16.761,01	-	-	-	-	-	-	-	-
		La Propicia	725,02	16.819,56	55,54	36.167,90	123,14	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC- Termoesmeraldas		107.647,95	386.261,02	1.275,55	6.137.950,44	20.898,10	-	-	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	483.181,73	-	-	-	-	5.690.932,21	126.787,53	-	-	-	-	-	-
		Termogas Machala II	201.915,46	65.567,03	216,52	-	-	2.334.208,13	52.003,52	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC- Termogas Machala		685.097,19	65.567,03	216,52	-	-	8.025.140,34	178.791,05	-	-	-	-	-	-
	CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	259,18	20.643,56	68,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Dayuma	521,17	52.193,00	172,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guangopolo	6.855,77	123.573,40	408,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Guangopolo2	33.952,20	376.338,68	1.242,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jivino I	38,66	5.513,11	18,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jivino II	337,62	28.937,21	95,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jivino III	25.833,93	237.645,24	784,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Loreto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Payamino	8,25	831,00	2,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Quevedo II	10.337,19	75.429,00	249,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santa Rosa	28,63	4.020,00	13,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Macas	80,34	7.263,00	23,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termopichincha		78.252,93	932.387,20	3.079,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Residuo		Biogás		Bagazo		
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	m³	TEP	Tn	TEP	
S.N.I	Elecaustro	El Descanso	7.592,93	79.810,66	263,56	-	-	-	-	413.666,06	1.366,05	-	-	-	-	
	Total Elecaustro		7.592,93	79.810,66	263,56	-	-	-	-	413.666,06	1.366,05	-	-	-	-	
	Gasgreen	El Inga	38.814,12	-	-	-	-	-	-	-	-	24.053.467,47	13.229,05	-	-	
	Total Gasgreen		38.814,12	-	-	-	-	-	-	-	-	24.053.467,47	13.229,05	-	-	
	Generoca	Generoca	13.918,26	95.168,34	314,27	-	-	-	-	861.399,16	2.844,60	-	-	-	-	
	Total Generoca		13.918,26	95.168,34	314,27	-	-	-	-	861.399,16	2.844,60	-	-	-	-	
	EMAC-BGP	Pichacay	5.176,28	-	-	-	-	-	-	-	-	2.671.526,68	1.469,30	-	-	
	Total EMAC-BGP		5.176,28	-	-	-	-	-	-	-	-	2.671.526,68	1.469,30	-	-	
	CELEC-Termomanabí	Manta II	73.859,63	108.551,95	358,47	4.468.914,60	15.215,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Miraflores	1.781,72	147.365,00	486,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pedernales	156,96	13.285,00	43,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Jaramijó	226.854,95	481.198,00	1.589,06	13.280.246,50	45.215,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termomanabí		302.653,26	750.399,95	2.478,05	17.749.161,10	60.431,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Agrozucar	Ecudos A-G	97.864,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	402.561,68	73.265,21
	Total Agrozucar		97.864,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	402.561,68	73.265,21
Total S.N.I			2.384.338,85	4.323.507,67	14.277,53	96.901.528,64	329.924,12	8.025.140,34	178.791,05	1.275.065,22	4.210,65	26.724.994,15	14.698,35	402.561,68	73.265,21	
No Inc.	CELEC-Termopichincha	Floreana	294,08	24.493,50	80,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		Isabela	-	348.654,18	1.151,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Puná Nueva	5.060,37	435.905,00	1.439,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sacha	106.117,08	797.937,00	2.635,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		San Cristóbal	14.027,53	1.035.207,78	3.418,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Santa Cruz	27.806,61	2.052.177,58	6.776,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Sistemas Menores	8.433,64	859.822,00	2.839,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		CAMPO ITT	169.062,98	11.788.471,53	38.929,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CELEC-Termopichincha		330.802,29	17.342.668,57	57.270,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total No Inc.			330.802,29	17.342.668,57	57.270,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total General			2.715.141,14	21.666.176,24	71.548,28	96.901.528,64	329.924,12	8.025.140,34	178.791,05	1.275.065,22	4.210,65	26.724.994,15	14.698,35	402.561,68	73.265,21	

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
	Ecoelectric	110.991,41	104.029,10	64.924,24	39.104,86
	Ecoluz	39.579,51	38.430,51	38.430,51	-
	Electroandina	-	-	-	-
	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	-	-	-	-
	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	-	697.646,65
	Petrobras	82.094,89	73.821,64	-	73.821,64
	Petroproducción	213.757,04	207.344,33	-	207.344,33
	Repsol	805.192,87	789.923,91	-	789.923,91
	San Carlos	73.173,19	71.536,25	33.329,08	38.207,17
	Sipac	33.445,44	32.345,88	-	32.345,88
	Vicunha	16.962,75	15.693,45	131,11	15.562,34
	UNACEM	96.926,15	157.127,55	478,02	156.649,53
	OCP Ecuador	24.038,69	28.895,55	-	28.895,55
Total 2011		3.334.353,84	3.321.393,82	574.222,72	2.747.171,09
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
	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	-
	Hidroservice	-	-	-	-
	Moderna Alimentos	6.942,48	6.942,25	6.942,25	-
	Perlabi	13.485,17	13.446,77	98,94	13.347,83
	Petroamazonas	1.071.288,68	1.046.428,64	-	1.046.428,64
	Petroproducción	258.215,11	250.845,32	-	250.845,32
	Repsol	812.847,95	798.173,48	-	798.173,48
	San Carlos	87.715,63	86.110,02	43.017,54	43.092,48
	Sipac	36.277,49	34.114,03	-	34.114,03
	Vicunha	29.151,45	27.257,00	299,78	26.957,22

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
	UNACEM	156.209,46	161.261,38	9.043,87	152.217,51
	OCP Ecuador	24.046,58	29.181,61	-	29.181,61
Total 2012		3.757.000,58	3.696.880,85	573.763,62	3.123.117,24
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
	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	-
	Hidroabanico	321.764,53	325.815,04	325.815,04	-
	Hidroservice	-	-	-	-
	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	-	827.574,37
	San Carlos	85.934,26	84.668,58	39.075,71	45.592,87
	Sipac	42.382,33	39.854,22	-	39.854,22
	Vicunha	37.313,75	34.889,12	18.220,49	16.668,63
	UNACEM	160.041,55	172.152,75	6.134,28	166.018,47
	OCP Ecuador	24.242,92	29.345,10	-	29.345,10
Total 2013		3.791.643,74	3.726.584,04	600.163,59	3.126.420,45
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
	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
	Hidroservice	-	-	-	-
	Moderna Alimentos	7.853,88	7.853,65	7.853,65	-
	Perlabi	7.968,72	7.930,32	-	7.930,32
	Petroamazonas	1.137.632,83	1.094.877,51	-	1.094.877,51
	Repsol	831.464,79	817.617,67	-	817.617,67
	San Carlos	179.396,71	176.767,23	115.810,56	60.956,67
	Sipac	43.264,00	40.671,65	-	40.671,65
	Vicunha	33.453,76	31.686,32	770,31	30.916,01

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
	UNACEM	163.987,66	172.006,28	8.712,55	163.293,72
	OCP Ecuador	21.204,54	28.155,01	-	28.155,01
Total 2014		3.718.537,03	3.650.391,66	320.810,42	3.329.581,23
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
	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
	Moderna Alimentos	3.839,96	3.839,74	2.961,38	878,36
	Perlabi	6.319,05	6.280,65	-	6.280,65
	Petroamazonas	1.283.431,14	1.233.679,29	-	1.233.679,29
	Repsol	809.785,32	796.088,21	-	796.088,21
	San Carlos	201.919,10	199.119,53	139.637,43	59.482,10
	Sipac	40.193,79	37.787,53	-	37.787,53
	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
	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
	Orion	595,64	534,04	-	534,04
	UNACEM	172.628,98	174.486,02	13.010,04	161.475,98
	OCP Ecuador	19.143,11	17.210,78	-	17.210,78
Total 2015		4.083.246,24	3.998.096,87	510.087,94	3.488.008,93
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
	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
	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	-	760.391,81
	San Carlos	241.793,60	216.484,26	146.841,17	69.643,09

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
	Sipec	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
	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
	Rio Napo	22.893,76	22.893,76	2.230,60	20.663,16
	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
Total 2016		4.655.794,27	4.535.875,85	527.419,92	4.008.455,93
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
	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
	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	-	1.939.875,69
	Repsol	691.025,97	676.643,97	-	676.643,97
	San Carlos	210.083,32	170.508,62	109.694,27	60.814,35
	Sipec	51.074,75	48.019,76	-	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
	Tecpetrol	28.168,08	28.147,38	-	28.147,38
	UCEM	2.714,51	2.714,51	-	2.714,51
	Orion	11.264,50	10.238,50	-	10.238,50
	UNACEM	155.209,88	147.088,40	6.411,32	140.677,08
	OCP Ecuador	18.134,18	16.287,51	-	16.287,51
	Hidroalto	146.141,38	146.141,38	56.203,89	89.937,49
Total 2017		5.027.155,42	4.895.059,04	509.507,61	4.385.551,43
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
	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

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2018	Enermax	82.169,65	82.169,65	33.302,57	48.867,08
	Hidroabanico	322.435,50	322.426,69	77.872,80	244.553,88
	Moderna Alimentos	7.621,97	7.621,74	2.251,44	5.370,30
	Perlabi	8.802,62	8.764,22	-	8.764,21
	Petroamazonas	2.163.779,21	2.120.304,10	-	2.120.304,10
	Repsol	651.950,59	639.554,04	-	639.554,04
	San Carlos	179.293,11	177.607,13	121.224,64	56.382,49
	Sipac	56.562,82	53.178,85	-	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
	Tecpetrol	26.516,88	26.497,38	-	26.497,38
	UCEM	1.414,25	1.414,25	-	1.414,25
	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	-	16.382,33
	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
	Total 2018	5.494.052,07	5.397.478,25	648.719,77	4.748.758,48
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
	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
	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	-	2.299.247,05
	Repsol	650.280,34	637.624,80	-	637.624,80
	San Carlos	209.658,53	207.005,78	136.533,86	70.471,92
	Sipac	63.138,33	59.363,81	-	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
	Tecpetrol	12.870,33	12.860,43	-	12.860,43
	UCEM	4.311,00	4.311,00	-	4.311,00
	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	-	17.965,48

Año	Empresa autogeneradora	Energía bruta (MWh)	Energía disponible (MWh)	Energía entregada para servicio público (MWh)	Energía no entregada para servicio público (MWh)
2019	Hidroalto	384.206,59	384.206,59	112.483,08	271.723,51
	Hidronormandía	386.938,80	385.902,34	183.953,33	201.949,01
Total 2019		5.914.483,83	5.817.963,31	636.861,66	5.181.101,64
2020	Agip	240.377,59	234.749,49	-	234.749,49
	Agua y Gas de Sillunchi	1.539,05	1.539,05	59,34	1.479,71
	Andes Petro	436.281,45	430.055,45	7,00	430.048,45
	Ecoelectric	124.843,88	117.262,62	2.449,93	114.812,69
	Ecoluz	40.043,13	39.565,15	6.047,60	33.517,55
	Electrocordova	837,38	837,38	-	837,38
	Enermax	94.140,55	94.140,55	22.795,26	71.345,28
	Hidroabanico	295.194,38	295.193,76	51.922,52	243.271,25
	Moderna Alimentos	5.310,76	5.310,52	701,85	4.608,67
	Perlabi	10.312,15	10.273,75	4.842,19	5.431,56
	Petroamazonas	2.205.188,76	2.158.422,47	-	2.158.422,47
	Repsol	614.050,25	602.190,51	-	602.190,51
	San Carlos	203.882,80	201.599,54	130.431,50	71.168,04
	Sipac	63.924,86	60.103,58	-	60.103,58
	Vicunha	27.471,73	26.384,24	6.107,52	20.276,72
	Hidrosanbartolo	400.312,97	400.140,17	146.129,05	254.011,12
	UCEM	118,26	118,26	-	118,26
	Orion	7.122,46	6.558,87	-	6.558,87
	UNACEM	133.604,63	126.983,04	4.047,97	122.935,07
	OCP Ecuador	19.911,94	17.877,38	-	17.877,38
	Hidroalto	355.681,51	355.681,51	93.765,34	261.916,17
	Hidronormandía	355.749,88	355.622,02	151.361,66	204.260,36
Total 2020		5.635.900,36	5.540.609,32	620.668,72	4.919.940,60

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	195,39
			Sillunchi II	1.343,66
		Ecoluz	Loreto	15.967,44
		Ecoluz	Papallacta	24.075,69
		Electrocordova	Electrocórdova	837,38
		Enermax	Calope	94.140,55
		Hidroabanico	Abanico	295.194,38
		Hidroalto	Due	355.681,51

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
Renovable	Hidráulica	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	400.312,97
		Moderna Alimentos	Geppert	5.310,76
		Perlabí	Perlabí	10.312,15
		UCEM	Planta Chimborazo	118,14
		Vicunha	Vindobona	27.471,73
		Hidronormandía	Hidronormandía	355.749,88
	Total Hidráulica			1.586.711,63
	Biomasa	Ecoelectric	Ecoelectric	124.843,88
		San Carlos	San Carlos	203.882,80
	Total Biomasa			328.726,68
Total Renovable				1.915.438,31
No Renovable	Térmica	Agip	CPF	228.144,98
			Villano A	-
			Sarayacu	12.232,62
		Andes Petro	Cami	112,30
			CDP	5.720,24
			Chorongo A	869,58
			CPH	866,54
			Dorine Battery	4.267,01
			Dorine H	995,92
			Estación Dayuma	33,85
			Fanny 50	1.244,50
			Hormiguero A	612,67
			Hormiguero B	1.854,63
			Hormiguero C	9.032,27
			Hormiguero D	4.028,26
			Hormiguero SUR	3.954,87
			Lago Agrio LTF	210,06
			Mariann 30	4.509,27
			Mariann 4A	4.908,58
			Mariann 5-8	2.170,63
			Mariann 9	786,39
			Mariann Battery	2.361,31
			Mariann Vieja	6.191,72
			Nantu B	3.225,71
			Nantu C	1.939,50
			Nantu D	7.879,35
			Penke B	1.458,73
			Pindo	830,82
			Sunka 1	3.018,44
			Sunka 2	406,93

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	Andes Petro	Tapir A	10.194,59
			Tarapuy	3.342,54
			TPP	333.063,70
			Aurora	4.988,91
			Hormiguero E	346,38
			Kupi A	1.552,76
			Kupi E	4.652,97
			Wanke A	4.649,53
		OCP Ecuador	Amazonas	10.571,86
			Cayagama	226,57
			Chiquilpe	1,87
			Páramo	10,32
			Puerto Quito	0,18
			Sardinas	9.095,43
			Terminal Marítimo	5,71
		Orion	Estación CFE	490,64
			Estación ENO	328,36
			Estación Ocano	2.084,92
			Estación Peña Blanca	3.825,77
			Estación Ron	194,12
			Estación Mira	198,65
		Petroamazonas	Aguajal	2.631,03
			Anaconda	614,70
			Arazá	164,33
			Auca	36.945,29
			Auca 51	15.101,08
			Auca Central	5.741,54
			Auca Sur	73.626,63
			Cedros	12,36
			CELEC Sacha	69.427,27
			Coca	14.357,64
			Cononaco	22.128,82
			CPF	137.187,33
			Cuyabeno	32.550,64
			Dumbique	825,67
			EPF-Eden Yuturi	445.485,08
			Frontera	6.447,91
			Gacela	5.163,58
			Guanta	19.857,24
			Indillana	5.966,46

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	Petroamazonas	Itaya A	7.818,23
			Itaya B	3.792,47
			Jaguar	249,87
			Lago Agrio	34.458,73
			Limoncocha	27.950,95
			Lobo	2.000,77
			Mono	4.652,45
			Nenke	1.559,14
			Oso	105.604,07
			Pacayacu	271,81
			Paka Norte	5.683,93
			Paka Sur	13.818,96
			Pakay	4.998,11
			Palmar Oeste	7.585,02
			Palo Azul PGE	150.309,15
			Pañayacu	164,91
			Payamino	22.662,05
			Pichincha	189,73
			RS Roth Shushufindi Drago 2	13.780,33
			Sacha	112.095,10
			Sacha Norte 1	5.287,00
			Sacha Norte 2	20.785,50
			Sacha Sur	1.301,09
			Sansahuari	13.456,28
			Santa Elena	2.132,79
			Secoya	128.031,47
			Shushufindi	30.966,55
			Shushufindi Estación Sur-oeste	41.931,52
			Shushufindi Norte	4.041,84
			Tangay	120,62
			Tapi	5.974,98
			Tetete	8.948,02
			Tipishca	1.881,32
			Tumali	1.957,69
			VHR	26.120,99
			Vinita	3.555,37
			Yuca	25.694,57
			Yuralpa	60.092,17
			Yanaq Oeste	1.921,99
			Aguarico	39.392,34

Tipo de Energía	Tipo de Central	Empresa	Central	Energía Bruta (GWh)
No Renovable	Térmica	Petroamazonas	Pucuna	1.679,77
			Central de Procesos Tiputini	17.404,65
			Tiputini C-1	136.151,31
			Tiputini C-2	58.193,25
			Tiputini A-1	22.190,19
			Tiputi A-2	51.631,84
			Zemi	430,63
			PCC-Tierras Orientales	7,98
			Pañacocha	30,44
			Playas del Cuyabeno	1.531,41
			Sacha Sur GAS Wakesha	25.845,22
			Tambococha D	4.750,30
			Tambococha A	7.513,99
			Cuyabeno E	1.685,07
			Tiputini Gas	16.122,24
			Bermejo	22.545,99
		Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	136.460,00
			REPSOL YPF-NPF-2	22.902,57
			REPSOL YPF-SPF-1	82.440,15
			REPSOL YPF-SPF-2	15.301,55
			REPSOL YPF-SPF-3	356.143,64
			REPSOL YPF-SSFD	802,35
		Sippec	MDC-CPF	44.545,14
			PBH-HUA02	-
			PBH-PAR12	7.981,29
			PBH-PSO24	-
			PBH-Estación	216,39
			PBHI-InchiA	7.087,40
			PBHI-InchiB	521,71
			MDC-LOC40	3.572,93
		UCEM	Planta Guapán	0,12
		UNACEM	Selva Alegre	133.604,63
		Total Térmica		
Total No Renovable			3.720.462,05	
Total General			5.635.900,36	

Sistema	Tipo de Central	Empresa	Central	Energia Bruta (MWh)	Diésel		Residuo		Bagazo	
					gal	TEP	gal	TEP	ton	TEP
S.N.I	Biomasa	Ecoelectric	Ecoelectric	124.843,88	-	-	-	-	466.576,87	84.915,81
		San Carlos	San Carlos	203.882,80	-	-	-	-	724.443,71	131.846,93
	Total Biomasa			328.726,68	-	-	-	-	1.191.020,58	216.762,74
	Térmica	UNACEM	Selva Alegre	133.604,63	424.908,99	1.403,18	8.314.021,89	27.455,42	-	-
	Total Térmica			133.604,63	424.908,99	1.403,18	8.314.021,89	27.455,42	-	-
Total S.N.I				462.331,31	424.908,99	1.403,18	8.314.021,89	27.455,42	1.191.020,58	216.762,74

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		GLP	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Agip	CPF	228.144,98	188.535,18	622,60	-	-	14.016.831,78	47.723,61	-	-
		Sarayacu	12.232,62	2.852,05	9,42	-	-	797.536,34	2.715,40	-	-
		Total Agip	240.377,59	191.387,23	632,02	-	-	14.814.368,12	50.439,01	-	-
	Andes Petro	Cami	112,30	9.095,00	30,03	-	-	-	-	-	-
		CDP	5.720,24	41.539,00	137,17	58.659,97	1.306,88	-	-	-	-
		Chorongo A	869,58	117.827,50	389,10	-	-	-	-	-	-
		CPH	866,54	68.140,22	225,02	1.134,00	25,26	-	-	-	-
		Dorine Battery	4.267,01	315.792,23	1.042,84	-	-	-	-	-	-
		Dorine H	995,92	187.149,00	618,02	-	-	-	-	-	-
		Estación Dayuma	33,85	2.372,40	7,83	-	-	-	-	-	-
		Fanny 50	1.244,50	120.273,98	397,18	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero A	612,67	66.967,66	221,15	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero B	1.854,63	165.718,03	547,25	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero C	9.032,27	751.256,06	2.480,88	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero D	4.028,26	326.765,60	1.079,08	-	-	-	-	-	-
		Hormiguero SUR	3.954,87	312.949,66	1.033,45	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrio LTF	210,06	58.072,28	191,77	-	-	-	-	-	-
		Mariann 30	4.509,27	418.125,00	1.380,78	-	-	-	-	-	-
		Mariann 4A	4.908,58	495.135,23	1.635,09	-	-	-	-	-	-
		Mariann 5-8	2.170,63	235.869,00	778,91	-	-	-	-	-	-
		Mariann 9	786,39	111.417,00	367,93	-	-	-	-	-	-
		Mariann Battery	2.361,31	345.336,82	1.140,41	-	-	-	-	-	-
		Mariann Vieja	6.191,72	645.446,23	2.131,46	-	-	-	-	-	-
		Nantu B	3.225,71	278.017,18	918,10	-	-	-	-	-	-
		Nantu C	1.939,50	193.757,66	639,85	-	-	-	-	-	-
		Nantu D	7.879,35	114.041,00	376,60	77.657,39	1.730,12	-	-	-	-
		Penke B	1.458,73	122.801,00	405,53	-	-	-	-	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo		GLP	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Andes Petro	Pindo	830,82	67.492,90	222,88	-	-	-	-	-	-
		Sunka 1	3.018,44	285.719,70	943,53	-	-	-	-	-	-
		Sunka 2	406,93	45.580,00	150,52	-	-	-	-	-	-
		Tapir A	10.194,59	257.821,50	851,40	88.204,00	1.965,09	-	-	-	-
		Tarapuy	3.342,54	335.752,00	1.108,75	-	-	-	-	-	-
		TPP	333.063,70	3.647.779,84	12.046,07	1.387.551,63	30.913,08	10.995.390,01	37.436,40	6.648.222,00	14.720,51
		Aurora	4.988,91	457.548,35	1.510,96	-	-	-	-	-	-
	Total Andes Petro		425.079,81	10.601.559,04	35.009,56	1.613.206,99	35.940,43	10.995.390,01	37.436,40	6.648.222,00	14.720,51
	Orion	Estación CFE	490,64	56.429,00	186,35	-	-	-	-	-	-
		Estación ENO	328,36	44.275,00	146,21	-	-	-	-	-	-
		Estación Ocano	2.084,92	188.034,00	620,95	-	-	-	-	-	-
		Estación Peña Blanca	3.825,77	299.898,00	990,35	-	-	-	-	-	-
		Estación Ron	194,12	18.994,00	62,72	-	-	-	-	-	-
		Estación Mira	198,65	27.778,00	91,73	-	-	-	-	-	-
	Total Orion		7.122,46	635.408,00	2.098,31	-	-	-	-	-	-
	OCP Ecuador	Amazonas	10.571,86	5.382,01	17,77	-	-	717.784,20	2.443,87	-	-
		Cayagama	226,57	20.962,06	69,22	-	-	-	-	-	-
		Chiquilpe	1,87	523,07	1,73	-	-	-	-	-	-
		Páramo	10,32	2.312,98	7,64	-	-	-	-	-	-
		Puerto Quito	0,18	221,00	0,73	-	-	-	-	-	-
		Sardinas	9.095,43	4.269,83	14,10	-	-	619.917,02	2.110,65	-	-
		Terminal Marítimo	5,71	1.502,89	4,96	-	-	-	-	-	-
	Total OCP Ecuador		19.911,94	35.173,84	116,15	-	-	1.337.701,22	4.554,52	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Aguajal	2.631,03	249.083,57	822,55	-	-	-	-	-	-
		Anaconda	614,70	58.685,54	193,80	-	-	-	-	-	-
		Arazá	164,33	12.233,96	40,40	-	-	-	-	-	-
		Auca	36.945,29	2.744.333,72	9.062,62	-	-	-	-	-	-
		Auca 51	15.101,08	1.223.261,27	4.039,58	-	-	-	-	-	-
		Auca Central	5.741,54	472.578,80	1.560,60	-	-	-	-	-	-
		Auca Sur	73.626,63	3.716.217,53	12.272,08	-	-	-	-	1.451.273,15	4.941,20
		Cedros	12,36	876,27	2,89	-	-	-	-	-	-
		CELEC Sacha	69.427,27	562.256,49	1.856,74	4.089.610,64	13.924,04	-	-	-	-
		Coca	14.357,64	1.342.403,09	4.433,02	-	-	-	-	-	-
		Cononaco	22.128,82	1.749.098,05	5.776,05	-	-	-	-	-	-
		CPF	137.187,33	1.634.414,93	5.397,33	-	-	329.370,75	7.338,01	5.285.753,88	17.996,60
		Cuyabeno	32.550,64	1.932.686,16	6.382,32	-	-	124.488,66	2.773,47	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Dumbique	825,67	88.684,00	292,86	-	-	-	-	-	-
		EPF-Eden Yuturi	445.485,08	540.701,64	1.785,56	-	-	6.184,75	137,79	28.486.326,39	96.988,42
		Frontera	6.447,91	523.377,70	1.728,35	-	-	-	-	-	-
		Gacela	5.163,58	433.180,00	1.430,49	-	-	-	-	-	-
		Guanta	19.857,24	1.524.013,96	5.032,76	-	-	-	-	-	-
		Indillana	5.966,46	540.006,09	1.783,26	-	-	-	-	-	-
		Itaya A	7.818,23	620.227,14	2.048,18	-	-	-	-	-	-
		Itaya B	3.792,47	306.156,97	1.011,02	-	-	-	-	-	-
		Jaguar	249,87	22.228,00	73,40	-	-	-	-	-	-
		Lago Agrio	34.458,73	1.458.791,58	4.817,37	-	-	-	-	1.686.103,69	5.740,74
		Limoncocha	27.950,95	-	-	-	-	450.121,17	10.028,19	-	-
		Lobo	2.000,77	182.693,20	603,31	-	-	-	-	-	-
		Mono	4.652,45	444.670,23	1.468,44	-	-	-	-	-	-
		Nenke	1.559,14	124.961,21	412,66	-	-	-	-	-	-
		Oso	105.604,07	3.541.284,44	11.694,39	-	-	-	-	3.997.715,50	13.611,17
		Pacayacu	271,81	22.783,95	75,24	-	-	-	-	-	-
		Paka Norte	5.683,93	500.100,86	1.651,48	-	-	-	-	-	-
		Paka Sur	13.818,96	393.308,76	1.298,82	-	-	105.787,37	2.356,82	-	-
		Pakay	4.998,11	516.765,81	1.706,52	-	-	-	-	-	-
		Palmar Oeste	7.585,02	683.621,81	2.257,53	-	-	-	-	-	-
		Palo Azul PGE	150.309,15	225.646,03	745,15	-	-	92.896,00	2.069,62	9.256.511,31	31.515,98
		Pañayacu	164,91	18.374,84	60,68	-	-	-	-	-	-
		Payamino	22.662,05	1.918.208,68	6.334,51	-	-	-	-	-	-
		Pichincha	189,73	19.469,77	64,30	-	-	-	-	-	-
		RS Roth Shushufindi Drago 2	13.780,33	1.094.434,64	3.614,15	-	-	-	-	-	-
		Sacha	112.095,10	3.471.685,26	11.464,56	1.984.344,77	6.756,17	588.713,92	13.115,88	-	-
		Sacha Norte 1	5.287,00	413.902,93	1.366,83	-	-	-	-	-	-
		Sacha Norte 2	20.785,50	919.001,83	3.034,82	-	-	134.520,28	2.996,96	-	-
		Sacha Sur	1.301,09	106.829,91	352,78	-	-	-	-	-	-
		Sansahuari	13.456,28	1.142.392,61	3.772,53	-	-	-	-	-	-
		Santa Elena	2.132,79	194.968,00	643,84	-	-	-	-	-	-
		Secoya	128.031,47	125.923,67	415,84	-	-	562.940,00	12.541,67	5.875.431,24	20.004,29
		Shushufindi	30.966,55	3.704,00	12,23	-	-	774.572,44	17.256,60	-	-
		Shushufindi Estación Sur-oeste	41.931,52	3.264.910,34	10.781,72	-	-	-	-	-	-
		Shushufindi Norte	4.041,84	317.642,48	1.048,95	-	-	-	-	-	-
		Tangay	120,62	12.921,00	42,67	-	-	-	-	-	-
		Tapi	5.974,98	551.858,93	1.822,41	-	-	-	-	-	-

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Petroamazonas	Tetete	8.948,02	695.545,70	2.296,90	-	-	-	-	-	-
		Tipishca	1.881,32	157.632,94	520,55	-	-	-	-	-	-
		Tumali	1.957,69	174.120,00	575,00	-	-	-	-	-	-
		VHR	26.120,99	992.140,66	3.276,35	-	-	-	-	1.020.481,03	3.474,47
		Vinita	3.555,37	308.130,53	1.017,54	-	-	-	-	-	-
		Yuca	25.694,57	1.918.540,29	6.335,60	-	-	-	-	-	-
		Yuralpa	60.092,17	25.315,87	83,60	-	-	-	-	3.795.100,94	12.921,32
		Aguarico	39.392,34	2.927.454,17	9.667,34	-	-	-	-	-	-
		Yanaq Oeste	1.921,99	183.221,00	605,05	-	-	-	-	-	-
		Pucuna	1.679,77	159.947,61	528,20	-	-	1.064,40	23,71	-	-
		Central de Procesos Tiputini	17.404,65	1.231.791,31	4.067,75	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-1	136.151,31	9.422.292,32	31.115,27	-	-	-	-	-	-
		Tiputini C-2	58.193,25	4.079.457,98	13.471,61	-	-	-	-	-	-
		Tiputi A-2	51.631,84	3.473.071,75	11.469,14	-	-	-	-	-	-
		Tiputini A-1	22.190,19	1.718.561,98	5.675,21	-	-	-	-	-	-
		Zemi	430,63	29.058,00	95,96	-	-	-	-	-	-
		PCC-Tierras Orientales	7,98	834,00	2,75	-	-	-	-	-	-
		Pañacocha	30,44	3.122,00	10,31	-	-	-	-	-	-
		Playas del Cuyabeno	1.531,41	127.293,26	420,36	-	-	-	-	-	-
		Sacha Sur GAS Wakesha	25.845,22	-	-	-	-	269.521,68	6.004,64	-	-
		Tambococha D	4.750,30	363.309,47	1.199,76	-	-	-	-	-	-
		Tambococha A	7.513,99	555.146,73	1.833,26	-	-	-	-	-	-
		Cuyabeno E	1.685,07	146.626,21	484,20	-	-	-	-	-	-
		Tiputini Gas	16.122,24	-	-	-	-	202.617,69	4.514,09	-	-
		Bermejo	22.545,99	32.170,54	106,24	-	-	183.780,78	4.094,43	-	-
		Total Petroamazonas	2.205.188,76	70.692.345,99	233.447,56	6.073.955,41	20.680,21	3.826.579,90	85.251,87	60.854.697,12	207.194,18

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	136.460,00	11.163.940,70	36.866,72	-	-	-	-
		REPSOL YPF-NPF-2	22.902,57	13.470,52	44,48	353.542,52	7.876,53	-	-
		REPSOL YPF-SPF-1	82.440,15	1.813.082,18	5.987,35	899.747,00	20.045,35	-	-
		REPSOL YPF-SPF-2	15.301,55	2.184,42	7,21	253.443,00	5.646,42	-	-
		REPSOL YPF-SPF-3	356.143,64	-	-	-	-	20.985.104,49	71.448,74
		REPSOL YPF-SSFD	802,35	167.468,96	553,03	-	-	-	-
		Total Repsol	614.050,25	13.160.146,78	43.458,79	1.506.732,52	33.568,30	20.985.104,49	71.448,74

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Gas Natural		Crudo	
				gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
No Inc.	Sipac	MDC-CPF	44.545,14	3.807,18	12,57	550.272,68	12.259,45	-	-
		PBH-HUA02	-	-	-	-	-	-	-
		PBH-PAR12	7.981,29	594.171,00	1.962,13	-	-	-	-
		PBH-PSO24	-	-	-	-	-	-	-
		PBH-Estación	216,39	7.890,00	26,06	-	-	-	-
		PBHI-InchiA	7.087,40	42.474,00	140,26	78.070,57	1.739,32	-	-
		PBHI-InchiB	521,71	58.608,00	193,54	-	-	-	-
		MDC-LOC40	3.572,93	283.343,00	935,68	-	-	-	-
	Total Sipac		63.924,86	990.293,18	3.270,25	628.343,25	13.998,78	-	-
	UCEM	Planta Guapán	0,12	110,00	0,36	-	-	-	-
	Total UCEM		0,12	110,00	0,36	-	-	-	-

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELEC-Sur	8.957,78	86.655.355,21	0,97
	CELEC-Coca Codo Sinclair	7.140,27	68.096.532,75	0,95
	CELEC-Hidroagoyán	2.424,67	42.815.636,58	1,77
	CELEC-Electroguayas	970,81	86.444.138,98	8,90
	CELEC-Hidronación	962,32	27.789.179,39	2,89
	CELEC-Gensur	917,73	15.929.706,40	1,74
	CELEC-Termogas Machala	663,70	51.012.040,13	7,69
	Elecaastro	414,11	25.391.678,12	6,13
	CELEC-Enerjubones	343,65	3.691.029,85	1,07
	CELEC-Termomanabi	298,05	44.389.947,68	14,89
	ElitEnergy	229,33	14.929.116,36	6,51
	CELEC-Termopichincha	122,69	51.501.518,02	41,98
	Hidrosierra	79,50	5.699.999,37	7,17
	IPNEGAL	67,35	5.259.713,84	7,81
	Hidrosibimbe	58,57	1.815.720,29	3,10
	EPMAPS	43,55	489.768,91	1,12
	CELEC-Termoesmeraldas	36,30	17.653.549,71	48,63
	CELEC-Hidroazogues	25,40	2.436.212,94	9,59
	Generoca	13,26	1.100.989,60	8,30
	I.M. Mejía	5,77	1.257.095,04	21,80
	EMAC-BGP	5,18	573.532,54	11,08
	SERMAA EP	2,05	622.113,06	30,28

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
	Valsolar	1,48	593.426,79	40,03
	Electrisol	1,45	580.293,76	40,03
	Enersol	0,66	263.347,12	39,98
Total Contratos		23.785,64	556.991.642,45	2,34
T. de corto plazo	Ecuagesa	204,68	14.081.752,32	6,88
	Hidrosigchos	102,75	6.760.708,22	6,58
	Agroazucar	48,33	-	-
	CELEC-Hidronación	46,07	2.861.171,40	6,21
	Hidrotambo	44,53	3.193.075,19	7,17
	Gasgreen	37,31	4.122.618,65	11,05
	Hidrovictoria	14,88	1.066.563,43	7,17
	San José de Minas	13,70	1.069.979,64	7,81
	CELEC-Termopichincha	8,94	9.821.600,91	109,88
	Gransolar	5,98	2.394.679,43	40,03
	Hidroimbabura	2,50	179.360,14	7,17
	Epfotovoltaica	2,11	844.258,46	40,03
	Elecaustro	1,74	120.705,35	6,94
	San Pedro	1,65	659.967,57	40,03
	Gonzanergy	1,62	648.670,13	40,03
	Solsantros	1,59	636.930,28	40,03
	Saracaysol	1,56	623.643,74	40,03
	Lojaenergy	1,56	623.097,53	40,03
	Sanersol	1,54	617.227,28	40,03
	Sabiangosolar	1,45	579.064,80	40,03
	Surenergy	1,42	566.599,69	40,03
	Renova Loja	1,29	514.860,81	40,03
	Sansau	1,23	492.359,83	39,99
	Municipio Cantón Espejo	1,23	61.337,75	5,00
	Wildtecsa	1,22	487.154,29	39,98
	Brineforcorp	1,20	481.473,54	40,03
	Solsantonio	1,14	457.147,78	40,03
	Solchacras	1,12	447.550,73	40,03
	Solhuaqui	1,12	447.299,82	40,03
	Cbsenergy	0,94	61.867,90	6,58
	Genrenotec	0,64	257.339,40	40,03
	Altgenotec	0,63	250.370,87	40,03
	CELEC-Gensur	0,47	42.817,75	9,13
Total T. de corto plazo		558,11	55.473,25	9,94

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Otros	CELEC-Termopichincha	268,62	30.122,49	11,21
	Hidrosibimbe	46,00	167,50	0,36
	SERMAA EP	1,92	115,07	6,00
	Consejo Provincial de Tungurahua	0,13	4,59	3,50
Total Otros		316,67	30.409,65	9,60
Total General		24.660,41	557.077.525,35	2,26

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Ambato	138	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05	1,04	1,05
Ambato	138	Min	0,97	0,98	0,97	0,99	0,98	0,97	0,98	0,98	0,94	0,98	0,98	0,98	0,94
Ambato	69	Max	1,02	1,02	1,03	1,03	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,04	1,04	1,04
Ambato	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95
Baños	138	Max	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
Baños	138	Min	0,99	0,98	0,97	0,99	0,95	0,98	1,00	1,01	1,01	0,95	1,01	0,99	0,95
Baños	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
Baños	69	Min	0,97	0,96	0,98	0,98	0,98	0,95	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,95
Bomboiza	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	1,06	1,06	1,08	1,08
Bomboiza	230	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	0,99	1,02	0,99	0,99
Caraguay	138	Max	1,06	1,07	1,07	1,07	1,06	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,10	1,06	1,10
Caraguay	138	Min	0,97	0,97	0,97	0,98	0,96	0,97	0,99	0,97	1,00	0,99	1,00	0,97	0,96
Caraguay	69	Max	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,05
Caraguay	69	Min	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95
Chone	138	Max	1,02	1,01	1,02	1,01	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,05	1,04	1,02	1,05
Chone	138	Min	0,93	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,92
Chone	69	Max	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,05
Chone	69	Min	0,93	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,93
Chongón	138	Max	1,03	1,03	1,06	1,05	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06
Chongón	138	Min	0,95	0,95	0,96	0,95	0,97	0,96	0,96	0,94	0,97	0,96	0,96	0,96	0,94
Chorrillos	500	Max	1,01	0,98	1,00	1,05	0,99	0,98	0,99	1,02	1,02	0,99	1,02	0,99	1,05
Chorrillos	500	Min	0,92	0,93	0,92	0,88	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,88
Chorrillos	230	Max	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Chorrillos	230	Min	0,98	0,98	0,99	0,96	0,97	0,98	1,00	0,96	0,95	0,98	0,99	0,98	0,95
Concordia	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,05	1,05	1,06	1,06
Concordia	138	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Cuenca	138	Max	1,02	1,02	1,02	1,05	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03	1,04	1,03	1,03	1,05
Cuenca	138	Min	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,95
Cuenca	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Cuenca	69	Min	0,97	0,98	0,99	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,98	0,99	0,98	0,98	0,97
Cumbaratza	138	Max	1,05	1,06	1,05	1,06	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06
Cumbaratza	138	Min	0,97	0,96	0,95	0,96	0,96	0,96	0,94	0,96	0,97	0,97	0,98	0,97	0,94
Cumbaratza	69	Max	1,05	1,03	1,04	1,04	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,05
Cumbaratza	69	Min	0,94	0,97	0,96	0,96	0,94	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,96	0,94
Dos Cerritos	230	Max	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05
Dos Cerritos	230	Min	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,96	0,96
Dos Cerritos	69	Max	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,06
Dos Cerritos	69	Min	0,96	0,97	0,99	0,95	0,93	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,93
Durán	230	Max	1,03	1,04	1,04	1,05	1,06	1,03	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,06
Durán	230	Min	0,93	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,93
Durán	69	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
Durán	69	Min	0,93	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,93
El Inga	500	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,08	1,05	1,06	1,06	1,04	1,05	1,04	1,07	1,08
El Inga	500	Min	0,95	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,94	0,96	0,96	0,98	0,99	0,98	0,94
El Inga	230	Max	1,04	1,03	1,03	1,03	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06
El Inga	230	Min	0,96	0,97	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,98	0,98	0,96	0,95	0,98	0,95
El Inga	138	Max	1,04	1,03	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,06	1,06
El Inga	138	Min	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,98	0,98	0,96	0,99	0,99	0,95
Esclusas	230	Max	1,03	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,06	1,04	1,06
Esclusas	230	Min	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,97	0,95	0,95
Esclusas	138	Max	1,06	1,07	1,07	1,07	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07
Esclusas	138	Min	0,98	0,99	0,97	0,95	0,98	0,96	1,00	0,97	1,00	0,96	0,96	0,97	0,95
Esmeraldas	230	Max	-	-	-	-	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
Esmeraldas	230	Min	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,95	0,96	0,96	0,95	0,97	0,95	0,96	0,95
Esmeraldas	138	Max	1,00	1,00	1,04	1,05	1,05	1,04	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Esmeraldas	138	Min	1,00	1,00	0,96	0,97	0,95	0,93	0,93	0,98	0,96	0,94	0,97	0,96	0,93
Esmeraldas	69	Max	1,06	1,04	1,05	1,05	1,05	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,06
Esmeraldas	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Francisco de Orellana	138	Max	1,04	1,03	1,06	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,06
Francisco de Orellana	138	Min	0,94	0,91	0,93	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,93	0,95	0,94	0,91
Francisco de Orellana	69	Max	1,05	1,04	1,07	1,07	1,05	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,07
Francisco de Orellana	69	Min	0,94	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96	0,97	0,96	0,97	0,98	0,94
Gualaceo	138	Max	1,03	1,03	1,05	1,04	1,05	1,04	1,03	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05
Gualaceo	138	Min	0,96	0,97	0,97	0,97	0,99	0,96	0,99	0,95	0,98	0,98	0,98	0,96	0,95

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Ibarra	138	Max	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05
Ibarra	138	Min	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,96	0,98	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95
Ibarra	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05
Ibarra	69	Min	0,95	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,95
Jivino	230	Max	1,07	1,06	1,07	1,04	1,06	1,04	1,04	1,03	1,05	1,05	1,03	1,05	1,07
Jivino	230	Min	0,96	0,97	0,97	0,96	0,97	0,96	0,96	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95
Jivino	69	Max	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05
Jivino	69	Min	0,93	0,98	0,98	0,96	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,99	0,93
Limón	138	Max	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Limón	138	Min	0,96	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,95	0,98	0,98	0,95
Loja	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05
Loja	138	Min	0,96	0,96	0,95	0,97	0,97	0,97	0,98	0,96	0,96	0,98	0,98	0,96	0,95
Loja	69	Max	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,05
Loja	69	Min	0,94	0,98	0,97	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,94
Loreto	138	Max	1,05	1,05	1,06	1,07	1,06	1,08	1,04	1,05	1,05	1,04	1,05	1,06	1,08
Loreto	138	Min	0,96	0,95	0,96	0,97	0,96	0,97	0,99	0,95	0,94	0,93	0,95	0,95	0,93
Loreto	69	Max	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,06
Loreto	69	Min	-	-	-	-	0,96	0,96	0,98	0,97	0,95	0,96	0,96	0,96	-
Macas	138	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Macas	138	Min	0,97	0,96	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,95	0,98	0,95	0,96	0,98	0,95
Macas	69	Max	1,03	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,05
Macas	69	Min	0,94	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,94
Machala	230	Max	1,06	1,04	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07
Machala	230	Min	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,96	0,95
Machala	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Machala	138	Min	0,97	0,97	0,95	0,97	0,95	0,98	0,98	0,98	0,93	0,93	0,97	0,97	0,93
Machala	69	Max	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Machala	69	Min	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,91	0,97	0,97	0,97	0,91
Manduriacu	230	Max	1,04	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Manduriacu	230	Min	1,04	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00
Manta	138	Max	1,04	1,01	1,03	1,04	1,01	1,03	1,05	1,06	1,04	1,04	1,05	1,03	1,06
Manta	138	Min	0,97	1,00	1,00	1,00	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94
Manta	69	Max	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
Manta	69	Min	0,94	0,94	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,94
Méndez	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Méndez	138	Min	0,97	0,97	0,96	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,97	0,98	0,96
Milagro	230	Max	1,03	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,06
Milagro	230	Min	0,95	0,96	0,96	0,99	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,95
Milagro	138	Max	1,05	1,06	1,06	1,07	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06	1,07

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Milagro	138	Min	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	1,00	0,98	0,99	0,97	0,98	0,99	0,97
Milagro	69	Max	1,04	1,05	1,06	1,06	1,04	1,03	1,06	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06
Milagro	69	Min	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,99	0,98	0,97
Molino	230	Max	1,06	1,05	1,05	1,07	1,07	1,05	1,05	1,06	1,06	1,07	1,06	1,05	1,07
Molino	230	Min	0,98	0,99	1,00	1,00	0,98	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	0,98
Molino	138	Max	1,06	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07	1,05	1,05	1,07
Molino	138	Min	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98
Montecristi	138	Max	1,05	1,04	1,03	1,05	1,02	1,03	1,05	1,06	1,03	1,04	1,05	1,04	1,06
Montecristi	138	Min	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94	0,96	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,94
Montecristi	69	Max	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Montecristi	69	Min	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,93	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,93
Mulaló	138	Max	1,04	1,03	1,04	1,03	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Mulaló	138	Min	0,95	0,94	0,95	0,98	0,98	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94
Mulaló	69	Max	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Mulaló	69	Min	0,94	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,94
Nueva Babahoyo	138	Max	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Nueva Babahoyo	138	Min	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,96	0,97	0,95	0,96	0,96	0,95
Nueva Babahoyo	69	Max	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Nueva Babahoyo	69	Min	0,93	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,93
Nueva Prosperina	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04
Nueva Prosperina	230	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,97	0,97	0,97	0,97	-
Nueva Prosperina	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	-	-	-	1,06
Nueva Prosperina	138	Min	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,95	0,99	1,01	0,99	-	-	-	-
Nueva Prosperina	69	Max	1,05	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,06
Nueva Prosperina	69	Min	0,93	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,93
Pascuales	230	Max	1,03	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06	1,04	1,06
Pascuales	230	Min	0,95	0,96	0,95	0,96	0,97	0,95	0,96	0,98	0,98	0,95	0,97	0,95	0,95
Pascuales	138	Max	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Pascuales	138	Min	0,97	0,97	1,00	1,00	0,98	0,95	0,98	1,00	1,00	0,98	0,97	0,95	0,95
Pascuales	69	Max	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05
Pascuales	69	Min	0,95	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,95
Pedernales	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	1,03	1,05	1,06	1,06
Pedernales	138	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98
Pedernales	69	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,02	1,04	1,03	1,04
Pedernales	69	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,98	0,97	0,98	0,97	0,97
Policentro	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05
Policentro	138	Min	0,97	0,99	0,99	0,96	0,98	0,99	1,00	0,98	0,96	0,99	0,97	0,96	0,96
Policentro	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Policentro	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97

Anexo F.11.:

Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (5/7)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Pomasqui	230	Max	1,04	1,01	1,00	1,00	1,05	1,00	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,03	1,05
Pomasqui	230	Min	1,00	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98
Pomasqui	138	Max	1,01	1,04	1,04	1,04	1,05	1,01	1,01	1,03	1,02	1,05	1,03	1,03	1,05
Pomasqui	138	Min	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98
Portoviejo	138	Max	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06
Portoviejo	138	Min	0,96	0,98	0,99	0,99	0,98	0,98	0,99	0,97	0,99	0,97	0,95	0,99	0,95
Portoviejo	69	Max	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,06
Portoviejo	69	Min	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97
Posorja	138	Max	1,01	1,02	1,05	1,04	1,02	1,02	1,02	1,03	1,04	1,03	1,04	1,03	1,05
Posorja	138	Min	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,94	0,93
Posorja	69	Max	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Posorja	69	Min	0,93	0,96	0,97	0,96	0,97	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,93
Puerto Napo	138	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05
Puerto Napo	138	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,97	0,97	1,00	0,98	0,97
Puyo	138	Max	1,05	1,07	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,07
Puyo	138	Min	0,95	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	0,95	0,95	0,99	0,96	0,97	0,95	0,95
Puyo	69	Max	1,03	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05
Puyo	69	Min	0,94	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,94
Quevedo	230	Max	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05
Quevedo	230	Min	0,99	0,97	0,99	0,99	0,98	0,98	0,99	0,97	0,99	0,99	0,99	0,97	0,97
Quevedo	138	Max	1,06	1,06	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06
Quevedo	138	Min	0,96	1,01	1,01	1,01	0,99	0,99	1,01	0,98	0,97	0,97	1,00	0,99	0,96
Quevedo	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04
Quevedo	69	Min	0,94	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,94
Quinindé	138	Max	1,05	1,05	1,03	1,05	1,05	1,04	1,03	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05
Quinindé	138	Min	0,96	0,95	0,95	0,96	0,98	0,95	0,98	0,97	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95
Quinindé	69	Max	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05
Quinindé	69	Min	0,95	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,95
Riobamba	230	Max	1,04	1,03	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05	1,04	1,05
Riobamba	230	Min	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98
Riobamba	69	Max	1,03	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Riobamba	69	Min	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,97	0,97	0,99	1,00	0,98	0,99	0,99	0,97
Salitral	138	Max	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Salitral	138	Min	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,97	1,00	0,99	0,97	1,00	1,00	1,00	0,97
Salitral	69	Max	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Salitral	69	Min	0,95	0,97	0,99	0,99	0,98	0,97	0,99	0,97	0,99	0,97	0,99	0,99	0,95
San Gregorio	230	Max	1,05	1,07	1,03	1,02	1,03	1,04	1,03	1,06	1,04	1,03	1,06	1,03	1,07
San Gregorio	230	Min	1,00	1,00	1,01	1,00	0,96	0,95	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94
San Gregorio	138	Max	1,05	1,12	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,12

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
San Gregorio	138	Min	0,96	0,98	0,97	0,98	0,96	0,95	0,97	0,95	0,97	0,96	0,99	0,96	0,95
San Gregorio	69	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04
San Gregorio	69	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96	0,96	0,97	0,96	-
San Idelfonso	138	Max	1,00	1,02	1,00	1,00	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,06	1,06
San Idelfonso	138	Min	1,00	0,97	0,97	0,96	1,00	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,96
San Juan de Manta	230	Max	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02	1,04	1,04
San Juan de Manta	230	Min	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96	0,94	0,94
San Rafael	500	Max	1,09	1,06	1,07	1,05	1,08	1,05	1,06	1,07	1,05	1,07	1,05	1,05	1,09
San Rafael	500	Min	0,98	0,99	1,00	0,99	0,99	0,97	0,99	0,93	0,99	0,98	0,99	0,98	0,93
San Rafael	230	Max	1,07	1,06	1,05	1,03	1,05	1,04	1,03	1,03	1,02	1,05	1,07	1,05	1,07
San Rafael	230	Min	0,95	0,97	0,97	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,96	0,96	0,95
Santa Elena	138	Max	1,04	1,04	1,06	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06
Santa Elena	138	Min	0,93	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,97	0,96	0,97	0,95	0,93
Santa Elena	69	Max	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Santa Elena	69	Min	0,96	0,97	0,98	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96
Santa Rosa	230	Max	1,03	1,03	1,03	1,03	1,06	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,06
Santa Rosa	230	Min	0,97	0,98	0,96	0,95	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96	0,98	0,98	0,95
Santa Rosa	138	Max	1,05	1,04	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,06
Santa Rosa	138	Min	0,96	0,99	0,98	0,97	0,99	0,96	0,98	0,96	0,98	0,98	1,00	0,99	0,96
Santa Rosa	46	Max	1,04	1,03	1,03	1,06	1,06	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,06
Santa Rosa	46	Min	0,88	0,94	0,92	0,92	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,88
Santo Domingo	230	Max	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,06	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06
Santo Domingo	230	Min	0,95	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	1,00	0,96	0,99	0,99	1,00	1,00	0,95
Santo Domingo	138	Max	1,04	1,04	1,03	1,06	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,06	1,06	1,04	1,06
Santo Domingo	138	Min	0,97	0,98	0,97	0,98	0,99	0,96	0,96	0,95	0,97	0,99	0,99	0,98	0,95
Santo Domingo	69	Max	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,06
Santo Domingo	69	Min	0,96	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,97	0,97	0,98	0,97	0,96
Shushufindi	230	Max	1,07	1,06	1,07	1,06	1,05	1,04	1,04	1,03	1,05	1,05	1,03	1,06	1,07
Shushufindi	230	Min	0,95	0,95	0,95	0,95	0,97	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,96	0,95	0,95
Sinincay	230	Max	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06
Sinincay	230	Min	0,99	0,97	0,96	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,96
Sinincay	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Sinincay	69	Min	0,96	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,96
Sopladora	230	Max	1,06	1,07	1,07	1,07	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,07	1,06	1,07
Sopladora	230	Min	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96
Taday	230	Max	1,06	1,06	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,07	1,06	1,06	1,07
Taday	230	Min	0,96	0,98	0,97	0,96	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,97	0,95	0,95
Tena	138	Max	1,07	1,06	1,08	1,08	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08

Anexo F.11.:

Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones del SNT (7/7)

Subestación	Voltaje (kV)	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Max/Min
Tena	138	Min	0,98	0,95	0,99	1,01	0,99	0,97	1,03	0,97	0,99	0,98	0,98	0,96	0,95
Tena	69	Max	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,05
Tena	69	Min	0,95	0,97	0,96	0,98	0,94	0,94	0,98	0,97	0,96	0,97	0,98	0,96	0,94
Tisaleo	500	Max	1,06	1,04	1,04	1,09	1,05	1,03	1,04	1,05	1,03	1,05	1,03	1,05	1,09
Tisaleo	500	Min	1,00	0,99	0,95	0,99	0,99	0,98	0,95	0,99	0,98	0,97	0,98	0,97	0,95
Topo	138	Max	1,07	1,08	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06	1,08
Topo	138	Min	0,99	0,97	0,99	0,97	0,99	0,98	0,96	0,99	0,98	0,98	0,98	0,95	0,95
Totoras	230	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05
Totoras	230	Min	0,98	0,98	0,99	0,99	0,97	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	0,98	1,00	0,97
Totoras	138	Max	1,05	1,04	1,05	1,05	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05
Totoras	138	Min	0,99	0,99	0,95	1,00	0,99	0,99	0,97	0,99	0,99	1,00	0,99	0,99	0,95
Totoras	69	Max	1,04	1,04	1,05	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,04	1,05
Totoras	69	Min	0,96	0,98	0,99	0,98	0,99	0,97	0,99	0,99	0,98	1,00	0,99	0,99	0,96
Trinitaria	230	Max	1,02	1,03	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04
Trinitaria	230	Min	0,97	0,96	0,97	0,96	0,96	0,95	0,98	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,95
Trinitaria	138	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Trinitaria	138	Min	0,99	0,98	0,99	0,98	0,99	0,98	1,01	0,99	0,98	0,98	1,00	0,99	0,98
Trinitaria	69	Max	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04
Trinitaria	69	Min	0,95	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,95
Tulcán	138	Max	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,06	1,05	1,05	1,04	1,05	1,06
Tulcán	138	Min	0,95	0,97	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96	0,97	0,98	0,97	0,98	0,97	0,95
Tulcán	69	Max	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,03	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05
Tulcán	69	Min	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97
Yanacocha	138	Max	1,05	1,05	1,04	1,06	1,05	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06
Yanacocha	138	Min	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,95	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,95
Yanacocha	69	Max	-	-	-	-	1,04	1,04	1,02	1,03	1,03	1,04	1,02	1,03	1,04
Yanacocha	69	Min	-	-	-	-	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,99	0,97	-
Zhoray	230	Max	1,06	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,05	1,06
Zhoray	230	Min	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,97	0,98	1,00	1,00	0,97

Anexo F.12.:

Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT (1/4)

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	28,08	28,28	29,88	22,27	23,58	25,02	25,63	26,43	26,38	27,53	27,55	27,54	29,88
Ambato	AT2	75	22,56	22,56	22,56	22,56	22,56	22,56	21,02	21,02	21,18	22,33	22,35	22,34	22,56
Baños	ATQ	33,3	9,54	9,75	9,69	9,74	9,69	9,58	10,41	10,33	9,62	9,75	9,41	9,42	10,41
Caraguay	ATQ	225	130,54	124,62	118,55	109,91	103,74	148,57	99,95	97,71	101,43	111,45	106,92	126,57	148,57
Chone	ATQ	100	71,73	75,70	71,06	69,99	70,01	69,75	69,16	69,47	70,53	57,08	64,43	56,81	75,70

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Chorrillos	ATI	450	174,30	215,92	233,65	238,54	255,81	164,46	182,18	183,23	213,92	246,86	306,22	369,07	369,07
Chorrillos	ATJ	450	86,91	86,91	86,91	197,16	86,91	167,77	181,19	225,70	212,99	246,66	306,89	413,31	413,31
Cuenca	ATQ	99,9	100,19	97,88	98,93	91,39	89,53	97,55	94,18	101,99	98,11	96,37	96,75	97,83	101,99
Cumbaratza	ATQ	33,3	12,41	19,01	14,58	14,57	16,94	14,73	10,97	11,48	11,88	11,51	11,99	12,84	19,01
Dos Cerritos	ATK	165	145,93	144,72	148,88	137,97	-	126,31	108,12	135,85	128,74	166,29	163,90	109,00	166,29
Durán	ATL	225	134,78	131,19	130,48	158,51	161,62	151,20	141,85	128,40	150,24	154,18	156,41	154,61	161,62
El Inga	ATT	300	43,01	85,82	49,51	40,62	47,79	39,86	40,79	40,52	50,49	54,70	36,56	46,28	85,82
El Inga	ATI	600	304,78	287,57	317,98	377,34	299,62	313,91	339,64	310,27	329,38	305,29	254,34	366,27	377,34
El Inga	ATJ	600	306,07	288,74	339,15	378,92	300,88	314,34	340,27	310,16	328,83	307,34	261,46	367,47	378,92
El Inga	ATH	600	306,21	287,00	339,85	378,49	301,60	313,06	339,95	309,82	278,03	305,50	259,54	365,07	378,49
El Inga	ATU	300	43,30	53,09	44,49	40,41	38,81	39,84	40,84	46,65	46,98	47,79	36,56	38,53	53,09
Esclusas	ATT	225	133,16	125,38	120,20	111,25	105,43	119,56	99,99	98,69	105,28	111,81	107,10	128,38	133,16
Esmeraldas	ATQ	75	44,35	49,11	49,97	43,67	40,04	43,11	40,44	46,05	44,96	41,33	41,50	43,01	49,97
Esmeraldas	ATR	75	42,71	46,90	47,50	41,96	39,73	42,09	40,22	41,71	43,22	40,71	54,51	43,99	54,51
Esmeraldas	ATT	166,65	75,76	78,37	79,71	71,23	69,20	71,87	69,06	69,84	73,59	72,87	74,00	73,20	79,71
Francisco de Orellana	ATQ	66,66	22,36	23,28	30,06	19,37	36,55	25,49	18,68	25,33	21,35	26,94	22,27	28,64	36,55
Gualaceo	TRG	13,27	10,04	9,70	9,39	13,52	9,65	9,60	9,36	8,96	9,21	9,32	9,64	9,51	13,52
Ibarra	T1	50	6,68	6,75	7,17	6,68	6,79	6,82	6,77	6,75	7,63	6,84	6,69	6,59	7,63
Ibarra	ATR	66,66	44,09	48,60	43,02	37,97	40,04	42,07	41,23	44,11	51,44	45,21	47,75	45,70	51,44
Ibarra	ATQ	66,66	44,22	47,90	43,47	38,30	39,90	40,59	42,85	42,88	52,86	45,74	46,00	45,81	52,86
Jivino	TRK	167	100,97	101,76	104,00	89,99	95,43	108,04	94,34	104,40	101,25	101,09	100,43	102,54	108,04
Limón	TRE	6,66	1,61	4,72	1,83	1,59	4,66	4,44	1,62	2,01	1,72	1,75	1,74	1,75	4,72
Loja	ATQ	66,7	47,96	53,66	47,87	45,35	45,81	46,44	46,93	48,53	48,29	49,21	49,43	49,33	53,66
Loreto	ATQ	33,33	3,39	3,12	4,55	6,05	2,26	1,99	3,85	2,49	3,36	2,63	2,96	2,68	6,05
Macas	TRQ	66,7	33,74	35,16	34,89	39,08	35,94	35,53	37,17	34,56	34,63	26,01	34,12	38,15	39,08
Machala	ATQ	99,9	64,52	52,99	85,96	58,95	59,85	48,92	51,78	56,74	74,81	61,16	53,88	65,72	85,96
Machala	TRK	166,5	162,41	162,23	160,04	157,10	126,30	127,26	127,97	131,24	136,01	148,32	127,13	128,87	162,41
Machala	ATR	99,9	51,75	86,50	85,26	56,15	59,53	49,49	51,47	67,54	74,74	60,50	53,51	65,27	86,50
Manta	ATQ	33,33	30,50	30,54	30,62	31,79	30,66	29,79	30,27	29,72	30,06	29,66	31,14	30,95	31,79
Méndez	TRE	6,66	3,73	4,33	4,42	3,77	3,30	2,99	2,93	3,00	3,01	2,96	2,87	2,21	4,42
Milagro	ATK	166,65	137,22	144,76	137,54	131,79	133,60	133,63	102,59	91,36	105,74	119,86	104,87	136,67	144,76
Milagro	ATU	225	93,67	118,11	112,88	82,05	80,24	83,21	83,00	94,20	111,94	116,06	96,38	102,83	118,11
Molino	AT1	375	285,64	267,24	259,99	253,16	273,54	278,19	226,87	253,68	241,26	268,95	242,43	287,22	287,22
Molino	AT2	375	309,15	299,84	305,49	299,26	294,81	288,14	272,58	285,60	283,93	290,76	263,56	307,18	309,15
Montecristi	ATQ	100	97,72	96,12	93,59	83,34	85,12	86,07	79,62	77,46	84,46	84,44	84,24	88,68	97,72
Móvil Efacec 1	TMK	45	34,54	36,79	31,59	18,27	25,95	32,89	33,18	28,22	29,01	33,85	32,92	36,38	36,79
Móvil Mitsubishi	AMQ	30	26,49	23,38	24,88	25,95	29,30	20,53	22,17	23,16	24,71	22,99	23,14	23,38	29,30
Mulaló	ATQ	66,7	44,19	46,62	37,00	32,09	33,65	38,30	38,60	47,86	48,40	48,28	51,32	44,44	51,32
Nueva Babahoyo	ATR	66,7	49,95	49,19	58,40	49,01	50,08	44,09	42,53	48,11	48,41	56,62	50,73	59,12	59,12

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	63,57	51,16	39,27	30,94	34,01	30,00	29,24	33,94	34,62	39,05	37,52	41,32	63,57
Nueva Prosperina	ATQ	150	138,03	120,90	118,44	103,44	118,71	123,79	105,35	89,67	-	-	-	-	138,03
Nueva Prosperina	TRK	225	-	-	-	-	-	-	-	-	185,77	151,19	145,85	152,24	185,77
Pascuales	ATU	375	344,82	331,06	319,87	324,87	343,38	347,86	344,76	303,20	310,17	291,56	278,94	323,13	347,86
Pascuales	ATT	375	348,18	345,38	341,42	344,21	347,88	346,66	346,67	320,28	331,03	330,71	299,03	344,63	348,18
Pascuales	ATR	200	125,17	121,24	123,91	120,49	139,01	140,03	143,92	118,36	123,54	128,39	135,16	138,46	143,92
Pascuales	ATQ	200	121,83	119,17	122,07	118,21	136,48	139,41	142,12	116,58	119,63	126,10	133,24	135,82	142,12
Pedernales	ATQ	66,7	-	-	-	-	-	-	-	-	21,98	22,41	17,17	17,98	22,41
Policentro	ATQ	150	118,98	114,76	110,08	108,56	119,32	120,00	118,95	100,67	105,81	125,03	122,72	123,17	125,03
Pomasqui	ATU	300	157,74	160,04	158,87	124,04	120,58	142,34	148,89	160,55	162,12	164,97	178,12	265,74	265,74
Pomasqui	ATT	300	157,35	160,16	158,76	129,30	119,82	143,31	149,57	162,80	163,53	171,80	178,56	175,96	178,56
Portoviejo	AA1	75	67,26	66,42	67,43	65,87	65,03	60,37	59,39	59,31	47,73	51,62	50,42	51,07	67,43
Portoviejo	AA2	75	68,13	67,67	67,92	65,86	65,05	61,33	59,87	59,45	48,27	52,56	51,00	51,27	68,13
Posorja	ATQ	66,67	29,82	29,95	29,67	29,27	28,74	28,91	28,32	27,40	28,51	28,76	28,06	29,55	29,95
Puyo	ATQ	33,3	13,93	13,93	13,84	13,81	13,82	13,98	13,96	14,14	14,01	13,94	13,82	13,71	14,14
Quevedo	ATT	166,65	112,92	79,59	130,41	128,55	137,76	133,14	130,50	127,49	134,91	127,58	192,42	120,57	192,42
Quevedo	ATR	150	76,89	77,44	78,87	71,88	77,44	73,13	77,79	82,45	88,19	90,88	90,52	87,65	90,88
Quinindé	ATQ	66,7	25,46	29,62	23,81	17,87	17,06	17,22	17,03	17,43	16,93	17,17	17,80	18,22	29,62
Riobamba	TRK	99,9	28,57	24,01	22,57	14,28	11,74	14,35	11,89	13,05	13,12	14,43	14,15	14,24	28,57
Riobamba	ATL	225	54,29	57,43	60,25	39,97	46,30	56,06	50,80	52,16	53,24	58,15	58,97	57,90	60,25
Salitral	ATQ	150	120,09	125,43	107,43	107,08	96,78	94,52	108,99	104,16	108,19	105,89	94,37	111,30	125,43
Salitral	ATR	150	126,41	132,81	113,54	112,66	102,47	98,41	114,70	111,15	114,47	111,64	94,65	117,57	132,81
San Gregorio	ATT	225	139,46	154,57	150,75	194,17	165,68	153,53	145,32	141,30	130,45	132,15	115,68	171,31	194,17
San Gregorio	ATK	166,7	-	-	-	-	-	-	-	-	32,27	32,53	30,14	32,04	32,53
San Rafael	ATH	450	39,82	94,46	91,03	92,67	71,59	95,89	92,33	95,67	101,12	98,55	88,84	99,96	101,12
Santa Elena	ATQ	66,7	46,18	43,52	47,67	37,79	35,98	41,11	34,07	35,00	61,61	49,29	66,14	47,25	66,14
Santa Elena	ATR	66,7	50,98	47,82	49,40	39,29	40,15	39,58	38,14	38,21	39,86	42,30	40,30	64,17	64,17
Santa Rosa	TRN	75	55,35	65,88	54,31	42,25	45,13	49,61	51,06	53,74	53,66	53,20	51,93	53,99	65,88
Santa Rosa	ATU	375	170,71	175,12	170,23	133,58	147,16	155,66	154,90	158,89	201,65	153,30	141,04	147,96	201,65
Santa Rosa	ATT	375	206,66	212,12	205,13	161,44	177,26	186,87	220,23	194,47	183,38	183,59	170,50	178,89	220,23
Santo Domingo	ATR	99,99	96,91	59,82	59,38	53,86	55,55	55,91	58,03	57,94	59,50	62,92	63,81	60,50	96,91
Santo Domingo	ATU	166,65	90,46	72,51	74,28	93,04	84,44	69,16	95,93	70,07	75,41	86,73	111,21	79,73	111,21
Santo Domingo	ATT	166,65	91,99	71,33	72,97	91,57	83,06	68,00	68,64	68,98	74,25	85,05	99,13	78,42	99,13
Santo Domingo	ATQ	167	83,23	59,37	58,11	70,59	54,50	54,77	58,62	58,43	58,37	61,83	62,55	59,32	83,23
Sinincay	TRK	165,5	65,50	73,67	79,12	50,13	56,52	67,35	64,44	71,49	68,18	71,57	63,14	75,13	79,12
Tena	TRQ	33,33	20,14	20,63	25,37	26,05	23,00	15,88	14,88	13,73	14,92	14,29	14,36	14,58	26,05
Totoras	ATQ	99,99	40,91	32,63	42,04	35,70	37,84	52,47	58,62	39,29	41,51	42,71	42,58	41,29	58,62
Totoras	ATT	111,99	123,27	120,44	109,05	117,99	108,35	102,30	105,71	97,33	102,67	119,04	113,87	116,07	123,27
Trinitaria	ATQ	150	48,03	48,03	124,17	84,02	109,99	135,54	112,14	116,66	134,87	119,99	122,07	122,76	135,54

Anexo F.12.:

Demanda máxima en transformadores de las subestaciones del SNT (4/4)

Subestación	Transformador	Capacidad (MVA)	Demanda máxima transformadores (MVA)												
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dmax/ año
Trinitaria	ATT	225	201,00	161,76	174,77	163,13	194,66	190,02	164,78	189,21	198,29	157,43	149,95	161,26	201,00
Tulcán	ATQ	33,3	17,12	26,17	20,19	25,15	22,20	16,69	17,50	17,45	17,29	16,54	17,06	15,88	26,17
Yanacocha	ATQ	66,7	15,54	9,53	37,88	26,71	9,19	6,32	8,03	7,37	7,99	7,65	6,07	8,55	37,88

Anexo F.13.:

Porcentaje de uso de transformadores del SNT (1/3)

Subestación	Transformador	Porcentaje de uso de subestaciones del SNT (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Ambato	AT1	65,29	65,78	69,49	51,80	54,83	58,19	59,61	61,46	61,35	64,02	64,07	64,04
Ambato	AT2	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	28,03	28,03	28,24	29,77	29,80	29,79
Baños	ATQ	28,65	29,29	29,09	29,24	29,09	28,78	31,27	31,03	28,88	29,29	28,26	28,28
Caraguay	ATQ	58,02	55,39	52,69	48,85	46,11	66,03	44,42	43,43	45,08	49,53	47,52	56,25
Chone	ATQ	71,73	75,70	71,06	69,99	70,01	69,75	69,16	69,47	70,53	57,08	64,43	56,81
Chorrillos	ATI	38,73	47,98	51,92	53,01	56,85	36,55	40,49	40,72	47,54	54,86	68,05	82,02
Chorrillos	ATJ	19,31	19,31	19,31	43,81	19,31	37,28	40,26	50,16	47,33	54,81	68,20	91,85
Cuenca	ATQ	100,29	97,98	99,03	91,48	89,62	97,65	94,28	102,10	98,21	96,47	96,85	97,93
Cumbaratza	ATQ	37,26	57,10	43,78	43,74	50,89	44,22	32,93	34,47	35,68	34,57	36,00	38,57
Dos Cerritos	ATK	88,44	87,71	90,23	83,62	-	76,55	65,53	82,33	78,02	100,78	99,33	66,06
Durán	ATL	59,90	58,31	57,99	70,45	71,83	67,20	63,04	57,07	66,77	68,52	69,51	68,72
El Inga	ATT	14,34	28,61	16,50	13,54	15,93	13,29	13,60	13,51	16,83	18,23	12,19	15,43
El Inga	ATI	50,80	47,93	53,00	62,89	49,94	52,32	56,61	51,71	54,90	50,88	42,39	61,04
El Inga	ATJ	51,01	48,12	56,53	63,15	50,15	52,39	56,71	51,69	54,81	51,22	43,58	61,25
El Inga	ATH	51,04	47,83	56,64	63,08	50,27	52,18	56,66	51,64	46,34	50,92	43,26	60,84
El Inga	ATU	14,43	17,70	14,83	13,47	12,94	13,28	13,61	15,55	15,66	15,93	12,19	12,84
Esclusas	ATT	59,18	55,72	53,42	49,45	46,86	53,14	44,44	43,86	46,79	49,69	47,60	57,06
Esmeraldas	ATQ	59,13	65,47	66,62	58,22	53,38	57,48	53,92	61,40	59,95	55,11	55,33	57,35
Esmeraldas	ATR	56,95	62,54	63,34	55,94	52,97	56,12	53,62	55,61	57,62	54,28	72,69	58,65
Esmeraldas	ATT	45,46	47,02	47,83	42,74	41,52	43,13	41,44	41,91	44,16	43,73	44,41	43,92
Francisco de Orellana	ATQ	33,55	34,93	45,09	29,05	54,83	38,24	28,03	38,01	32,02	40,41	33,41	42,96
Gualaceo	TRG	75,66	73,07	70,73	101,89	72,69	72,33	70,50	67,54	69,37	70,26	72,67	71,64
Ibarra	T1	13,35	13,50	14,35	13,36	13,58	13,65	13,53	13,51	15,26	13,69	13,38	13,18
Ibarra	ATR	66,14	72,90	64,54	56,97	60,07	63,11	61,85	66,17	77,16	67,82	71,64	68,56
Ibarra	ATQ	66,33	71,86	65,21	57,45	59,85	60,90	64,27	64,33	79,30	68,61	69,01	68,72
Jivino	TRK	60,46	60,94	62,27	53,89	57,14	64,70	56,49	62,52	60,63	60,53	60,14	61,40
Limón	TRE	24,15	70,92	27,55	23,86	69,93	66,73	24,26	30,22	25,83	26,29	26,11	26,33
Loja	ATQ	71,90	80,44	71,77	67,98	68,67	69,63	70,35	72,76	72,40	73,77	74,11	73,96

Subestación	Transformador	Porcentaje de uso de subestaciones del SNT (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Loreto	ATQ	10,17	9,37	13,64	18,16	6,78	5,96	11,56	7,46	10,08	7,88	8,88	8,04
Macas	TRQ	50,58	52,72	52,31	58,59	53,88	53,27	55,73	51,81	51,91	38,99	51,16	57,20
Machala	ATQ	64,59	53,05	86,05	59,01	59,91	48,97	51,83	56,79	74,88	61,22	53,93	65,78
Machala	TRK	97,54	97,44	96,12	94,35	75,85	76,43	76,86	78,83	81,69	89,08	76,36	77,40
Machala	ATR	51,80	86,59	85,34	56,21	59,59	49,54	51,52	67,61	74,82	60,56	53,56	65,34
Manta	ATQ	91,51	91,64	91,87	95,38	91,98	89,37	90,82	89,18	90,18	89,00	93,43	92,87
Méndez	TRE	56,05	65,01	66,36	56,62	49,55	44,93	43,95	45,09	45,21	44,37	43,12	33,20
Milagro	ATK	82,34	86,86	82,53	79,08	80,17	80,18	61,56	54,82	63,45	71,92	62,93	82,01
Milagro	ATU	41,63	52,49	50,17	36,47	35,66	36,98	36,89	41,86	49,75	51,58	42,84	45,70
Molino	AT1	76,17	71,27	69,33	67,51	72,94	74,18	60,50	67,65	64,34	71,72	64,65	76,59
Molino	AT2	82,44	79,96	81,46	79,80	78,62	76,84	72,69	76,16	75,71	77,54	70,28	81,91
Montecristi	ATQ	97,72	96,12	93,59	83,34	85,12	86,07	79,62	77,46	84,46	84,44	84,24	88,68
Móvil Efacec 1	TMK	76,76	81,75	70,21	40,59	57,66	73,08	73,73	62,72	64,46	75,22	73,16	80,85
Móvil Mitsubishi	AMQ	88,31	77,94	82,94	86,50	97,65	68,44	73,90	77,21	82,38	76,63	77,12	77,94
Mulaló	ATQ	66,25	69,90	55,47	48,12	50,44	57,42	57,87	71,75	72,56	72,38	76,95	66,63
Nueva Babahoyo	ATR	74,89	73,74	87,56	73,48	75,09	66,10	63,77	72,13	72,58	84,89	76,05	88,63
Nueva Babahoyo	ATQ	105,95	85,27	65,45	51,57	56,68	50,01	48,73	56,57	57,70	65,09	62,53	68,87
Nueva Prosperina	ATQ	92,02	80,60	78,96	68,96	79,14	82,52	70,24	59,78	-	-	-	-
Nueva Prosperina	TRK	-	-	-	-	-	-	-	-	82,56	67,20	64,82	67,66
Pascuales	ATU	91,95	88,28	85,30	86,63	91,57	92,76	91,94	80,85	82,71	77,75	74,38	86,17
Pascuales	ATT	92,85	92,10	91,05	91,79	92,77	92,44	92,45	85,41	88,27	88,19	79,74	91,90
Pascuales	ATR	62,59	60,62	61,96	60,24	69,50	70,01	71,96	59,18	61,77	64,19	67,58	69,23
Pascuales	ATQ	60,92	59,59	61,03	59,10	68,24	69,71	71,06	58,29	59,82	63,05	66,62	67,91
Pedernales	ATQ	-	-	-	-	-	-	-	-	32,95	33,60	25,74	26,96
Policentro	ATQ	79,32	76,51	73,39	72,37	79,55	80,00	79,30	67,12	70,54	83,35	81,81	82,11
Pomasqui	ATU	52,58	53,35	52,96	41,35	40,19	47,45	49,63	53,52	54,04	54,99	59,37	88,58
Pomasqui	ATT	52,45	53,39	52,92	43,10	39,94	47,77	49,86	54,27	54,51	57,27	59,52	58,65
Portoviejo	AA1	89,68	88,57	89,91	87,82	86,70	80,50	79,19	79,08	63,64	68,83	67,22	68,09
Portoviejo	AA2	90,84	90,23	90,56	87,82	86,74	81,78	79,82	79,26	64,36	70,08	68,00	68,36
Posorja	ATQ	44,73	44,93	44,50	43,91	43,11	43,37	42,48	41,10	42,76	43,13	42,09	44,32
Puyo	ATQ	41,85	41,82	41,56	41,46	41,49	41,99	41,91	42,48	42,06	41,85	41,50	41,19
Quevedo	ATT	67,76	47,76	78,25	77,14	82,66	79,89	78,31	76,50	80,96	76,55	115,46	72,35
Quevedo	ATR	51,26	51,62	52,58	47,92	51,62	48,75	51,86	54,97	58,79	60,58	60,35	58,44
Quinindé	ATQ	38,18	44,41	35,70	26,79	25,58	25,81	25,53	26,13	25,38	25,74	26,68	27,32
Riobamba	TRK	28,60	24,03	22,60	14,30	11,75	14,36	11,90	13,06	13,13	14,45	14,16	14,26
Riobamba	ATL	24,13	25,52	26,78	17,76	20,58	24,92	22,58	23,18	23,66	25,85	26,21	25,73
Salitral	ATQ	80,06	83,62	71,62	71,39	64,52	63,02	72,66	69,44	72,12	70,59	62,92	74,20
Salitral	ATR	84,27	88,54	75,69	75,11	68,31	65,61	76,46	74,10	76,31	74,43	63,10	78,38
San Gregorio	ATT	61,98	68,70	67,00	86,30	73,64	68,24	64,58	62,80	57,98	58,73	51,41	76,14

Anexo F.13.:

Porcentaje de uso de transformadores del SNT (3/3)

Subestación	Transformador	Porcentaje de uso de subestaciones del SNT (%)											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
San Gregorio	ATK	-	-	-	-	-	-	-	-	19,36	19,52	18,08	19,22
San Rafael	ATH	8,85	20,99	20,23	20,59	15,91	21,31	20,52	21,26	22,47	21,90	19,74	22,21
Santa Elena	ATQ	69,24	65,25	71,46	56,65	53,94	61,64	51,08	52,47	92,37	73,90	99,16	70,84
Santa Elena	ATR	76,43	71,70	74,06	58,91	60,20	59,34	57,19	57,29	59,77	63,42	60,41	96,21
Santa Rosa	TRN	73,80	87,84	72,41	56,33	60,18	66,15	68,08	71,65	71,54	70,94	69,24	71,99
Santa Rosa	ATU	45,52	46,70	45,39	35,62	39,24	41,51	41,31	42,37	53,77	40,88	37,61	39,46
Santa Rosa	ATT	55,11	56,57	54,70	43,05	47,27	49,83	58,73	51,86	48,90	48,96	45,47	47,70
Santo Domingo	ATR	96,92	59,83	59,39	53,87	55,55	55,92	58,03	57,94	59,51	62,92	63,81	60,50
Santo Domingo	ATU	54,28	43,51	44,57	55,83	50,67	41,50	57,56	42,04	45,25	52,04	66,73	47,84
Santo Domingo	ATT	55,20	42,80	43,79	54,95	49,84	40,81	41,19	41,39	44,55	51,03	59,48	47,06
Santo Domingo	ATQ	49,84	35,55	34,80	42,27	32,64	32,80	35,10	34,99	34,95	37,02	37,45	35,52
Sinincay	TRK	39,57	44,51	47,81	30,29	34,15	40,69	38,94	43,19	41,20	43,24	38,15	45,40
Tena	TRQ	60,44	61,90	76,12	78,15	69,01	47,64	44,64	41,18	44,75	42,88	43,10	43,75
Totoras	ATQ	40,92	32,63	42,04	35,70	37,84	52,48	58,62	39,29	41,52	42,71	42,58	41,29
Totoras	ATT	110,07	107,54	97,38	105,36	96,75	91,35	94,39	86,91	91,68	106,29	101,68	103,65
Trinitaria	ATQ	32,02	32,02	82,78	56,01	73,33	90,36	74,76	77,78	89,91	79,99	81,38	81,84
Trinitaria	ATT	89,33	71,89	77,68	72,50	86,51	84,46	73,23	84,09	88,13	69,97	66,64	71,67
Tulcán	ATQ	51,40	78,60	60,62	75,52	66,67	50,12	52,54	52,39	51,92	49,67	51,22	47,70
Yanacocha	ATQ	23,29	14,28	56,79	40,05	13,78	9,48	12,04	11,05	11,98	11,47	9,11	12,83

Anexo F.14.:

Porcentaje de uso de líneas de transmisión de 138 kV (1/3)

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	49,00	48,31	47,90	53,00	49,43	48,07	48,08	48,15	48,33	48,37	48,20	47,77
	Baños - Agoyán	C2	165	48,77	48,39	47,53	55,90	48,57	47,85	47,99	47,75	48,91	47,98	47,88	47,28
	Baños - Topo	C1	90	46,70	52,16	46,77	67,18	50,65	56,47	52,24	55,13	46,65	49,51	48,79	55,71
	Chongón - Posorja	C1	113	42,29	45,10	45,30	39,77	42,60	40,52	45,41	53,05	42,77	43,24	42,67	45,97
	Chongón - Santa Elena	C1	113	62,78	58,02	48,04	37,07	35,09	39,93	34,84	37,65	40,47	37,32	34,49	41,11
	Chongón - Santa Elena 2	C1	266	16,21	23,07	16,43	14,80	15,00	14,98	15,50	16,37	16,14	17,14	14,67	17,61
	Cuenca - Gualaceo	C1	88,8	28,08	67,60	31,45	36,70	32,99	31,95	33,50	32,38	31,70	25,01	31,66	32,23
	Cuenca - Yanacocha	C1	100	74,08	80,55	62,71	80,55	68,97	79,23	70,60	71,71	76,23	79,32	61,21	78,18
	Cuenca - Yanacocha	C2	100	80,98	77,67	78,38	78,74	67,59	77,01	68,55	76,98	79,07	80,28	72,11	80,52
	Daule Peripa - Chone	C1	113,2	72,90	83,79	80,28	74,28	68,40	66,62	68,44	69,88	71,81	58,37	61,81	58,39
	Daule Peripa - Portoviejo	C1	113,2	40,68	54,40	42,67	58,62	39,27	37,58	34,63	34,53	37,69	38,96	42,36	42,84
	Daule Peripa - Portoviejo	C2	113,2	40,68	61,30	42,79	44,59	39,46	37,59	34,68	34,59	37,82	38,97	42,13	52,66
	Delsitanisagua - Cumbaratza	C1	90	12,31	40,75	26,37	10,97	22,38	13,52	18,73	12,17	13,15	16,39	14,83	14,76
	Esclusas - Caraguay	C1	148	45,03	42,90	40,85	37,74	35,58	51,33	34,33	33,56	36,35	42,07	36,69	43,66

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	Esclusas - Caraguay	C2	148	44,28	44,37	40,22	37,19	35,12	52,91	33,73	33,00	34,29	37,78	36,19	43,02
	Gualaceo - Limón	C1	88,8	33,39	37,09	39,43	38,69	37,21	37,83	35,94	40,34	35,39	30,83	35,12	35,08
	Ibarra - Tulcán	C1	115,5	15,63	25,75	17,17	21,48	23,30	24,16	15,52	16,27	15,84	15,20	15,42	14,51
	Jaramijó - Manta	C1	110	29,31	28,97	29,28	30,45	29,36	28,44	28,54	28,25	28,65	28,01	29,70	29,79
	Jaramijó - Montecristi	C1	138	66,16	72,73	72,28	24,58	23,77	73,78	29,22	71,63	23,23	72,71	76,78	63,82
	La Concordia - Pedernales	C1	202,57	-	-	-	-	-	-	-	-	7,20	7,40	7,64	7,42
	La Concordia - Quinindé	C1	113	-	19,72	20,38	20,78	43,95	20,38	18,49	42,54	22,26	34,19	17,11	18,39
	Limón - Méndez	C1	88,8	35,00	40,50	37,16	39,38	38,17	38,30	41,45	36,98	36,79	39,15	36,48	31,44
	Loreto - Francisco de Orellana	C1	90	25,19	49,73	34,09	40,14	41,73	39,19	21,23	27,88	26,77	25,50	27,24	27,03
	Méndez - Macas	C1	88,8	37,42	39,74	39,77	43,29	43,08	40,68	46,75	39,20	39,14	29,24	39,02	38,71
	Milagro - Nueva Babahoyo	C1	332	12,26	20,38	17,26	11,68	12,28	10,43	10,78	12,46	12,40	14,37	13,39	15,19
	Milagro - San Idelfonso	C1	113,5	14,83	17,69	40,91	17,51	18,77	21,02	20,24	12,31	18,72	15,65	16,23	18,58
	Milagro - San Idelfonso	C2	113,5	19,36	17,96	41,08	17,85	18,97	21,13	20,83	14,00	18,34	15,47	16,74	18,71
	Molino - Cuenca	C1	100	54,77	53,17	59,82	56,69	68,15	58,55	41,19	54,99	64,67	56,36	50,21	86,63
	Molino - Cuenca	C2	100	55,73	53,75	60,46	57,43	44,55	58,36	44,93	54,74	56,16	59,18	51,39	87,65
	Mulaló - Vicentina	C1	112	75,26	92,69	62,30	66,75	74,75	67,49	66,83	71,47	53,12	75,63	40,09	63,93
	Nueva Prosperina-Trinitaria	C1	353	16,56	14,99	22,03	27,01	11,90	15,32	19,47	10,58	19,28	-	-	-
	Pascuales - Chongón	C1	113	152,60	161,75	158,81	119,25	132,94	137,24	141,53	143,91	76,40	76,59	68,93	81,09
	Pascuales - Chongón	C2	113	129,82	88,31	79,42	82,90	82,40	90,23	86,79	66,95	78,29	76,77	70,76	83,69
	Pascuales - Salitral	C1	126	74,26	62,13	63,69	77,60	61,78	63,99	47,49	70,73	71,54	57,42	61,54	65,88
	Pascuales - Salitral	C2	126	74,19	87,50	86,88	64,45	55,99	65,54	47,69	70,79	72,88	57,61	61,75	67,94
	Policentro - Pascuales	C1	126	49,41	57,54	54,27	53,91	60,40	61,70	60,47	49,13	52,14	57,55	51,91	56,41
	Policentro - Pascuales	C2	126	49,66	58,03	54,21	56,05	59,72	65,28	59,66	47,64	52,86	55,81	49,56	62,75
	Pomasqui - Ibarra	C2	112	71,61	48,39	66,77	42,11	43,57	44,53	59,62	47,81	47,83	48,20	50,41	48,14
	Pomasqui - San Antonio	C1	112	55,36	55,56	57,05	48,24	50,44	51,09	49,86	53,53	54,52	55,44	57,31	53,57
	Portoviejo - San Gregorio	C1	110	82,54	71,96	78,21	104,59	79,25	84,94	74,30	68,96	55,33	76,11	65,15	81,78
	Pucará - Ambato	C1	112	72,40	71,77	59,74	67,26	72,25	79,89	74,67	77,05	70,76	68,97	63,98	66,01
	Pucará - Mulaló	C1	148	84,26	84,74	69,79	65,28	72,25	68,51	75,29	83,84	67,49	70,13	56,21	66,37
	Puerto Napo-Tena	C1	90	-	-	-	-	-	-	-	-	49,34	54,34	43,00	40,73
	Puyo-Puerto Napo	C1	90	-	-	-	-	-	-	-	-	49,79	42,96	41,65	36,04
	Quevedo - Daule Peripa	C1	113,2	28,27	46,73	37,86	54,43	33,30	39,25	34,64	36,33	26,70	39,23	43,21	35,87
	Quevedo - Daule Peripa	C2	113,2	29,90	48,42	38,64	54,68	43,10	41,78	44,43	40,45	41,19	40,02	47,50	59,56
	Quinindé - Esmeraldas	C1	113,2	11,56	25,03	9,94	8,80	35,27	11,73	8,21	10,34	11,22	14,61	14,91	15,76
	Salitral - Trinitaria	C1	110	109,80	109,53	102,28	83,39	90,57	105,41	106,85	105,28	106,58	62,46	36,00	76,92
	San Antonio - Ibarra	C1	112	46,20	46,31	44,63	40,36	41,76	42,59	43,49	46,36	46,05	46,15	48,64	46,34
	San Gregorio - Montecristi	C1	110	105,87	115,19	104,89	100,51	97,34	102,03	89,94	97,58	97,05	95,95	92,01	97,45
	San Idelfonso - Bajo Alto	C1	296	35,41	36,33	35,41	26,65	35,41	35,41	35,41	30,48	35,41	35,41	43,22	46,53
	San Idelfonso - Machala	C1	113,5	43,65	75,37	70,94	49,29	52,15	48,67	44,88	43,68	52,91	53,38	48,18	57,46
	San Idelfonso - Machala	C2	113,5	43,83	46,82	77,09	49,54	52,04	48,54	45,12	43,93	66,29	52,96	48,57	48,83

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	Santo Domingo - Esmeraldas	C1	113,2	15,26	30,85	16,22	15,81	42,12	15,73	14,91	14,72	15,84	15,54	19,87	16,65
	Santo Domingo - La Concordia	C1	113	-	19,67	20,34	20,82	43,98	22,27	18,81	42,45	26,51	42,97	27,28	30,26
	Santo Domingo - Quinindé	C1	113,2	19,43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tena - Loreto	C1	90	44,35	52,89	44,99	54,45	32,13	39,32	22,23	34,17	41,54	27,60	28,18	30,64
	Topo - Puyo	C1	90	59,57	55,13	57,48	51,15	40,26	48,04	35,86	54,40	52,36	58,66	59,98	57,58
	Totoras - Ambato	C1	148	77,44	87,73	79,53	83,37	75,69	89,53	85,30	87,48	84,82	76,65	81,35	90,38
	Totoras - Baños	C1	165	61,07	64,66	61,41	62,83	64,01	62,37	59,21	62,11	62,62	60,88	61,32	62,04
	Totoras - Baños	C2	165	61,99	65,82	62,21	63,62	63,61	63,07	60,41	62,94	63,48	61,83	62,23	62,83
	Tulcán - Panamericana	C1	112	1,07	1,09	1,07	1,14	1,09	1,09	1,11	1,13	1,11	1,14	9,21	1,14
	Yanacocha - Delsitanisagua	C1	332	26,81	26,49	26,48	26,55	30,23	26,25	24,62	26,40	28,88	26,77	26,48	26,60
	Yanacocha - Delsitanisagua	C2	332	26,66	25,96	23,82	26,18	28,39	25,97	24,23	26,20	34,11	26,23	26,14	26,48
	Yanacocha - Loja	C1	100	23,66	41,18	23,74	39,06	22,69	30,86	28,91	25,62	24,53	24,34	24,42	28,65

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
230	Chorrillos - Pascuales 1	C1	332	25,91	32,28	40,62	41,22	25,21	20,97	23,34	27,49	27,98	27,94	35,06	31,94
	Chorrillos - Pascuales 1	C2	332	27,23	31,42	41,03	41,47	25,37	20,89	23,14	24,21	28,17	27,34	34,77	31,57
	Chorrillos - Pascuales 2	C1	332	26,81	26,49	26,48	26,55	27,19	23,09	25,14	29,49	29,45	30,06	37,59	34,32
	Chorrillos - Pascuales 2	C2	332	26,66	25,96	23,82	26,18	27,75	22,45	25,90	29,69	28,96	29,85	38,07	34,62
	Chorrillos-Esclusas	C1	297	-	-	-	-	-	-	-	-	35,17	61,98	37,29	43,44
	Chorrillos-Nueva Prosperina	C1	353	-	-	-	-	-	-	-	-	36,92	41,36	62,85	48,04
	Dos Cerritos - Pascuales	C1	353	55,80	38,57	41,19	49,75	54,14	-	37,61	47,91	32,02	39,67	39,57	47,68
	Durán - Esclusas	C1	494	25,74	29,80	23,79	20,93	41,84	30,95	38,38	22,75	20,92	20,60	23,15	24,70
	El Inga - Pomasqui	C1	494	49,47	47,96	55,33	61,71	53,13	55,84	61,65	54,46	48,57	42,40	35,97	43,25
	El Inga - Pomasqui	C2	494	49,15	50,10	51,65	54,76	53,37	55,38	57,73	54,76	48,30	42,57	36,33	45,55
	Esclusas - Termoguayas	C1	247	14,00	14,12	13,84	13,81	14,98	13,87	13,91	14,23	14,11	13,90	13,88	13,94
	Esclusas - Trinitaria	C1	494	41,81	33,65	35,98	33,50	40,01	42,46	33,99	39,70	43,28	46,47	42,57	46,46
	Jivino - Shushufindi	C1	297	2,71	2,68	7,38	2,59	2,79	2,59	2,53	2,54	2,62	2,63	2,75	2,71
	Machala - Zorritos	C1	332	9,67	18,08	9,90	15,62	15,82	14,28	14,51	13,41	13,97	10,78	10,12	10,16
	Machala - Zorritos	C2	332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Manduriacu - Santo Domingo	C1	494	-	-	-	-	3,56	3,56	3,53	3,55	3,57	3,58	3,59	3,55
	Manduriacu - Santo Domingo	C2	494	13,63	13,45	13,29	13,25	15,23	12,80	12,80	12,80	12,80	12,21	7,48	13,24
	Milagro - Dos Cerritos	C1	353	67,00	56,60	65,46	62,31	53,45	9,40	50,22	62,82	53,86	54,99	49,76	56,23
	Milagro - Durán	C1	494	42,98	47,26	41,45	44,05	62,06	52,99	54,66	41,17	39,24	40,50	32,69	44,94
	Milagro - Machala	C1	494	18,92	19,23	21,64	18,71	19,22	16,44	16,81	15,22	19,18	16,72	14,19	19,40
	Milagro - Minas San Francisco	C1	332	40,33	39,17	39,47	38,83	38,10	45,64	37,18	34,05	37,47	34,73	30,38	39,11

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
230	Milagro - Pascuales	C1	353	63,63	50,02	59,63	56,24	87,06	79,52	71,25	64,00	48,91	48,53	44,12	63,08
	Milagro - Zhoray	C1	342	104,53	100,23	59,49	65,19	67,79	71,46	64,81	73,54	64,84	73,68	65,27	62,68
	Milagro - Zhoray	C2	342	80,17	90,97	65,43	81,50	68,15	72,38	65,46	75,39	66,77	75,50	65,26	62,47
	Minas San Francisco - Machala	C1	332	53,51	53,25	53,23	53,43	54,89	53,79	53,23	50,31	50,62	51,64	46,13	50,34
	Molino - Pascuales	C1	342	81,11	80,71	64,15	64,44	71,15	77,99	65,36	70,73	63,90	70,03	61,37	66,13
	Molino - Pascuales	C2	342	80,47	80,19	63,60	66,23	70,61	68,08	65,04	70,30	63,36	69,35	60,94	65,59
	Molino - Taday	C1	332	50,95	54,74	48,99	43,41	68,54	88,34	42,75	51,05	42,70	56,55	48,84	53,74
	Molino - Taday	C2	332	50,33	51,93	47,13	40,99	43,56	47,26	40,07	46,09	40,34	48,63	46,04	50,05
	Nueva Prosperina - Trinitaria	C1	353	-	-	-	-	-	-	-	-	25,88	28,47	23,93	27,74
	Pomasqui - Jamondino 1	C1	332	29,26	30,96	30,24	33,87	39,43	47,25	41,68	41,98	33,83	37,09	63,80	37,26
	Pomasqui - Jamondino 1	C2	332	34,41	36,31	31,14	45,98	45,12	45,01	43,79	52,52	34,08	37,36	63,43	37,44
	Pomasqui - Jamondino 2	C1	332	35,45	37,19	29,70	45,96	41,25	46,59	45,42	54,03	33,50	35,27	39,77	37,09
	Pomasqui - Jamondino 2	C2	332	35,14	36,45	29,50	34,27	41,29	44,40	45,44	48,65	33,53	35,45	38,40	37,09
	Quevedo - Baba	C1	353	30,70	25,97	30,97	44,24	43,95	23,85	34,01	32,34	28,33	31,31	36,22	39,63
	Quevedo - Chorrillos	C1	332	32,62	26,10	36,58	28,07	33,42	36,30	33,09	37,86	35,01	33,10	21,09	30,27
	Quevedo - Chorrillos	C2	332	32,54	25,98	31,66	28,12	33,53	36,14	38,52	39,76	35,22	32,99	28,11	38,41
	Quevedo - San Gregorio	C1	353	40,37	44,82	45,27	56,26	47,92	51,87	43,02	45,37	45,35	44,99	37,86	55,73
	San Francisco - Totoras	C1	282	49,11	40,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Francisco - Totoras	C2	282	39,48	77,53	76,41	79,96	78,44	77,75	77,22	77,91	78,56	77,55	78,42	77,09
	San Gregorio - San Juan de Manta	C1	324,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,01	2,66
	San Gregorio - San Juan de Manta	C2	324,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,77	2,64
	San Rafael - Jivino	C1	297	17,12	17,41	17,83	16,25	16,29	17,84	16,08	16,77	17,06	17,08	17,39	17,59
	San Rafael - Jivino	C2	297	17,17	32,76	17,92	15,89	16,30	18,26	16,28	16,80	17,11	19,75	17,09	17,67
	Santa Rosa - El Inga	C1	494	40,81	35,96	36,48	53,73	40,80	36,73	40,86	39,41	40,41	45,40	41,59	60,10
	Santa Rosa - El Inga	C2	494	40,94	36,03	36,38	53,75	38,15	36,68	40,69	39,40	40,36	40,78	41,59	42,87
	Santa Rosa - Pomasqui	C1	332	24,50	24,31	20,57	23,78	46,28	32,92	25,97	25,78	21,36	22,22	27,09	24,80
	Santa Rosa - Pomasqui	C2	332	24,72	24,47	20,48	23,39	47,02	32,44	26,56	26,44	21,79	22,21	29,51	25,54
	Santa Rosa - Santo Domingo	C1	342	40,16	44,97	39,72	52,58	52,01	40,79	50,46	53,99	50,22	51,68	58,59	69,04
	Santa Rosa - Santo Domingo	C2	342	43,16	44,54	39,44	52,64	51,86	40,61	50,06	53,96	60,56	51,46	59,02	92,72
	Santa Rosa - Totoras	C1	342	66,71	71,66	55,05	61,22	70,05	61,83	55,02	64,93	48,97	56,57	42,37	57,98
	Santa Rosa - Totoras	C2	342	68,65	73,61	56,22	62,28	71,67	63,10	56,41	66,73	49,80	57,45	42,99	59,34
	Santo Domingo - Baba	C1	353	19,57	15,71	23,81	33,59	33,26	21,91	32,09	32,23	29,68	31,26	34,96	36,11
	Santo Domingo - Esmeraldas 2	C1	332	-	-	-	-	-	-	-	-	11,22	11,42	11,58	14,69
	Santo Domingo - Esmeraldas 2	C2	332	-	-	-	-	-	-	-	-	18,19	18,49	18,79	19,10
	Santo Domingo - Quevedo	C1	353	26,57	19,91	26,16	38,02	37,65	21,86	31,92	32,19	38,19	31,32	37,22	55,12
	Sopladora - Esclusas	C1	494	63,99	65,14	64,09	61,62	65,79	63,81	62,71	62,20	68,15	63,54	58,15	61,93
	Sopladora - Milagro	C1	494	55,11	59,94	56,32	56,07	54,98	55,69	62,50	59,27	57,18	56,18	51,77	54,77
	Taday - Bomboiza	C1	332	15,09	16,33	18,67	-	10,52	-	10,56	-	15,51	16,25	19,23	20,40

Anexo F.15.:

Porcentaje de uso de líneas de transmisión de 230 kV (3/3)

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
230	Taday - Bomboiza	C2	332	-	-	14,67	11,53	10,80	10,58	10,56	15,53	18,89	18,89	-	5,35
	Taday - Riobamba	C1	332	48,26	61,86	42,78	41,76	44,36	48,37	40,42	47,85	35,25	47,31	40,81	44,50
	Taday - Totoras	C1	332	45,63	48,16	39,84	38,24	40,90	43,94	35,21	44,15	31,76	43,00	40,05	41,36
	Totoras - Riobamba	C1	342	34,59	49,37	35,83	37,94	30,23	34,30	23,40	34,00	33,69	35,63	48,45	52,82
	Zhoray - Molino	C2	353	55,02	61,32	50,61	62,67	59,71	59,39	61,31	67,20	53,53	55,46	52,41	51,80
	Zhoray - Molino	C1	353	55,13	60,14	50,81	62,97	61,07	60,00	61,91	59,07	53,50	55,70	53,25	50,65
	Zhoray - Sinincay	C1	332	19,94	27,79	24,34	15,16	17,37	20,82	22,21	21,88	20,80	21,83	19,28	23,61

Anexo F.16.:

Porcentaje de uso de líneas de transmisión de 500 kV

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
500	Coca Codo Sinclair - San Rafael 1	C1	1.732	30,98	31,87	34,26	33,62	35,55	32,01	35,08	49,04	34,69	34,96	33,18	36,34
	Coca Codo Sinclair - San Rafael 2	C1	1.732	30,36	31,56	33,87	33,29	32,12	31,77	34,77	31,62	34,37	34,61	32,93	35,88
	El Inga - Tisaleo	C1	1.732	-	-	-	-	-	-	-	-	24,68	28,66	36,85	34,94
	San Rafael - El Inga 1	C1	1.732	37,97	31,51	32,26	33,38	32,42	30,55	34,18	30,71	33,78	33,85	32,37	35,53
	San Rafael - El Inga 2	C1	1.732	37,42	31,31	38,92	33,31	32,21	30,66	34,03	30,75	33,69	33,67	32,27	35,46
	Tisaleo - Chorrillos	C1	1.732	20,42	25,21	27,33	27,89	22,18	19,32	21,30	21,63	24,94	28,35	35,68	33,81

Anexo F.17.:

Demanda máxima de empresas y valores facturados (1/3)

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CNEL-Bolívar	MW	18,42	19,14	18,21	17,84	18,07	18,11	18,29	18,77	18,68	18,96	18,68	18,84
	USD	46.131,92	47.923,80	45.633,45	44.534,88	45.105,12	45.270,77	45.830,95	47.191,19	46.954,26	38.511,31	37.976,94	38.216,67
CNEL-El Oro	MW	222,56	222,22	218,91	186,02	186,62	180,64	181,00	183,95	187,98	199,16	195,71	197,85
	USD	557.421,26	556.408,31	548.590,88	464.303,78	465.812,31	451.601,55	453.446,31	462.371,20	472.530,78	404.603,18	397.914,47	401.277,44
CNEL-Esmeraldas	MW	95,25	102,78	102,88	92,52	90,17	96,26	91,06	91,16	95,91	92,27	95,37	92,05
	USD	238.559,39	257.342,48	257.824,43	230.931,59	225.072,76	240.664,88	228.128,31	229.146,68	241.096,45	187.450,10	193.906,54	186.682,30
CNEL-Guayaquil	MW	953,81	944,85	899,60	686,45	772,86	772,07	775,21	761,95	790,37	852,96	845,16	887,81
	USD	2.388.863,38	2.365.761,95	2.254.390,98	1.713.341,35	1.929.064,21	1.930.207,98	1.942.072,90	1.915.238,89	1.986.757,63	1.732.794,38	1.718.330,99	1.800.607,18
CNEL-Guayas Los Ríos	MW	391,55	386,17	365,55	362,96	383,92	359,70	349,35	355,66	355,01	391,03	376,66	386,02
	USD	980.650,55	966.914,71	916.081,59	905.924,69	958.264,06	899.260,59	875.195,92	893.985,71	892.379,22	794.385,67	765.799,40	782.916,30
CNEL-Los Ríos	MW	83,62	81,91	80,75	80,72	82,04	76,45	72,54	75,37	75,81	83,04	79,25	85,80
	USD	209.425,90	205.084,43	202.372,02	201.469,28	204.763,97	191.128,25	181.725,68	189.460,01	190.559,74	168.691,26	161.119,01	174.013,56

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CNEL-Manabi	MW	312,84	318,96	312,13	299,89	299,92	284,84	279,34	276,02	283,75	277,61	273,76	282,26
	USD	783.536,88	798.617,29	782.188,67	748.512,49	748.596,51	712.109,65	699.804,94	693.814,48	713.252,36	563.969,96	556.584,87	572.473,01
CNEL-Milagro	MW	162,60	175,74	164,94	121,48	123,38	166,01	155,66	166,41	165,27	176,10	170,14	173,79
	USD	407.250,58	440.022,27	413.332,85	303.217,91	307.946,09	415.029,88	389.964,05	418.299,84	415.448,60	357.741,20	345.920,98	352.465,54
CNEL-Sta. Elena	MW	125,91	136,75	121,76	109,78	115,29	112,84	110,27	105,00	112,06	112,60	114,95	123,69
	USD	315.357,64	342.392,26	305.141,03	274.006,50	287.774,18	282.115,41	276.250,42	263.919,96	281.679,54	228.744,02	233.705,64	250.862,06
CNEL-Sto. Domingo	MW	112,07	113,15	109,48	101,72	103,70	105,43	107,90	106,57	120,92	127,74	126,68	125,29
	USD	280.680,87	283.315,09	274.363,22	253.889,46	258.848,03	263.566,76	270.311,84	267.887,74	303.963,87	259.497,57	257.549,01	254.111,54
CNEL-Sucumbios	MW	120,79	120,88	122,78	106,04	110,52	116,31	110,60	114,99	122,59	121,04	120,17	120,70
	USD	302.524,25	302.655,06	307.686,65	264.666,84	275.862,51	290.785,81	277.069,25	289.030,78	308.151,44	245.902,94	244.330,68	244.807,88
Coazucar	MW	20,19	19,97	19,32	5,93	9,66	19,96	24,27	22,88	18,97	-	-	-
	USD	48.727,27	48.201,78	46.644,49	14.315,76	23.321,82	48.180,64	58.595,88	55.242,67	45.797,44	-	-	-
E.E. Ambato	MW	124,00	124,10	124,90	107,84	113,17	117,72	118,68	121,01	123,86	125,70	126,75	126,07
	USD	193.621,83	193.721,01	195.127,42	167.800,29	176.099,57	183.482,78	185.356,94	189.622,31	194.103,19	125.359,61	126.507,48	125.525,77
E.E. Azogues	MW	12,26	12,24	12,15	11,66	11,92	12,08	12,20	12,14	12,05	15,39	17,62	18,05
	USD	1.634,78	1.631,21	1.620,62	1.549,61	1.584,40	1.607,67	1.626,81	1.625,08	1.612,35	6.835,23	7.831,25	8.003,68
E.E. Centro Sur	MW	190,36	192,11	191,62	156,83	172,49	176,33	182,58	183,66	187,75	193,56	192,72	188,51
	USD	331.383,72	334.336,42	333.764,82	272.078,15	299.252,95	306.399,51	317.922,72	320.869,57	328.035,89	216.804,70	216.045,49	210.799,46
E.E. Cotopaxi	MW	85,29	87,01	85,24	59,95	61,24	83,88	85,98	86,21	85,82	89,49	87,74	85,97
	USD	175.772,41	179.257,25	175.764,00	123.121,86	125.776,80	172.554,53	177.237,30	178.309,17	177.510,14	81.302,59	79.777,28	77.978,18
E.E. Norte	MW	106,39	105,26	105,51	95,96	97,18	97,80	99,07	102,09	104,34	106,23	107,85	106,87
	USD	197.851,12	195.684,83	196.320,62	177.837,21	180.105,54	181.536,54	184.288,44	190.535,47	194.738,53	201.193,79	204.272,22	202.405,85
E.E. Quito	MW	632,60	635,73	635,82	551,27	572,74	599,87	597,13	606,96	615,17	617,05	623,93	626,68
	USD	1.840.513,87	1.849.099,17	1.850.974,67	1.598.385,53	1.660.679,34	1.742.138,76	1.737.784,72	1.772.304,34	1.796.333,09	1.267.281,43	1.282.452,47	1.284.938,41
E.E. Riobamba	MW	59,90	59,93	60,06	52,86	54,10	55,94	58,15	58,79	59,00	73,14	72,85	72,13
	USD	53.008,26	53.023,51	53.183,03	46.615,53	47.716,64	49.412,76	51.475,07	52.213,53	52.404,47	75.699,38	75.464,35	74.527,48
E.E. Sur	MW	110,27	109,92	108,61	65,03	66,78	75,88	78,61	108,21	113,77	114,08	118,40	117,54
	USD	159.877,43	159.331,61	157.557,98	93.957,00	96.489,20	109.822,57	114.003,29	157.453,90	165.550,85	216.073,48	224.253,45	222.612,27
Ecoelectric	MW	24,72	-	-	-	-	31,69	28,12	27,74	27,13	30,76	27,48	27,13
	USD	59.666,66	-	-	-	-	76.510,37	67.870,52	66.956,96	65.490,77	74.262,68	66.347,46	65.482,70
Ecoluz	MW	5,06	5,09	5,11	4,68	4,69	5,05	4,88	4,97	5,10	5,26	5,10	5,10
	USD	12.220,59	12.295,97	12.340,51	11.292,10	11.311,82	12.184,43	11.782,97	11.994,06	12.319,27	12.697,71	12.301,31	12.301,54
Ecoluz_Empaqplast S.A.	MW	2,00	2,00	2,25	2,13	2,09	1,91	2,14	2,07	2,10	2,30	2,28	2,20
	USD	4.830,88	12.295,97	5.425,12	5.148,01	5.051,68	4.606,20	5.159,11	4.987,56	5.065,32	5.561,69	5.495,57	5.311,91
Enermax	MW	21,68	21,96	21,66	17,80	19,82	20,78	21,00	20,79	20,81	21,10	21,36	21,26
	USD	52.323,54	53.016,83	52.276,53	42.972,83	47.850,80	50.160,34	50.692,29	50.185,76	50.233,57	50.942,96	51.563,18	51.324,17
EPMAPS	MW	4,27	4,29	4,13	3,82	4,08	3,98	4,10	4,04	4,12	4,09	4,15	4,22
	USD	10.313,35	10.348,92	9.961,78	9.214,27	9.837,31	9.613,48	9.896,98	9.751,76	9.941,92	9.881,72	10.029,00	10.175,42
Hidroabanico	MW	56,25	56,10	53,64	44,12	48,86	51,02	52,85	53,17	53,69	55,39	56,60	57,07
	USD	135.784,87	135.434,05	129.481,83	106.501,35	117.945,70	123.165,56	127.578,55	128.356,72	129.613,63	133.721,71	136.639,61	137.762,12
Hidroalto	MW	53,98	54,14	53,23	45,99	48,71	49,40	48,94	51,53	53,32	54,68	53,97	61,66
	USD	130.315,70	130.704,99	128.499,27	111.025,67	117.589,66	119.261,11	118.139,26	124.385,98	128.716,31	132.004,13	130.290,92	148.854,98
Hidronormandia	MW	45,30	45,03	43,88	39,54	39,37	39,95	40,67	46,10	45,32	47,14	46,85	47,07
	USD	109.344,09	108.703,58	105.915,24	95.440,78	95.047,63	96.432,58	98.175,10	111.278,76	109.397,02	113.800,19	113.092,56	113.629,49

Agente	Valores	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Hidrosanbartolo	MW	50,16	50,49	49,70	37,34	43,37	46,84	46,69	46,69	47,20	47,76	48,87	48,20
	USD	121.101,31	121.888,99	119.970,19	90.132,04	104.696,74	113.063,02	112.701,01	112.708,12	113.946,96	115.291,78	117.979,16	116.355,89
Moderna Alimentos	MW	6,73	6,46	6,99	2,37	5,84	6,69	6,64	6,84	6,87	6,81	6,77	7,02
	USD	16.241,35	15.605,26	16.869,92	5.729,00	14.091,09	16.158,97	16.024,89	16.520,80	16.575,71	16.445,42	16.353,63	16.945,49
Otros Sistemas	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	USD	588.777,24	507.406,79	278.898,19	510.347,17	1.059.899,37	1.033.352,69	311.823,50	132.208,52	31.102,99	3.659,37	656,14	16.230,91
Perlabi	MW	-	0,79	2,14	0,62	2,02	1,89	8,17	3,93	4,16	3,77	3,75	3,97
	USD	-	1.912,04	5.155,82	1.503,44	4.877,66	4.550,94	19.713,38	9.486,75	10.032,29	9.098,61	9.061,67	9.593,36
San Carlos	MW	-	-	-	-	-	-	3,78	5,83	2,84	13,45	3,43	14,12
	USD	13.261,81	-	-	-	-	-	9.114,43	14.085,51	6.856,35	32.465,95	8.284,03	34.074,38
Total Potencia Máxima (MW)		4.210,82	4.215,19	4.102,92	3.471,18	3.664,64	3.787,32	3.775,87	3.831,49	3.921,73	4.079,67	4.045,01	4.134,93
Total Valor Fijo (USD)		10.766.974,67	10.690.337,86	10.183.357,82	8.889.766,37	9.906.335,47	10.175.936,98	9.426.763,73	9.381.429,78	9.498.151,95	7.882.675,72	7.807.836,76	8.003.266,94



CIUDADES
VISIBLES
Crónicas
latinoamericanas
auto

CRÉDITOS

Agencia de Regulación y Control
de Energía y Recursos Naturales
No Renovables



Coordinación General:

Danilo Ojeda Paz

Dirección General:

Santiago Flores Gómez

Elaboración:

Andrés Chiles Puma
Christian Junia Guerra
Diana Cajamarca Remache
Diego Arias Cazco
Rodrigo Briones Vizuite

Elaboración de mapas:

Ana López Proaño
Sara Dávila Rodríguez

Edición:

Alexandra Maldonado Vizcaino
Christian Junia Guerra
Diana Cajamarca Remache
Marisol Díaz Espinoza
Rodrigo Briones Vizuite

Revisión

Participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Coordinación Técnica de Regulación y Control
Eléctrico, ARCERNNR

Fotografías:

Mario Alejandro Tapia
Marisol Díaz Espinoza
Ministerio de Transporte y Obras Públicas
Ministerio de Turismo
Participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Diagramación:

Marisol Díaz Espinoza, ARCERNNR
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 2020
Quito – Ecuador, junio 2021

Todos los derechos reservados



 Playa Rosada - Santa Elena
Autor: Ministerio de Turismo



 Pozo de petróleo - Sucumbios
Autor: Tecpetrol




 Fauna - Galapagos
Autor: Ministerio de Turismo




 Subestación Taday - Cañar
Autor: CELEC-Hidroazogues



 Volcán Intisana - Napo
Autor: OCP



 Central Manduriacu - Napo y Sucumbios
Autor: CELEC-Coca Codo Sinclair



Ruinas de Ingapirca - Cañar
Autor: Ministerio de Turismo



Parque fotovoltaico - Imbabura
Autor: Gransolar



Cuyabeno - Sucumbio
Autor: Ministerio de Turismo



Fauna - Galápagos
Autor: Ministerio de Turismo



Via en Puerto Chino - Galápagos
Autor: Ministerio de Transporte y Obras Públicas



Subestación Pucará - Tungurahua
Autor: CELEC-Hidroagoyán



Juntos
lo logramos



Agencia de Regulación y Control
de Energía y Recursos Naturales
No Renovables

ISBN 978-9942-07-948-0



9 789942 079480

Quito: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de los Shyris

Armenia: Calle Estadio entre Manuela Cañizares y Lola Quintana

www.controrcursosenergia.gob.ec