



# ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO - 2025

EL NUEVO  
**ECUADOR** 

## **PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

*Daniel Noboa Azín*

## **MINISTRA DE ENERGÍA Y MINAS**

*Inés Manzano Díaz*

## **VICEMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE**

*Javier Medina Abarca*

## **DIRECTOR EJECUTIVO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD**

*Fabricio Porras Ortiz*

## **COORDINACIÓN NACIONAL DE REGULACIÓN ELÉCTRICA – ARCONEL**

*Danilo Ojeda Paz*

## **DIRECCIÓN TÉCNICA DE ESTUDIOS, INFORMACIÓN E INNOVACIÓN – ARCONEL**

*Andrés Chiles Puma*

## **ELABORACIÓN Y EDICIÓN - ARCONEL**

*Alexandra Maldonado Vizcaíno*

*Andres Mera Maldonado*

*Christian Junia Guerra*

*David Mendieta Rodas*

*Jandry Andrade Chiriboga*

*Jennifer Cisneros Guancha*

*Kelvin Ojeda Quiroz*

*Marilin Chimarro Lamar*

*Oscar Salazar Morales*

## **REVISIÓN**

*Participantes del sector eléctrico*

*Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica - ARCONEL*

## **DISEÑO**

*Mario Tapia*

*VISIONSPROF*

## **FOTOGRAFÍAS**

*Ministerio de Ambiente y Energía – MAE*

*Participantes del sector eléctrico*

## **ISBN: 978-9942-07-946-6**

*Única Edición, 2025*

## **CITAR ESTE DOCUMENTO COMO:**

*Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico*

*Ecuatoriano 2025, Quito - Ecuador, marzo 2026*

© Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris, Edificio Cordiez

Código postal: 170506 / Quito-Ecuador

Teléfono: (593) – 2 226 8744

[www.arconel.gob.ec](http://www.arconel.gob.ec)

La reproducción parcial o total de esta publicación, en cualquier forma y por cualquier medio mecánico o electrónico, está permitida siempre y cuando sea autorizada por los editores y se cite correctamente la fuente.



**DISTRIBUCIÓN GRATUITA  
PROHIBIDA SU VENTA**





## INÉS MARÍA MANZANO DÍAZ

*Ministra de Energía y Minas*

**E**l Ecuador vive un momento decisivo en la consolidación de su seguridad energética y en la construcción de un modelo de desarrollo sostenible. La Estadística y Atlas del Sector Eléctrico 2025, no es meramente un documento que presenta información técnica sobre el comportamiento del sistema eléctrico nacional; este instrumento se constituye también como un reflejo del trabajo sostenido de un país que avanza con decisión para garantizar que la electricidad llegue con calidad, continuidad y confiabilidad a todos los ecuatorianos.

Detrás de cada cifra, cada dato y cada factor estadístico, existe una política pública clara y una visión estratégica de Estado que se basa en fortalecer un sistema eléctrico capaz de acompañar el crecimiento económico, reducir brechas territoriales, encaminar los procesos al acceso universal de la electricidad y generar oportunidades de desarrollo para las familias ecuatorianas.

Incluso frente a escenarios complejos, marcados por los efectos del cambio climático y por los desafíos globales que comprende el sector energético, el Ecuador ha demostrado su capacidad de planificación y respuesta. Durante 2025 se generaron condiciones regulatorias y técnicas que permitieron incorporar nueva capacidad de generación, fortaleciendo así la resiliencia del sistema eléctrico de nuestro país.

Como Gobierno, tenemos un compromiso claro: garantizar energía para el presente y para las futuras generaciones. En ese sentido, avanzamos de manera sostenida en la diversificación de la matriz energética, promoviendo un sistema más fuerte, resiliente y sostenible.

La transición energética, hoy una prioridad a escala mundial, en el Ecuador es ya una realidad. Desde el Gobierno del presidente Daniel Noboa garantizamos que todas las condiciones se cumplan bajo los principios de eficiencia, lo cual viabiliza la atracción de inversiones estratégicas y mecanismos innovadores que permiten incorporar fuentes renovables y tecnologías de vanguardia al sistema eléctrico.

Asimismo, promovemos el desarrollo de la generación distribuida y la participación de energías renovables no convencionales. La incorporación de sistemas de generación solar para el autoabastecimiento en diversos sectores productivos y comunitarios del país evidencia el avance hacia un modelo energético más moderno, descentralizado y participativo.

Los retos hacia el futuro son claros: continuar modernizando la infraestructura eléctrica, reforzar las acciones para el buen uso de la energía y ampliar la participación de energías renovables dentro de la matriz nacional. Este proceso debe realizarse con una visión de desarrollo justo e inclusivo, en la que la energía se consolide como un motor para mejorar la calidad de vida de la población y dinamizar la economía del país.

Porque cuando la electricidad llega a cada rincón del país, no se enciende una luz; encendemos oportunidades, fortalecemos territorios y construimos el futuro energético del Ecuador.



## JAVIER MEDINA ABARCA

*Viceministro de Electricidad y  
Energía Renovable*

El sistema eléctrico ecuatoriano constituye uno de los pilares estratégicos para el desarrollo nacional. Más allá de su dimensión técnica, la electricidad representa un servicio público esencial que impulsa la productividad, fortalece la competitividad del país y mejora las condiciones de vida de millones de ecuatorianos.

La información presentada permite comprender con claridad la evolución y el desempeño del sector eléctrico, así como los avances alcanzados en materia de planificación, operación y expansión del sistema.

Estas cifras evidencian que la electricidad es un motor transversal del desarrollo. Cada kilovatio generado y distribuido representa oportunidades para el crecimiento económico, el fortalecimiento de los servicios públicos y la reducción de brechas sociales en el territorio nacional.

Desde el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable trabajamos para consolidar un sistema eléctrico sustentado en principios fundamentales: seguridad energética, sostenibilidad ambiental y equidad en el acceso al servicio.

La política pública del sector eléctrico tiene como objetivo garantizar que el servicio llegue con calidad, eficiencia y confiabilidad a todos los territorios del país, desde los grandes centros urbanos hasta las comunidades rurales más alejadas. El acceso universal a la electricidad es un factor clave para impulsar la educación, fortalecer los sistemas de salud, promover el desarrollo productivo y mejorar las condiciones de vida de la población.

El sistema eléctrico ecuatoriano integra procesos de planificación, operación, regulación y control, que permiten que las decisiones de política pública se traduzcan en inversiones estratégicas, proyectos de infraestructura y marcos regulatorios que garanticen un servicio eficiente y confiable para todos los ciudadanos.



## **AUGUSTO FABRICIO PORRAS ORTIZ**

*Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad*

La publicación Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano se constituye como el instrumento fundamental para el análisis de la evolución, el desempeño operativo y los desafíos estructurales del sistema eléctrico nacional.

Mediante la consolidación de data rigurosamente validada, esta publicación articula los indicadores de generación, transmisión, distribución y consumo, permitiendo una interpretación holística de la dinámica sectorial y su incidencia directa en el desarrollo socioeconómico del Ecuador.

La actualización de la serie estadística con datos correspondientes al 2025 no solo robustece la transparencia institucional, sino que garantiza el acceso democrático a información técnica de alta fiabilidad, esencial para la planificación estratégica.

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) continúa en la consolidación de un ecosistema estadístico moderno e integrado. Este esfuerzo de síntesis informativa permite generar indicadores históricos y comparables entre sí, que sirven como insumos para la formulación de políticas públicas y el monitoreo de la sostenibilidad del sistema en el país.

Además, la sistematización permanente de estas variables facilita la identificación de tendencias emergentes, optimizando la eficiencia operativa y orientando los esfuerzos hacia la transición energética y la mitigación de brechas estructurales.

Desde la ARCONEL, reafirmamos el compromiso con la calidad de la información y la integridad institucional, bajo la premisa de que la disponibilidad de datos precisos constituye el pilar fundamental para la configuración de un sistema eléctrico seguro, eficiente y sostenible para el Estado ecuatoriano.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

Introducción .....	13
--------------------	----

## CÁPITULO 01

<b>Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano .....</b>	<b>14</b>
1.1 Consumidores .....	15
1.2 Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) .....	16
1.2.1 BNEE multianual, periodo 2016-2025 .....	16
1.2.2 BNEE anual, 2025 .....	18
1.3 Balance de energía del sistema eléctrico de distribución .....	21
1.4 Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución .....	22
1.5 Consumo per cápita 2025 .....	25
1.6 Consumo promedio de energía eléctrica por consumidor final .....	25
1.7 Cobertura de servicio eléctrico .....	26
1.8 Precios medios .....	28
1.8.1 Generación .....	28
1.8.2 Distribución .....	28
1.8.2.1 Precio medio de la energía comprada por las empresas distribuidoras .....	28
1.8.2.2 Precio medio de la energía facturada a consumidores regulados .....	29

## CÁPITULO 02

<b>Generación del sector eléctrico ecuatoriano .....</b>	<b>30</b>
2.1 Capacidad instalada en centrales de generación .....	31
2.1.1 Potencia nominal y efectiva a nivel nacional .....	31
2.1.2 Potencia nominal y efectiva por tipo de sistema .....	31
2.1.3 Potencia nominal y efectiva nacional por tipo de fuente .....	33
2.1.4 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa .....	33
2.1.4 Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa .....	34
2.1.5 Potencia y número de centrales por provincia .....	35
2.2 Subestaciones .....	35
2.2.1 Capacidad de transformación de generadoras y autogeneradoras .....	35
2.2.2 Subestaciones de empresas generadoras .....	36
2.2.3 Subestaciones de empresas autogeneradoras .....	36
2.2.4 Subestaciones de empresas distribuidoras con generación .....	37
2.3 Líneas asociadas a la generación de electricidad .....	37
2.3.1 Líneas de empresas generadoras .....	37
2.3.2 Líneas de empresas autogeneradoras .....	37
2.4 Personal empresas de generación y autogeneración .....	38
2.5 Energía producida y consumo de combustibles .....	39
2.5.1 Producción de energía .....	39



2.5.1.1	Producción de energía de las generadoras .....	40
2.5.1.2	Producción de energía de las autogeneradoras .....	41
2.5.1.3	Producción de energía de las distribuidoras con generación .....	42
2.5.2	Consumo de combustibles .....	42
2.5.2.1	Consumo de combustibles de las generadoras .....	44
2.5.2.2	Consumo de combustibles de las autogeneradoras .....	44
2.5.2.3	Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación .....	45
2.5.3	Análisis Inferencial del consumo de combustibles en generación .....	45
2.6	Energía vendida .....	46
2.6.1	Energía vendida por las empresas generadoras .....	47
2.6.2	Energía vendida por las empresas autogeneradoras .....	47
2.6.3	Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación .....	48

## CÁPITULO 03

<b>Transmisión del sector eléctrico ecuatoriano .....</b>	<b>49</b>	
3.1	Subestaciones de CELEC EP-Transelectric .....	50
3.2	Líneas de transmisión de CELEC EP - Transelectric .....	50
3.3	Elementos de compensación de potencia reactiva en el SNT .....	51
3.4	Personal de CELEC EP - Transelectric .....	51
3.5	Desempeño Operativo y Transacciones de Energía en el Sistema Nacional de Transmisión .....	51
3.5.1	Características operativas del SNT .....	51
3.5.2	Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT .....	55
3.5.3	Facturación de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric .....	56

## CÁPITULO 04

<b>Distribución del sector eléctrico ecuatoriano .....</b>	<b>57</b>	
4.1	Consumidores .....	58
4.2	Subestaciones de empresas distribuidoras .....	59
4.3	Líneas de transmisión y subtransmisión de empresas distribuidoras .....	60
4.4	Redes de medio voltaje .....	61
4.4.1	Análisis de Correlación Geoespacial: Dispersión de Consumidores vs. Extensión de Red de Media Tensión .....	62
4.5	Transformadores de Distribución .....	63
4.6	Redes Secundarias .....	64
4.7	Luminarias .....	65
4.8	Medidores .....	66
4.9	Acometidas .....	67
4.10	Personal empresas de distribución .....	68
4.11	Sistemas de Generación distribuida para autoabastecimiento .....	68
4.12	Grupos Electrógenos de Emergencia .....	69
4.13	Movilidad Eléctrica .....	70
4.13.1	Estaciones de carga rápida .....	70
4.13.2	Vehículos eléctricos .....	70



4.14	Compra de energía eléctrica de las distribuidoras .....	71
4.14.1	Energía comprada y valores económicos .....	71
4.14.2	Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución .....	72
4.15	Venta de energía eléctrica de las distribuidoras .....	73
4.15.1	Régimen tarifario .....	73
4.15.1.1	Precios sujetos a regulación. Tarifas.....	73
4.15.1.2	Principios tarifarios .....	73
4.15.1.3	Costo del Servicio .....	73
4.15.1.4	Costo del SPEE.....	74
4.15.1.5	Costos del SAPG.....	74
4.15.2	Energía facturada a consumidores regulados de las empresas distribuidoras.....	74
4.15.3	Valores facturados a consumidores regulados de las empresas distribuidoras .....	76
4.15.4	Recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a consumidores regulados.....	77
4.15.5	Facturación a consumidores no regulados.....	78
4.16	Programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad (PEC) ..	80
4.16.1	Tarifa residencial para el Programa PEC.....	80
4.16.2	Consumidores, energía facturada y subsidiada en programa PEC .....	80
4.16.3	Análisis inferencial de la energía subsidiada por Programa PEC.....	82
4.16.3.1	Cocción eléctrica (límite 80 kWh-mes).....	82
4.16.3.2	Calentamiento de agua (límite 20 kWh-mes).....	82
4.16.3.3	Cocción eléctrica y calentamiento de agua (límite 100 kWh-mes).....	83

## CÁPITULO 05

<b>Interconexiones del sector eléctrico ecuatoriano .....</b>		<b>84</b>
5.1	Exportación de energía eléctrica .....	85
5.1.1	Exportación a través del SNT .....	85
5.1.2	Exportación a través de redes de distribución.....	86
5.2	Importación de energía eléctrica .....	86
5.3	Comparativo del precio medio de transacciones internacionales en el SNT .....	87

## CÁPITULO 06

<b>Mapa normativo e institucionalidad del sector eléctrico Ecuatoriano .....</b>		<b>88</b>
--	--	-----------

## GLOSARIO

<b>Glosario.....</b>		<b>91</b>
a. Términos y definiciones .....		92
b. Siglas .....		97
c. Unidades de medida .....		98

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla Nro. 1:</b> Evolución histórica del número de consumidores de las empresas distribuidoras 2016 - 2025 .....15	<b>Tabla Nro. 24:</b> Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras..... 35
<b>Tabla Nro. 2:</b> Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, período 2016-2025.....16	<b>Tabla Nro. 25:</b> Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras..... 36
<b>Tabla Nro. 3:</b> Balance de energía eléctrica multianual, período 2016-2025.....17	<b>Tabla Nro. 26:</b> Subestaciones de elevación y puntos de transformación de las generadoras ..... 36
<b>Tabla Nro. 4:</b> Balance nacional de energía eléctrica (1/3).....19	<b>Tabla Nro. 27:</b> Subestaciones de elevación y reducción; y puntos de transformación de las autogeneradoras ..... 36
<b>Tabla Nro. 4:</b> Balance nacional de energía eléctrica (2/3)..... 20	<b>Tabla Nro. 28:</b> Transformadores asociados a generación de las distribuidoras..... 37
<b>Tabla Nro. 4:</b> Balance nacional de energía eléctrica (3/3) .....21	<b>Tabla Nro. 29:</b> Evolución histórica de líneas de empresas generadoras. 37
<b>Tabla Nro. 5:</b> Balance de energía en el sistema de distribución, período 2016-2025 .....21	<b>Tabla Nro. 30:</b> Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras..... 37
<b>Tabla Nro. 6:</b> Balance de energía de las distribuidoras, 2025..... 22	<b>Tabla Nro. 31:</b> Cantidad de personal de las generadoras ..... 38
<b>Tabla Nro. 7:</b> Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, período 2016- 2025..... 22	<b>Tabla Nro. 32:</b> Cantidad de personal de las autogeneradoras ..... 38
<b>Tabla Nro. 8:</b> Pérdidas de energía eléctrica de las distribuidoras, 2025..... 24	<b>Tabla Nro. 33:</b> Energía producida, período 2016 - 2025..... 39
<b>Tabla Nro. 9:</b> Consumo per cápita anual por provincia, 2025..... 25	<b>Tabla Nro. 34:</b> Producción de energía bruta por sistema ..... 39
<b>Tabla Nro. 10:</b> Consumo promedio mensual, período 2016-2025 (kWh/ consumidor)..... 25	<b>Tabla Nro. 35:</b> Producción de energía bruta por tipo de energía ..... 40
<b>Tabla Nro. 11:</b> Consumo promedio mensual por empresa distribuidora, 2025 (kWh/consumidor)..... 26	<b>Tabla Nro. 36:</b> Energía producida por las empresas generadoras, período 2016-2025 ..... 40
<b>Tabla Nro. 12:</b> Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia, período 2016-2025 (%). ..... 27	<b>Tabla Nro. 37:</b> Energía producida por las empresas autogeneradoras, período 2016-2025 ..... 41
<b>Tabla Nro. 13:</b> Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD c/kWh). ..... 28	<b>Tabla Nro. 38:</b> Energía bruta producida por las distribuidoras con generación, período 2016 - 2025 ..... 42
<b>Tabla Nro. 14:</b> Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, período 2016-2025..... 28	<b>Tabla Nro. 39:</b> Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica ..... 43
<b>Tabla Nro. 15:</b> Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, período 2016-2025..... 29	<b>Tabla Nro. 40:</b> Consumo de combustibles (kTEP). ..... 43
<b>Tabla Nro. 16:</b> Precio medio de la energía facturada por tipo de servicio, 2025..... 29	<b>Tabla Nro. 41:</b> Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP) . 44
<b>Tabla Nro. 17:</b> Centrales que entraron en operación en el 2025 ..... 32	<b>Tabla Nro. 42:</b> Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica, 2025 ..... 45
<b>Tabla Nro. 18:</b> Histórico de potencia nominal por tipo de fuente..... 33	<b>Tabla Nro. 43:</b> Consumo de combustible y energía..... 45
<b>Tabla Nro. 19:</b> Histórico de potencia efectiva por tipo de fuente ..... 33	<b>Tabla Nro. 44:</b> Energía vendida por tipo de transacción ..... 46
<b>Tabla Nro. 20:</b> Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente, 2025 ... 33	<b>Tabla Nro. 45:</b> Energía vendida por tipo de transacción y empresa .... 46
<b>Tabla Nro. 21:</b> Histórico de potencia nominal por tipo de empresa. .... 34	<b>Tabla Nro. 46:</b> Energía vendida por las generadoras (GWh), período 2016-2025..... 47
<b>Tabla Nro. 22:</b> Histórico de potencia efectiva por tipo de empresa .... 34	<b>Tabla Nro. 47:</b> Energía vendida por las autogeneradoras, período 2016-2025..... 47
<b>Tabla Nro. 23:</b> Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa, central y unidad, 2025 ..... 34	<b>Tabla Nro. 48:</b> Energía vendida por las distribuidoras con generación, período 2016-2025 (GWh). ..... 48

<b>Tabla Nro. 49:</b> Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación, periodo 2016-2025 (MUSD).....	48	<b>Tabla Nro. 77:</b> Detalle de acometidas de las distribuidoras .....	67
<b>Tabla Nro. 50:</b> Evolución de la capacidad de transformación de la empresa transmisora, periodo 2016-2025.....	50	<b>Tabla Nro. 78:</b> Cantidad de personal de las distribuidoras.....	68
<b>Tabla Nro. 51:</b> Subestaciones de reducción de CELEC EP -Transelectric50		<b>Tabla Nro. 79:</b> Cantidad y potencia nominal total de SGDAs instalados a nivel nacional, periodo 2019-2025 .....	68
<b>Tabla Nro. 52:</b> Subestaciones de seccionamiento de CELEC EP - Transelectric .....	50	<b>Tabla Nro. 80:</b> Cantidad y potencia nominal total de SGDAs instalados por distribuidora,2025 .....	68
<b>Tabla Nro. 53:</b> Evolución de líneas de transmisión de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric.....	50	<b>Tabla Nro. 81:</b> Cantidad y potencia nominal total de GEEs calificados por distribuidora, 2025.....	69
<b>Tabla Nro. 54:</b> Líneas de transmisión por tipo de circuito.....	50	<b>Tabla Nro. 82:</b> Ubicación de las estaciones de carga rápida de Vehículos Eléctricos 2025 .....	70
<b>Tabla Nro. 55:</b> Líneas de transmisión para interconexión.....	50	<b>Tabla Nro. 83:</b> Número de consumidores con tarifa para vehículos eléctricos, periodo 2017-2025.....	71
<b>Tabla Nro. 56:</b> Compensación capacitiva instalada en el SNT .....	51	<b>Tabla Nro. 84:</b> Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, periodo 2016-2025.....	71
<b>Tabla Nro. 57:</b> Compensación inductiva instalada en el SNT .....	51	<b>Tabla Nro. 85:</b> Energía comprada por las distribuidoras, 2025 .....	71
<b>Tabla Nro. 58:</b> Compensación dinámica instalada en el SNT .....	51	<b>Tabla Nro. 86:</b> Energía disponible en el sistema de distribución, periodo 2016-2025 (GWh).....	72
<b>Tabla Nro. 59:</b> Cantidad de personal en la Transmisora.....	51	<b>Tabla Nro. 87:</b> Energía facturada, periodo 2016- 2025 (GWh).....	75
<b>Tabla Nro. 60:</b> Límites de variación de voltaje para la operación del SNI	52	<b>Tabla Nro. 88:</b> Energía facturada por distribuidora, 2025 (GWh) .....	76
<b>Tabla Nro. 61:</b> Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT .....	55	<b>Tabla Nro. 89:</b> Valores facturados, periodo 2016-2025 (MUSD) .....	76
<b>Tabla Nro. 62:</b> Pérdidas de energía en el SNT .....	55	<b>Tabla Nro. 90:</b> Valores facturados por distribuidora, 2025 (MUSD) .....	76
<b>Tabla Nro. 63:</b> Valores facturados por CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, periodo 2016-2025 .....	56	<b>Tabla Nro. 91:</b> Recaudación de valores facturados, periodo 2016-2025 (MUSD) .....	77
<b>Tabla Nro. 64:</b> Evolución histórica del número de consumidores de las empresas distribuidoras, periodo 2016-2025 .....	58	<b>Tabla Nro. 92:</b> Recaudación de valores facturados, 2025 (MUSD) .....	77
<b>Tabla Nro. 65:</b> Número de consumidores regulados y no regulados de las distribuidoras, 2025.....	58	<b>Tabla Nro. 93:</b> Energía y potencia facturada a consumidores no regulados, periodo 2016-2025 .....	78
<b>Tabla Nro. 66:</b> Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras, periodo 2016-2025.....	59	<b>Tabla Nro. 94:</b> Energía y potencia facturada por concepto de peaje a consumidores no regulados, 2025.....	79
<b>Tabla Nro. 67:</b> Subestaciones de elevación y reducción; y puntos de transformación, de las distribuidoras, 2025 .....	60	<b>Tabla Nro. 95:</b> Consumidores beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2025 (1/2).....	80
<b>Tabla Nro. 68:</b> Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras.....	60	<b>Tabla Nro. 95:</b> Consumidores beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2025 (2/2) .....	81
<b>Tabla Nro. 69:</b> Detalle de líneas de las distribuidoras .....	60	<b>Tabla Nro. 96:</b> Energía facturada y subsidiada en programa PEC en los sistemas de distribución, 2025 .....	81
<b>Tabla Nro. 70:</b> Redes de medio voltaje por distribuidora.....	61	<b>Tabla Nro. 97:</b> Energía exportada por tipo de cliente, periodo 2016-2025 (GWh) .....	85
<b>Tabla Nro. 71:</b> Energía exportada por tipo de cliente (GWh) .....	62	<b>Tabla Nro. 98:</b> Valor de la energía exportada, periodo 2016-2025 (MUSD)85	
<b>Tabla Nro. 72:</b> Número y capacidad de transformadores por distribuidora.....	63	<b>Tabla Nro. 99:</b> Precio medio de la energía exportada, periodo 2016-2025 (USD¢/kWh).....	85
<b>Tabla Nro. 73:</b> Longitud de redes secundarias por distribuidora.....	64	<b>Tabla Nro. 100:</b> Energía exportada 2025.....	85
<b>Tabla Nro. 74:</b> Detalle de luminarias por distribuidora.....	65	<b>Tabla Nro. 101:</b> Energía exportada a través de redes de distribución, 2025.....	86
<b>Tabla Nro. 75:</b> Cantidad de medidores por distribuidora.....	66		
<b>Tabla Nro. 76:</b> Medidores AMI .....	67		

**Tabla Nro. 102:** Energía importada a través del SNT por tipo de transacción, periodo 2016-2025 (GWh) ..... 86

**Tabla Nro. 103:** Valor de la energía importada, periodo 2016-2025 (MUSD) ..... 86

**Tabla Nro. 104:** Precio medio de la energía importada, periodo 2016-2025 (USD c/kWh) ..... 86

**Tabla Nro. 105:** Energía importada ..... 87

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura Nro. 1:</b>	Diagrama Sankey, BNEE 2025 .....16
<b>Figura Nro. 2:</b>	Potencia nominal total (MW). .....19
<b>Figura Nro. 3:</b>	Potencia nominal del SNI (MW). .....19
<b>Figura Nro. 4:</b>	Producción de energía e importaciones (GWh). .....19
<b>Figura Nro. 5:</b>	Producción de energía e importaciones SNI (GWh) .....19
<b>Figura Nro. 6:</b>	Energía entregada para servicio público (GWh). ..... 20
<b>Figura Nro. 7:</b>	Energía exportada (GWh) ..... 20
<b>Figura Nro. 8:</b>	Consumo de energía (GWh) .....21
<b>Figura Nro. 9:</b>	Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución, periodo 2016- 2025 (GWh). ..... 22
<b>Figura Nro. 10:</b>	Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, periodo 2016-2025. .... 23
<b>Figura Nro. 11:</b>	Pérdidas porcentuales de energía en el sistema de distribución, periodo 2016 - 2025. .... 23
<b>Figura Nro. 12:</b>	Pérdidas de energía eléctrica de las distribuidoras, 2025 ..... 23
<b>Figura Nro. 13:</b>	Pérdidas de energía eléctrica , 2025 ..... 24
<b>Figura Nro. 14:</b>	Pérdidas porcentuales de energía eléctrica, 2025 .... 24
<b>Figura Nro. 15:</b>	Consumo promedio mensual por grupo de consumo, 2025 (kWh/consumidor) ..... 26
<b>Figura Nro. 16:</b>	Metodología de cálculo de la cobertura del servicio eléctrico. .... 26
<b>Figura Nro. 17:</b>	Cobertura del servicio eléctrico, periodo 2016-2025 .. 27
<b>Figura Nro. 18:</b>	Precio medio de la energía generada por tipo de empresa. .... 28
<b>Figura Nro. 19:</b>	Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, periodo 2016-2025 ..... 29
<b>Figura Nro. 20:</b>	Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2016-2025 ..... 29
<b>Figura Nro. 21:</b>	Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo, 2025. .... 29
<b>Figura Nro. 22:</b>	Evolución histórica de potencia nominal y efectiva a nivel nacional 2016 -2025. ....31
<b>Figura Nro. 23:</b>	Evolución histórica de potencia nominal y efectiva SNI, 2016-2025 .....31
<b>Figura Nro. 24:</b>	Evolución histórica de potencia nominal y efectiva No Incorporado, 2016 -2025. ....31
<b>Figura Nro. 25:</b>	Potencia nominal por tipo de sistema (MW) - 2025 .... 32
<b>Figura Nro. 26:</b>	Potencia efectiva por tipo de sistema (MW) - 2025 .... 32
<b>Figura Nro. 27:</b>	Potencia efectiva por tipo de central (MW), 2025 ..... 33
<b>Figura Nro. 28:</b>	Potencia por tipo de empresa (MW), 2025 ..... 34

<b>Figura Nro. 29:</b>	Potencia efectiva por provincia (MW), 2025 ..... 35
<b>Figura Nro. 30:</b>	Energía para servicio público y no público, periodo 2016 - 2025. .... 39
<b>Figura Nro. 31:</b>	Producción bruta por tipo de energía, 2025 ..... 40
<b>Figura Nro. 32:</b>	Producción de energía por tipo de empresa 2025. .... 40
<b>Figura Nro. 33:</b>	Producción de energía de las generadoras. .... 41
<b>Figura Nro. 34:</b>	Composición de energía de empresas generadoras en el 2025 ..... 41
<b>Figura Nro. 35:</b>	Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras ..... 41
<b>Figura Nro. 36:</b>	Composición de energía de empresas autogeneradoras .. 41
<b>Figura Nro. 37:</b>	Energía bruta producida por las distribuidoras con generación (GWh). .... 42
<b>Figura Nro. 38:</b>	Consumo de combustible (kTEP). .... 43
<b>Figura Nro. 39:</b>	Consumo de combustibles de empresas generadoras (kTEP). .... 44
<b>Figura Nro. 40:</b>	Consumo de combustibles de empresas autogeneradora en el 2025 ..... 44
<b>Figura Nro. 41:</b>	Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica, 2025 (TEP) ..... 45
<b>Figura Nro. 42:</b>	Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica. .... 45
<b>Figura Nro. 43:</b>	Mapa de calor índice TEP/GWh ..... 45
<b>Figura Nro. 44:</b>	Valor de energía vendida por tipo de empresa. .... 46
<b>Figura Nro. 45:</b>	Energía vendida por tipo de empresa ..... 46
<b>Figura Nro. 46:</b>	Energía vendida por las empresas generadoras ..... 47
<b>Figura Nro. 47:</b>	Energía vendida por las empresas autogeneradoras .. 47
<b>Figura Nro. 48:</b>	Voltajes en subestaciones de 500 kV. .... 52
<b>Figura Nro. 49:</b>	Voltajes en subestaciones de 230 kV. .... 52
<b>Figura Nro. 50:</b>	Voltajes en subestaciones de 138 kV (pu) ..... 52
<b>Figura Nro. 51:</b>	Cargabilidad de transformadores del SNT (1/2). .... 53
<b>Figura Nro. 51:</b>	Cargabilidad de transformadores del SNT (2/2). .... 53
<b>Figura Nro. 52:</b>	Nivel de uso de líneas de 138 kV ..... 54
<b>Figura Nro. 53:</b>	Nivel de uso de líneas de 230 kV ..... 54
<b>Figura Nro. 54:</b>	Nivel de uso de líneas de 500 kV. .... 55
<b>Figura Nro. 55:</b>	Pérdidas de energía en el SNT, periodo 2016-2025 .... 55
<b>Figura Nro. 56:</b>	Pérdidas de energía en el SNT, 2025 ..... 55
<b>Figura Nro. 57:</b>	Evolución de los valores facturados por la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, periodo 2016-2025 (MUSD). .... 56

<b>Figura Nro. 58:</b>	Demanda máxima no coincidente y facturación mensual.....	56			
<b>Figura Nro. 59:</b>	Número de consumidores totales, periodo 2016-2025 .	58			
<b>Figura Nro. 60:</b>	Número de consumidores regulados por grupo de consumo, 2025.....	59			
<b>Figura Nro. 61:</b>	Número de consumidores regulados por provincia, 2025 .....	59			
<b>Figura Nro. 62:</b>	Porcentaje de consumidores regulados por región, 2025 .....	59			
<b>Figura Nro. 63:</b>	Capacidad máxima de transformación, periodo 2016-2025 .....	59			
<b>Figura Nro. 64:</b>	Longitud de redes de medio voltaje por distribuidora, 2025 .....	61			
<b>Figura Nro. 65:</b>	Correlación Longitud Red de Media Tensión por Consumidor vs. Distancia Promedio Estimada.....	62			
<b>Figura Nro. 66:</b>	Capacidad en transformadores de distribución, 2025 ...	63			
<b>Figura Nro. 67:</b>	Longitud de redes secundarias por distribuidora, 2025 ..	64			
<b>Figura Nro. 68:</b>	Potencia instalada de luminarias por distribuidora, 2025 .....	65			
<b>Figura Nro. 69:</b>	Número de medidores, 2025 .....	66			
<b>Figura Nro. 70:</b>	Cantidad y Potencia Nominal Total de SGDA's instalados a nivel nacional, periodo 2019-2025.....	68			
<b>Figura Nro. 71:</b>	Cantidad y Potencia Nominal Total de SGDA's instalados por Distribuidora, 2025 .....	69			
<b>Figura Nro. 72:</b>	Porcentaje de participación de las distribuidoras, tarifa para vehículos eléctricos, 2025.....	71			
<b>Figura Nro. 73:</b>	Energía comprada por las empresas distribuidoras, periodo 2016-2025 .....	71			
<b>Figura Nro. 74:</b>	Energía comprada por distribuidora, 2025 (GWh) .....	72			
<b>Figura Nro. 75:</b>	Energía comprada por Unidad de Negocio de CNEL EP, 2025 (GWh).....	72			
<b>Figura Nro. 76:</b>	Energía disponible en los sistemas de distribución, periodo 2016- 2025 .....	72			
<b>Figura Nro. 77:</b>	Energía disponible por distribuidora, 2025 (GWh) .....	73			
<b>Figura Nro. 78:</b>	Energía disponible por Unidad de Negocio de CNEL EP, 2025 (GWh).....	73			
<b>Figura Nro. 79:</b>	Energía facturada, 2016 (GWh).....	75			
<b>Figura Nro. 80:</b>	Energía facturada, 2025 (GWh) .....	75			
<b>Figura Nro. 81:</b>	Energía facturada, periodo 2016-2025 .....	75			
<b>Figura Nro. 82:</b>	Valores facturados, periodo 2016-2025 .....	76			
<b>Figura Nro. 83:</b>	Valores facturados, 2025 (MUSD).....	77			
<b>Figura Nro. 84:</b>	Recaudación de valores facturados, periodo 2016-2025 .....	77			
<b>Figura Nro. 85:</b>	Recaudación de valores facturados, 2025 .....	78			
<b>Figura Nro. 86:</b>	Valor de peaje por energía y potencia facturada a consumidores no regulados, periodo 2016-2025.....	78			
<b>Figura Nro. 87:</b>	Valor de peaje por potencia facturada a consumidores no regulados, 2025 .....	79			
<b>Figura Nro. 88:</b>	Valor de peaje por energía facturada a consumidores no regulados, 2025 .....	79			
<b>Figura Nro. 89:</b>	Consumidores PEC por distribuidora a diciembre de 2025 .....	81			
<b>Figura Nro. 90:</b>	Consumidores PEC de la CNEL EP a diciembre de 2025	81			
<b>Figura Nro. 91:</b>	Energía subsidiada por distribuidora, 2025 .....	81			
<b>Figura Nro. 92:</b>	Energía subsidiada para cocción eléctrica, 2025 .....	82			
<b>Figura Nro. 93:</b>	Energía subsidiada para calentamiento de agua sanitaria, 2025 .....	82			
<b>Figura Nro. 94:</b>	Energía subsidiada para cocción eléctrica y calentamiento de agua sanitaria, 2025.....	83			
<b>Figura Nro. 95:</b>	Energía exportada periodo 2016-2025.....	85			
<b>Figura Nro. 96:</b>	Energía importada periodo 2016-2025 .....	86			
<b>Figura Nro. 97:</b>	Comparativo del precio medio de transacciones con Colombia .....	87			
<b>Figura Nro. 98:</b>	Comparativo del precio medio de transacciones con Perú .....	87			
<b>Figura Nro. 99:</b>	Comparativo precio medio .....	87			
<b>Figura Nro. 100:</b>	Mapa Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano .....	89			
<b>Figura Nro. 101:</b>	Código QR Mapa Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	90			

# INTRODUCCIÓN

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), como entidad de carácter técnico administrativo, se encarga de precautelar y garantizar los intereses del consumidor o usuario final, para lo cual, regula y controla el servicio público de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; el servicio de alumbrado público general; y, el servicio de carga de vehículos eléctricos.

Para coadyuvar con este fin y conocer la situación del sector



con transparencia y oportunidad, la ARCONEL recopila, verifica, valida y procesa la información de los participantes del sector eléctrico a través del Sistema Único de Información Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, mediante la herramienta tecnológica SISDAT V2.0 y conforme lo establecido en el Plan Anual de Operación Estadística (PAO).

Como parte del proceso de producción estadística, la ARCONEL elabora, publica y difunde el libro digital “**Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2025**”, que incluye información del 2025 y de los últimos 10 años. Esta publicación está compuesta por 6 capítulos, estructurados de la siguiente manera: en el **capítulo 1**, se presentan los principales indicadores técnicos y comerciales inherentes a las actividades del sector eléctrico; los **capítulos 2, 3 y 4**, contienen información anual y multianual de la infraestructura y transacciones comerciales asociadas a las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; adicionalmente, se incluye un análisis inferencial relacionado con la infraestructura de distribución y las transacciones de generación y distribución. En el **capítulo 5** se muestra la información de las transacciones internacionales de energía eléctrica efectuadas con Colombia y Perú; y, en el **capítulo 6**, se presenta el mapa normativo del sector eléctrico ecuatoriano con el marco legal y regulatorio que rige el sector. Además, para consulta de los usuarios, en la parte final de este libro se presenta el glosario de términos, definiciones, siglas y unidades.

La Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano mantiene su presencia en el país desde hace más de 25 años, tiempo durante el cual, se ha consolidado como una herramienta encaminada a potenciar la planificación sectorial, la transición energética, la toma de decisiones y el diseño de políticas de Estado; así como una fuente de consulta para organizaciones públicas y privadas, profesionales, academia y la ciudadanía en general, quienes tienen libre acceso a una información estadística del sector eléctrico consolidada y estructurada.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> La presente información estadística está en permanente revisión y actualización, por lo cual está sujeta a cambios.



# INDICADORES

## CAPÍTULO 01

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 2025, y la situación en cuanto a la infraestructura eléctrica al cerrar el año.

## RESUMEN DE CIFRAS 2025

- Generación eléctrica bruta = 38.212,31 GWh
- Demanda de potencia<sup>(1)</sup> = 5,29 GW
- Importación = 624,35 GWh
- Exportación = 194,92 GWh
- Capacidad instalada de generación = 9.448,83 MW
- Longitud de líneas de transmisión y subtransmisión<sup>(2)</sup> = 12.484,35 km
- Cantidad de subestaciones<sup>(3)</sup> = 650
- Capacidad instalada en subestaciones = 29.836,03 MVA
- Longitud de redes de medio voltaje = 117.314,11 km
- Cantidad de transformadores de medio voltaje = 388.211
- Capacidad instalada en transformadores de medio voltaje = 15.318,49 MVA
- Longitud de redes secundarias = 113.633,63 km
- Cantidad de luminarias = 2.106.618
- Potencia instalada en luminarias = 348.138,05 kW
- Número de medidores = 5.812.632
- Número de consumidores<sup>(4)</sup> = 5.814.177
- Demanda regulada = 25.308,97 GWh
- Demanda no regulada = 1.885,60 GWh
- Pérdidas de energía eléctrica en transmisión = 4,64 %
- Pérdidas de energía eléctrica en distribución = 15,86 %
- Cobertura del servicio eléctrico = 97,81 %
- Personal de Empresas Eléctricas = 16.703
- Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento = 113,26 MVA

<sup>(1)</sup> Demanda máxima no coincidente del sistema de distribución. Incluye la demanda de la E.E. Galápagos.

<sup>(2)</sup> Corresponde a las líneas de transmisión y subtransmisión de propiedad del transmisor y distribuidoras.

<sup>(3)</sup> Incluye subestaciones de: elevación, reducción y seccionamiento.

<sup>(4)</sup> Incluye consumidores regulados y no regulados.

## 1.1 CONSUMIDORES

Tabla Nro. 1: Evolución histórica del número de consumidores de las empresas distribuidoras 2016 - 2025

Año	Consumidores Regulados					Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Regulados	No Regulados	General
2016	4.333.914	470.042	44.567	504	75.825	4.924.852	114	4.924.966
2017	4.468.496	481.571	43.231	231	77.997	5.071.526	162	5.071.688
2018	4.559.192	486.337	42.839	267	79.210	5.167.845	190	5.168.035
2019	4.654.883	495.793	42.058	-	80.671	5.273.405	195	5.273.600
2020	4.751.187	495.079	41.251	-	80.976	5.368.493	204	5.368.697
2021	4.866.775	500.475	40.187	-	82.616	5.490.053	215	5.490.268
2022	4.936.950	506.449	39.219	-	81.651	5.564.269	215	5.564.484
2023	5.025.875	510.059	38.603	-	84.093	5.658.630	277	5.658.907
2024	5.053.414	510.944	37.557	-	84.659	5.686.574	266	5.686.840
2025	5.177.204	514.182	36.705	-	85.822	5.813.913	264	5.814.177

En la tabla Nro. 1, para los años del 2019 al 2025 no se contabiliza en los consumidores 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. ARCERNR 007/23 denominada «Marco normativo para la prestación del servicio de alumbrado público general» que establece que los usuarios del servicio de alumbrado público general son todas las personas que se benefician del SAPG.

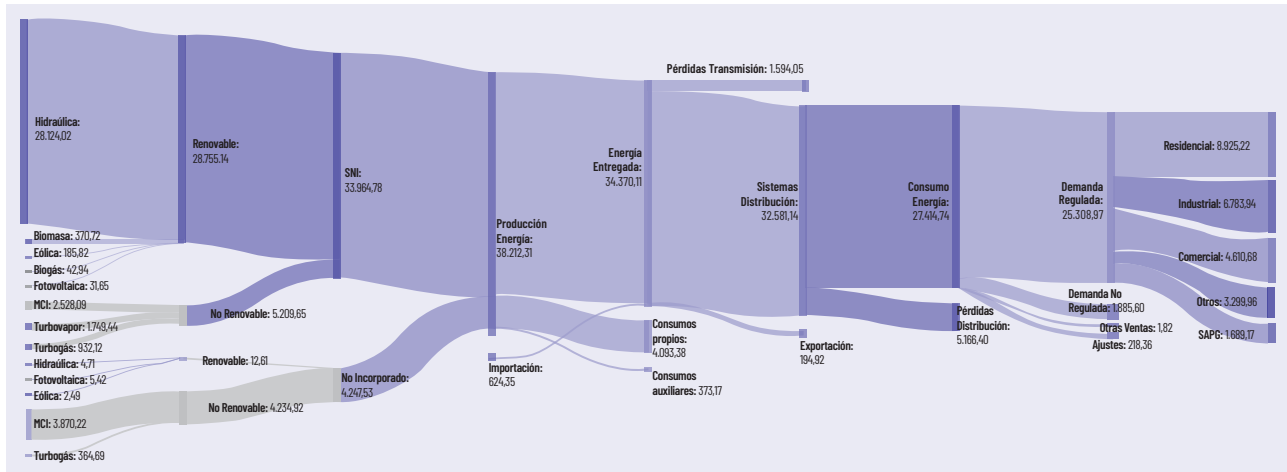


## 1.2 BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (BNEE)

El proceso para abastecer de energía eléctrica a los consumidores 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 consumidores finales.

Este proceso se resume en el Diagrama Sankey figura Nro. 1 correspondiente al Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) del 2025.

Figura Nro. 1: Diagrama Sankey, BNEE 2025



### 1.2.1 BNEE MULTIANUAL, PERIODO 2016-2025

En la tabla Nro. 2 se presenta la producción total de energía y las importaciones comprendidas en el periodo 2016-2025.

Tabla Nro. 2: Producción e importación de energía eléctrica a nivel nacional, periodo 2016-2025

Año / Concepto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Energía Generada Bruta <sup>(1)</sup>	GWh	27.313,86	28.032,91	29.244,63	32.270,89	31.252,27	32.218,33	33.012,80	35.362,03	34.370,33	38.212,31
Energía Importada desde Colombia	GWh	43,92	18,52	106,07	5,83	250,79	363,80	465,30	1.296,58	1.266,60	624,35
Energía Importada desde Perú	GWh	37,75	-	-	-	-	-	0,53	24,37	2,96	-
<b>Energía Bruta Total</b>	<b>GWh</b>	<b>27.395,53</b>	<b>28.051,43</b>	<b>29.350,71</b>	<b>32.276,71</b>	<b>31.503,06</b>	<b>32.582,13</b>	<b>33.478,63</b>	<b>36.682,97</b>	<b>35.639,89</b>	<b>38.836,66</b>
Energía No Disponible para Servicio Público <sup>(2)</sup>	GWh	4.140,90	4.544,87	4.906,68	5.335,86	5.326,97	5.727,72	5.676,34	5.739,08	5.940,32	5.917,02
Energía Generada e Importada para Servicio Público <sup>(3)</sup>	GWh	23.254,63	23.506,56	24.444,02	26.940,85	26.176,09	26.854,41	27.802,29	30.943,90	29.699,58	32.919,65

<sup>(1)</sup> 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).

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> 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 2025, la generación de energía bruta fue 38.212,31 GWh, mientras que la energía importada fue 624,35 GWh; sumadas estas cantidades, se tienen 38.836,66 GWh, correspondiente a la energía bruta total, cifra que representó un crecimiento del 41,76 % respecto al 2016.

En la tabla Nro. 3 se presenta información del balance de energía para el servicio público, incluyéndose la información de energía entregada a los consumidores 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 de energía eléctrica multianual, período 2016-2025

CONCEPTO \ AÑO	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Energía Generada e Importada para Servicio Público	GWh	23.254,63	23.506,56	24.444,02	26.940,85	26.176,09	26.854,41	27.802,29	30.943,90	29.699,58	32.919,65
Autoconsumos en Generación para Servicio Público <sup>(1)</sup>	GWh	455,60	383,08	414,48	379,92	316,74	323,37	431,50	445,80	432,21	435,13
Energía Entregada para Servicio Público <sup>(2)</sup>	GWh	22.799,03	23.123,48	24.029,54	26.560,93	25.859,35	26.531,04	27.370,79	30.498,10	29.267,37	32.484,51
Energía Entregada para Demanda No Regulada <sup>(3)</sup>	GWh	453,30	775,05	1.050,42	1.429,42	1.462,19	1.639,69	1.757,61	1.781,44	1.740,35	1.885,60
Total Energía Entregada para Demanda Regulada y No Regulada	GWh	23.252,33	23.898,53	25.079,96	27.990,35	27.321,54	28.170,73	29.128,40	32.279,54	31.007,71	34.370,11
Pérdidas de Energía en Transmisión <sup>(4)</sup>	GWh	809,12	899,15	1.079,66	1.293,10	1.266,94	1.197,10	1.299,11	1.461,09	1.230,01	1.594,05
	%	3,48	3,76	4,30	4,62	4,64	4,25	4,46	4,53	3,97	4,64
Total Energía Disponible para Demanda Regulada y No Regulada	GWh	22.443,22	22.999,39	24.000,30	26.697,25	26.054,60	26.973,62	27.829,29	30.818,45	29.777,70	32.776,06
Energía Exportada a Colombia y Perú	GWh	400,94	210,99	254,56	1.825,49	1.339,43	522,84	190,79	543,07	45,12	194,92
Energía Disponible en Sistemas de Distribución	GWh	22.042,28	22.788,39	23.745,74	24.871,76	24.715,17	26.450,78	27.638,49	30.275,37	29.732,58	32.581,14
Demanda Regulada y No Regulada <sup>(5)</sup>	GWh	19.351,34	20.170,27	21.041,15	21.900,07	21.556,41	22.997,92	23.975,90	25.724,87	25.099,19	27.414,74
Pérdidas de Energía en Distribución	GWh	2.690,94	2.618,13	2.704,59	2.971,69	3.158,76	3.452,87	3.662,60	4.550,50	4.633,39	5.166,40
	%	12,21	11,49	11,39	11,95	12,78	13,05	13,25	15,03	15,58	15,86
Demanda Máxima en Bornes de Generación (solo S.N.I.) <sup>(6)</sup>	GW	3,65	3,75	3,93	3,95	4,09	4,21	4,39	4,81	5,06	5,11
Demanda Máxima en Subestaciones Principales (solo S.N.I.)	GW	3,60	3,67	3,83	3,94	4,09	4,10	4,22	4,72	5,06	4,66

<sup>(1)</sup> Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica.

<sup>(2)</sup> Es la energía entregada para abastecer la demanda regulada. La demanda regulada es la demanda de potencia y consumo de energía de los usuarios finales, incluyendo el consumo del alumbrado público general.

<sup>(3)</sup> La 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.

<sup>(4)</sup> Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

<sup>(5)</sup> Consumo de energía de consumidores regulados y no regulados. Incluye también la energía entregada a usuarios ubicados en las fronteras de países vecinos, servidos mediante redes de distribución.

<sup>(6)</sup> La demanda máxima en 2025 en bornes de generación del SNI, se produjo el 11 de abril.



## 1.2.2 BNEE ANUAL, 2025

En la tabla Nro. 4, se presenta la siguiente información relevante del 2025:



**Potencia nominal total (S.N.I. + No incorporados).**- Esta se presenta por tipo de energía, renovable (5.656,30 MW) y no renovable (3.792,53 MW), equivalente al 59,86 % y 40,14 %, respectivamente. Las centrales hidráulicas son las que más destacaron con 5.388,85 MW, que representó el 57,03 % del total de la potencia nominal en generación.



**Potencia nominal del SNI.**- También está segmentada por tipo de energía, renovable (5.643,69 MW) y no renovable (2.386,05 MW) con una equivalencia del 70,28 % y 29,72 %, respectivamente. Predominaron las centrales hidráulicas, con 5.385,56 MW, que representan el 67,07 % del total de la potencia nominal en el SNI.



**Producción de energía e importaciones.**- La producción nacional de energía más las importaciones, alcanzaron un valor total de 38.836,66 GWh. De esta cantidad, 28.767,75 GWh (74,07 %) se generaron con fuentes renovables de energía; 9.444,56 GWh (24,32 %) se produjeron a partir de fuentes no renovables; y, 624,35 GWh (1,61 %) se importaron desde Colombia y Perú. Cabe señalar que la generación de energía eléctrica con base al recurso hídrico fue la más representativa, con 28.128,72 GWh, equivalente al 72,43 % de la producción total de energía e importaciones.



**Producción e importaciones SNI.**- La producción de energía eléctrica e importaciones para el SNI fue 34.589,14 GWh. La desagregación por tipo de energía es la siguiente: renovable con 28.755,14 GWh (83,13 %) y no renovable con 5.209,65 GWh (15,06 %); la importación (624,35 GWh) representó el 1,81 %. El mayor aporte de energía corresponde a la producida a partir de fuentes renovables, especialmente de la generación hidráulica (28.124,02 GWh) que representó el 81,31 % de la producción de energía e importaciones para el SNI.



**Energía entregada para servicio público.** - Es la energía puesta a disposición de los consumidores finales a través del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y de los distintos sistemas de distribución. La energía total entregada para servicio público fue 32.484,51 GWh. De esta cantidad, 26.755,32 GWh (82,36 %) corresponden a energía renovable; 5.104,84 GWh (15,71 %) a energía no renovable; y, 624,35 GWh (1,92 %) a la obtenida por importación.



**Energía entregada para servicio eléctrico.** - 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 34.370,11 GWh. Cabe señalar que parte de esta energía sirve a consumidores que se encuentran conectados directamente al SNT; y, parte se pierde en la etapa de transmisión, lo que corresponde a las pérdidas de energía en transmisión, cuyo valor fue 1.594,05 GWh (4,64 %).



**Energía disponible para servicio eléctrico.** - Los sistemas de distribución registraron una energía disponible de 32.581,14 GWh; si a este valor se suman los 194,92 GWh correspondientes a las exportaciones de energía realizadas a través de las interconexiones con Colombia y Perú, totalizan una energía disponible de 32.776,06 GWh. De la energía disponible en los sistemas de distribución (32.581,14 GWh), el 84,14 % (27.414,74 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 15,86 % (5.166,40 GWh) a las pérdidas de energía en distribución. Las pérdidas técnicas alcanzaron un valor de 1.921,41 GWh (5,90 %), mientras que las pérdidas no técnicas fueron 3.245,00 GWh (9,96 %).

Tabla Nro. 4: Balance nacional de energía eléctrica (1/3)

Tipo Energía	Potencia Nominal en Generación <sup>(1)</sup>				Producción e Importaciones				Entregada a Servicio Público	
	Total		S.N.I.		Total		Solo SNI		GWh	%
	MW	%	MW	%	GWh	%	GWh	%		
Nacional (Renovable + No Renovable)	9.448,83	100,00	8.029,75	100,00	38.212,31	98,39	33.964,78	98,19	31.860,16	98,08
Renovable	5.656,30	59,86	5.643,69	70,28	28.767,75	74,07	28.755,14	83,13	26.755,32	82,36
Hidráulica	5.388,85	57,03	5.385,56	67,07	28.128,72	72,43	28.124,02	81,31	26.345,48	81,10
Eólica	71,15	0,75	66,50	0,83	188,31	0,48	185,82	0,54	185,57	0,57
Fotovoltaica	29,13	0,31	24,46	0,30	37,06	0,10	31,65	0,09	35,92	0,11
Biomasa	156,05	1,65	156,05	1,94	370,72	0,95	370,72	1,07	146,06	0,45
Biogás	11,12	0,12	11,12	0,14	42,94	0,11	42,94	0,12	42,29	0,13
No Renovable	3.792,53	40,14	2.386,05	29,72	9.444,56	24,32	5.209,65	15,06	5.104,84	15,71
MCI	2.377,09	25,16	1.110,29	13,83	6.398,31	16,47	2.528,09	7,31	2.558,22	7,88
Turbogás	955,31	10,11	831,26	10,35	1.296,81	3,34	932,12	2,69	915,21	2,82
Turbovapor	460,13	4,87	444,50	5,54	1.749,44	4,50	1.749,44	5,06	1.631,41	5,02
Importación	650,00	100,00	635,00	100,00	624,35	1,61	624,35	1,81	624,35	1,92
Colombia	540,00	83,08	525,00	82,68	624,35	1,61	624,35	1,81	624,35	1,92
Perú	110,00	16,92	110,00	17,32	-	0,00	-	0,00	-	0,00

<sup>(1)</sup> La información de la potencia nominal es mensual y corresponde a diciembre 2025, el resto de información del BNEE corresponde al año 2025

Figura Nro. 2: Potencia nominal total (MW)

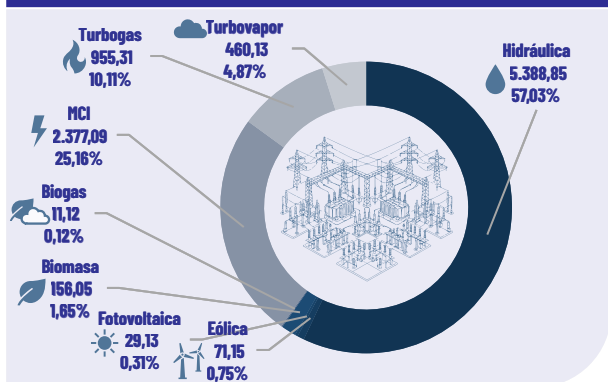


Figura Nro. 3: Potencia nominal del SNI (MW)

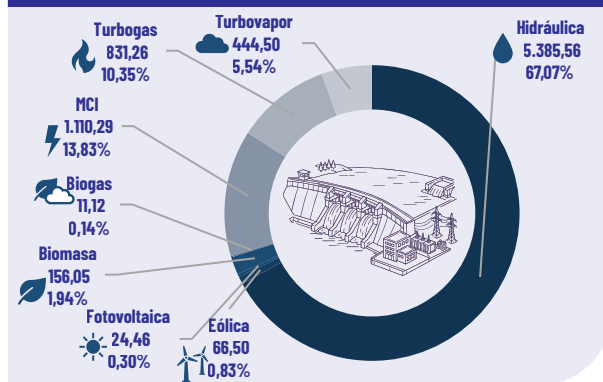


Figura Nro. 4: Producción de energía e importaciones (GWh)

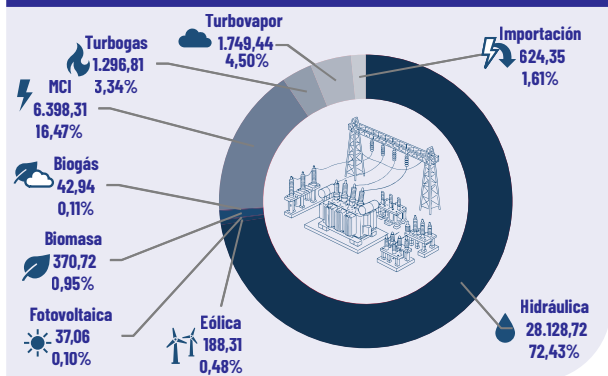


Figura Nro. 5: Producción de energía e importaciones SNI (GWh)

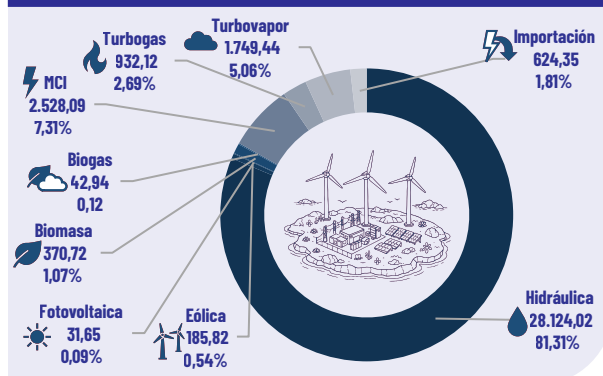




Figura Nro. 6: Energía entregada para servicio público (GWh)

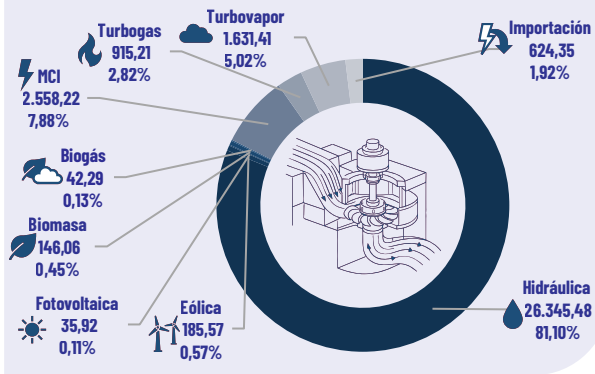


Figura Nro. 7: Energía exportada (GWh)

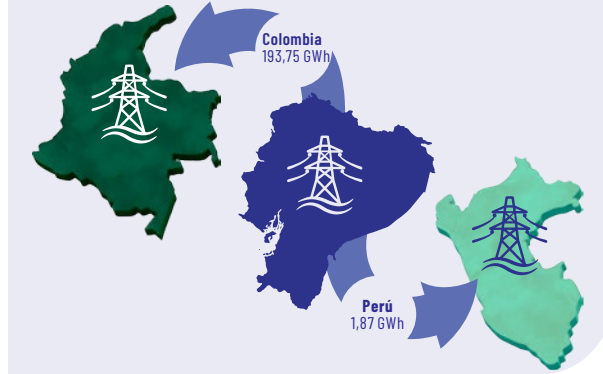


Tabla Nro. 4: Balance nacional de energía eléctrica (2/3)

Energía Entregada para Servicio Eléctrico	GWh	%
	34.370,11	100,00
Servicio Público	32.484,51	94,51
Demanda No Regulada	1.885,60	5,49
<b>Pérdidas en Transmisión</b>	<b>1.594,05</b>	<b>4,64</b>
<b>Energía Disponible para Servicio Eléctrico</b>	<b>32.776,06</b>	<b>95,36</b>
<b>Exportación</b>	<b>194,92</b>	<b>100,00</b>
Colombia	193,05	99,04
Perú	1,87	0,96
<b>Disponible Sistemas de Distribución</b>	<b>32.581,14</b>	<b>100,00</b>
Consumo Total Energía Eléctrica <sup>(1)</sup>	27.414,74	84,14
<b>Pérdidas en Distribución</b>	<b>5.166,40</b>	<b>15,86</b>
Técnicas	1.921,41	5,90
No Técnicas	3.245,00	9,96

<sup>(1)</sup> El valor del Consumo Total Energía Eléctrica difiere del valor de la Energía Facturada por Servicio Eléctrico debido a que el valor del consumo utilizado para determinar las pérdidas de energía se lo obtiene calculando el consumo de los usuarios de acuerdo al número de días calendario de cada mes; en cambio, el valor de la energía facturada se obtiene de las emisiones de facturas emitidas en el mes, las cuales pueden facturar de 28 a 33 días de consumo.



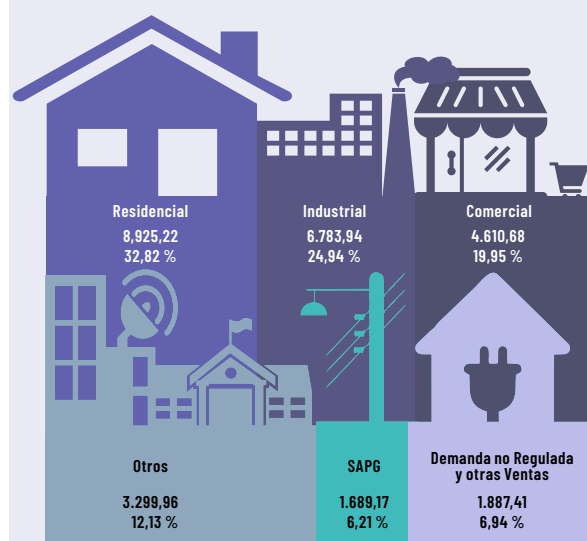
Tabla Nro. 4: Balance nacional de energía eléctrica (3/3)

Energía Facturada por Servicio Eléctrico	GWh	%
	<b>27.196,38</b>	<b>100,00%</b>
<b>Demanda Regulada</b>	<b>25.308,97</b>	<b>93,06%</b>
Residencial	8.925,22	32,82%
Industrial	6.783,94	24,94%
Comercial	4.610,68	16,95%
Otros	3.299,96	12,13%
SAPG	1.689,17	6,21%
<b>Demanda No Regulada<sup>(1)</sup></b>	<b>1.885,60</b>	<b>6,93%</b>
<b>Otras Ventas<sup>(2)</sup></b>	<b>1,82</b>	<b>0,01%</b>

<sup>(1)</sup> La demanda no regulada corresponde a los consumos de energía de los grandes consumidores y de los consumos propios de autogeneradores.

<sup>(2)</sup> En Otras Ventas se incluye la energía entregada a usuarios ubicados en las fronteras de países vecinos, servidos mediante redes de distribución.

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 consumidores finales.

En la tabla Nro. 5 se presenta el balance del sistema eléctrico de distribución para el periodo 2016-2025.

Tabla Nro. 5: Balance de energía en el sistema de distribución, periodo 2016-2025

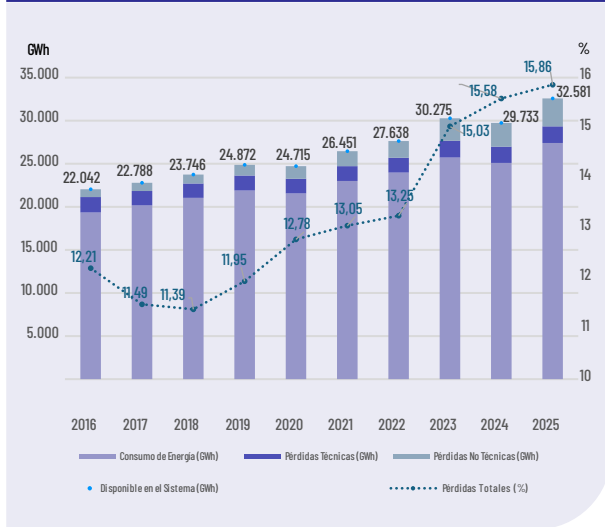
Año	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía (GWh)	Pérdidas Totales (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Totales (%)
2016	22.042,28	19.351,34	2.690,94	1.786,48	904,46	12,21
2017	22.788,39	20.170,27	2.618,13	1.664,54	953,59	11,49
2018	23.745,74	21.041,15	2.704,59	1.668,40	1.036,19	11,39
2019	24.871,76	21.900,07	2.971,69	1.737,26	1.234,43	11,95
2020	24.715,17	21.556,41	3.158,76	1.697,46	1.461,30	12,78
2021	26.450,78	22.997,92	3.452,87	1.726,15	1.726,72	13,05
2022	27.638,49	23.975,90	3.662,60	1.720,55	1.942,05	13,25
2023	30.275,37	25.724,87	4.550,50	1.937,96	2.612,54	15,03
2024	29.732,58	25.099,19	4.633,39	1.885,51	2.747,88	15,58
2025	32.581,14	27.414,74	5.166,40	1.921,41	3.245,00	15,86

Para el 2016, de la energía disponible en el sistema de distribución, 22.042,28 GWh, el 87,79 % (19.351,34 GWh) correspondió al consumo de energía, por lo que el 12,21% (2.690,94 GWh) correspondió a las pérdidas en el sistema.

En el 2025, de los 32.581,14 GWh disponibles en el sistema de distribución, el 84,14 % (27.414,74 GWh) correspondió al consumo de energía, mientras que el 15,86 % (5.166,40 GWh) correspondió a las pérdidas en el sistema.

De la información registrada en el 2025 contrastada con el 2016, se aprecia que la energía disponible en los sistemas de distribución aumentó en 10.538,86 GWh (47,81 % de incremento). Por su parte, las pérdidas del sistema se incrementaron en un valor de 2.475,46 GWh.

**Figura Nro. 9: Balance de energía en el sistema eléctrico de distribución, periodo 2016- 2025 (GWh)**



En la tabla Nro. 6 se presenta el balance de energía para cada una de las empresas distribuidoras correspondiente al 2025.

**Tabla Nro. 6: Balance de energía de las distribuidoras, 2025**

Distribuidora	Disponible en el Sistema (GWh)	Consumo de Energía (GWh)	Pérdidas Totales (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Totales (%)	Demanda Máxima (MW)	Factor de Carga (%)
CNEL-Guayaquil	7.355,27	6.013,02	1.342,24	367,50	974,74	18,25	1.231,88	68,16
CNEL-Guayas Los Rios	4.017,16	3.195,18	821,98	244,68	577,30	20,46	632,95	72,45
CNEL-Manabí	2.702,31	1.876,97	825,34	223,06	602,28	30,54	435,54	70,83
CNEL-EI Oro	1.846,89	1.457,60	389,29	155,92	233,38	21,08	289,87	72,73
CNEL-Milagro	1.797,90	1.537,63	260,28	98,81	161,47	14,48	287,95	71,28
CNEL-Sto. Domingo	1.060,83	911,00	149,83	89,40	60,43	14,12	162,64	74,46
CNEL-Sucumbios	897,15	802,39	94,77	41,50	53,26	10,56	149,17	68,66
CNEL-Esmeraldas	810,41	584,03	226,38	54,25	172,13	27,93	130,63	70,82
CNEL-Sta. Elena	745,69	608,46	137,23	42,06	95,17	18,40	134,59	63,25
CNEL-Los Rios	685,93	512,85	173,08	39,84	133,44	25,23	113,63	68,91
CNEL-Bolivar	119,69	105,31	14,38	13,41	0,97	12,01	22,73	60,10
<b>Total CNEL EP</b>	<b>22.039,23</b>	<b>17.604,43</b>	<b>4.434,80</b>	<b>1.370,22</b>	<b>3.064,57</b>	<b>20,12</b>	<b>3.591,59</b>	<b>70,05</b>
E.E. Quito	4.803,67	4.469,19	334,49	240,28	94,21	6,96	753,28	72,80
E.E. Centro Sur	1.361,95	1.268,65	93,30	86,54	6,76	6,85	227,03	68,48
E.E. Sur	1.285,02	1.239,43	45,59	35,21	10,39	3,55	192,69	76,13
E.E. Ambato	842,06	787,28	54,79	52,75	2,03	6,51	147,65	65,11
E.E. Norte	816,73	729,34	87,39	42,82	44,57	10,70	132,01	70,63
E.E. Cotopaxi	748,71	676,11	72,61	57,61	14,99	9,70	120,64	70,84
E.E. Riobamba	491,13	456,56	34,57	27,94	6,63	7,04	84,53	66,33
E.E. Azogues	112,77	106,87	5,90	5,45	0,45	5,23	21,35	60,30
E.E. Galápagos	79,87	76,89	2,98	2,58	0,40	3,73	15,08	60,44
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>10.541,91</b>	<b>9.810,31</b>	<b>731,61</b>	<b>551,18</b>	<b>180,42</b>	<b>6,94</b>	<b>1.694,26</b>	<b>71,03</b>
<b>Total general</b>	<b>32.581,14</b>	<b>27.414,74</b>	<b>5.166,40</b>	<b>1.921,41</b>	<b>3.245,00</b>	<b>15,86</b>	<b>5.285,85</b>	<b>70,36</b>

En el 2025, de la energía disponible en los sistemas de distribución a nivel nacional (32.581,14 GWh), la CNEL EP demandó 22.039,23 GWh (67,64 %) y el grupo de empresas eléctricas 10.541,91 GWh (32,36 %).

Respecto a los valores de demanda, el valor total de 5,29 GW corresponde a la demanda máxima no coincidente del sistema de distribución. Los valores de demanda de la tabla Nro. 6, corresponden a los máximos registrados por cada empresa distribuidora en el año 2025.

## 1.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA 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.

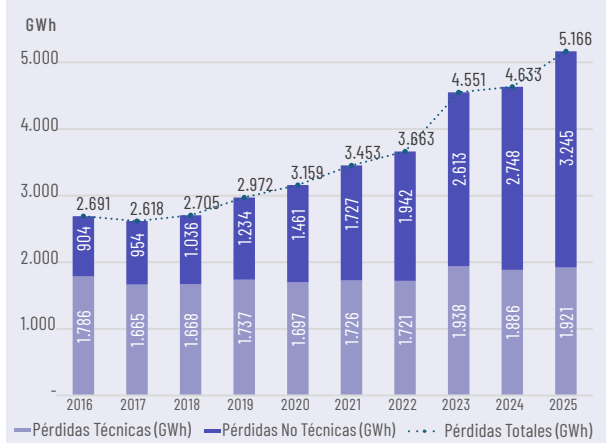
En la tabla Nro. 7 se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución para el periodo 2016-2025.

**Tabla Nro. 7: Pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución, periodo 2016- 2025**

Año	Pérdidas Totales (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Totales (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
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	2.704,59	1.668,40	1.036,19	11,39	7,03	4,36
2019	2.971,69	1.737,26	1.234,43	11,95	6,98	4,96
2020	3.158,76	1.697,46	1.461,30	12,78	6,87	5,91
2021	3.452,87	1.726,15	1.726,72	13,05	6,53	6,53
2022	3.662,60	1.720,55	1.942,05	13,25	6,23	7,03
2023	4.550,50	1.937,96	2.612,54	15,03	6,40	8,63
2024	4.633,39	1.885,51	2.747,88	15,58	6,34	9,24
2025	5.166,40	1.921,41	3.245,00	15,86	5,90	9,96

En el 2025, las pérdidas totales de energía de los sistemas de distribución fueron de 5.166,40 GWh, lo que implica un incremento de 2.475,46 GWh en comparación con las registradas en el 2016 (2.690,94 GWh).

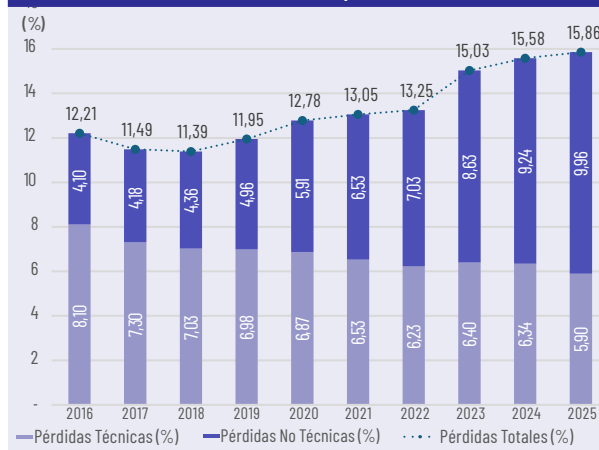
**Figura Nro. 10: Pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución, periodo 2016-2025**



En la figura Nro. 10 se aprecia el incremento que han tenido las pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2025, su valor fue 3.245,00 GWh, superior en 2.340,54 GWh respecto a las registradas en el 2016 (904,46 GWh).

Con respecto a las pérdidas porcentuales, en el 2025, éstas tuvieron un valor de 15,86%, lo que significa un incremento de 3,65 puntos porcentuales con respecto al 2016 (12,21 %).

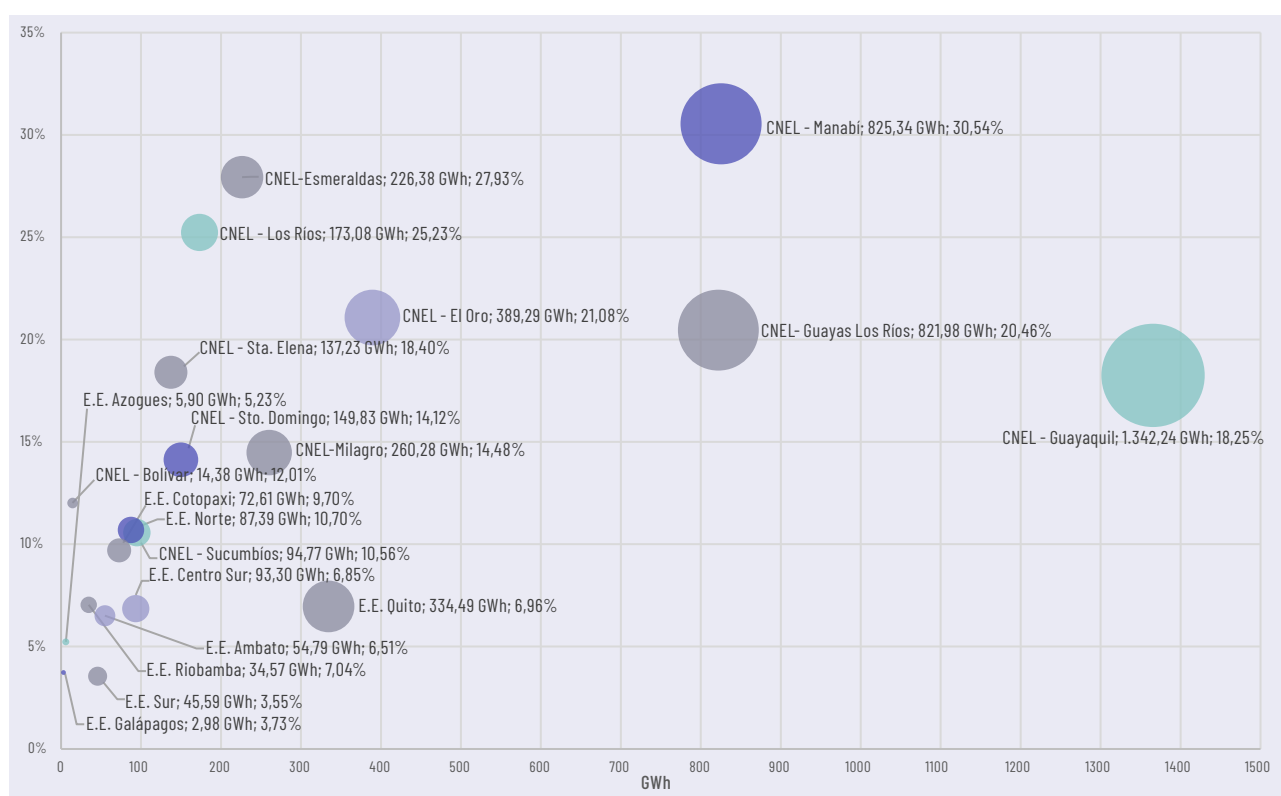
**Figura Nro. 11: Pérdidas porcentuales de energía en el sistema de distribución, periodo 2016 - 2025**



En la figura Nro. 11 se observa el incremento que ha tenido el porcentaje de pérdidas no técnicas del sistema, pues en el 2025, su valor fue 9,96 %, es decir, 5,86 puntos porcentuales más que el registrado en el 2016 (4,10%).

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 y la disponible en el sistema de distribución. En la figura Nro. 12 se presentan las pérdidas de energía expresadas en GWh y en porcentaje que registraron las empresas distribuidoras en el 2025.

**Figura Nro. 12: Pérdidas de energía eléctrica de las distribuidoras, 2025**





De la tabla Nro. 8 y la figura Nro. 12 se aprecia que la CNEL-Guayaquil presentó un indicador de pérdidas porcentuales de 18,25 %; que es el quinto valor porcentual más bajo de las Unidades de Negocio de CNEL EP; sin embargo, sus pérdidas en energía fueron 1.342,24 GWh, siendo este el mayor valor registrado a nivel nacional.

Por su parte, la E.E. Galápagos es la distribuidora que menos pérdidas de energía presentó a nivel nacional con un valor de 2,98 GWh.

Por otro lado, la distribuidora que mayor porcentaje de pérdidas presentó fue la CNEL-Manabí con un 30,54 %; mientras que la distribuidora con menos pérdidas porcentuales fue la E.E. Sur con 3,55 %.

En la tabla Nro. 8 se presentan los valores de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución correspondientes al 2025.

Tabla Nro. 8: Pérdidas de energía eléctrica de las distribuidoras, 2025

Empresa	Pérdidas Totales (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Totales (%)	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas (%)
CNEL-Guayaquil	1.342,24	367,50	974,74	18,25	5,00	13,25
CNEL-Manabí	825,34	223,06	602,28	30,54	8,25	22,29
CNEL-Guayas Los Ríos	821,98	244,68	577,30	20,46	6,09	14,37
CNEL-El Oro	389,29	155,92	233,38	21,08	8,44	12,64
CNEL-Milagro	260,28	98,81	161,47	14,48	5,50	8,98
CNEL-Esmeraldas	226,38	54,25	172,13	27,93	6,69	21,24
CNEL-Los Ríos	173,08	39,64	133,44	25,23	5,78	19,45
CNEL-Sto. Domingo	149,83	89,40	60,43	14,12	8,43	5,70
CNEL-Sta. Elena	137,23	42,06	95,17	18,40	5,64	12,76
CNEL-Sucumbios	94,77	41,50	53,26	10,56	4,63	5,94
CNEL-Bolívar	14,38	13,41	0,97	12,01	11,20	0,81
<b>Total CNEL EP</b>	<b>4.434,80</b>	<b>1.370,22</b>	<b>3.064,57</b>	<b>20,12</b>	<b>6,22</b>	<b>13,91</b>
E.E. Quito	334,49	240,28	94,21	6,96	5,00	1,96
E.E. Centro Sur	93,30	86,54	6,76	6,85	6,35	0,50
E.E. Norte	87,39	42,82	44,57	10,70	5,24	5,46
E.E. Cotopaxi	72,61	57,61	14,99	9,70	7,70	2,00
E.E. Ambato	54,79	52,75	2,03	6,51	6,26	0,24
E.E. Sur	45,59	35,21	10,39	3,55	2,74	0,81
E.E. Riobamba	34,57	27,94	6,63	7,04	5,69	1,35
E.E. Azogues	5,90	5,45	0,45	5,23	4,84	0,40
E.E. Galápagos	2,98	2,58	0,40	3,73	3,22	0,51
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>731,61</b>	<b>551,18</b>	<b>180,42</b>	<b>6,94</b>	<b>5,23</b>	<b>1,71</b>
<b>Total general</b>	<b>5.166,40</b>	<b>1.921,41</b>	<b>3.245,00</b>	<b>15,86</b>	<b>5,90</b>	<b>9,96</b>

Figura Nro. 13: Pérdidas de energía eléctrica, 2025

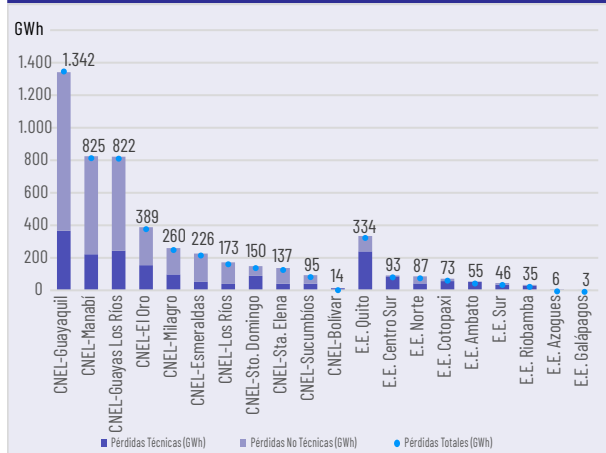
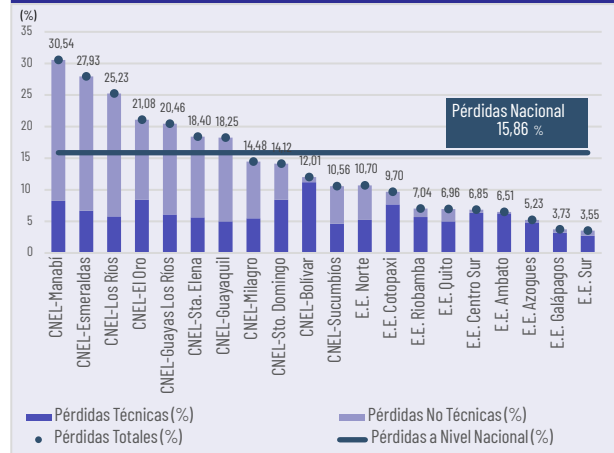


Figura Nro. 14: Pérdidas porcentuales de energía eléctrica, 2025



## 1.5 CONSUMO PER CÁPITA 2025

El cálculo del indicador de consumo per cápita anual a nivel nacional y provincial, utiliza el consumo de energía (SPEE y SAPG) de los consumidores regulados de las empresas distribuidoras y la población proyectada por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) para el 2025.

Tabla Nro. 9: Consumo per cápita anual por provincia, 2025

Provincia	Consumo de Energía (GWh)	Población <sup>(1)</sup>	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Zamora Chinchipe	879,66	118.936	7.396,05
Sucumbios	619,01	204.121	3.032,58
Galápagos	76,89	30.265	2.540,58
Guayas	9.304,83	4.788.157	1.943,30
El Oro	1.200,00	753.036	1.593,54
Santa Elena	598,98	406.947	1.471,89
Azuay	1.172,28	834.958	1.404,00
Pichincha	4.142,53	3.294.478	1.257,42
Cotopaxi	594,49	493.382	1.204,92
Manabí	2.033,50	1.715.057	1.185,67
Santo Domingo de los Tsáchilas	591,91	528.509	1.119,96
Tungurahua	626,79	581.842	1.077,26
Cañar	230,71	237.460	971,57
Imbabura	457,16	498.140	917,74
Esmeraldas	528,06	605.377	872,29
Los Ríos	853,19	978.487	871,95
Orellana	168,15	196.020	857,81
Chimborazo	407,23	487.355	835,59
Napo	103,29	140.498	735,16
Loja	345,18	498.457	692,51
Pastaza	73,56	120.932	608,30
Carchi	98,71	177.020	557,63
Bolívar	105,42	204.351	515,86
Morona Santiago	97,44	209.875	464,28
<b>Total</b>	<b>25.308,97</b>	<b>18.103.660</b>	<b>1.398,00</b>

<sup>(1)</sup> Fuente: INEC.

Estos datos revelan que el mayor consumo per cápita ocurrió en las provincias de: Zamora Chinchipe y Sucumbios. Estos consumos se encuentran sobre los 3.000 kWh/hab.

En el caso de Zamora Chinchipe, su elevado valor de consumo per cápita se ve influenciado por el alto consumo de la minería a gran escala de las Minas Mirador y Fruta del Norte.

Para el caso de Sucumbios, su elevado valor de consumo per cápita obedece a que en dicha provincia se sirve a la carga de EP Petroecuador, la cual registra un alto consumo mensual.

Además, se establece que las provincias de menor consumo son: Morona Santiago y Bolívar con consumos inferiores a los 550 kWh/hab.

## 1.6 CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CONSUMIDOR FINAL

Representa la cantidad promedio de energía eléctrica en kWh que consume mensualmente un consumidor regulado de una distribuidora. No incluye el SAPG.

En la tabla Nro. 10 se puede apreciar el consumo promedio mensual por consumidor, para el periodo 2016-2025.

Tabla Nro. 10: Consumo promedio mensual, periodo 2016-2025 (kWh/consumidor)

Año	SPEE				Promedio Total
	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	
2016	8.634,64	2.428,57	680,48	136,61	300,72
2017	9.099,68	2.514,24	665,01	136,10	299,31
2018	9.494,85	2.713,13	656,36	135,26	301,40
2019	9.673,69	2.722,70	659,49	137,07	301,79
2020	9.685,74	2.444,26	575,68	141,42	289,54
2021	11.738,34	2.452,50	622,87	136,28	300,42
2022	13.016,23	2.695,04	658,16	132,22	308,51
2023	13.627,68	2.716,99	708,85	139,06	315,79
2024	13.144,30	2.940,20	692,04	136,37	313,95
2025	15.401,94	3.204,27	747,25	143,66	338,55

El valor del consumo promedio mensual de la tabla Nro. 10 corresponde a la relación entre el total de la energía facturada por el SPEE y el total de consumidores regulados a nivel nacional.

El consumo promedio mensual en el 2025 fue 338,55 kWh/consumidor, es decir, 37,83 kWh más por consumidor que el registrado en el 2016 (300,72 kWh/consumidor), lo que representó un incremento del 12,58%.

Es importante señalar que en el 2020 se aprecia una disminución en el consumo promedio mensual, esto se debe principalmente a una disminución en el consumo de los consumidores 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 promedio mensual.

Por otro lado, el consumo promedio mensual del 2024 es inferior al obtenido en el 2023, debido principalmente a una disminución en el consumo de energía eléctrica debido a los racionamientos de energía eléctrica efectuados a finales del 2024 con motivo de la grave sequía que atravesó el Ecuador.

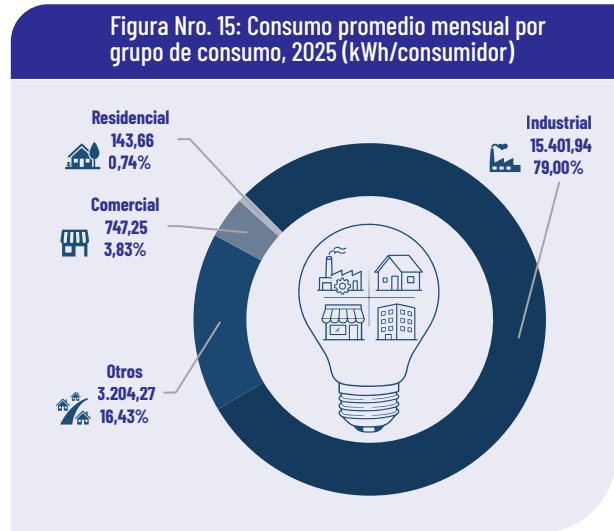
En la tabla Nro. 11 se presenta el consumo promedio mensual por empresa distribuidora correspondiente al 2025.

**Tabla Nro. 11: Consumo promedio mensual por empresa distribuidora, 2025 (kWh/consumidor)**

Empresa	SPEE				Promedio Total
	Industrial	Otros	Comercial	Residencial	
CNEL-Milagro	230.117,04	20.682,75	979,78	155,37	669,70
CNEL-Guayaquil	62.011,36	9.973,06	1.415,99	242,86	607,26
CNEL-Guayas Los Ríos	80.889,62	7.138,24	1.621,82	230,13	588,36
CNEL-Sucumbios	80.974,38	1.721,05	631,58	145,84	530,74
CNEL-Sta. Elena	36.377,58	9.800,44	1.174,57	159,82	428,50
CNEL-El Oro	26.323,67	4.340,86	910,58	145,27	383,57
CNEL-Manabí	55.406,51	4.426,25	1.418,23	173,70	371,16
CNEL-Esmeraldas	39.179,32	2.910,01	712,06	131,26	300,87
CNEL-Sto. Domingo	36.549,09	2.129,35	681,20	121,46	236,70
CNEL-Los Ríos	12.661,97	3.197,34	892,31	143,94	246,81
CNEL-Bolívar	573,14	465,42	370,14	70,43	94,08
<b>Total CNEL EP</b>	<b>55.519,40</b>	<b>6.035,58</b>	<b>1.153,20</b>	<b>181,54</b>	<b>458,49</b>
E.E. Galápagos	333,27	1.396,99	1.056,26	222,17	400,57
E.E. Sur	59.420,82	457,13	407,60	89,55	409,90
E.E. Cotopaxi	8.140,75	1.258,22	405,44	81,88	278,38
E.E. Quito	4.873,04	1.559,74	537,63	126,88	237,35
E.E. Centro Sur	5.162,80	818,78	480,39	95,78	190,68
E.E. Norte	4.890,70	1.094,83	357,31	97,81	180,02
E.E. Ambato	1.916,74	1.114,88	391,36	95,37	175,65
E.E. Riobamba	10.635,70	640,15	308,33	78,21	145,87
E.E. Azogues	1.790,01	647,87	421,30	79,02	127,04
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>6.799,46</b>	<b>1.120,46</b>	<b>471,77</b>	<b>107,11</b>	<b>227,64</b>
<b>Total general</b>	<b>15.401,94</b>	<b>3.204,27</b>	<b>747,25</b>	<b>143,66</b>	<b>338,55</b>

El sector industrial es el de mayor consumo mensual con 15.401,94 kWh/consumidor, debido a la considerable cantidad de energía facturada por este sector y a la reducida cantidad de usuarios industriales, en comparación con los otros grupos de consumo.

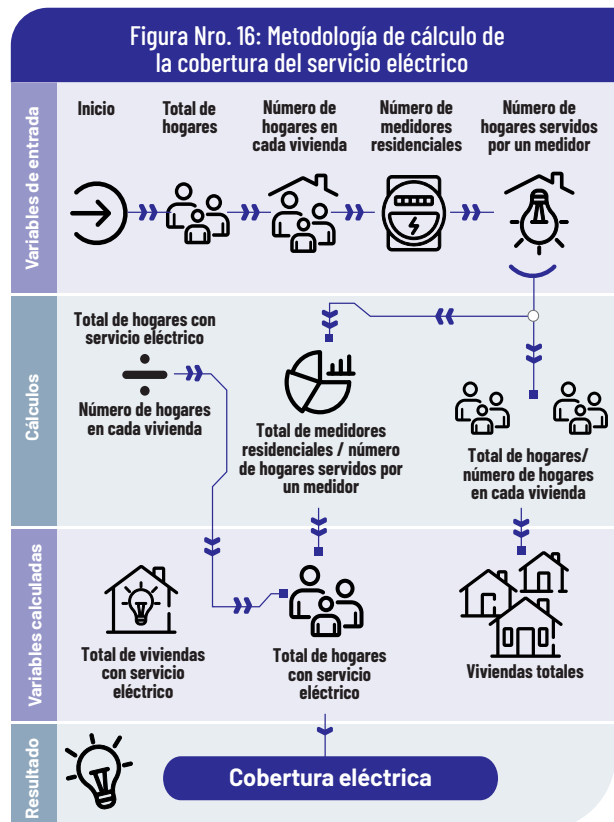
En la figura Nro. 15 se aprecia el consumo de energía eléctrica en un mes promedio durante el 2025.



## 1.7 COBERTURA DE SERVICIO ELÉCTRICO

En la figura Nro. 16 se presenta la metodología de cálculo de la cobertura del servicio eléctrico, misma que se centra en el análisis de viviendas totales y viviendas con servicio eléctrico a nivel nacional y por provincias.

Asimismo, la información utilizada como variables de entrada corresponde a los resultados de los censos publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), así como a la información estadística de medidores y consumidores residenciales reportada por las empresas distribuidoras a través del sistema SISDAT.



La tabla Nro. 12 muestra la evolución que ha tenido el indicador de cobertura de servicio eléctrico por provincia, región y a nivel nacional en los últimos 10 años. En el 2016 la cobertura a nivel nacional fue 97,24 %, la misma que se ha incrementado hasta

alcanzar el 97,81 % en el 2025.

En el periodo 2016-2025, la variación de la cobertura eléctrica en las regiones Sierra, Costa, Amazonía e Insular fue de 0,25 %, 1,48 %, -4,63 % y -0,07 %, respectivamente.

**Tabla Nro. 12: Cobertura del servicio eléctrico por región y provincia, periodo 2016-2025 (%)**

Regiones y Provincias	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Azuay	98,81	98,83	98,06	98,30	98,54	98,97	98,74	98,76	98,89	98,81
Bolivar	91,07	91,59	92,04	92,99	93,70	93,70	93,55	93,49	93,61	93,82
Cañar	96,24	96,32	95,99	96,26	96,92	96,96	98,10	98,22	98,34	98,27
Carchi	99,11	99,14	99,13	99,33	99,84	99,84	97,99	97,93	98,05	97,98
Cotopaxi	96,97	97,09	97,09	96,64	96,70	96,85	96,72	96,77	96,89	96,82
Chimborazo	93,89	93,79	94,09	94,82	95,54	95,57	97,15	97,11	97,23	97,16
Imbabura	98,31	98,83	98,88	99,04	99,22	99,24	98,55	98,58	98,70	98,63
Loja	99,40	99,34	98,86	98,71	98,71	98,73	98,03	98,04	98,16	98,10
Pichincha	99,53	99,75	99,76	99,58	99,37	99,39	99,55	99,63	99,76	99,68
Tungurahua	99,50	97,68	97,73	97,74	97,90	97,90	98,74	98,78	98,90	98,83
Santo Domingo	98,93	98,96	98,94	99,38	99,41	99,42	98,45	98,51	98,63	98,56
Región Sierra	98,47	98,48	98,41	98,44	98,50	98,57	98,62	98,66	98,80	98,72
El Oro	98,25	98,27	98,06	98,33	98,47	98,52	98,66	98,83	98,95	99,57
Esmeraldas	92,56	87,80	87,83	87,56	85,63	86,14	93,93	94,13	94,25	94,64
Guayas	96,08	97,79	97,11	97,12	97,14	97,17	97,97	98,16	98,28	98,60
Los Rios	98,40	97,13	98,38	98,41	98,89	98,92	96,58	97,06	97,18	97,11
Manabí	97,69	97,80	97,39	96,19	96,57	96,54	96,24	96,82	96,94	97,06
Santa Elena	92,00	89,34	88,37	88,53	90,12	90,27	95,62	95,67	95,79	95,72
Región Costa	96,40	96,72	96,37	96,16	96,26	96,34	97,20	97,48	97,65	97,83
Morona Santiago	93,11	86,16	86,16	86,74	88,91	89,09	82,42	82,48	82,59	82,53
Napo	89,99	89,47	90,87	90,87	91,27	92,09	93,30	93,33	93,45	93,38
Pastaza	88,54	89,30	89,32	89,23	89,56	91,12	87,03	87,09	87,20	87,14
Zamora Chinchipe	97,21	97,92	97,90	98,25	98,55	98,63	96,54	96,70	96,82	96,75
Sucumbios	96,30	96,99	95,41	95,41	95,57	95,78	93,69	93,79	93,91	93,84
Orellana	98,68	97,16	96,48	96,52	96,89	97,24	88,84	88,88	88,99	88,92
Región Amazónica	94,47	93,12	92,77	92,89	93,53	93,97	89,98	90,04	90,11	90,09
Galápagos	99,83	99,63	99,68	99,34	99,46	99,46	99,66	99,70	99,83	99,76
Región Insular	99,83	99,63	99,68	99,34	99,46	99,46	99,66	99,70	99,83	99,76
Zonas en estudio*			92,98	92,97	92,97	92,97				
<b>Total Nacional</b>	<b>97,24</b>	<b>97,33</b>	<b>97,05</b>	<b>97,09</b>	<b>97,20</b>	<b>97,29</b>	<b>97,48</b>	<b>97,63</b>	<b>97,78</b>	<b>97,81</b>

**Figura Nro. 17: Cobertura del servicio eléctrico, periodo 2016-2025**



En 2025, la cobertura del servicio eléctrico a nivel nacional se situó en 97,81 %. Las provincias con mayor índice de cobertura fueron Galápagos (99,76 %), Pichincha (99,68 %), El Oro (99,57 %), Tungurahua (98,83 %) y Azuay (98,81 %). En contraste, los niveles más bajos de cobertura eléctrica se registraron en Morona Santiago (82,53 %), Pastaza (87,14 %), Orellana (88,92 %) y Napo (93,38 %).



## 1.8 PRECIOS MEDIOS

### 1.8.1 GENERACIÓN

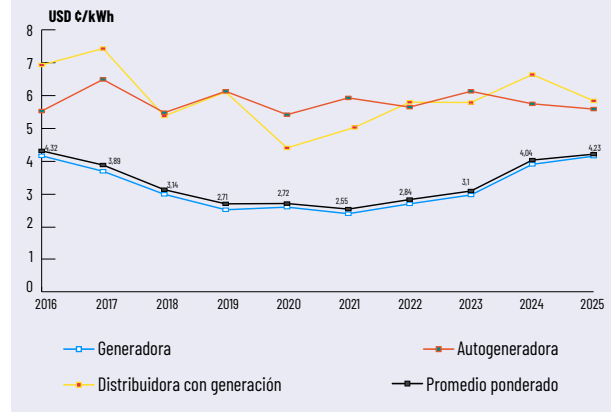
Para el caso de las generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, el precio medio corresponde al valor percibido por la venta de energía (costos fijos y variables) y la energía entregada al mercado eléctrico.

En la tabla Nro. 13 y Figura Nro. 18 se presentan los precios medios por tipo de empresa para el periodo 2016-2025. Se observa que el precio medio ponderado en 2016 fue de 4,32 USD €/kWh, mientras que para 2025 se situó en 4,23 USD €/kWh

Tabla Nro. 13: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa (USD €/kWh)

Tipo de Empresa	Año	Energía Vendida (GWh)	Total Costos (MUSD)	Precio Medio (USD €/kWh)
Generadora	2016	21.298,62	887,54	4,17
	2017	21.830,01	808,62	3,70
	2018	22.501,10	675,52	3,00
	2019	25.232,80	638,73	2,53
	2020	24.660,41	642,87	2,61
	2021	24.907,73	599,75	2,41
	2022	25.746,36	696,56	2,71
	2023	27.981,55	834,10	2,98
	2024	26.402,43	1.031,38	3,91
2025	30.291,08	1.259,64	4,16	
Autogeneradora	2016	756,73	41,86	5,53
	2017	614,90	39,89	6,49
	2018	691,79	37,92	5,48
	2019	697,76	42,77	6,13
	2020	708,01	38,34	5,42
	2021	612,63	36,30	5,93
	2022	543,86	30,71	5,65
	2023	401,42	24,60	6,13
	2024	518,69	29,85	5,75
2025	585,83	33,11	5,65	
Distribuidora con Generación	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
	2021	608,66	30,83	5,06
	2022	690,75	39,56	5,73
	2023	829,83	48,02	5,79
	2024	970,25	64,32	6,63
2025	750,37	43,76	5,83	
Total	2016	22.911,09	988,66	4,32
	2017	23.124,96	899,00	3,89
	2018	23.882,39	750,44	3,14
	2019	26.560,90	719,94	2,71
	2020	25.927,20	705,78	2,72
	2021	26.129,03	666,88	2,55
	2022	26.980,96	766,83	2,84
	2023	29.212,80	906,73	3,10
	2024	27.891,37	1.125,55	4,04
2025	31.627,29	1.336,52	4,23	

Figura Nro. 18: Precio medio de la energía generada por tipo de empresa



Respecto a las generadoras, para el 2025, el precio medio se sitúa en 4,16 USD €/kWh, lo que representa una contracción del 0,24 % frente al valor del 2016 (4,17 USD €/kWh) y un incremento del 6,39 % respecto a 2024 (3,91 USD €/kWh).

Por su parte, en 2025, las autogeneradoras con venta de excedentes al mercado eléctrico registraron un precio medio de 5,65 USD €/kWh, lo que representa una variación del 2,17 % respecto al valor obtenido en el 2016 (5,53 USD €/kWh).

En lo relacionado a las distribuidoras con generación, en el 2025, el precio medio fue 5,83 USD €/kWh, lo que representa una variación del 15,87% respecto al valor registrado en el 2016 (6,93 USD €/kWh).

### 1.8.2 DISTRIBUCIÓN

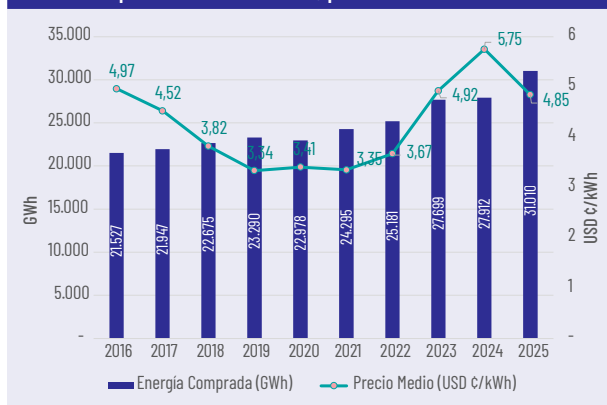
#### 1.8.2.1 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA COMPRADA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

El valor promedio de la energía comprada por las empresas distribuidoras, para abastecer la demanda de los consumidores finales, en el 2025 fue 4,85 USD €/kWh, esto es 0,12 USD €/kWh más que el valor del 2016 (4,97 USD €/kWh), lo que representa un incremento del 2,38%.

Tabla Nro. 14: Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, periodo 2016-2025

Año	Energía Comprada (GWh)	Total Facturado (MUSD)	Precio Medio (USD €/kWh)
2016	21.527,00	1.068,96	4,97
2017	21.946,63	993,00	4,52
2018	22.675,42	866,92	3,82
2019	23.289,78	777,17	3,34
2020	22.977,95	782,63	3,41
2021	24.294,98	814,66	3,35
2022	25.181,41	924,76	3,67
2023	27.698,79	1.363,99	4,92
2024	27.912,36	1.605,04	5,75
2025	31.009,75	1.503,15	4,85

**Figura Nro. 19: Precio medio de la energía comprada por las distribuidoras, periodo 2016-2025**



Las empresas distribuidoras compraron durante el 2025 un total de 31.009,75 GWh equivalentes a 1.503,15 MUSD, obteniendo un precio medio de compra de 4,85 USD c/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.

### 1.8.2.2 PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA FACTURADA A CONSUMIDORES REGULADOS

El valor del precio medio de la energía facturada a consumidores regulados considera la facturación de la demanda regulada (SPEE y SAPG).

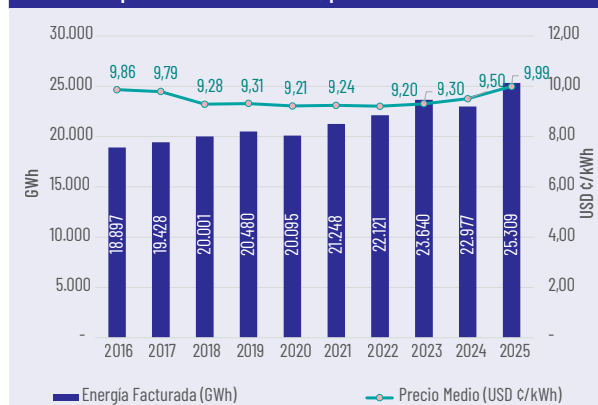
En el 2016, el precio medio de la energía facturada a consumidores regulados fue 9,86 USD c/kWh.

Para el 2025, el precio medio fue 9,99 USD c/kWh, lo que representó una variación del 1,31%.

**Tabla Nro. 15: Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2016-2025**

Año	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
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
2021	21.248,40	1.962,34	9,24
2022	22.120,69	2.035,01	9,20
2023	23.639,55	2.198,27	9,30
2024	22.976,69	2.183,69	9,50
2025	25.308,97	2.527,89	9,99

**Figura Nro. 20: Precio medio de la energía facturada por las distribuidoras, periodo 2016-2025**



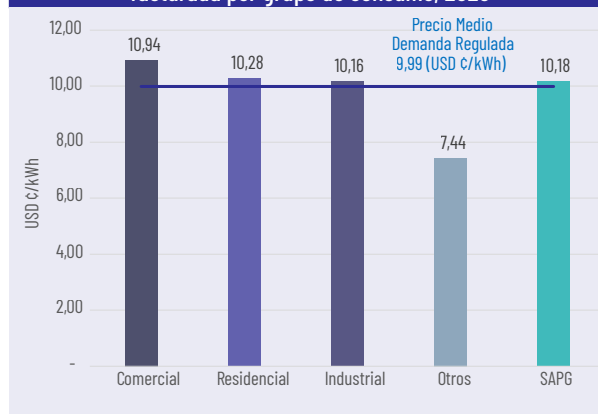
La energía facturada a nivel nacional en el 2025 fue 25.308,97 GWh, por un valor de 2.527,89 MUSD, obteniendo un precio medio para la energía facturada a consumidores regulados de 9,99 USD c/kWh.<sup>2</sup>

En la tabla Nro. 16 se presenta el precio medio de la energía facturada por tipo de servicio.

**Tabla Nro. 16: Precio medio de la energía facturada por tipo de servicio, 2025**

Tipo de servicio	Energía Facturada (GWh)	Facturación Servicio Eléctrico (MUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
SPEE	Residencial	8.925,22	10,28
	Industrial	6.783,94	10,16
	Comercial	4.610,68	10,94
	Otros	3.299,96	7,44
SAPG	1.689,17	171,87	10,18
<b>Total general</b>	<b>25.308,97</b>	<b>2.527,89</b>	<b>9,99</b>

**Figura Nro. 21: Precio medio de la energía facturada por grupo de consumo, 2025**



<sup>2</sup> El valor de 9,99 USD c/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 incluye la facturación por SAPG. 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.



# GENERACIÓN

## CAPÍTULO 02

## 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, 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 de centrales hidroeléctricas; fotovoltaicas; eólicas; y, termoeléctricas que tienen como fuente primaria de energía la biomasa y el biogás; mientras que la generación de tipo no renovable está compuesta de centrales que utilizan combustibles fósiles, y se clasifican en: turbogás, turbovapor y motores de combustión interna (MCI).

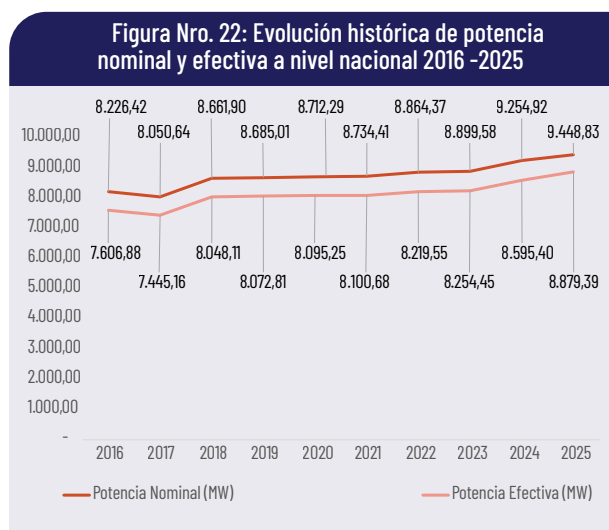
La generación de electricidad es realizada por empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras que disponen de centrales de generación. A lo largo de esta sección se presenta las potencias nominal y efectiva registradas por los mencionados participantes del sector eléctrico.

### 2.1.1 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA A NIVEL NACIONAL

A nivel nacional la capacidad instalada para generación eléctrica se ha incrementado anualmente.

En una central de generación, la potencia nominal se refiere a la potencia instalada establecida en los datos de placa; mientras que la potencia efectiva es la potencia activa que puede entregar una unidad o central de generación, de manera permanente, bajo condiciones de operación definidas por el sitio de la instalación, que considera entre otras, condiciones ambientales como presión atmosférica y temperatura.

La figura Nro. 22 muestra la evolución de dichas potencias en

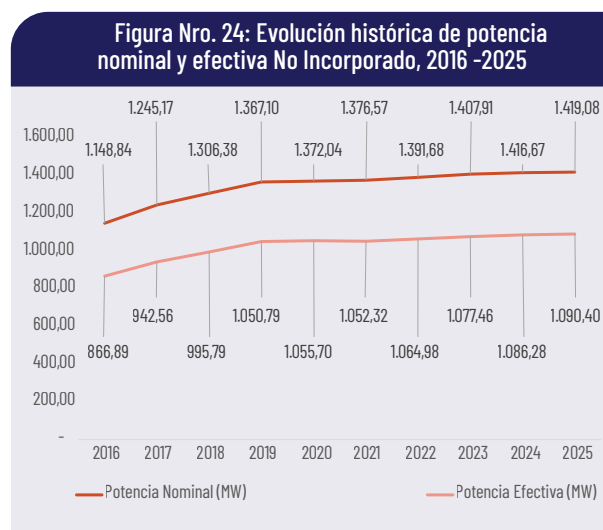
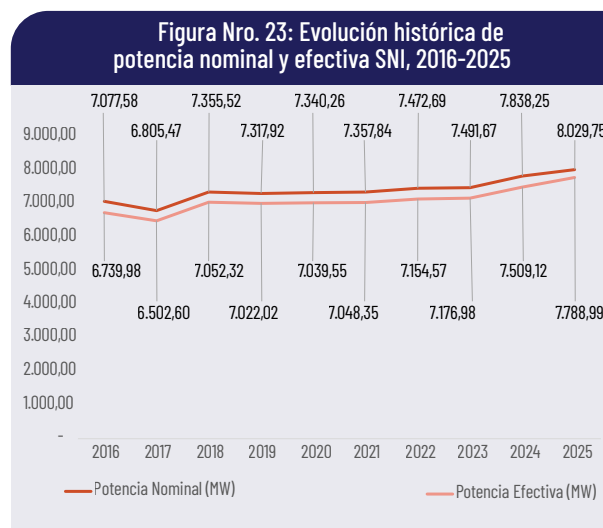


el periodo 2016 - 2025 a nivel nacional que incluye el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y Sistemas No Incorporados. El incremento de las potencias nominal y efectiva en el periodo de análisis fue 14,86% y 16,73%, respectivamente

### 2.1.2 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE SISTEMA

Del total de centrales de generación que operan en el sistema eléctrico ecuatoriano, unas se encuentran conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y otras operan en sistemas aislados que no están en sincronismo con el SNI (no incorporados), especialmente aquellas que sirven a gran parte del sistema petrolero que se encuentra ubicado en la región oriental del país y a la región insular de Galápagos.

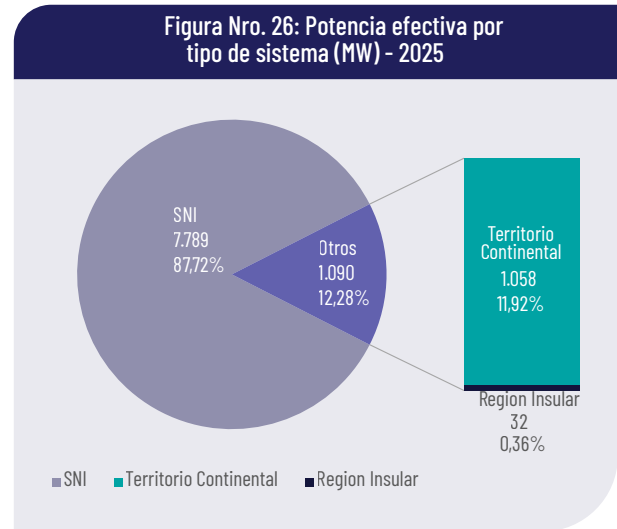
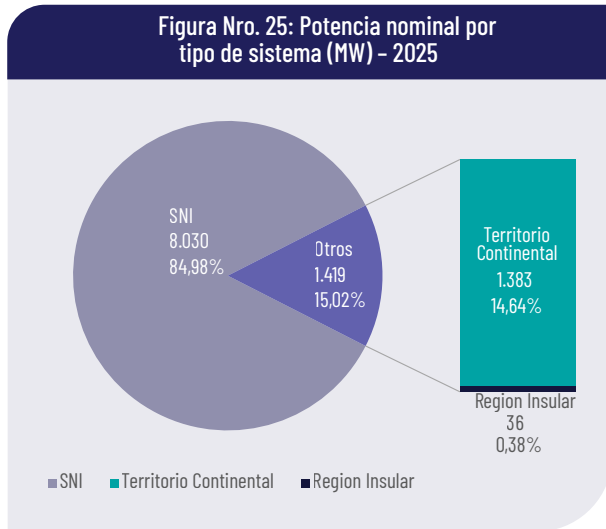
En la figura Nro. 23 se presenta la evolución de la capacidad nominal y efectiva de las centrales que se encuentran conectadas al SNI, en tanto que en la figura Nro. 24 se muestra la evolución de la capacidad nominal y efectiva de las centrales no incorporadas al SNI.





En la figura Nro. 25 y figura Nro. 26 se muestra las potencias nominal y efectiva para 2025, por tipo de sistema. Los sistemas no incorporados se los divide en territorio continental y región insular.

Al 2025, a nivel nacional se registraron 9.448,83 MW de potencia nominal y 8.879,39 MW de potencia efectiva, las cuales consideran las capacidades de las centrales de generadores, autogeneradores y distribuidores con generación. Para el año 2025 la mayoría de las empresas petroleras fueron autogeneradores.



La tabla Nro. 17 muestra las centrales que entraron en operación en el 2025.

**Tabla Nro. 17: Centrales que entraron en operación en el 2025**

Tipo de Empresa	Empresa	Central	Tipo Central	Sistema	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Autogeneradora	Sipac	MDC-LOC80	Térmica	No Incorporado	2,40	2,00
	Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Hidráulica	S.N.I.	1,07	1,08
Total Autogeneradora					3,47	3,08
Generadora	CELEC-Hidrotoapi	Alluriquin	Hidráulica	S.N.I.	204,00	195,12
	CELEC-Hidrotoapi	Mini Central Toachi	Hidráulica	S.N.I.	1,40	1,40
	Elecaastro	Murat Bey (Esclusas I)	Térmica	S.N.I.	100,00	100,00
	Elecaastro	Erin Sultan (Esclusas II)	Térmica	S.N.I.	100,00	100,00
	Elecaastro	El Descanso (Emergente)	Térmica	S.N.I.	20,00	20,00
	Elecaastro	GASVESUBIO	Térmica	S.N.I.	13,67	13,50
	Elecaastro	Murat Bey (Esclusas III)	Térmica	S.N.I.	95,00	95,00
Total Generadora					534,07	525,02
Total General					537,54	528,10

*Nota: Los valores de potencia nominal y potencia efectiva que se muestran en la tabla Nro. 17 para la central Hidrosanbartolo, corresponde al incremento de capacidad que tuvo la central en el año 2025.*

A continuación, se presenta una revisión comparativa multianual de potencia nominal y efectiva, por tipo de fuente y empresa.

## 2.1.3 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA NACIONAL POR TIPO DE FUENTE

En la tabla Nro. 18 y tabla Nro. 19 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 nominal renovable presentó el mayor incremento porcentual situándose en 21,90%.

**Tabla Nro. 18: Histórico de potencia nominal por tipo de fuente**

Tipo de Energía	Tipo Central	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Renovable	Hidráulica	4.446,36	4.515,96	5.066,40	5.076,40	5.098,75	5.106,85	5.191,30	5.192,30	5.419,17	5.388,85
	Eólica	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	53,15	71,13	71,13	71,15
	Térmica Biomasa	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	144,30	155,30	156,05
	Fotovoltaica	26,48	26,48	27,63	27,63	27,63	27,65	28,65	29,06	29,13	29,13
	Térmica Biogás	2,00	7,26	7,26	7,26	7,26	8,32	8,32	8,32	11,12	11,12
<b>Total Renovable</b>		<b>4.640,29</b>	<b>4.715,15</b>	<b>5.266,74</b>	<b>5.276,74</b>	<b>5.299,09</b>	<b>5.308,27</b>	<b>5.425,72</b>	<b>5.445,10</b>	<b>5.685,84</b>	<b>5.656,30</b>
No Renovable	Térmica	3.586,14	3.335,49	3.395,15	3.408,27	3.413,21	3.426,14	3.438,65	3.454,47	3.569,07	3.792,53
<b>Total</b>		<b>8.226,42</b>	<b>8.050,64</b>	<b>8.661,90</b>	<b>8.685,01</b>	<b>8.712,29</b>	<b>8.734,41</b>	<b>8.864,37</b>	<b>8.899,58</b>	<b>9.254,92</b>	<b>9.448,83</b>

**Tabla Nro. 19: Histórico de potencia efectiva por tipo de fuente**

Tipo de Energía	Tipo Central	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Renovable	Hidráulica	4.418,18	4.486,41	5.036,43	5.046,63	5.064,16	5.072,26	5.151,31	5.152,31	5.371,24	5.387,42
	Eólica	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	21,15	49,72	71,13	71,13	71,13
	Térmica Biomasa	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40	147,70	148,50
	Fotovoltaica	25,59	25,59	26,74	26,74	26,74	26,76	27,76	28,17	28,24	28,24
	Térmica Biogás	1,76	6,50	6,50	6,50	6,50	7,20	7,20	7,20	9,97	9,97
<b>Total Renovable</b>		<b>4.603,07</b>	<b>4.676,05</b>	<b>5.227,22</b>	<b>5.237,42</b>	<b>5.254,95</b>	<b>5.263,78</b>	<b>5.372,40</b>	<b>5.395,21</b>	<b>5.628,28</b>	<b>5.645,26</b>
No Renovable	Térmica	3.003,80	2.769,11	2.820,89	2.835,39	2.840,30	2.836,90	2.847,16	2.859,24	2.967,12	3.234,13
<b>Total</b>		<b>7.606,88</b>	<b>7.445,16</b>	<b>8.048,11</b>	<b>8.072,81</b>	<b>8.095,25</b>	<b>8.100,68</b>	<b>8.219,55</b>	<b>8.254,45</b>	<b>8.595,40</b>	<b>8.879,39</b>

Para el 2025 en la tabla Nro. 20 se presenta los valores de potencia nominal y efectiva por tipo de fuente (renovable y no renovable) y tipo de tecnología.

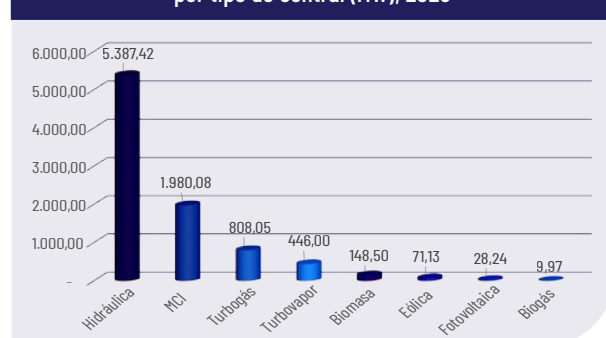
**Tabla Nro. 20: Potencia nominal y efectiva por tipo de fuente, 2025**

Tipo Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva	
				(MW)	%
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	5.388,85	5.387,42	60,67%
	Biomasa	Turbovapor	156,05	148,50	1,67%
	Eólica	Eólica	71,15	71,13	0,80%
	Solar	Fotovoltaica	29,13	28,24	0,32%
	Biogás	MCI	11,12	9,97	0,11%
<b>Total Renovable</b>			<b>5.656,30</b>	<b>5.645,26</b>	<b>63,58%</b>
No Renovable	Térmica	MCI	2.377,09	1.980,08	22,30%
		Turbogás	955,31	808,05	9,10%
		Turbovapor	460,13	446,00	5,02%
<b>Total No Renovable</b>			<b>3.792,53</b>	<b>3.234,13</b>	<b>36,42%</b>
<b>Total</b>			<b>9.448,83</b>	<b>8.879,39</b>	<b>100,00%</b>

En 2025, de la potencia efectiva total (8.879,39 MW), destacó la participación mayoritaria de las centrales hidráulicas con 5.387,42 MW, correspondiente al 60,67%, seguida de las centrales térmicas no renovables tipo MCI, con una participación de 1.980,08 MW, correspondiente al 22,30%.

En La figura Nro. 27 se 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. 27: Potencia efectiva por tipo de central (MW), 2025**





## 2.1.4 POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA

En la tabla Nro. 21 y tabla Nro. 22 se muestra la evolución de la potencia nominal y efectiva, clasificadas por tipo de empresa. En el periodo 2016-2025, las generadoras incrementaron su potencia nominal en 15,94%, las autogeneradoras en 32,26%, en tanto que en distribución se evidencia una disminución de -53,79%, esto debido a que las centrales que estaban a cargo de CNEL EP Guayaquil fueron transferidas a CELEC EP Electroguayas.

**Tabla Nro. 21: Histórico de potencia nominal por tipo de empresa**

Tipo Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generadora	6.394,64	6.080,05	6.571,55	6.563,96	6.608,20	6.571,38	6.687,83	6.677,01	7.001,26	7.413,91
Autogeneradora	1.381,21	1.519,90	1.638,51	1.669,44	1.652,49	1.711,40	1.723,91	1.769,53	1.800,56	1.826,72
Distribuidora	450,58	450,69	451,84	451,60	451,61	451,63	452,63	453,03	453,10	208,20
<b>Total general</b>	<b>8.226,42</b>	<b>8.050,64</b>	<b>8.661,90</b>	<b>8.685,01</b>	<b>8.712,29</b>	<b>8.734,41</b>	<b>8.864,37</b>	<b>8.899,58</b>	<b>9.254,92</b>	<b>9.448,83</b>

**Tabla Nro. 22: Histórico de potencia efectiva por tipo de empresa**

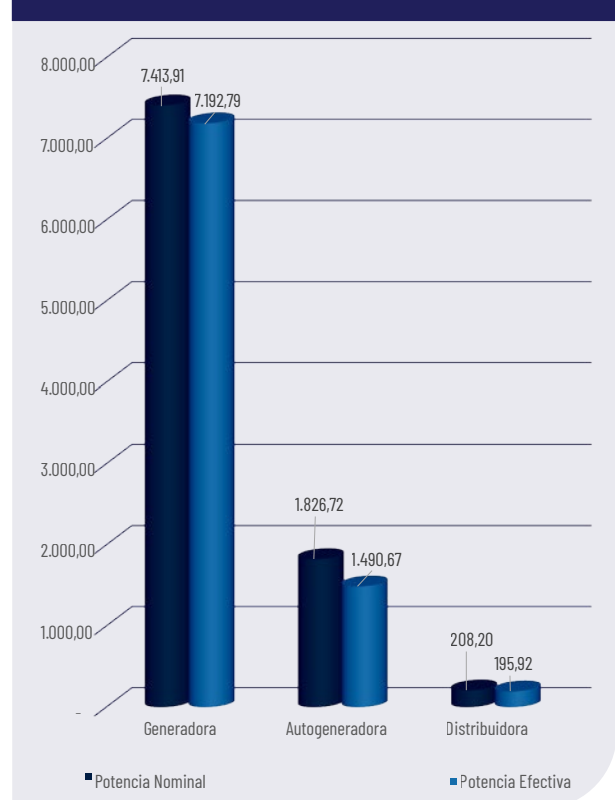
Tipo Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Generadora	6.133,20	5.855,67	6.349,53	6.346,14	6.382,01	6.342,21	6.449,83	6.444,64	6.753,67	7.192,79
Autogeneradora	1.089,57	1.209,25	1.317,20	1.345,52	1.331,70	1.376,91	1.387,17	1.426,84	1.460,70	1.490,67
Distribuidora	384,11	380,23	381,39	381,15	381,54	381,56	382,56	382,96	381,03	195,92
<b>Total general</b>	<b>7.606,88</b>	<b>7.445,16</b>	<b>8.048,11</b>	<b>8.072,81</b>	<b>8.095,25</b>	<b>8.100,68</b>	<b>8.219,55</b>	<b>8.254,45</b>	<b>8.595,40</b>	<b>8.879,39</b>

**Tabla Nro. 23: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa, central y unidad, 2025**

Tipo Empresa	Tipo Central	Tipo Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	Hidráulica	Hidráulica	4.962,40	4.964,73
		MCI	1.073,67	979,43
	Térmica	Turbogás	831,26	716,10
		Turbovapor	444,50	432,50
	Eólica	Eólica	66,50	66,48
	Solar	Fotovoltaica	24,46	23,57
	Biogás	MCI	11,12	9,97
<b>Total Generadora</b>			<b>7.413,91</b>	<b>7.192,79</b>
Autogeneradora	Hidráulica	Hidráulica	285,86	284,57
		MCI	1.245,13	952,16
	Térmica	Turbogás	124,05	91,95
		Turbovapor	15,63	13,50
	Biomasa	Turbovapor	156,05	148,50
<b>Total Autogeneradora</b>			<b>1.826,72</b>	<b>1.490,67</b>
Distribuidora	Hidráulica	Hidráulica	140,59	138,11
		MCI	58,29	48,49
	Eólica	Eólica	4,65	4,65
	Solar	Fotovoltaica	4,67	4,67
<b>Total Distribuidora</b>			<b>208,20</b>	<b>195,92</b>
<b>Total general</b>			<b>9.448,83</b>	<b>8.879,39</b>

La figura Nro. 28 clasifica las potencias nominal y efectiva por tipo de empresa; la potencia de las distribuidoras se refiere a la generación no escindida a su cargo.

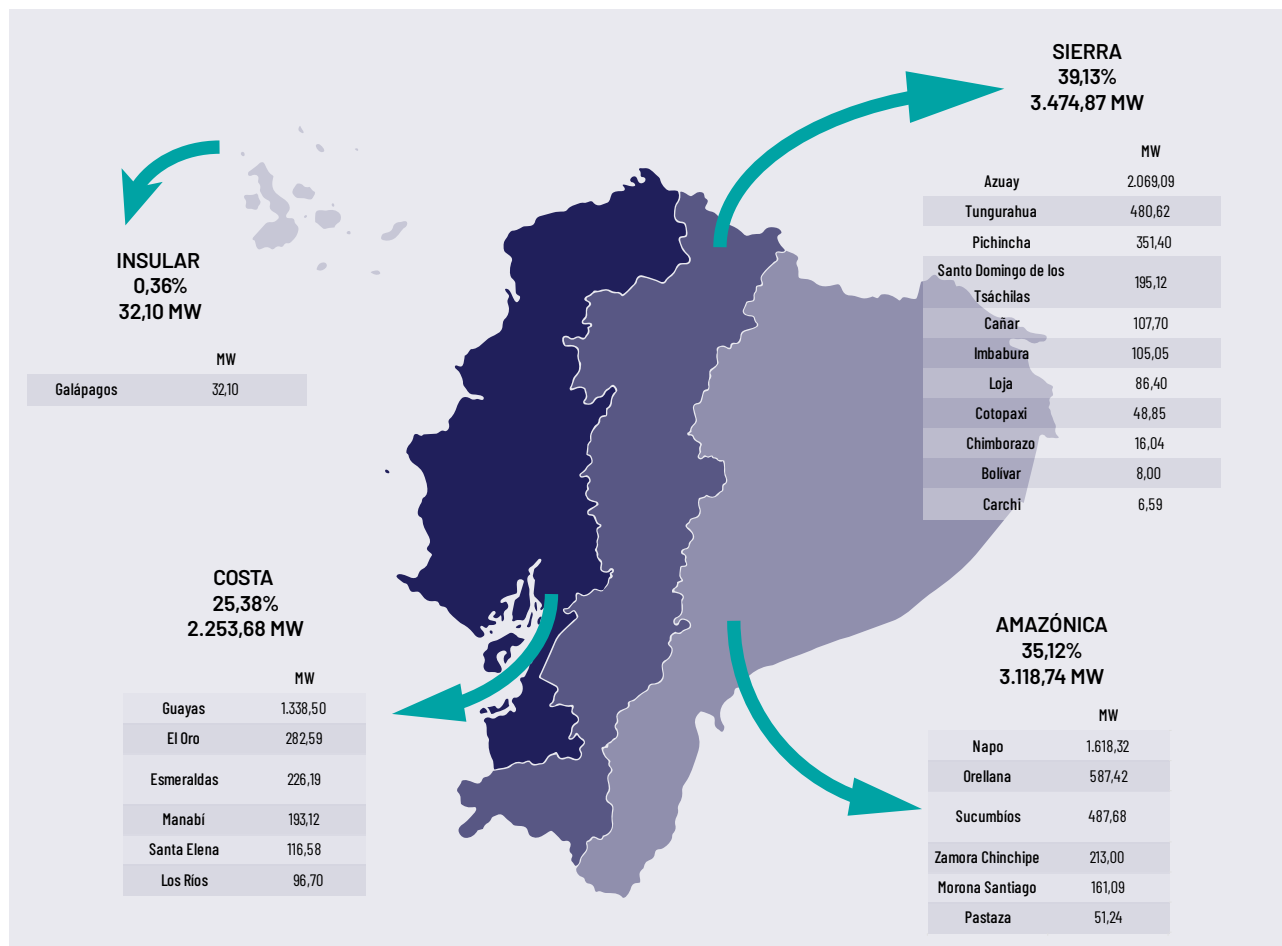
**Figura Nro. 28: Potencia por tipo de empresa (MW), 2025**



## 2.1.5 POTENCIA Y NÚMERO DE CENTRALES POR PROVINCIA

La figura Nro. 29 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.

Figura Nro. 29: Potencia efectiva por provincia (MW), 2025



## 2.2 SUBESTACIONES

### 2.2.1 CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE GENERADORAS Y AUTOGENERADORAS

A nivel nacional, la capacidad de transformación de las empresas generadoras y autogeneradoras se ha ido modificando en función de la evolución de la potencia instalada de generación. Los transformadores de elevación pueden ubicarse a la salida de los generadores (en este documento se los llama puntos de transformación) o en subestaciones de elevación.

La tabla Nro. 24, muestra la capacidad de transformación (subestaciones y puntos de transformación) de empresas

Tabla Nro. 24: Evolución de la capacidad de transformación de las generadoras

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2016	5.495,22
2017	6.861,72
2018	7.764,40
2019	7.776,40
2020	7.825,92
2021	7.875,92
2022	7.935,92
2023	7.895,65
2024	8.077,49
2025	8.292,95



generadoras para el periodo 2016-2025, observándose un incremento del 50,91% de la capacidad máxima en el periodo de estudio.

La tabla Nro. 25 detalla la evolución histórica de la capacidad de transformación de empresas autogeneradoras (subestaciones de elevación y reducción; y, puntos de transformación); dicha capacidad se incrementó un 18,58% en el periodo de estudio.

**Tabla Nro. 25: Evolución de la capacidad de transformación de las autogeneradoras**

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2016	1.189,57
2017	1.255,72
2018	1.317,72
2019	1.299,22
2020	1.262,70
2021	1.262,70
2022	1.262,70
2023	1.302,97
2024	1.345,57
2025	1.410,57

## 2.2.2 SUBESTACIONES DE EMPRESAS GENERADORAS

Esta sección presenta datos generales de las subestaciones y de los equipos de transformación existentes en las instalaciones de generación con corte al año 2025; ver tabla Nro. 26

**Tabla Nro. 26: Subestaciones de elevación y puntos de transformación de las generadoras**

Tipo de Subestación	Empresa	Nro. de Subestaciones	Nro. de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	CELEC-Electroguayas	2	2	206
	CELEC-Gensur	1	1	25
	CELEC-Hidroagoyán	3	6	505
	CELEC-Hidronación	1	2	102
	CELEC-Hidrotoapi	1	1	60
	CELEC-Termoesmeraldas	1	3	185
	CELEC-Termogas Machala	1	4	386
	CELEC-Termomanabi	1	4	225
	CELEC-Termopichincha	2	5	136
	Ecoluz-G	1	1	3
	Elecaastro	5	9	147
	ElitEnergy	2	2	46
	EMAC-BGP	1	1	2
	Epfotovoltaica	2	2	2
	Gransolar	1	3	3
	Hidrosierra	1	1	12
	Hidrosigchos	1	1	27
	Hidrovictoria	1	1	12
	Intervisa Trade	1	1	150
	IPNEGAL	1	1	13
	San José de Minas	1	1	8

Punto de Transformación	Empresa	Nro. de Subestaciones	Nro. de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)	
Punto de Transformación	Altgenotec	1	1	2	
	CELEC-Coca Codo Sinclair	2	10	1.735	
	CELEC-Electroguayas	9	24	1.107	
	CELEC-Gensur	1	3	225	
	CELEC-Hidronación	1	3	255	
	CELEC-Sur	5	19	2.451	
	CELEC-Termomanabi	4	9	79	
	CELEC-Termopichincha	1	1	4	
	Ecuagesa	1	1	35	
	Elecaastro	2	2	25	
	Electrisol	1	1	1	
	Gasgreen	1	2	3	
	Generoca	1	2	67	
	Gonzanergy	1	1	1	
	Hidroimbabura	1	1	1	
	Hidrosibimbe	1	1	18	
	Hidrotambo	1	1	10	
	Hidrotavalo	2	2	1	
	Lojaenergy	1	1	1	
	Renova Loja	1	1	1	
	Sabiangosolar	1	1	1	
	San Pedro	1	1	1	
	Sanersol	1	1	1	
	Sansau	1	1	1	
	Saracaysol	1	1	1	
	Solchacras	1	1	1	
	Solhuaqui	1	1	1	
	Solsantonio	1	1	1	
	Solsantros	1	1	1	
	Surenergy	1	1	1	
	Valsolar	1	1	1	
	Wildtecsa	1	1	1	
	<b>Total</b>		<b>81</b>	<b>150</b>	<b>8.292,95</b>

*Nota: Para las empresas Elecaastro y CELEC-Electroguayas se contabilizó adicionalmente subestaciones de elevación, puntos de transformación y transformadores que, si bien no son de su propiedad, corresponde a la infraestructura asociada a centrales de generación de propiedad de empresas privadas con las cuales suscribieron contratos de arrendamiento*

## 2.2.3 SUBESTACIONES DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Esta sección presenta los datos generales de las subestaciones y de los equipos de transformación existentes en las instalaciones de las autogeneradoras; ver tabla Nro. 27.

**Tabla Nro. 27: Subestaciones de elevación y reducción; y puntos de transformación de las autogeneradoras**

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	Agrozucar	1	1	32
	Andes Petro	1	7	108,00
	Ecoelectric	1	1	6,25
	Ecoluz-A	1	1	6,60
	Enermax	1	1	20,80
	EPMAPS-A	2	2	30,50
	Hidroabanico	1	2	45,00
	Hidroalto	1	1	70,00
	Hidronormandia	1	1	56,00
	Hidrosanbartolo	1	1	56,00
	Perlabí	1	1	3,15
	Petroecuador	16	27	443,15

Elevación	Pluspetrol	1	6	43,68
	San Carlos	1	6	82,40
	Sipeca	2	2	9,00
	Sipenergy S.A.	1	1	7,60
	Vicunha	1	2	9,00
Reducción	Ecoluz-A	1	1	6,60
	Petroecuador	17	26	222,55
	Pluspetrol	3	11	36,60
	UCEM	1	2	19,00
	UNACEM	1	1	35,00
	Vicunha	1	2	6,00
Punto de Transformación	Agrozucar	1	1	8,67
	Agua Y Gas De Sillunchi	2	2	0,51
	EPMAPS-A	2	2	36,00
	Moderna Alimentos	1	3	1,64
	OCP Ecuador	6	7	5,28
	UCEM	2	2	4,00
<b>Total</b>		<b>72</b>	<b>123</b>	<b>1.410,57</b>

## 2.2.4 SUBESTACIONES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Algunas Distribuidoras tienen pequeñas centrales de generación conectadas a sus sistemas eléctricos de distribución. De la tabla Nro. 35 se desprende que existe un total de 33 subestaciones, de las cuales 14 son de elevación y 19 puntos de transformación, asociados a dichas centrales que suman un total de 296,92 MVA de capacidad máxima instalada.

La E.E. Quito es la distribuidora con mayor capacidad de transformación asociada a generación, con 175,83 MVA.

**Tabla Nro. 28: Transformadores asociados a generación de las distribuidoras**

Tipo de Sub-estación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Elevación	CNEL-Sucumbios	1	3	0,75
	E.E. Galápagos	6	16	45,71
	E.E. Quito	7	12	175,83
Punto de Transformación	CNEL-Guayas Los Ríos	1	1	1,00
	E.E. Cotopaxi	5	5	15,63
	E.E. Galápagos	6	13	12,70
	E.E. Norte	4	5	21,30
	E.E. Riobamba	3	7	24,01
<b>Total</b>		<b>33</b>	<b>62</b>	<b>296,92</b>

## 2.3 LÍNEAS ASOCIADAS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

### 2.3.1 LÍNEAS DE EMPRESAS GENERADORAS

Las generadoras tienen en su infraestructura líneas a niveles de voltaje de 230, 138, 69, 22,8, 22,0 kV, 13,8 y 13,2 kV, que, dada la función que cumplen, se las considera como líneas de transmisión.

La longitud total de las líneas de transmisión reportadas por las generadoras para el 2025 fue de 521,93 km lo que representa un incremento de 71,12 % con respecto a lo registrado en el 2016.

**Tabla Nro. 29: Evolución histórica de líneas de empresas generadoras**

Año	Longitud (km)								Total
	13,2 kV	13,8 kV	22 kV	22,8 kV	34,5 kV	69 kV	138 kV	230 kV	
2016	0,00	10,00	0,00	0,40	0,00	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	0,00	0,60	0,80	0,40	0,00	175,57	145,10	3,91	326,38
2019	0,00	0,60	0,80	0,40	0,00	175,57	145,10	3,91	326,38
2020	0,20	0,60	0,80	18,13	0,00	179,17	145,10	3,91	347,91
2021	0,20	0,60	0,80	18,13	0,00	179,17	165,98	3,91	368,79
2022	0,20	0,60	0,80	18,13	0,00	179,17	165,98	3,91	368,79
2023	0,20	0,70	0,80	18,13	0,00	175,57	165,98	3,91	365,29
2024	0,20	11,70	0,80	18,13	0,00	178,07	165,98	3,91	378,79
2025	0,20	11,70	6,46	18,13	0,00	178,62	90,93	215,89	521,93

### 2.3.2 LÍNEAS DE EMPRESAS AUTOGENERADORAS

Al 2025, la longitud total de las líneas de empresas autogeneradoras fue de 844,17 km, lo que representó un incremento del 43,29% con respecto al 2016.

Los datos históricos se presentan en la tabla Nro. 30.

**Tabla Nro. 30: Evolución histórica de líneas de empresas autogeneradoras**

Año	Longitud (km)								
	6,3 kV	13,2 kV	22 kV	34,5 kV	46 kV	69 kV	138 kV	230 kV	Total
2016	3,75	5,20	22,66	249,70	29,19	259,75	0,00	18,87	589,12
2017	3,75	5,20	22,66	275,60	29,19	259,75	0,00	42,87	639,02
2018	3,75	5,20	22,66	275,60	29,19	259,75	0,00	127,87	724,02
2019	3,75	5,20	22,66	275,60	29,19	259,75	0,00	127,87	724,02
2020	3,75	5,00	22,66	275,60	29,19	256,15	0,00	127,87	720,22
2021	3,75	5,00	22,66	275,60	29,19	256,15	0,00	127,87	720,22
2022	3,75	5,00	22,66	275,60	29,19	256,15	0,00	127,87	720,22
2023	3,75	5,00	22,66	275,60	29,19	259,75	0,00	127,87	723,82
2024	3,75	5,00	22,66	275,60	29,19	274,05	0,00	127,87	738,12
2025	3,75	5,00	17,00	275,60	29,19	274,05	111,71	127,87	844,17



## 2.4 PERSONAL EMPRESAS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

En la tabla Nro. 31 y tabla Nro. 32, se presentan la cantidad de personal para las empresas de generación y autogeneradoras.

**Tabla Nro. 31: Cantidad de personal de las generadoras**

Empresa	Cantidad de Personal
Altgenotec	1
Brineforcorp	10
Cbsenergy	8
CELEC-Coca Codo Sinclair	271
CELEC-Electroguayas	364
CELEC-Gensur	70
CELEC-Hidroagoyán	230
CELEC-Hidronación	175
CELEC-Hidrotopi	192
CELEC-Sur	433
CELEC-Termoesmeraldas	276
CELEC-Termogas Machala	121
CELEC-Termomanabí	252
CELEC-Termopichincha	632
Ecoluz-G	7
Ecuagesa	39
Elecaastro	212
Electrisol	1
ElitEnergy	26
EMAC-BGP	10
Enersol	4
Epfotovoltaica	3
EPMAPS-G	31
Fideicomiso Titularización PHS	26
Gasgreen	15
Generoca	22
Genrenotec	1
Gonzanergy	1
Gransolar	26
Hidroimbabura	6
Hidromira	19
Hidrosibimbe	43
Hidrosierra	23
Hidrosigchos	20
Hidrotambo	17
Hidrotavalo	10
Hidroulba	11
Hidrovictoria	15
I.M. Mejía	19
IPNEGAL	42
Lojaenergy	1
Renova Loja	1
Sabiangosolar	1
San José de Minas	18
San Pedro	1
Sanersol	1
Sansau	5
Saracaysol	1
SERMAA EP	10
Solchacras	1
Solhuaquí	1
Solsantonio	1
Solsantros	1
Surenergy	1
Valsolar	8
Wildtecsa	3
<b>Total</b>	<b>3.739</b>

*Nota. Las empresas solares por su funcionalidad poseen algunas administraciones conjuntas que permiten optimizar sus recursos.*

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

Empresa	Cantidad de Personal
Agrozucar	14
Agua y Gas de Sillunchi	15
Andes Petro	26
Ecoelectric	44
Ecoluz-A	11
Enermax	63
EPMAPS-A	55
Hidroabanico	30
Hidroalto	86
Hidronormandía	84
Hidrosanbartolo	53
Moderna Alimentos	6
OCP Ecuador	26
Orion	8
Perlabí	7
Petroecuador	409
Pluspetrol	16
San Carlos	3
Sipac	8
Sipenergy S.A.	13
UCEM	10
UNACEM	16
Vicunha	19
<b>Total</b>	<b>1.022</b>



## 2.5 ENERGÍA PRODUCIDA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES

### 2.5.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

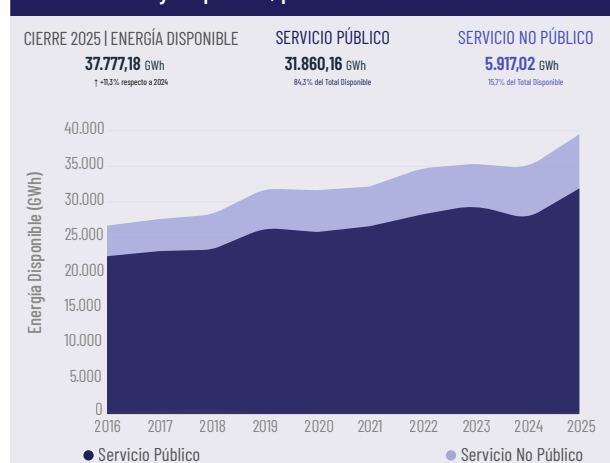
En la tabla Nro. 33 se detalla la energía bruta producida por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación durante el periodo 2016-2025. En 2016, la producción se situó en 27.313,86 GWh, mientras que para el 2025 alcanzó los 38.207,45 GWh. Esta evolución representó un incremento neto de 10.893,59 GWh, equivalente a un crecimiento del 39,88 % a lo largo del periodo analizado.

**Tabla Nro. 33: Energía producida, periodo 2016 - 2025**

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)
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	29.244,63	414,48	28.830,15	23.923,47	4.906,68
2019	32.270,89	379,92	31.890,97	26.555,10	5.335,86
2020	31.252,27	316,74	30.935,53	25.608,56	5.326,97
2021	32.218,33	323,37	31.894,96	26.167,24	5.727,72
2022	33.012,80	431,50	32.581,30	26.904,96	5.676,34
2023	35.362,03	445,80	34.916,24	29.177,16	5.739,08
2024	34.370,33	432,21	33.938,12	27.997,81	5.940,32
2025	38.212,31	435,13	37.777,18	31.860,16	5.917,02

En la figura Nro. 30, se presentan los valores de energía entregada a servicio público y no público, durante el periodo 2016 - 2025.

**Figura Nro. 30: Energía para servicio público y no público, periodo 2016 - 2025**



En la tabla Nro. 34 se detalla la producción de energía bruta por tipo de sistema. En 2025, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) aportó 33.964,78 GWh, lo que representó el 88,88 % de la producción nacional; por su parte, los sistemas no incorporados generaron 4.247,53 GWh, equivalentes al 11,12 % restante. Dentro del SNI, la producción mantuvo una fuerte composición hidráulica, alcanzando los 28.124,02 GWh (82,81 % del sistema), mientras que la generación térmica registró 5.209,65 GWh (15,34 % del sistema). En contraste, la energía bruta de los sistemas no incorporados presentó una dependencia casi absoluta de fuentes térmicas, totalizando 4.234,92 GWh, lo que equivale al 99,70 % de la producción de dicho sistema.

**Tabla Nro. 34: Producción de energía bruta por sistema**

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)	% Nacional	% Sistema
S.N.I.	Generadora	Hidráulica	25.382,96	66,43%	74,73%
		Térmica	4.916,26	12,87%	14,47%
		Eólica	185,82	0,49%	0,55%
		Biogás	42,94	0,11%	0,13%
		Solar	31,65	0,08%	0,09%
		<b>Total</b>	<b>30.559,62</b>	<b>79,97%</b>	<b>89,97%</b>
	Autogeneradora	Hidráulica	2.106,77	5,51%	6,20%
		Biomasa	370,72	0,97%	1,09%
		Térmica	159,45	0,42%	0,47%
		<b>Total</b>	<b>2.636,94</b>	<b>6,90%</b>	<b>7,76%</b>
Distribuidora con Generación	Hidráulica	634,28	1,66%	1,87%	
	Térmica	133,94	0,35%	0,39%	
	<b>Total</b>	<b>768,22</b>	<b>2,01%</b>	<b>2,26%</b>	
<b>Total S.N.I.</b>			<b>33.964,78</b>	<b>88,88%</b>	<b>100,00%</b>
No Incorporado	Generadora	Térmica	93,36	0,24%	2,20%
		Hidráulica	2,29	0,01%	0,05%
		<b>Total</b>	<b>95,65</b>	<b>0,25%</b>	<b>2,25%</b>
	Distribuidora con Generación	Solar	5,42	0,01%	0,13%
		Eólica	2,49	0,01%	0,06%
		Hidráulica	2,22	0,01%	0,05%
		<b>Total</b>	<b>10,13</b>	<b>0,03%</b>	<b>0,24%</b>
	Autogeneradora	Térmica	4.141,55	10,84%	97,50%
		Hidráulica	0,20	0,00%	0,00%
		<b>Total</b>	<b>4.141,75</b>	<b>10,84%</b>	<b>97,51%</b>
<b>Total No Incorporado</b>			<b>4.247,53</b>	<b>11,12%</b>	<b>100,00%</b>
<b>Total Energía Nacional (GWh)</b>			<b>38.212,31</b>	<b>100,00%</b>	

A nivel nacional, la matriz energética de 2025 registró una producción total de 38.212,31 GWh, destacándose una participación mayoritaria de fuentes renovables con el 75,28 % del total producido. Dentro de este grupo, la tecnología hidráulica se consolidó como la principal fuente de generación al aportar el 73,61 % de la energía nacional, equivalente a 28.128,72 GWh, complementada por aportes menores de biomasa (0,97 %), eólica (0,49 %), biogás (0,11 %) y solar fotovoltaica (0,10 %). Por otro lado, las fuentes no renovables representaron el 24,72 % de la matriz. En este segmento térmico, la tecnología de Motores de Combustión Interna (MCI) abarcó la mayor participación con el 16,74 % (6.398,31 GWh), seguida por turbovapor con el 4,58 % (1.749,44 GWh) y turbogás con el 3,39 % (1.296,81 GWh).

**Tabla Nro. 35: Producción de energía bruta por tipo de energía**

Tipo de Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	28.128,72	73,61%
	Biomasa	370,72	0,97%
	Eólica	188,31	0,49%
	Solar	37,06	0,10%
	Biogás	42,94	0,11%
Total Renovable		28.767,75	75,28%
No Renovable	Térmica MCI	6.398,31	16,74%
	Térmica Turbovapor	1.749,44	4,58%
	Térmica Turbogás	1.296,81	3,39%
Total No Renovable		9.444,56	24,72%
Total General		38.212,31	100,00%

**Figura Nro. 31: Producción bruta por tipo de energía, 2025**



El Sistema Nacional Interconectado concentró la mayor parte de la producción con el 88,88 % equivalente a 33.964,78 GWh. Dentro de este sistema, las empresas generadoras lideraron ampliamente la producción al aportar el 89,97 % de la energía generada, seguidas por las empresas autogeneradoras, que contribuyeron con el 7,76 %, mientras que las empresas distribuidoras registraron una participación menor del 2,26 %.

En contraste, el Sistema No Incorporado representó el 11,12 % de la generación nacional, correspondiente a 4.247,53 GWh, y presentó una estructura de generación diferente. En este sistema, las empresas autogeneradoras concentraron casi la totalidad de la producción con el 97,51 % de participación, mientras que las empresas generadoras aportaron el 2,25 % y las empresas distribuidoras apenas el 0,24 %, reflejando la dependencia de generación local en los sistemas eléctricos aislados.

**Figura Nro. 32: Producción de energía por tipo de empresa 2025**



### 2.5.1.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS

La energía bruta en 2016 fue de 21.645,27 GWh y en 2025 ascendió a 30.655,28 GWh, lo que significó un incremento de 9.010,01 GWh, equivalente al 41,63 %.

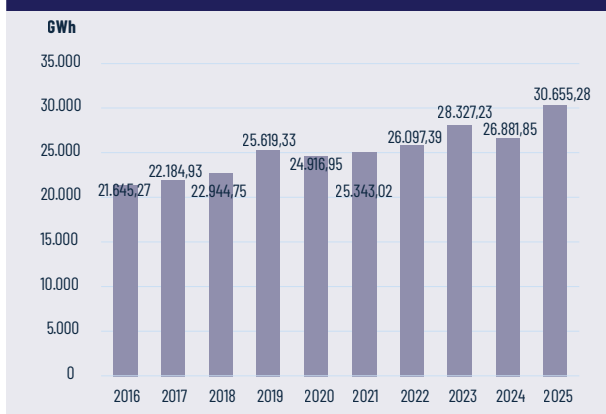
Se observa que la energía entregada para servicio público se registró un aumento de 9.111,89 GWh en 2025 con respecto a 2016, lo que corresponde a un crecimiento de 42,90 %.

**Tabla Nro. 36: Energía producida por las empresas generadoras, periodo 2016-2025**

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2016	21.645,27	325,13	21.320,15	21.240,27
2017	22.184,93	247,14	21.937,79	21.829,01
2018	22.944,75	313,62	22.631,13	22.520,44
2019	25.619,33	280,68	25.338,65	25.230,96
2020	24.916,95	218,49	24.698,46	24.341,04
2021	25.343,02	217,72	25.125,30	24.952,86
2022	26.097,39	336,83	25.760,56	25.596,82
2023	28.327,23	353,11	27.974,13	27.874,49
2024	26.881,85	308,49	26.573,36	26.482,29
2025	30.655,28	282,50	30.372,78	30.352,16

La evolución de la producción bruta de energía de las empresas generadoras se detalla en la figura Nro. 33, la cual evidencia una tendencia de crecimiento sostenido a lo largo de la última década impulsada por la incorporación constante de nueva capacidad de generación al sistema.

Figura Nro. 33: Producción de energía de las generadoras

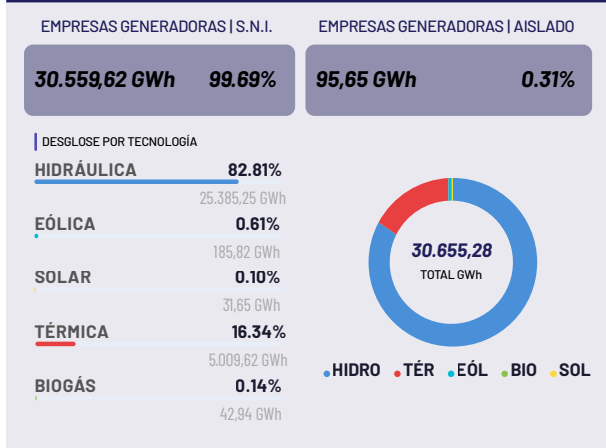


Los datos consolidados de 2025 reflejan un desempeño operativo positivo que reafirma la capacidad de respuesta y la expansión del parque generador frente a la demanda nacional.

Durante 2025, la producción total de energía eléctrica de las empresas generadoras alcanzó 30.655,28 GWh. De este total, la generación hidráulica constituyó la principal fuente de producción, con 25.385,25 GWh, lo que representó el 82,81 % de la generación total del sistema. En segundo lugar se ubicó la generación térmica, que registró 5.009,62 GWh, equivalente al 16,34 % del total generado.

En relación con las demás fuentes renovables que conforman la matriz de generación, la energía eólica aportó 185,82 GWh (0,61 %), mientras que la generación a partir de biogás y energía solar fotovoltaica alcanzó 42,94 GWh (0,14 %) y 31,65 GWh (0,10 %), respectivamente.

Figura Nro. 34: Composición de energía de empresas generadoras en el 2025



### 2.5.1.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LAS AUTOGENERADORAS

La energía bruta producida por las empresas autogeneradoras en el 2016 fue 4.771,41 GWh y en el 2025 fue 6.778,69 GWh. Esto representa una variación de 2.007,28 GWh en el período 2016-2025, equivalente a un incremento del 42,07 %.

Tabla Nro. 37: Energía producida por las empresas autogeneradoras, periodo 2016-2025

Año	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)	Energía no entregada para servicio público (GWh)
2016	4.771,41	119,92	4.651,49	590,47	4.061,03
2017	5.142,28	132,10	5.010,19	574,11	4.436,08
2018	5.584,96	96,57	5.488,39	692,39	4.796,00
2019	6.019,41	96,52	5.922,89	694,73	5.228,17
2020	5.747,42	95,29	5.652,13	682,57	4.969,56
2021	6.243,43	102,93	6.140,50	585,23	5.555,27
2022	6.204,60	89,58	6.115,02	602,43	5.512,59
2023	6.182,89	83,90	6.098,99	459,55	5.639,44
2024	6.491,14	111,39	6.379,75	530,50	5.849,25
2025	6.778,69	146,44	6.632,25	735,85	5.896,40

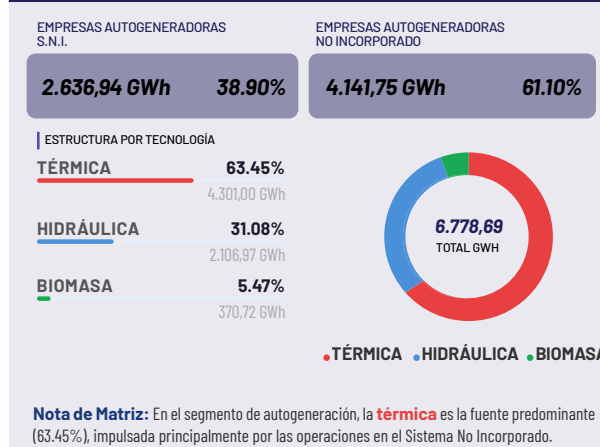
La evolución de la producción total de energía de las empresas autogeneradoras se presenta en la figura Nro. 35.

Figura Nro. 35: Evolución de la producción de energía de empresas autogeneradoras



La generación térmica se consolidó como la principal fuente de producción, con un aporte de 4.301,00 GWh, lo que representó el 63,45 % de la generación total registrada por las empresas autogeneradoras.

Figura Nro. 36: Composición de energía de empresas autogeneradoras



**Nota de Matriz:** En el segmento de autogeneración, la **térmica** es la fuente predominante (63.45%), impulsada principalmente por las operaciones en el Sistema No Incorporado.



### 2.5.1.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LAS 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 CENACE.

En la tabla Nro. 38 se presenta la energía bruta producida por las empresas distribuidoras con generación para servicio público durante el periodo 2016-2025.

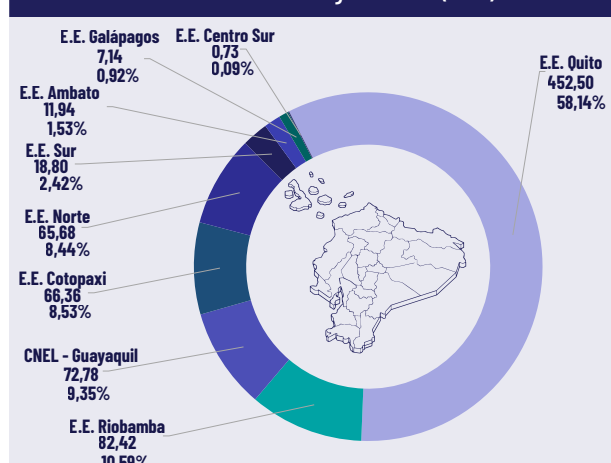
**Tabla Nro. 38: Energía bruta producida por las distribuidoras con generación, periodo 2016 - 2025**

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Guayaquil	219,72	46,78	68,58	62,25	12,00	23,59	68,20	178,63	314,07	72,78
E.E. Ambato	11,96	13,08	12,92	14,75	12,46	1,30	0,07	7,27	6,27	11,94
E.E. Centro Sur	0,73	0,74	0,72	0,69	0,69	0,70	0,70	0,72	0,72	0,73
E.E. Cotopaxi	57,28	60,80	58,96	61,72	61,21	58,94	48,37	35,99	40,34	66,36
E.E. Galápagos	20,83	8,71	9,11	9,31	8,67	4,64	7,22	7,61	6,50	7,14
E.E. Norte	52,02	57,30	56,03	48,58	44,25	67,74	64,32	51,24	50,24	65,68
E.E. Quito	413,35	391,20	401,20	336,82	339,45	376,62	417,04	463,71	491,16	452,50
E.E. Riobamba	97,41	108,90	90,62	76,81	94,14	80,92	86,04	78,19	57,37	82,42
E.E. Sur	23,87	18,20	16,77	21,20	15,04	17,45	18,87	28,55	30,66	18,80
<b>Total general</b>	<b>897,18</b>	<b>705,69</b>	<b>714,92</b>	<b>632,14</b>	<b>587,90</b>	<b>631,88</b>	<b>710,81</b>	<b>851,91</b>	<b>997,33</b>	<b>778,35</b>

En el 2025 la producción total de energía de las distribuidoras con generación fue 778,35 GWh.

En la figura Nro. 37 se muestra la producción de energía de cada una de las 9 distribuidoras que poseen centrales de generación.

**Figura Nro. 37: Energía bruta producida por las distribuidoras con generación (GWh)**



### 2.5.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En la tabla Nro. 39 se presenta la evolución del consumo de combustibles utilizados para la generación eléctrica durante el periodo 2016-2025. En términos generales, se observa una reducción significativa en el uso de residuo, cuyo consumo disminuyó en 35,49 millones de galones, equivalente a una caída del 71,57 % respecto a 2016.

En contraste, otros combustibles fósiles registraron incrementos en el mismo periodo: el crudo presentó un aumento de 16,66 millones de galones (16,60 %), seguido por el diésel, con un incremento de 13,67 millones de galones (7,38 %), y el fuel oil, que creció en 7,57 millones de galones (3,03 %).

Esta tendencia al alza en el consumo de dichos combustibles responde a la intensificación de la operación de centrales térmicas requerida para cubrir la demanda durante los periodos de estiaje registrados en 2025.



**Tabla Nro. 39: Consumo de combustible utilizado en generación eléctrica**

Combustible	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fuel Oil	kgal	249.953,74	141.680,00	186.006,83	134.026,99	104.342,82	93.418,05	171.062,72	224.368,54	290.272,22	257.520,47
Diesel	kgal	185.279,36	108.232,19	114.286,25	127.810,38	120.583,17	126.077,41	157.492,37	217.843,53	247.209,67	195.585,96
Nafta	kgal	0,01	-	-	-	-	-	-	0,09	-	-
Gas Natural	kpc x 106	26,18	23,53	20,21	18,06	15,60	15,54	13,77	12,68	16,27	13,25
Residuo	kgal	49.579,46	28.454,43	28.574,28	15.171,23	9.589,09	11.901,46	14.525,82	16.191,84	16.734,62	14.094,04
Crudo	kgal	100.370,48	101.490,06	111.875,10	117.422,81	118.820,99	114.847,06	125.667,51	130.197,90	141.879,28	112.436,28
GLP	kgal	8.300,80	7.091,62	7.897,94	6.301,22	6.648,22	6.203,86	5.444,57	4.761,29	3.640,94	3.180,59
Bagaza de Caña	t	1.542.813,88	1.668.501,78	1.437.079,48	1.623.297,24	1.593.582,26	1.356.498,01	1.247.454,93	1.319.471,52	1.640.645,00	1.296.026,62
Biogás	m <sup>3</sup>	8.119.299,87	16.327.344,01	27.206.549,17	24.938.767,94	26.724.994,15	25.470.514,97	25.116.511,33	23.212.613,06	21.529.716,52	23.132.259,82

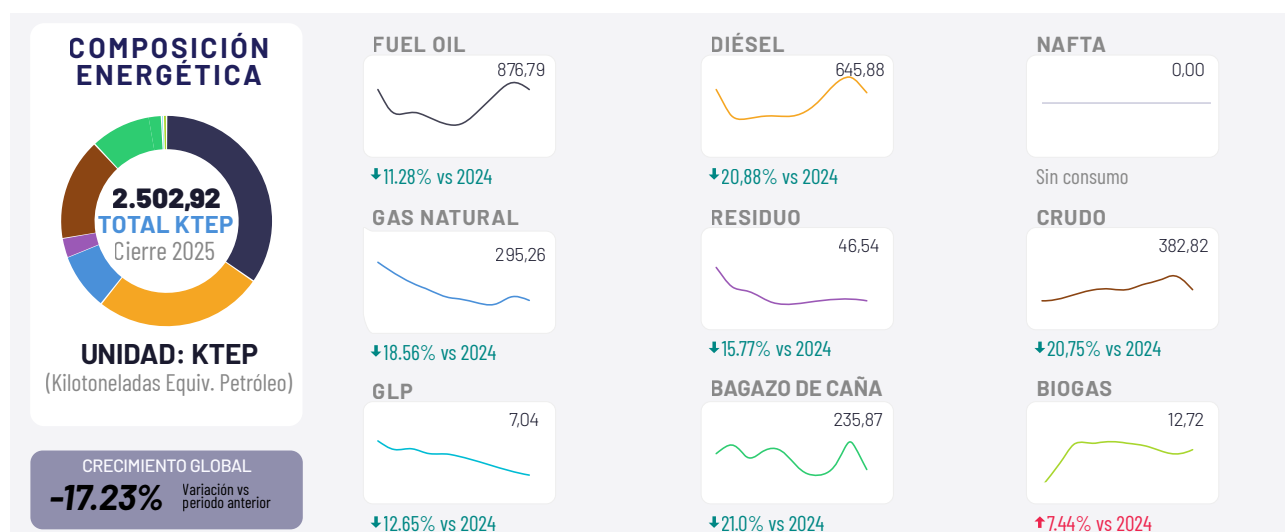
En la tabla Nro. 40 se detalla el consumo de combustibles expresado en miles de toneladas equivalentes de petróleo (kTEP).

**Tabla Nro. 40: Consumo de combustibles (kTEP)**

Combustible	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fuel Oil	851,03	482,38	633,30	456,33	355,26	318,06	582,42	763,92	988,30	876,79
Diesel	611,85	357,42	377,41	422,07	398,20	416,35	520,09	719,39	816,36	645,88
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	583,21	524,20	450,33	402,46	347,55	346,23	306,81	282,44	362,58	295,26
Residuo	163,73	93,97	94,36	50,10	31,67	39,30	47,97	53,47	55,26	46,54
Crudo	341,73	345,55	380,91	399,79	404,55	391,02	427,86	443,29	483,06	382,82
GLP	18,38	15,70	17,49	13,95	14,72	13,74	12,06	10,54	8,06	7,04
Bagazo de Caña	280,79	303,66	261,54	295,44	290,03	246,88	227,03	240,14	298,59	235,87
Biogás	4,47	8,98	14,96	13,72	14,70	14,01	13,81	12,77	11,84	12,72
<b>Total general</b>	<b>2.855,19</b>	<b>2.131,86</b>	<b>2.230,30</b>	<b>2.053,86</b>	<b>1.856,68</b>	<b>1.785,59</b>	<b>2.138,05</b>	<b>2.525,96</b>	<b>3.024,05</b>	<b>2.502,93</b>

En la figura Nro. 38 se presentan los consumos de combustibles para el periodo 2016 - 2025 expresados en kTEP.

**Figura Nro. 38: Consumo de combustible (kTEP)**



En la tabla Nro. 41 se presenta la información del consumo de combustibles en TEP por tipo de empresa, siendo el fuel oil, diésel y crudo, los combustibles de origen fósil más utilizados en 2025.

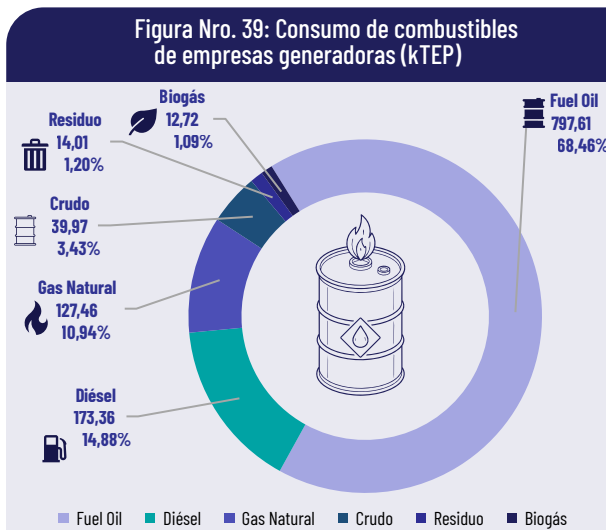
**Tabla Nro. 41: Consumo de combustible por tipo de empresa en (TEP)**

Combustible	Tipo de Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Fuel Oil (TEP)	Generadora	783.555,35	451.331,29	601.917,32	434.508,47	329.924,12	291.214,94	536.982,82	671.291,33	878.634,88	797.612,62
	Distribuidora	63.296,66	13.897,79	9.836,57	1.130,43	4.646,42	5.169,33	11.293,22	20.485,35	31.833,30	12.447,20
	Autogeneradora	4.174,50	17.153,93	21.550,26	20.687,62	20.689,22	21.679,54	34.147,36	72.138,98	77.832,12	66.729,40
Diésel (TEP)	Generadora	269.155,44	56.366,58	51.362,34	66.258,28	71.548,28	27.942,89	68.728,67	251.115,59	281.917,98	173.360,54
	Distribuidora	34.547,18	5.480,26	18.647,44	19.407,78	4.014,74	3.702,11	20.727,78	57.686,08	105.562,47	22.210,30
	Autogeneradora	308.145,99	295.568,65	307.398,07	336.402,55	322.639,17	384.700,85	430.631,11	410.583,70	428.880,83	450.313,28
Nafta (TEP)	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	0,27	-	-
	Autogeneradora	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural (TEP)	Generadora	359.748,01	313.054,30	229.796,23	209.148,49	178.791,05	158.143,45	140.216,15	124.935,90	127.263,86	127.462,62
	Autogeneradora	223.465,73	211.144,97	220.537,62	193.312,30	168.759,37	188.088,94	166.595,46	157.501,96	235.318,13	167.798,22
Residuo (TEP)	Generadora	129.028,69	59.776,74	59.854,22	21.123,38	4.210,65	3.148,48	16.193,41	21.939,98	24.121,22	14.005,50
	Autogeneradora	34.697,72	34.188,42	34.506,71	28.976,62	27.455,42	36.153,75	31.775,26	31.530,39	31.141,58	32.537,30
Crudo (TEP)	Generadora	8.512,62	-	-	1.690,22	33.481,25	4.676,42	49.986,43	88.611,55	139.175,79	39.971,75
	Autogeneradora	333.222,37	345.546,86	380.905,19	398.103,45	371.072,85	386.347,51	377.878,27	354.677,94	343.885,69	342.844,11
GLP (TEP)	Autogeneradora	18.379,64	15.702,27	17.487,63	13.952,17	14.720,51	13.736,60	12.055,37	10.542,45	8.061,77	7.042,48
Bagazo (TEP)	Autogeneradora	280.788,24	303.663,12	261.544,84	295.436,01	290.027,96	246.879,22	227.033,65	240.140,49	298.593,26	235.873,58
Biogas (TEP)	Generadora	4.465,49	8.979,80	14.963,20	13.715,95	14.698,35	14.008,41	13.813,71	12.766,59	11.841,02	12.722,40

### 2.5.2.1 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE LAS GENERADORAS

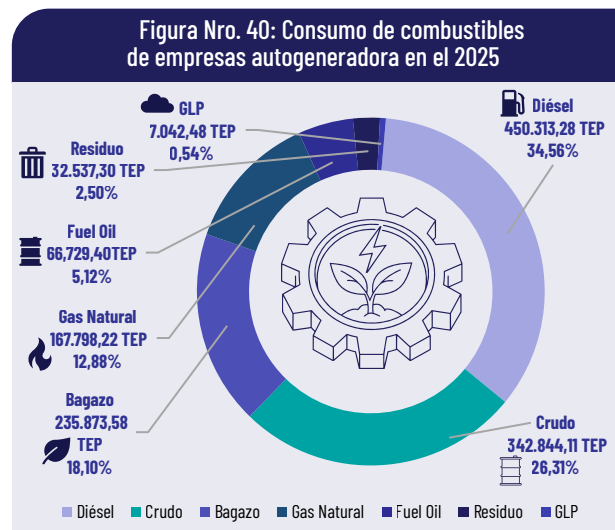
En la figura Nro. 39 se muestra la composición del consumo de combustibles de las empresas generadoras.

En 2025 este consumo alcanzó 1.165,14 kTEP; los combustibles más usados fueron: fuel oil 797,61 kTEP, (68,46%); y, diésel 173,36 kTEP, (14,88%).



### 2.5.2.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE LAS AUTOGENERADORAS

En la figura Nro. 40 se muestra la composición del consumo de combustibles de las empresas autogeneradoras. El combustible más usado para generación de energía eléctrica fue el diésel con 450.313,28 TEP equivalente al 34,56 %, y fueron usados por las empresas Andes Petro, Orion, Sipec, UNACEM, OCP Ecuador, Petroecuador y Pluspetrol.



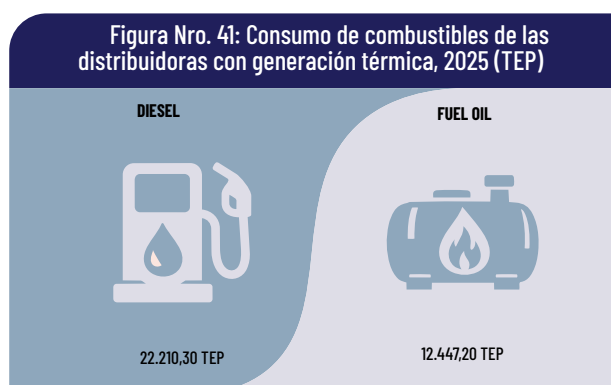
### 2.5.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Las centrales térmicas que pertenecen a empresas distribuidoras con generación presentaron un consumo de 3,66 millones de galones de fuel oil y 6,73 millones de galones de diésel. El detalle del consumo de combustibles se muestra en la tabla Nro. 42.

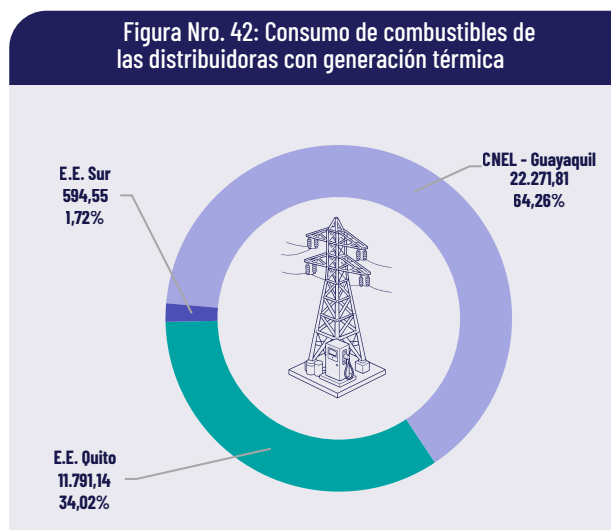
**Tabla Nro. 42: Consumo de combustibles de las distribuidoras con generación térmica, 2025**

Empresa	Central	Fuel Oil (miles gal)	Diésel (miles gal)	Fuel Oil (TEP)	Diesel (TEP)
CNEL Guayaquil <sup>(1)</sup>	Álvaro Tinajero	274,83	3.679,55	935,72	12.150,99
	Anibal Santos (Gas)	30,23	2.750,25	102,93	9.082,17
E.E. Quito	G. Hernández	3.350,79	115,86	11.408,55	382,59
E.E. Sur	Catamayo	-	180,04	-	594,55
<b>Total general</b>		<b>3.655,85</b>	<b>6.725,70</b>	<b>12.447,20</b>	<b>22.210,30</b>

<sup>(1)</sup> A partir de octubre 2025, las centrales Álvaro Tinajero y Anibal Santos pasaron a formar parte de CELEC-Electroguayas.



En la figura Nro. 42 se muestra el consumo total de combustibles en TEP de cada una de las 4 empresas distribuidoras que poseen centrales de generación térmica.



### 2.5.3 ANÁLISIS INFERENCIAL DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN

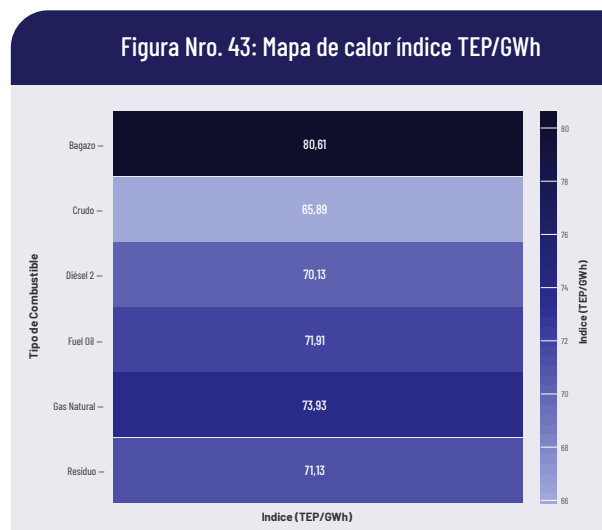
El índice de eficiencia en la generación eléctrica, expresado en Toneladas Equivalentes de Petróleo por Gigawatt-hora (TEP/GWh), refleja la relación entre el consumo de combustible y la energía efectivamente producida. Este indicador facilita la comparación del desempeño energético entre los distintos combustibles utilizados en el parque termoeléctrico.

Dentro de este análisis, el Bagazo registra el mayor índice de consumo con 80,61 TEP/GWh, mientras que el Crudo presenta el menor índice de consumo con 65,89 TEP/GWh. Por su parte, el Fuel Oil se consolida como el combustible predominante en el sistema al alcanzar una producción de 22.513,91 GWh mediante un consumo de 1.619.080,98 TEP, lo que resulta en un índice de eficiencia de 71,91 TEP/GWh.

Los combustibles restantes, como el Gas Natural, el Residuo y el Diésel 2, presentan índices de consumo intermedios que se sitúan en un rango entre los 70,13 y 73,93 TEP/GWh, permitiendo así dimensionar la eficiencia energética de cada recurso utilizado en el parque térmico nacional.

**Tabla Nro. 43: Consumo de combustible y energía**

Tipo de Combustible	TEP Total	Energía Total (GWh)	Índice (TEP/GWh)
TEP Bagazo	471.747,16	5.851,90	80,61
TEP Crudo	111.239,99	1.688,15	65,89
TEP Diésel 2	336.707,37	4.801,46	70,13
TEP Fuel Oil	1.619.080,98	22.513,91	71,91
TEP Gas Natural	254.925,23	3.448,33	73,93
TEP Residuo	93.085,59	1.308,60	71,13



## 2.6 ENERGÍA VENDIDA

Las transacciones reportadas mensualmente en el sistema SIS-DAT por concepto de venta de energía eléctrica pueden ser de tipo: contratos regulados, transacciones de corto plazo y otros.

El total de energía vendida durante el 2025 fue 31.627,29 GWh por un monto de 1.336,52 MUSD, que se desagregan en la tabla Nro. 67.

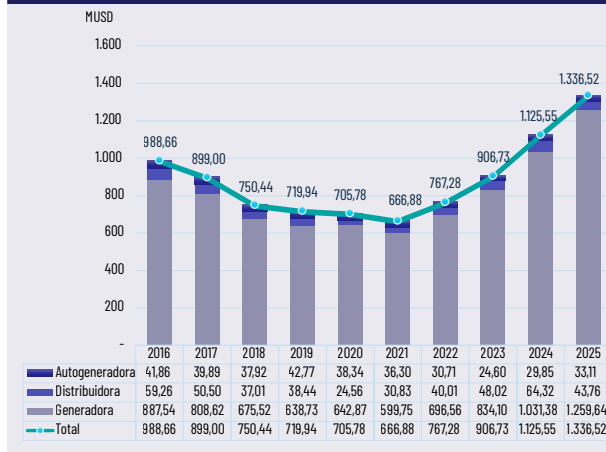
Tabla Nro. 44: Energía vendida por tipo de transacción

Tipo de Transacción	Energía vendida (GWh)		Valores (MUSD)
	GWh	%	
Contratos <sup>(1)</sup>	30.555,98	96,61	1.277,09
T. de corto plazo <sup>(2)</sup>	1.023,68	3,24	59,06
Otros	47,63	0,15	0,38
<b>Total general</b>	<b>31.627,29</b>	<b>100,00</b>	<b>1.336,52</b>

<sup>(1)</sup> Contratos: se refiere a contratos regulados  
<sup>(2)</sup> Transacciones de Corto Plazo

En la figura Nro. 44 se presentan los valores económicos por venta de energía de las empresas generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras, que en 2016 fue 988,66 MUSD y en 2025 de 1.336,52 MUSD, con un incremento de 347,86 MUSD, 35,18 %.

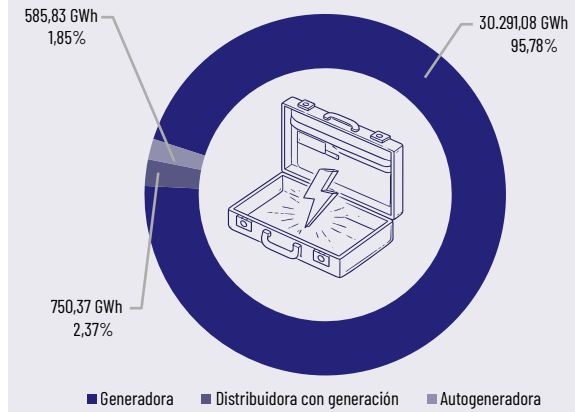
Figura Nro. 44: Valor de energía vendida por tipo de empresa



En la figura Nro. 45 se presenta la participación de la energía vendida durante el año 2025 según el tipo de empresa. Las empresas generadoras registran la mayor contribución al sistema eléctrico, con un total de 30.291,08 GWh, lo que representa el 95,78 % de la energía comercializada.

En segundo lugar, se ubican las empresas distribuidoras con generación, que aportaron 750,37 GWh, equivalentes al 2,37 % del total. Finalmente, las autogeneradoras participaron con 585,83 GWh, correspondientes al 1,85 % estas cifras corresponden a la venta de sus excedentes.

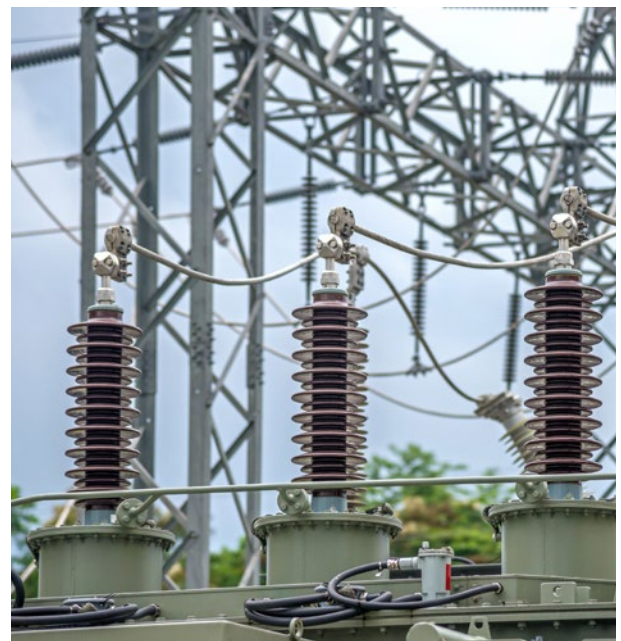
Figura Nro. 45: Energía vendida por tipo de empresa



En la tabla Nro. 45, se presentan los valores de energía vendida y de la facturación realizada por tipo de transacción y por tipo de empresa durante el 2025.

Tabla Nro. 45: Energía vendida por tipo de transacción y empresa

Tipo de Empresa	Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)	Precio medio (USD c/kWh)
Generadora	Contratos	29.375,05	1.208,42	4,11
	T. de corto plazo	868,40	50,85	5,86
	Otros	47,63	0,38	0,79
<b>Total Generadora</b>		<b>30.291,08</b>	<b>1.259,64</b>	<b>4,16</b>
Autogeneradora	Contratos	430,56	24,91	5,78
	T. de corto plazo	155,27	8,21	5,29
	Otros	0,004	-	-
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>585,83</b>	<b>33,11</b>	<b>5,65</b>
Distribuidora con generación	Contratos	750,37	43,76	5,83
<b>Total Distribuidora con generación</b>		<b>750,37</b>	<b>43,76</b>	<b>5,83</b>
<b>Total general</b>		<b>31.627,29</b>	<b>1.336,52</b>	<b>4,23</b>



## 2.6.1 ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

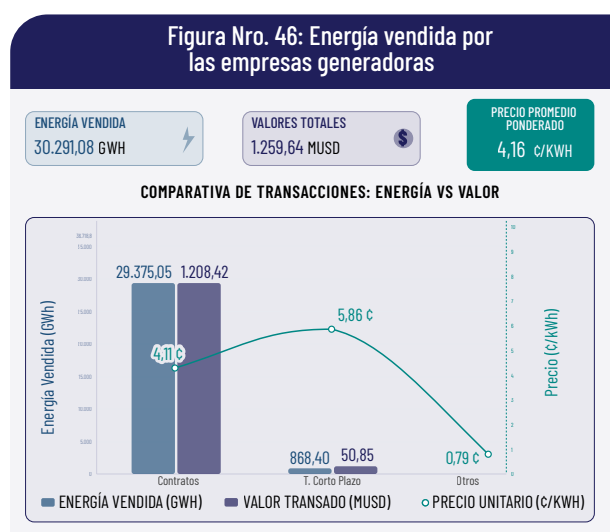
En la tabla Nro. 46 se presentan los valores de energía vendida por las empresas generadoras.

Año	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)
2016	21.298,62	887,54
2017	21.830,01	808,62
2018	22.501,10	675,52
2019	25.232,80	638,73
2020	24.660,41	642,87
2021	24.907,73	599,75
2022	25.746,36	696,56
2023	27.981,55	834,10
2024	26.402,43	1.031,38
2025	30.291,08	1.259,64

En 2016, este segmento registró una venta de 21.298,62 GWh, mientras que en 2025 el volumen alcanzó 30.291,08 GWh. Esto evidencia una variación de 8.992,46 GWh, equivalente a un incremento del 42,22 % en el período analizado.

La estructura de comercialización evidencia una alta concentración en el esquema de contratos, mediante el cual se transaron 29.375,05 GWh, equivalentes al 96,98 % del volumen total de energía y al 95,93 % del valor económico del segmento. Este mecanismo presentó un precio medio de 4,11 USD €/kWh, consolidándose como la principal modalidad de transacción en el mercado.

Las transacciones de corto plazo presentan el costo unitario más alto del mercado con 5,86 USD €/kWh, mientras que el rubro categorizado como Otros registra un impacto marginal con un precio de 0,79 USD €/kWh.



## 2.6.2 ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS

En la tabla Nro. 47 se presentan los valores de energía vendida por las empresas autogeneradoras.

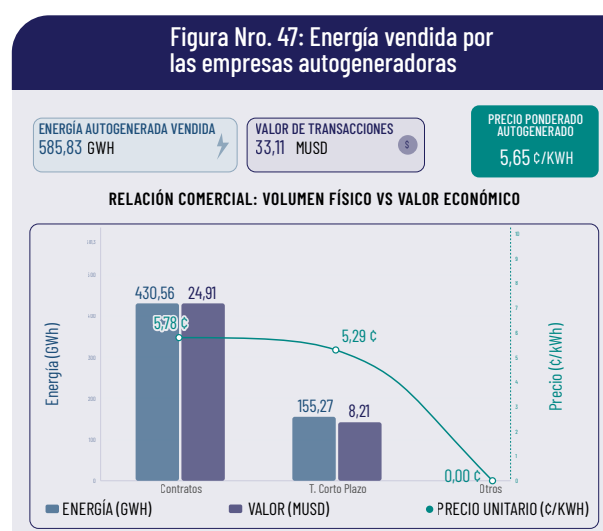
Año	Energía Vendida (GWh)	Valores (MUSD)
2016	756,73	41,86
2017	614,90	39,89
2018	691,79	37,92
2019	697,76	42,77
2020	708,01	38,34
2021	612,63	36,30
2022	543,86	30,71
2023	401,42	24,60
2024	518,69	29,85
2025	585,83	33,11

En 2016, este segmento registró una venta de 756,73 GWh, mientras que en 2025 el volumen alcanzó 585,83 GWh. Esto evidencia una disminución de 170,90 GWh, equivalente a una reducción del 22,58 % en el período analizado.

En 2025, el segmento de empresas autogeneradoras registró una comercialización total de 585,83 GWh, que generó un valor económico de 33,11 millones de dólares (MUSD) y un precio medio ponderado de 5,65 USD €/kWh.

La estructura de comercialización se concentra principalmente en contratos, los cuales representan 430,56 GWh, equivalentes al 73,50 % del volumen total de energía y al 75,21 % del valor económico del segmento. Por su parte, las transacciones de corto plazo alcanzaron 155,27 GWh, lo que corresponde al 26,50 % del volumen total de energía.

En este segmento, el precio de los contratos (5,78 USD €/kWh) es superior al del mercado de corto plazo (5,29 USD €/kWh), mientras que la participación de Otros rubros es marginal con un volumen de 0,004 GWh.



## 2.6.3 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 2016-2025, 7 distribuidoras efectuaron la venta de la energía producida por sus centrales de generación en el mercado eléctrico.

Tabla Nro. 48: Energía vendida por las distribuidoras con generación, periodo 2016-2025 (GWh)

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Guayaquil	217,66	45,49	68,35	61,74	11,91	23,46	67,52	176,87	311,16	72,12
E.E. Quito	408,24	389,75	398,77	360,85	338,11	375,76	414,08	459,04	483,71	448,47
E.E. Riobamba	93,39	104,71	85,91	71,24	89,48	77,60	85,03	77,45	56,01	80,12
E.E. Norte	52,75	57,30	56,14	48,58	44,25	67,74	64,46	52,05	50,24	64,69
E.E. Cotopaxi	48,35	52,05	50,98	52,29	47,83	45,64	40,99	29,13	33,15	54,53
E.E. Sur	23,38	17,68	16,45	20,92	14,80	17,19	18,62	28,04	30,05	18,54
E.E. Ambato	11,96	13,08	12,89	14,71	12,41	1,26	0,05	7,26	5,94	11,91
<b>Total</b>	<b>855,73</b>	<b>680,05</b>	<b>689,50</b>	<b>630,34</b>	<b>558,78</b>	<b>608,66</b>	<b>690,75</b>	<b>829,83</b>	<b>970,25</b>	<b>750,37</b>

La energía vendida por las empresas distribuidoras con generación en el 2025 fue 750,37 GWh. Esto representó una variación de 105,35 GWh con respecto al 2016, es decir, un 12,31 %.

El monto percibido por las empresas distribuidoras con generación, por concepto de venta de energía en 2025, fue 43,76 MUSD. Esto representó una variación de 15,50 MUSD con respecto al 2015, es decir, un 26,15 %.

Tabla Nro. 49: Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación, periodo 2016-2025 (MUSD)

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Guayaquil	30,97	22,21	13,09	18,86	4,55	6,65	11,08	17,90	28,79	9,09
E.E. Quito	18,55	17,93	15,57	12,42	11,65	12,28	21,47	22,92	26,09	26,26
E.E. Sur	2,52	2,57	2,70	2,25	2,70	1,93	1,72	2,23	3,42	1,48
E.E. Cotopaxi	1,94	1,09	1,36	1,21	2,02	2,90	1,63	1,60	2,09	1,91
E.E. Riobamba	2,38	3,29	1,94	1,73	1,62	4,68	2,10	1,96	1,97	1,69
E.E. Ambato	0,64	0,58	0,48	0,70	0,71	0,83	0,003	0,56	1,07	1,96
E.E. Norte	2,26	2,83	1,87	1,27	1,31	1,56	1,56	0,85	0,89	1,38
<b>Total</b>	<b>59,26</b>	<b>50,50</b>	<b>37,01</b>	<b>38,44</b>	<b>24,56</b>	<b>30,83</b>	<b>39,56</b>	<b>48,02</b>	<b>64,32</b>	<b>43,76</b>





# TRANSMISIÓN

## CAPÍTULO 03



### 3.1 SUBESTACIONES DE CELEC EP-TRANSELECTRIC

Al 2025 la capacidad máxima en subestaciones del transmisor fue de 16.452,97 MVA, incluyendo las subestaciones móviles; lo que representó un incremento del 43,14% respecto al 2016.

**Tabla Nro. 50: Evolución de la capacidad de transformación de la empresa transmisora, periodo 2016-2025**

Año	Capacidad Máxima (MVA)
2016	11.494,58
2017	13.078,28
2018	14.821,30
2019	14.858,85
2020	15.375,55
2021	15.975,55
2022	15.825,55
2023	16.050,55
2024	16.053,28
2025	16.452,97

En 2025 la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric registró 59 subestaciones con 96 transformadores, los cuales representaron una capacidad máxima de 16.257,97 MVA. Adicionalmente se registraron 4 subestaciones móviles con una capacidad máxima de 195,00 MVA y 10 subestaciones de seccionamiento.

**Tabla Nro. 51: Subestaciones de reducción de CELEC EP -Transelectric**

Tipo de Subestación	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)
Reducción	59	96	16.257,97
Reducción*	4	4	195,00
<b>Total</b>	<b>63</b>	<b>100</b>	<b>16.452,97</b>

\*Subestaciones móviles de la CELEC EP - Transelectric

**Tabla Nro. 52: Subestaciones de seccionamiento de CELEC EP - Transelectric**

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Número de Subestaciones
Alluriquin	230	10
Baba		
Chongón		
Concordia		
La Paz		
Manduriacu		
San Idelfonso		
Taday		
Topo		
Zhoray		

### 3.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC EP - TRANSELECTRIC

Al 2025, el transmisor operó 6.669,32 km de líneas de transmisión, valor que representó un incremento del 23,53% con relación al 2016.

**Tabla Nro. 53: Evolución de líneas de transmisión de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric**

Año	Longitud (km)			
	138 kV	230 kV	500 kV	Total*
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	2.150,98	3.014,28	460,80	5.626,06
2019	2.183,87	2.982,64	610,00	5.776,51
2020	2.231,57	3.057,54	610,00	5.899,11
2021	2.398,57	3.602,80	610,00	6.611,37
2022	2.398,57	3.602,80	610,00	6.611,37
2023	2.398,57	3.602,80	610,00	6.611,37
2024	2.398,57	3.602,80	610,00	6.611,37
2025	2.463,75	3.595,57	610,00	6.669,32

\* Incluye líneas para interconexión internacional

El transmisor dispuso de líneas de transmisión que operan a voltajes nominales de 500, 230 y 138 kV. En simple circuito se registró un total de 77 líneas que suman 4.526,84 km de longitud; y, en doble circuito un total de 40 líneas que suman 2.142,48 km (ver tabla Nro. 54).

Adicionalmente se registró 4 líneas para interconexión, 3 con Colombia y 1 con Perú, las cuales se detallan en la tabla Nro. 55.

**Tabla Nro. 54: Líneas de transmisión por tipo de circuito**

Tipo	Nivel de voltaje (kV)	Número de líneas	Longitud (km)
Simple circuito	138	42	1.933,37
	230	29	1.983,47
	500	6	610,00
<b>Total simple circuito</b>		<b>77</b>	<b>4.526,84</b>
Doble circuito	138	15	530,38
	230	25	1.612,10
<b>Total doble circuito</b>		<b>40</b>	<b>2.142,48</b>

**Tabla Nro. 55: Líneas de transmisión para interconexión**

Tipo	Nivel de Voltaje (kV)	Nombre Línea	Longitud hasta la frontera (km)
Simple Circuito	138	Tulcán - Panamericana	15,50
<b>Total Simple Circuito</b>			<b>15,50</b>
Doble Circuito	230	La Avanzada - Alipio Rosales	29,36
		Pimampiro - Jamondino 1	59,73
		Pimampiro - Jamondino 2	54,38
<b>Total Doble Circuito</b>			<b>143,47</b>

### 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 la normativa para la operación del sistema.

Al 2025 el SNT registró un total de 808 MVar de equipos para compensación capacitiva y 735 MVar para compensación inductiva, en varios puntos del SNT.<sup>(3)</sup>

**Tabla Nro. 56: Compensación capacitiva instalada en el SNT**

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Capacidad Unitaria (MVar)	Condensadores (u)	Capacidad Total (MVar)
Las Esclusas	230	60	2	120
	138	30	1	30
Pascuales	138	60	2	120
San Gregorio	138	30	1	30
Santa Rosa	138	27	3	81
Caraguay	69	12	2	24
Dos Cerritos	69	12	2	24
Esmeraldas	69	12	2	24
Loja	69	12	1	12
Nueva Prosperina	69	12	1	12
Pascuales	69	12	2	24
Portoviejo	69	12	3	36
Posorja	69	6	2	12
Santa Elena	69	12	1	12
Ibarra	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	18	1	18
Policentro	13,8	6	2	12
Tulcán	13,8	3	1	3
Shushufindi*	138,0	20	2	40
<b>Total</b>				<b>658</b>

\* Instalado, en operación cuando las Empresas Petroleras tomen carga  
Fuente: CELEC EP - Transelectric

**Tabla Nro. 57: Compensación inductiva instalada en el SNT**

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Capacidad Unitaria (MVar)	Condensadores (u)	Capacidad Total (MVar)
El Inga	500	30	1	30
Pomasqui	230	25	1	25
Jívino	230	25	2	50
<b>Reactores de barra</b>				<b>105</b>
Molino	13,8	10	2	20
Pascuales	13,8	10	2	20
Riobamba	13,8	10	1	10
Santa Rosa	13,8	10	2	20
Totoras	13,8	10	1	10
Santo Domingo	13,8	10	1	10

<sup>(3)</sup> Incluye la compensación dinámica de la Subestación Chorrillos.

Reactores estáticos					90
El Inga (L/T San Rafael - Inga)	500	30	2	60	
San Rafael (L/T San Rafael - Inga)	500	30	2	60	
Tisaleo (L/T Tisaleo - Chorrillos)	500	30	1	30	
Chorrillos (L/T Tisaleo - Chorrillos)	500	120	1	120	
Tisaleo (L/T Tisaleo - El Inga)	500	30	1	30	
El Inga (L/T Tisaleo - El Inga)	500	90	1	90	
<b>Reactores en línea *</b>					<b>390</b>
<b>Total</b>					<b>585</b>

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

**Tabla Nro. 58: 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
			Capacitiva	150

Fuente: CELEC EP - Transelectric

### 3.4 PERSONAL DE CELEC EP - TRANSELECTRIC

Al 2025, CELEC EP - Transelectric reportó 797 empleados.

**Tabla Nro. 59: Cantidad de personal en la Transmisora**

Empresa	Cantidad de Personal
CELEC-Transelectric	797

### 3.5 DESEMPEÑO OPERATIVO Y TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

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

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

#### 3.5.1 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL SNT

En la tabla Nro. 60 se presentan las bandas de nivel de voltaje para el Sistema Nacional de Transmisión.

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.

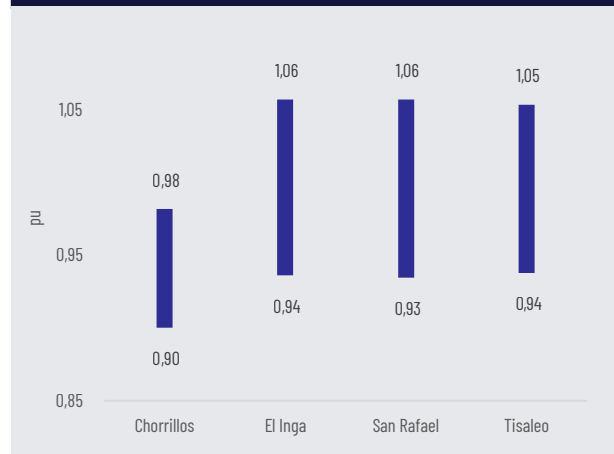


**Tabla No. 60: Límites de variación de voltaje para la operación del SNI**

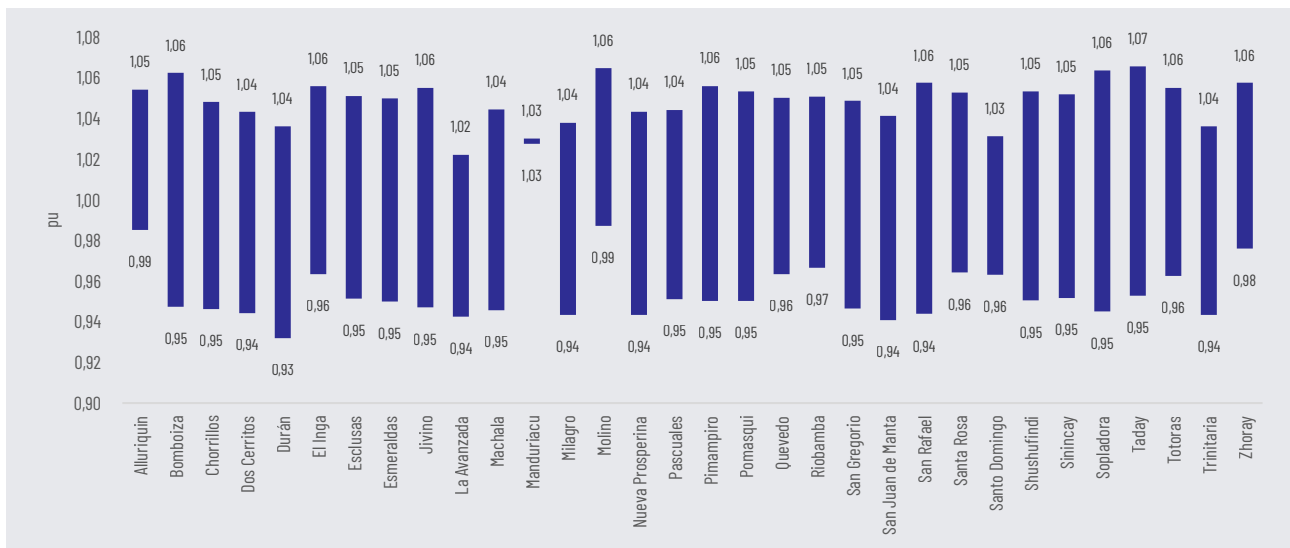
Nivel de Voltaje	Inferior		Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230 kV	-5%	-7%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69 y 46 kV	-3%	-5%	4%	6%

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. 48, 49 y 50.

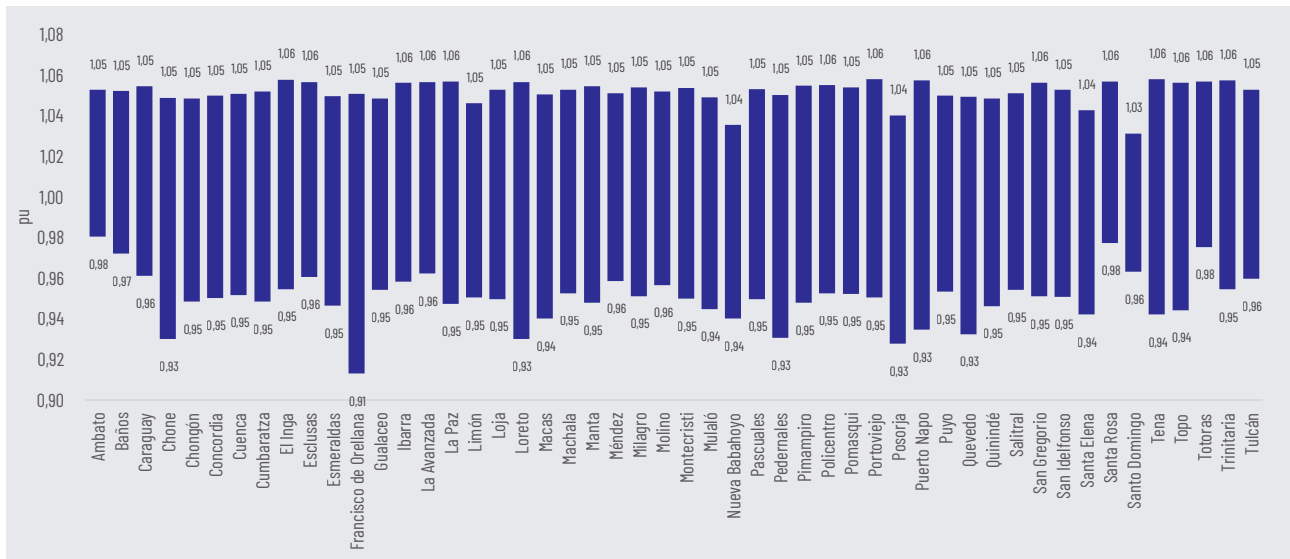
**Figura No. 48: Voltajes en subestaciones de 500 kV**



**Figura No. 49: Voltajes en subestaciones de 230 (kV)**



**Figura No. 50: Voltajes en subestaciones de 138 (kV)**



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

Sin embargo, debido a eventos temporales de indisponibilidad de otras instalaciones de transmisión, se registraron altos niveles de uso en los siguientes transformadores: ATQ S/E Pascuales 100,69 %; ATR S/E Santa Elena 102,14 %; y, ATR S/E Nueva Babahoyo 104,76 %.

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

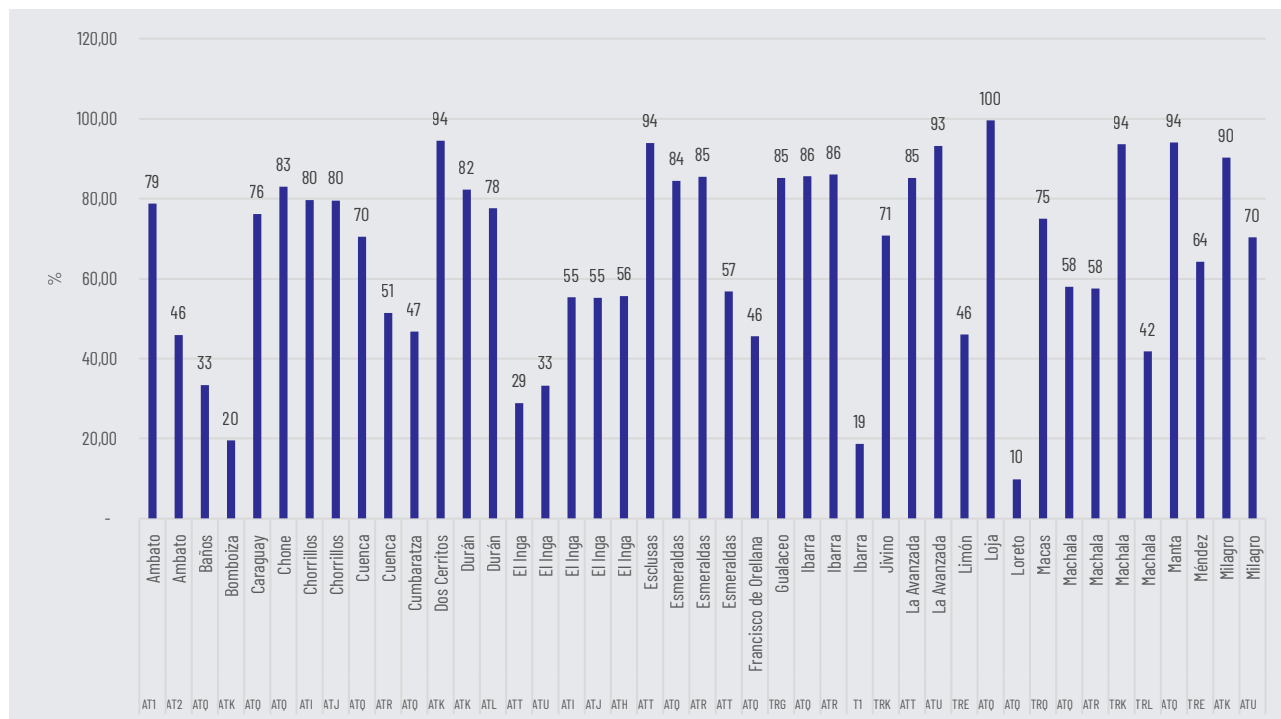
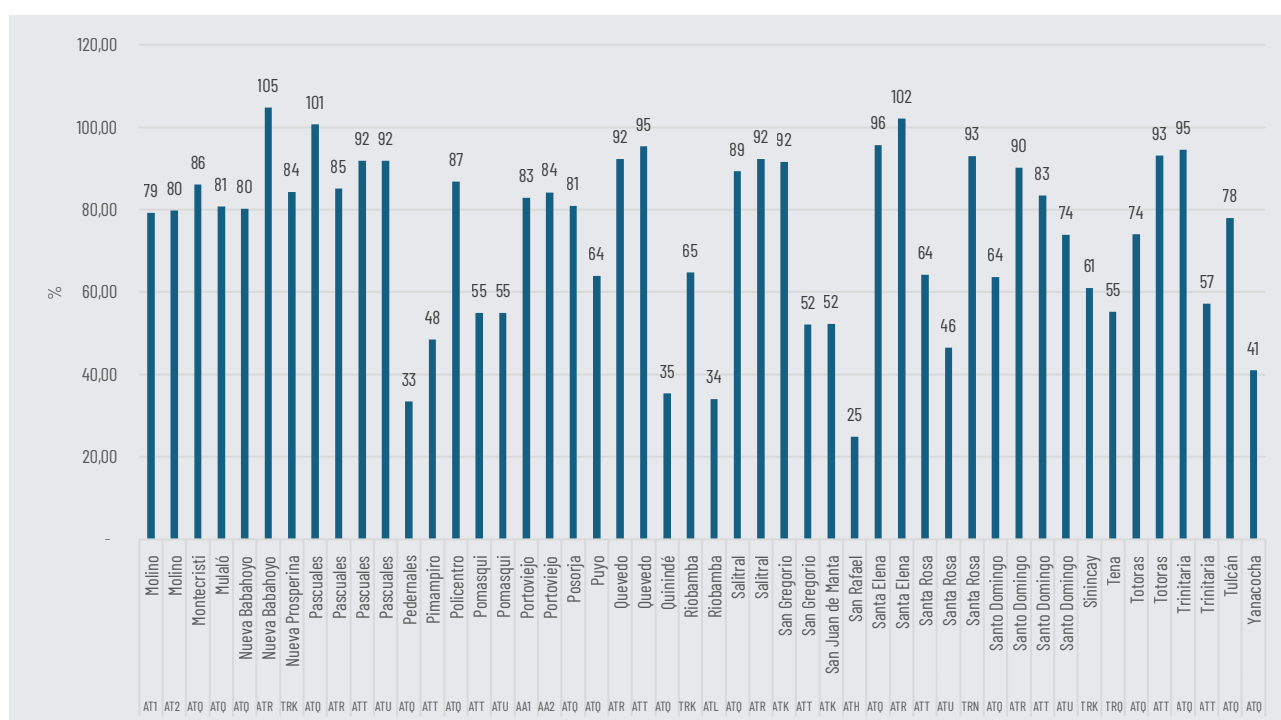


Figura Nro. 51: Nivel de uso de transformadores del SNT (2/2)





En condiciones de operación normal no se registraron sobrecargas de líneas de transmisión; sin embargo, se pueden visualizar un alto nivel de uso en el circuito 1 de la línea Esclusas - Caraguay 104,88%.

Figura Nro. 52: Nivel de uso de líneas de 138 (kV)

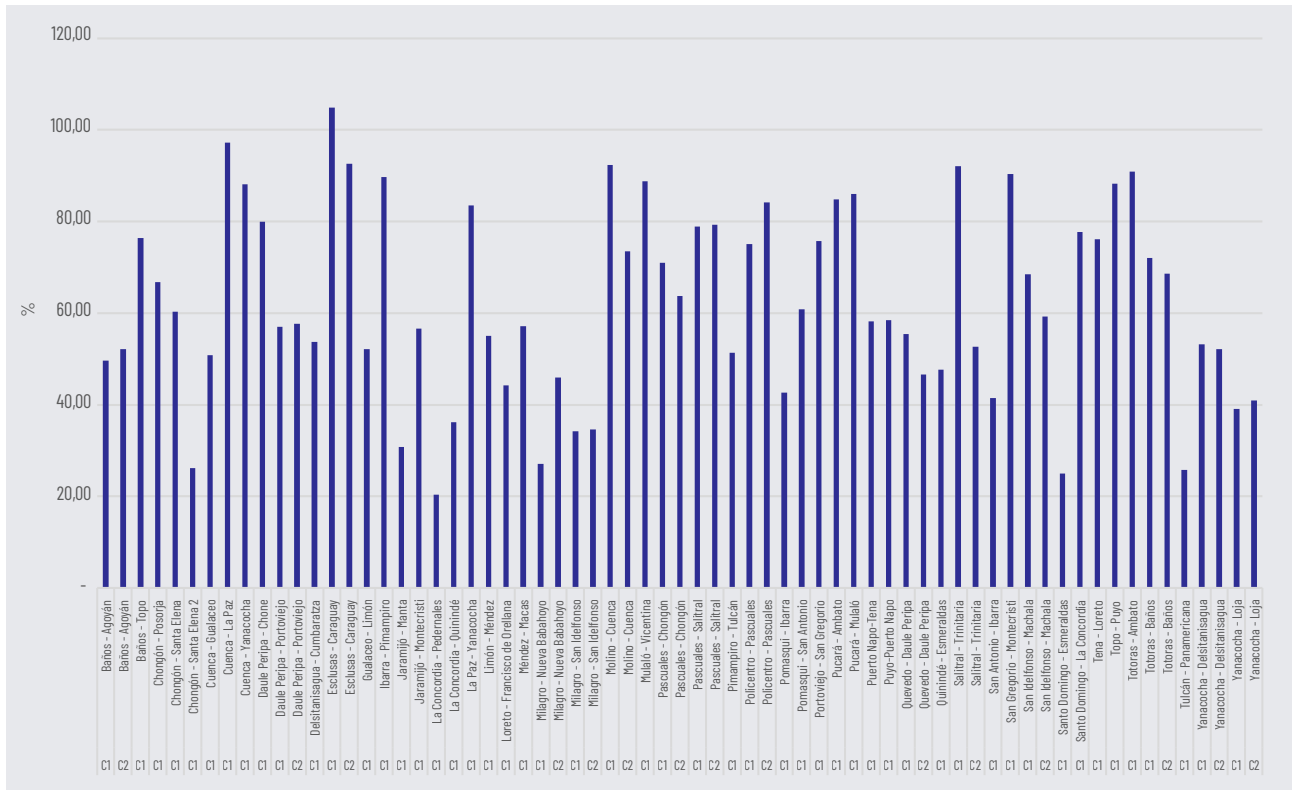


Figura Nro. 53: Nivel de uso de líneas de 230 (kV)

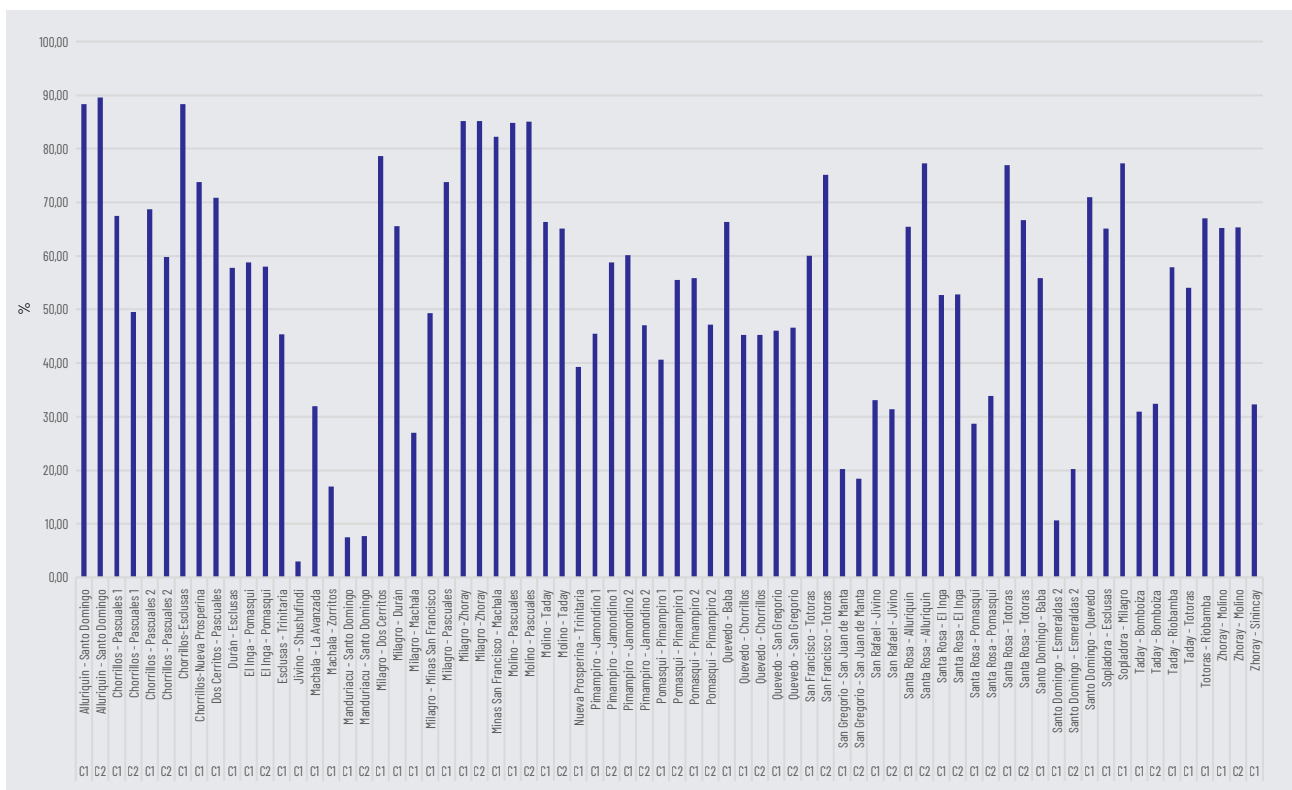


Figura Nro. 54: Nivel de uso de líneas de 500 (kV)

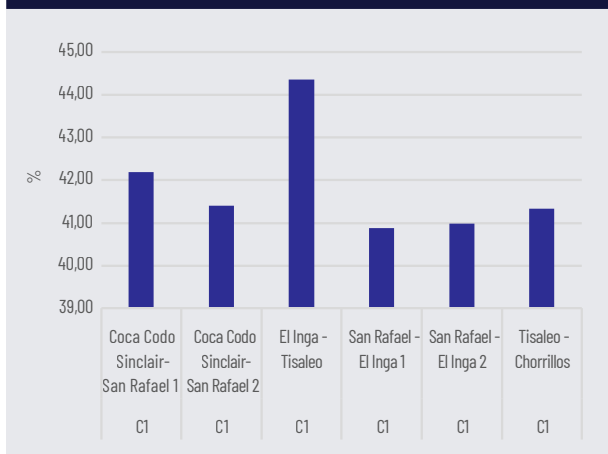
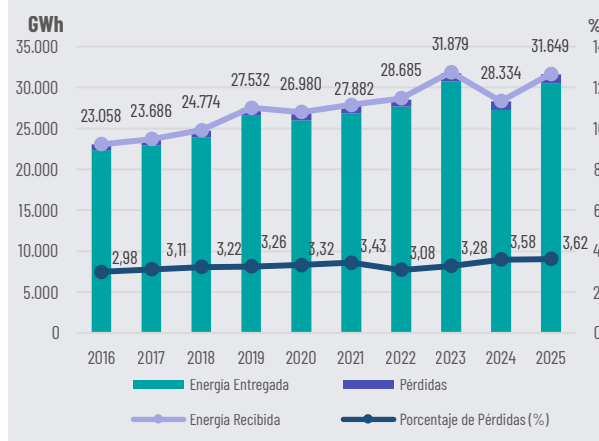


Figura Nro. 55: Pérdidas de energía en el SNT, periodo 2016-2025



### 3.5.2 ENERGÍA RECIBIDA, ENTREGADA Y PÉRDIDAS EN EL SNT

En la tabla Nro. 89 se presenta el balance multianual de la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, así como las pérdidas en el SNT. En el periodo 2016-2025, la energía recibida incrementó de 23.057,96 GWh a 31.648,79 GWh, esto significó un aumento del 37,26% en los últimos diez años.

Las pérdidas en el sistema nacional de transmisión pasaron de 687,75 GWh, 2,98% en el 2016 a 1.144,50 GWh, 3,62% en el 2025.

Tabla Nro. 61: Energía recibida, entregada y pérdidas en el SNT

Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Consumo de Auxiliares (GWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
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
2021	27.881,55	26.847,54	77,56	956,46	3,43
2022	28.684,62	27.664,95	135,92	883,76	3,08
2023	31.879,37	30.728,91	105,29	1.045,17	3,28
2024	28.333,91	27.266,49	52,61	1.014,81	3,58
2025	31.648,79	30.463,71	40,58	1.144,50	3,62

Fuente: CENACE



En la tabla Nro. 62 y figura Nro. 56 se presenta el balance del transmisor del 2025; se observa que las subestaciones que forman parte del SNT recibieron 31.648,79 GWh y entregaron 30.463,71 GWh; se registraron 1.144,50 GWh de pérdidas totales, que representó el 3,62%. El porcentaje más alto se registró en septiembre con un valor de 4,07 %.

Tabla Nro. 62: Pérdidas de energía en el SNT

Mes	Energía Recibida (GWh)	Energía Entregada (GWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Pérdidas (GWh)	Pérdidas (%)
Ene	2.620,30	2.539,56	2,42	78,32	2,99
Feb	2.461,85	2.377,52	2,67	81,66	3,32
Mar	2.813,78	2.719,10	3,53	91,15	3,24
Abr	2.740,81	2.643,32	3,22	94,27	3,44
May	2.764,01	2.665,02	3,76	95,23	3,45
Jun	2.524,16	2.425,02	3,74	95,40	3,78
Jul	2.538,24	2.432,14	3,28	102,81	4,05
Ago	2.528,16	2.425,09	2,95	100,13	3,96
Sep	2.615,65	2.505,91	3,23	106,51	4,07
Oct	2.668,88	2.556,53	4,30	108,05	4,05
Nov	2.643,19	2.538,77	3,78	100,64	3,81
Dic	2.729,76	2.635,74	3,68	90,33	3,31
Total	31.648,79	30.463,71	40,58	1.144,50	3,62

Figura Nro. 56: Pérdidas de energía en el SNT, 2025





### 3.5.3 FACTURACIÓN DE CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC

En la tabla Nro. 63 se indican los montos totales facturados por la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric durante el período 2016 - 2025.

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. 63: Valores facturados por CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, período 2016-2025**

Año	Valores facturados por CELEC EP-Transelectric (MUSD)
2016	77,18
2017	97,85
2018	123,74
2019	118,05
2020	112,61
2021	132,60
2022	156,04
2023	193,15
2024	160,50
2025	139,44

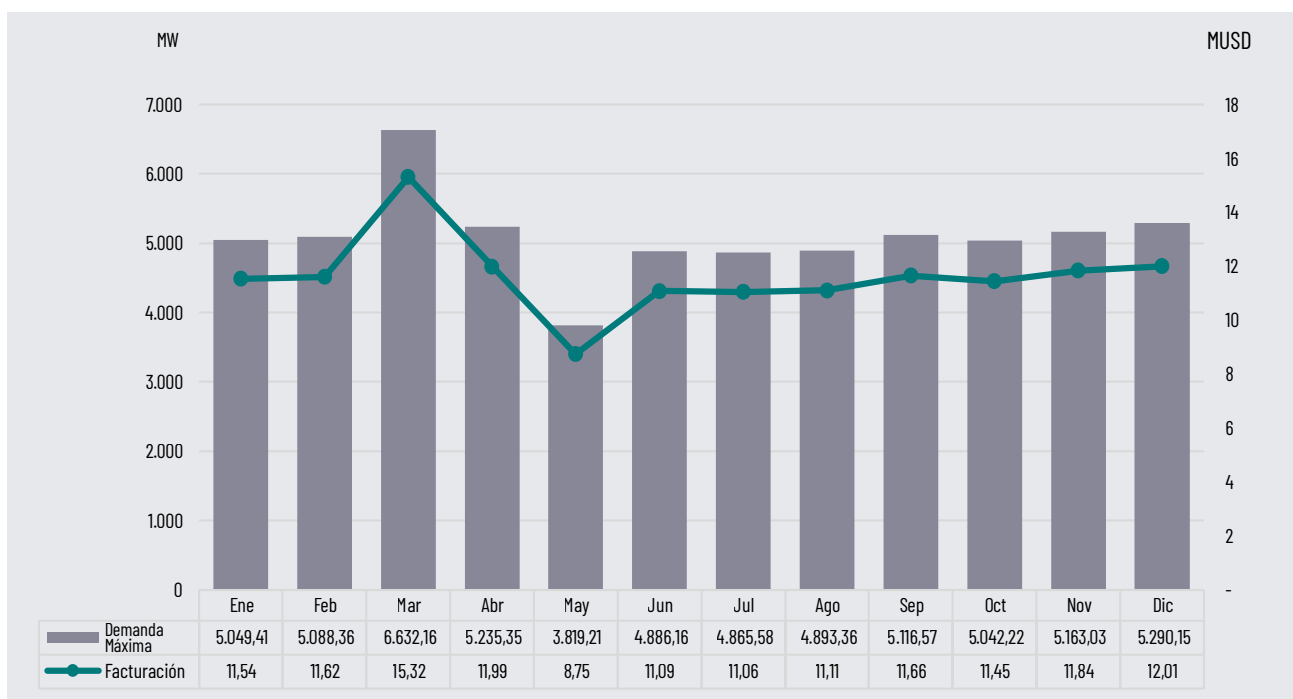


En 2025, la CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric facturó a las empresas distribuidoras, autogeneradoras y consumidores no regulados la cantidad de 139,44 MUSD.

Este monto fue distribuido entre los participantes en función de la demanda máxima mensual no coincidente registrada en los puntos de entrega de subestaciones del transmisor.

En la figura Nro. 58, se indica, para cada uno de los meses del 2025, la demanda máxima no coincidente en subestaciones de entrega del sistema de transmisión y los valores facturados.

**Figura Nro. 58: Demanda máxima no coincidente y facturación mensual**





# DISTRIBUCIÓN

## CAPÍTULO 04

## 4.1 CONSUMIDORES

A continuación, se presenta el detalle multianual de consumidores regulados de las empresas distribuidoras. Como se puede observar en la tabla Nro. 64, al 2025 se registró un total de 5.814.177 consumidores, lo que representa un incremento del 18,06% (889.211 consumidores) respecto al 2016.

En el grupo de consumo "Otros" se incluye consumidores como: entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.

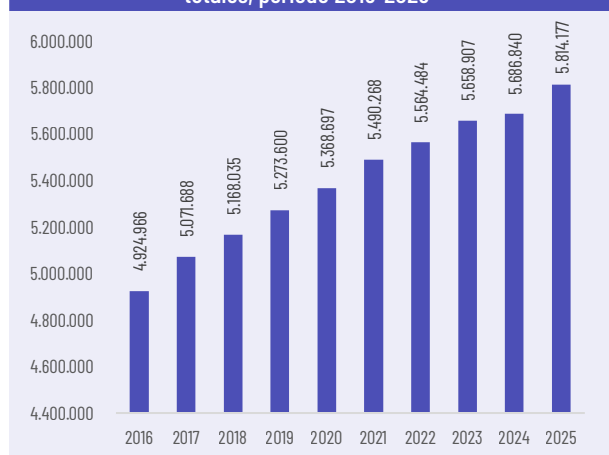
**Tabla Nro. 64: Evolución histórica del número de consumidores de las empresas distribuidoras, periodo 2016-2025**

Año	Consumidores Regulados					Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Regulados	No Regulados	General
2016	4.333.914	470.042	44.567	504	75.825	4.924.852	114	4.924.966
2017	4.468.496	481.571	43.231	231	77.997	5.071.526	162	5.071.688
2018	4.559.192	486.337	42.839	267	79.210	5.167.845	190	5.168.035
2019	4.654.883	495.793	42.058	-	80.671	5.273.405	195	5.273.600
2020	4.751.187	495.079	41.251	-	80.976	5.368.493	204	5.368.697
2021	4.866.775	500.475	40.187	-	82.616	5.490.053	215	5.490.268
2022	4.936.950	506.449	39.219	-	81.651	5.564.269	215	5.564.484
2023	5.025.875	510.059	38.603	-	84.093	5.658.630	277	5.658.907
2024	5.053.414	510.944	37.557	-	84.659	5.686.574	266	5.686.840
2025	5.177.204	514.182	36.705	-	85.822	5.813.913	264	5.814.177

En el periodo de estudio, la tasa de crecimiento promedio de consumidores residenciales, comerciales, industriales y otros fue de 2,00%; 1,01%; -2,13%; y, 1,39%, respectivamente.

En la figura Nro. 59, se aprecia el incremento de consumidores regulados y no regulados a nivel nacional en los últimos 10 años.

**Figura Nro. 59: Número de consumidores totales, periodo 2016-2025**



Al 2025 el total de consumidores finales fue 5.814.177 de los cuales 264 son consumidores no regulados.

La tabla Nro. 65 muestra el detalle del número de consumidores regulados y no regulados por empresa distribuidora.

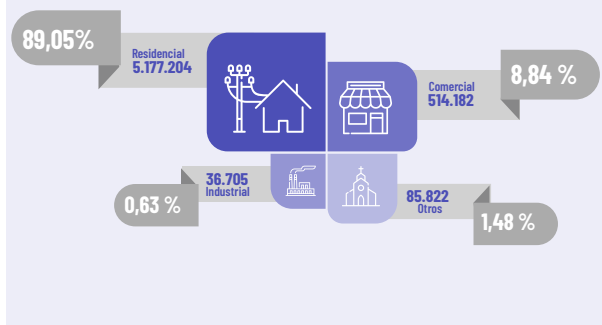
**Tabla Nro. 65: Número de consumidores regulados y no regulados de las distribuidoras, 2025**

Empresa	Consumidores Regulados				Total Regulados		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No regulados	General
CNEL-Guayaquil	641.278	72.631	2.000	5.567	721.476	49	721.525
CNEL-Guayas Los Ríos	352.736	21.127	794	6.224	380.881	16	380.897
CNEL-Manabí	342.772	19.015	467	5.443	367.697	8	367.705
CNEL-El Oro	262.542	18.147	1.465	3.790	285.944	1	285.945
CNEL-Sto. Domingo	253.756	27.483	289	3.452	284.980	4	284.984
CNEL-Milagro	153.823	11.676	177	1.743	167.419	4	167.423
CNEL-Esmeraldas	122.445	7.325	293	2.439	132.502	2	132.504
CNEL-Los Ríos	143.887	7.909	310	1.982	154.088	1	154.089
CNEL-Sta. Elena	99.633	6.290	155	1.761	107.839	2	107.841
CNEL-Sucumbios	100.730	12.505	429	2.520	116.184	-	116.184
CNEL-Bolívar	68.951	3.761	102	1.464	74.278	-	74.278
CNEL EP	2.542.553	207.869	6.481	36.385	2.793.288	87	2.793.375
E.E. Quito	1.122.484	147.675	11.728	19.127	1.301.014	158	1.301.172
E.E. Centro Sur	410.474	39.464	4.627	7.192	461.757	2	461.759
E.E. Ambato	273.175	30.896	5.833	5.440	315.344	6	315.350
E.E. Norte	250.830	29.786	2.558	3.597	286.771	6	286.777
E.E. Sur	211.631	20.474	1.144	7.073	240.322	-	240.322
E.E. Riobamba	171.018	20.005	634	3.379	195.036	1	195.037
E.E. Cotopaxi	144.386	12.764	3.102	2.410	162.662	3	162.665
E.E. Azogues	38.559	2.850	415	620	42.444	1	42.445
E.E. Galápagos	12.094	2.399	183	599	15.275	-	15.275
Empresas Eléctricas	2.634.651	306.313	30.224	49.437	3.020.625	177	3.020.802
Total	5.177.204	514.182	36.705	85.822	5.813.913	264	5.814.177

De acuerdo con la tabla Nro. 65, a nivel nacional la CNEL EP representó el 48,04% de los consumidores regulados.

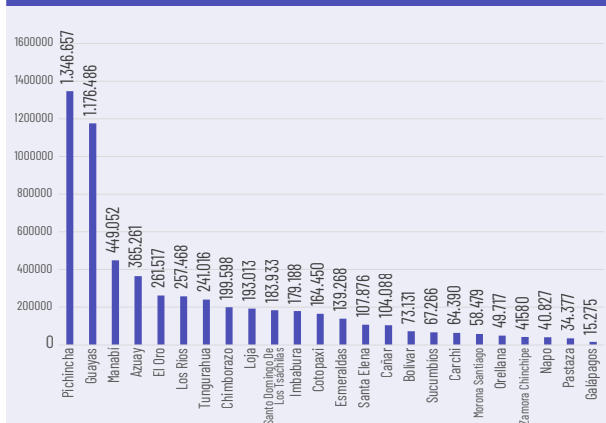
En la figura Nro. 60 se aprecia la composición de los consumidores regulados por grupo de consumo; donde, el residencial es el más representativo con el 89,05%, seguido por el comercial con una participación del 8,84%.

Figura No. 60: Número de consumidores regulados por grupo de consumo, 2025



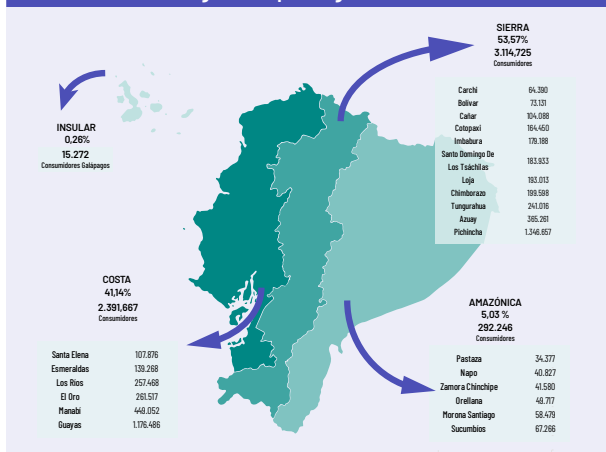
La figura No. 61 muestra la cantidad de consumidores regulados por provincia, sobresalen Pichincha y Guayas que abarcan el 43,40% del total de consumidores a nivel nacional.

Figura No. 61: Número de consumidores regulados por provincia, 2025



La figura No. 62 muestra el porcentaje de consumidores regulados por región, según la cual, la mayor cantidad de consumidores se encuentra en las regiones Sierra (53,57%) y Costa (41,14%).

Figura No. 62: Porcentaje de consumidores regulados por región, 2025



## 4.2 SUBESTACIONES DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

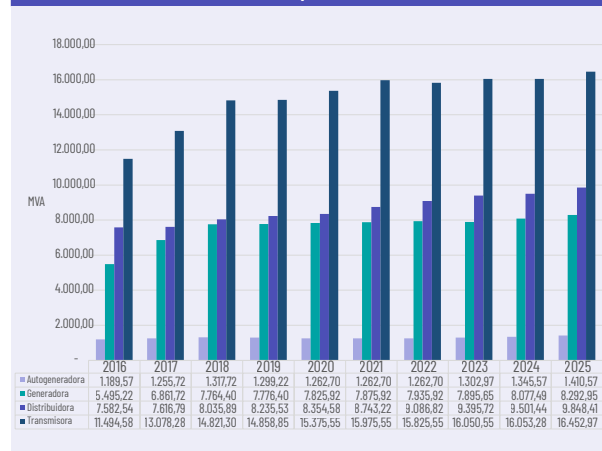
La evolución del número y capacidad instalada de subestaciones de distribución (reducción, elevación y puntos de transformación) se muestra en la tabla No. 66; la misma revela un incremento del 29,88% en el periodo 2016-2025 respecto a la capacidad máxima.

Tabla No. 66: Evolución de la capacidad de transformación de las distribuidoras, periodo 2016-2025

Año	Número	Capacidad Máxima (MVA)
2016	369	7.582,54
2017	367	7.616,79
2018	378	8.035,89
2019	378	8.235,53
2020	384	8.354,58
2021	397	8.743,22
2022	400	9.086,82
2023	408	9.395,72
2024	410	9.501,44
2025	414	9.848,41

En la figura No. 63 se muestra un resumen de los valores de capacidad máxima de transformación, por tipo de empresa a lo largo del periodo en análisis.

Figura No. 63: Capacidad máxima de transformación, periodo 2016-2025



Al 2025 las empresas distribuidoras registraron 414 subestaciones (reducción, elevación y puntos de transformación) con una capacidad instalada de 9.848,41 MVA y 81 subestaciones de seccionamiento. El 96,99% de la capacidad instalada correspondió a subestaciones de reducción.



**Tabla Nro. 67: Subestaciones de elevación y reducción; y puntos de transformación, de las distribuidoras, 2025**

Tipo de Subestación	Empresa	Número de Subestaciones	Número de Transformadores	Capacidad Máxima (MVA)	
Elevación	CNEL-Sucumbios	1	3	0,75	
	E.E. Galápagos	6	16	45,71	
	E.E. Quito	7	12	175,83	
Punto de Transformación	CNEL-Guayas Los Ríos	1	1	1,00	
	E.E. Cotopaxi	5	5	15,63	
	E.E. Galápagos	6	13	12,70	
	E.E. Norte	4	5	21,30	
	E.E. Riobamba	3	7	24,01	
Reducción	CNEL-Bolívar	6	8	77,25	
	CNEL-EI Oro	19	25	698,81	
	CNEL-Esmeraldas	17	20	290,90	
	CNEL-Guayaquil	50	67	1.501,90	
	CNEL-Guayas Los Ríos	46	55	947,50	
	CNEL-Los Ríos	11	11	180,00	
	CNEL-Manabí	32	44	745,25	
	CNEL-Milagro	14	18	294,75	
	CNEL-Sta. Elena	14	18	238,75	
	CNEL-Sto. Domingo	16	21	281,75	
	CNEL-Sucumbios	10	12	163,75	
	E.E. Ambato	20	28	428,00	
	E.E. Azogues	2	2	32,50	
	E.E. Centro Sur	16	26	569,50	
	E.E. Cotopaxi	9	9	141,45	
	E.E. Galápagos	1	1	10,00	
	E.E. Norte	17	20	286,25	
	E.E. Quito	48	70	2.343,00	
	E.E. Riobamba	11	12	137,75	
	E.E. Sur	22	26	182,43	
	<b>Total</b>		<b>414</b>	<b>555</b>	<b>9.848,41</b>

### 4.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Las empresas distribuidoras reportaron una longitud total de 5.815,03 km para el 2025, lo que representó un incremento de 762,32 km (15,09%) respecto al 2016.

**Tabla Nro. 68: Evolución histórica de líneas de empresas distribuidoras**

Año	Longitud (km)							
	13,2	13,8	22	34,5	46	69	138	Total
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	4.496,92	253,16	5.147,52
2018	-	29,86	54,71	67,59	247,31	4.637,04	272,96	5.309,47
2019	-	29,86	54,71	67,59	245,37	4.793,90	272,96	5.464,39
2020	-	29,86	58,04	67,59	245,37	4.846,33	272,96	5.520,16
2021	-	35,61	58,05	67,59	245,37	4.901,97	272,96	5.581,55
2022	-	33,13	58,05	67,59	245,37	5.022,76	272,96	5.689,86
2023	-	33,13	58,24	67,59	245,37	5.032,86	284,26	5.721,44
2024	-	33,13	58,24	67,59	232,08	5.034,29	307,97	5.733,30
2025	-	33,13	45,74	67,59	231,14	5.129,46	307,97	5.815,03

*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 2025, las empresas distribuidoras operaron un total de 5.667,51 km de líneas en simple circuito; y, 147,52 km en doble circuito.

**Tabla Nro. 69: Detalle de líneas de las distribuidoras**

Tipo Circuito	Empresa	Nivel de Voltaje	Longitud (km)	
Simple Circuito	CNEL-Bolívar	69	185,39	
	CNEL-EI Oro	69	252,13	
	CNEL-Esmeraldas	69	391,00	
	CNEL-Guayaquil	69	304,47	
	CNEL-Guayas Los Ríos	69	596,78	
	CNEL-Los Ríos	69	165,20	
	CNEL-Manabí	69	461,85	
	CNEL-Milagro	69	426,17	
	CNEL-Sta. Elena	69	159,12	
	CNEL-Sto. Domingo	69	318,40	
	CNEL-Sucumbios	69	189,60	
	CNEL EP			3.450,11
	E.E. Ambato	69	159,08	
	E.E. Azogues	69	26,88	
	E.E. Centro Sur	22	19,28	
		69	273,36	
	E.E. Cotopaxi	13,8	7,65	
		22	9,46	
		69	79,35	
	E.E. Galápagos	13,8	25,48	
		34,5	50,00	
	E.E. Norte	34,5	17,59	
		69	256,58	
E.E. Quito	46	217,56		
	69	52,00		
E.E. Riobamba	138	307,97		
	69	166,39		
E.E. Sur	22	17,00		
	69	531,78		
Empresas Eléctricas			2.217,40	
Total Simple Circuito			5.667,51	
Doble Circuito	CNEL-EI Oro	69	78,28	
	CNEL-Manabí	69	15,12	
	CNEL EP			93,40
	E.E. Cotopaxi	69	32,66	
	E.E. Quito	46	13,58	
	E.E. Riobamba	69	7,09	
E.E. Sur	69	0,79		
Empresas Eléctricas			54,12	
Total Doble Circuito			147,52	
Total general			5.815,03	

*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

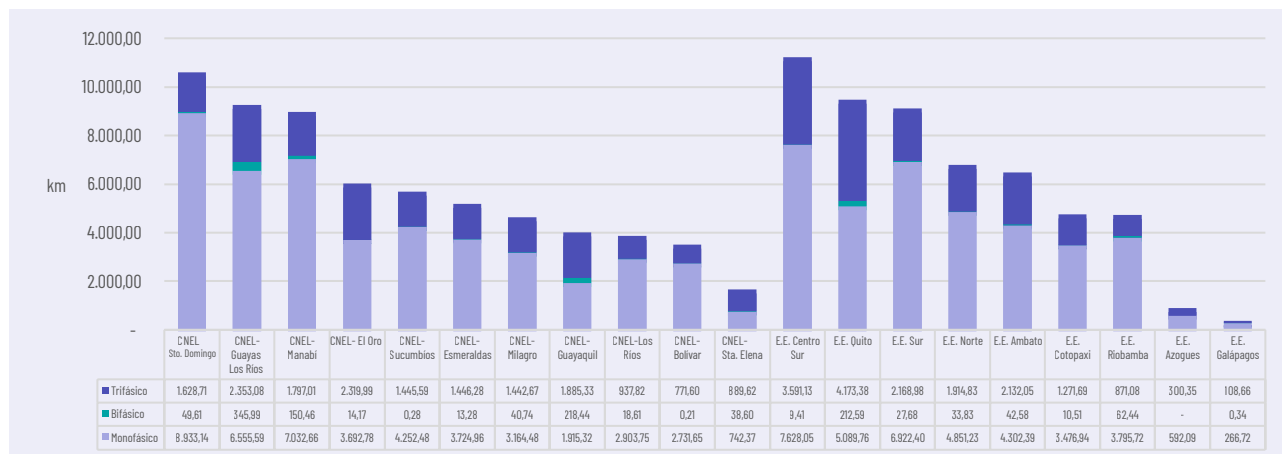
Las redes de medio voltaje transmiten la energía eléctrica desde las subestaciones hacia los transformadores de distribución.

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 de 117.314,11 km.

Tabla Nro. 70: Redes de medio voltaje por distribuidora

Empresa	Nivel de Voltaje	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(kV)	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Bolivar	13,8	2.731,65	0,21	771,60	3.503,47
CNEL-El Oro	13,8	3.692,78	14,17	2.319,99	6.026,95
CNEL-Esmeraldas	13,8	3.724,96	13,28	1.446,28	5.184,52
CNEL-Guayaquil	13,8	1.915,32	218,44	1.885,33	4.019,09
CNEL-Guayas Los Rios	13,8	6.555,59	345,99	2.353,08	9.254,65
CNEL-Los Rios	13,8	2.903,75	18,61	937,82	3.860,19
CNEL-Manabi	13,8	7.032,66	150,46	1.797,01	8.980,13
CNEL-Milagro	13,8	3.164,48	40,74	1.442,67	4.647,89
CNEL-Sta. Elena	13,2	-	-	9,96	9,96
	13,8	742,37	38,60	879,66	1.660,64
CNEL-Sto. Domingo	13,8	7.310,07	44,95	1.342,32	8.697,34
	34,5	1.623,07	4,66	286,39	1.914,12
CNEL-Sucumbios	13,8	4.252,48	0,28	1.445,59	5.698,35
<b>CNEL EP</b>		<b>45.649,20</b>	<b>890,39</b>	<b>16.917,70</b>	<b>63.457,28</b>
E.E. Ambato	13,8	4.302,39	42,58	2.132,05	6.477,02
E.E. Azogues	22	592,09	-	300,35	892,44
E.E. Centro Sur	6,3	-	1,28	57,17	58,45
	13,8	1.174,14	0,28	440,40	1.614,81
	22	6.453,91	7,85	3.093,57	9.555,33
E.E. Cotopaxi	13,8	3.476,94	10,51	1.271,69	4.759,14
E.E. Galápagos	13,8	266,72	0,34	108,66	375,71
E.E. Norte	13,8	4.851,23	33,83	1.914,83	6.799,89
E.E. Quito	6,3	0,03	68,32	745,31	813,66
	13,8	1.477,91	19,13	379,25	1.876,29
	22,8	3.611,82	125,14	3.048,82	6.785,79
E.E. Riobamba	13,8	3.795,72	62,44	871,08	4.729,24
E.E. Sur	13,8	4.911,95	26,38	1.503,98	6.442,32
	22	2.010,44	1,30	665,00	2.676,74
<b>Empresas eléctricas</b>		<b>36.925,30</b>	<b>399,38</b>	<b>16.532,15</b>	<b>53.856,83</b>
<b>Total general</b>		<b>82.574,49</b>	<b>1.289,77</b>	<b>33.449,84</b>	<b>117.314,11</b>

Figura Nro. 64: Longitud de redes de medio voltaje por distribuidora, 2025





## 4.4.1 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN GEOESPACIAL: DISPERSIÓN DE CONSUMIDORES VS. EXTENSIÓN DE RED DE MEDIA TENSIÓN

En la presente edición se incorpora un análisis de estadística inferencial combinada con variables geoespaciales. Se buscó cuantificar la relación que existe entre la distribución geográfica de los usuarios y la infraestructura necesaria para su atención.

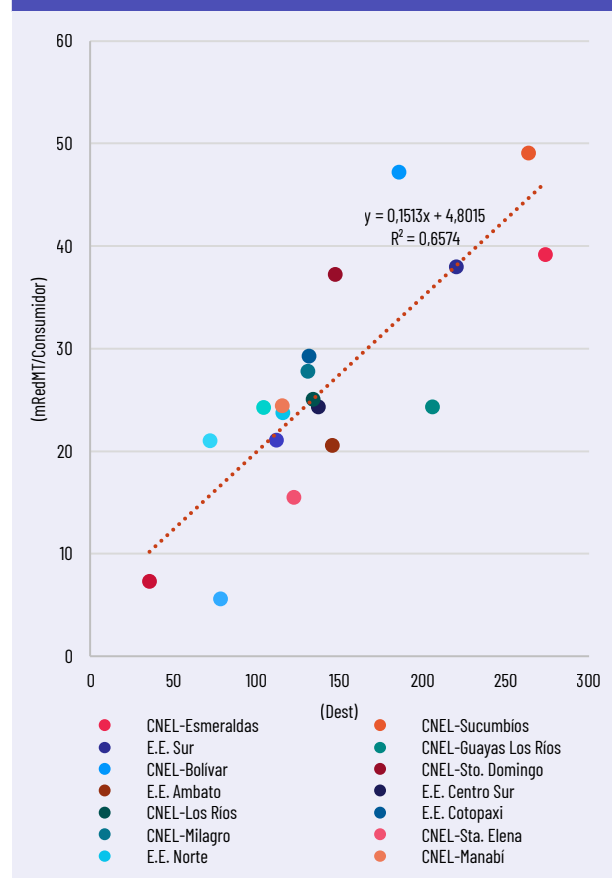
Para determinar la dispersión entre los consumidores de cada distribuidora se utilizó la herramienta de Elipse de Desviación Estándar (Standard Deviational Ellipse) en ArcGIS. A partir del área de estas elipses y la cantidad de consumidores ubicados dentro de las mismas se obtuvo la Distancia Promedio Estimada (Dest), la cual se correlacionó con la longitud de las redes de media tensión por consumidor (mRedMT/Consumidor). Los datos obtenidos se muestran en la tabla Nro. 71.

Empresa	Índice de Dispersión Superficial (km <sup>2</sup> /Consumidor)	Distancia Promedio Estimada entre consumidores (Dest) (m)	mRedMT / Consumidor
CNEL-Esmeraldas	0,0750	273,8	39,13
CNEL-Sucumbios	0,0696	263,9	49,05
E.E. Sur	0,0485	220,2	37,95
CNEL-Guayas Los Ríos	0,0424	206,0	24,30
CNEL-Bolívar	0,0346	186,1	47,17
CNEL-Sto. Domingo	0,0217	147,5	37,24
E.E. Ambato	0,0212	145,6	20,54
E.E. Centro Sur	0,0188	137,3	24,32
CNEL-Los Ríos	0,0180	134,1	25,05
E.E. Cotopaxi	0,0173	131,5	29,26
CNEL-Milagro	0,0171	130,9	27,76
CNEL-Sta. Elena	0,0150	122,4	15,49
E.E. Norte	0,0134	115,9	23,71
CNEL-Manabí	0,0134	115,6	24,42
CNEL-EI Oro	0,0125	111,9	21,08
E.E. Riobamba	0,0109	104,3	24,25
CNEL-Guayaquil	0,0061	78,4	5,57
E.E. Azogues	0,0052	71,9	21,03
E.E. Quito	0,0013	35,6	7,28

El análisis de regresión lineal determinó un coeficiente  $R^2 = 0,6574$ , lo cual indica que la cantidad de red de medio voltaje por consumidor está relacionada con la dispersión geográfica de la demanda en un 65,74%, valor que se considera como una correlación positiva moderada-fuerte.

El porcentaje restante podría estar asociado a otros factores como la orografía, el diseño de red, entre otros. Los resultados se presentan en la figura Nro. 65.

Figura Nro. 65: Correlación Longitud Red de Media Tensión por Consumidor vs. Distancia Promedio Estimada



De los resultados del análisis se destacan algunos puntos:

**Sistemas Densamente Poblados:** Distribuidoras como E.E. Quito y CNEL-Guayaquil se ubican en el cuadrante de baja dispersión y baja intensidad de red, con lo cual se puede optimizar el uso de activos por cliente.

**Sistema con Dispersión Crítica:** CNEL-Sucumbios representa el escenario de mayor complejidad geográfica, con la mayor dispersión de entre todas las distribuidoras.

**Identificación de Desviaciones (Outliers):**

**CNEL-Bolívar:** Presenta una intensidad de red superior a la tendencia estimada para su nivel de dispersión, lo que podría asociarse a complejidades orográficas adicionales.

**CNEL-Guayas Los Ríos:** Muestra una intensidad de red significativamente bajo en comparación con su nivel de dispersión.

Este análisis geoespacial muestra que la red de media tensión es una respuesta directa al modelo de ocupación del suelo. Los resultados proveen una métrica objetiva para evaluar la eficiencia en la inversión de activos y establecer comparativas (benchmarking) entre empresas que operan en condiciones geográficas similares.

## 4.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

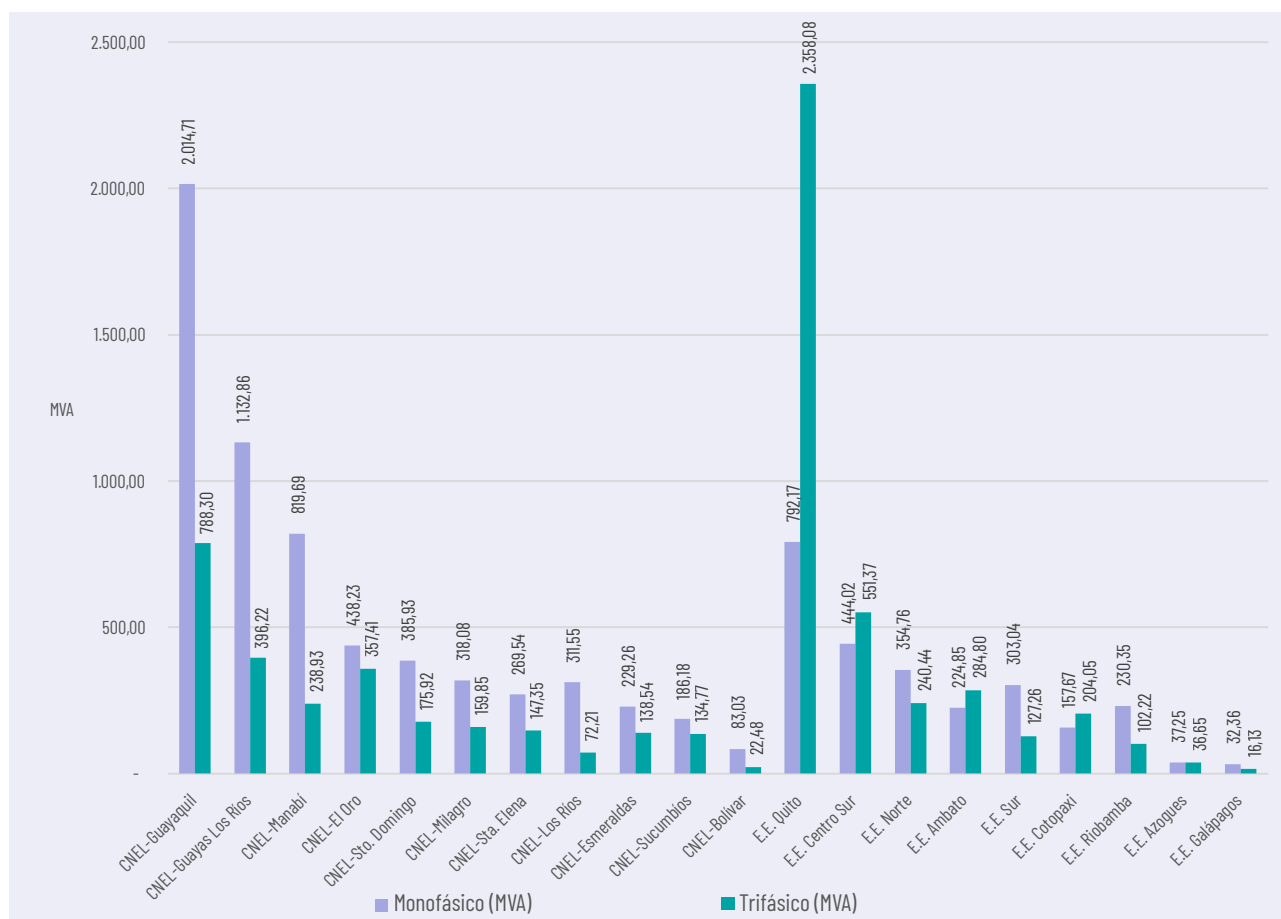
En la tabla Nro. 72 se presenta la cantidad y capacidad de transformadores monofásicos y trifásicos por empresa.

Tabla Nro. 72: Número y capacidad de transformadores por distribuidora

Empresa	Monofásico	Trifásico	Total	Monofásico	Trifásico	Total
	(u)	(u)	(u)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
CNEL-Guayaquil	39.435	2.699	42.134	2.014,71	788,30	2.803,01
CNEL-Guayas Los Rios	35.259	1.920	37.179	1.132,86	396,22	1.529,08
CNEL-Manabi	31.531	1.507	33.038	819,69	238,93	1.058,62
CNEL-El Oro	15.350	1.819	17.169	438,23	357,41	795,64
CNEL-Sto. Domingo	24.739	1.558	26.297	385,93	175,92	561,85
CNEL-Milagro	13.480	862	14.342	318,08	159,85	477,92
CNEL-Sta. Elena	8.085	789	8.874	269,54	147,35	416,89
CNEL-Los Rios	11.082	548	11.630	311,55	72,21	383,77
CNEL-Esmeraldas	10.503	907	11.410	229,26	138,54	367,80
CNEL-Sucumbios	10.593	1.289	11.882	186,18	134,77	320,95
CNEL-Bolivar	6.716	275	6.991	83,03	22,48	105,51
CNEL EP	206.773	14.173	220.946	6.189,06	2.631,97	8.821,04

Empresa	Monofásico	Trifásico	Total	Monofásico	Trifásico	Total
	(u)	(u)	(u)	(MVA)	(MVA)	(MVA)
E.E. Quito	27.816	17.102	44.918	792,17	2.358,08	3.150,25
E.E. Centro Sur	24.641	5.648	30.289	444,02	551,37	995,40
E.E. Norte	17.738	2.862	20.600	354,76	240,44	595,19
E.E. Ambato	15.427	2.873	18.300	224,85	284,80	509,65
E.E. Sur	20.379	1.252	21.631	303,04	127,26	430,30
E.E. Cotopaxi	9.744	1.962	11.706	157,67	204,05	361,72
E.E. Riobamba	14.988	1.036	16.024	230,35	102,22	332,57
E.E. Azogues	2.051	369	2.420	37,25	36,65	73,89
E.E. Galápagos	1.189	188	1.377	32,36	16,13	48,49
Empresas Eléctricas	133.973	33.292	167.265	2.576,47	3.920,99	6.497,45
Total	340.746	47.465	388.211	8.765,53	6.552,96	15.318,49

Figura Nro. 66: Capacidad en transformadores de distribución, 2025





## 4.6 REDES SECUNDARIAS

Las redes secundarias se derivan del lado de bajo voltaje de los transformadores de distribución y están dispuestas en configuraciones monofásicas, bifásicas y trifásicas. A nivel nacional la longitud de estas alcanzó los 113.633,63 km distribuidas de la siguiente manera: 94.526,48 km de red monofásica, 13.243,50 km de red bifásica y 5.863,65 km de red trifásica.

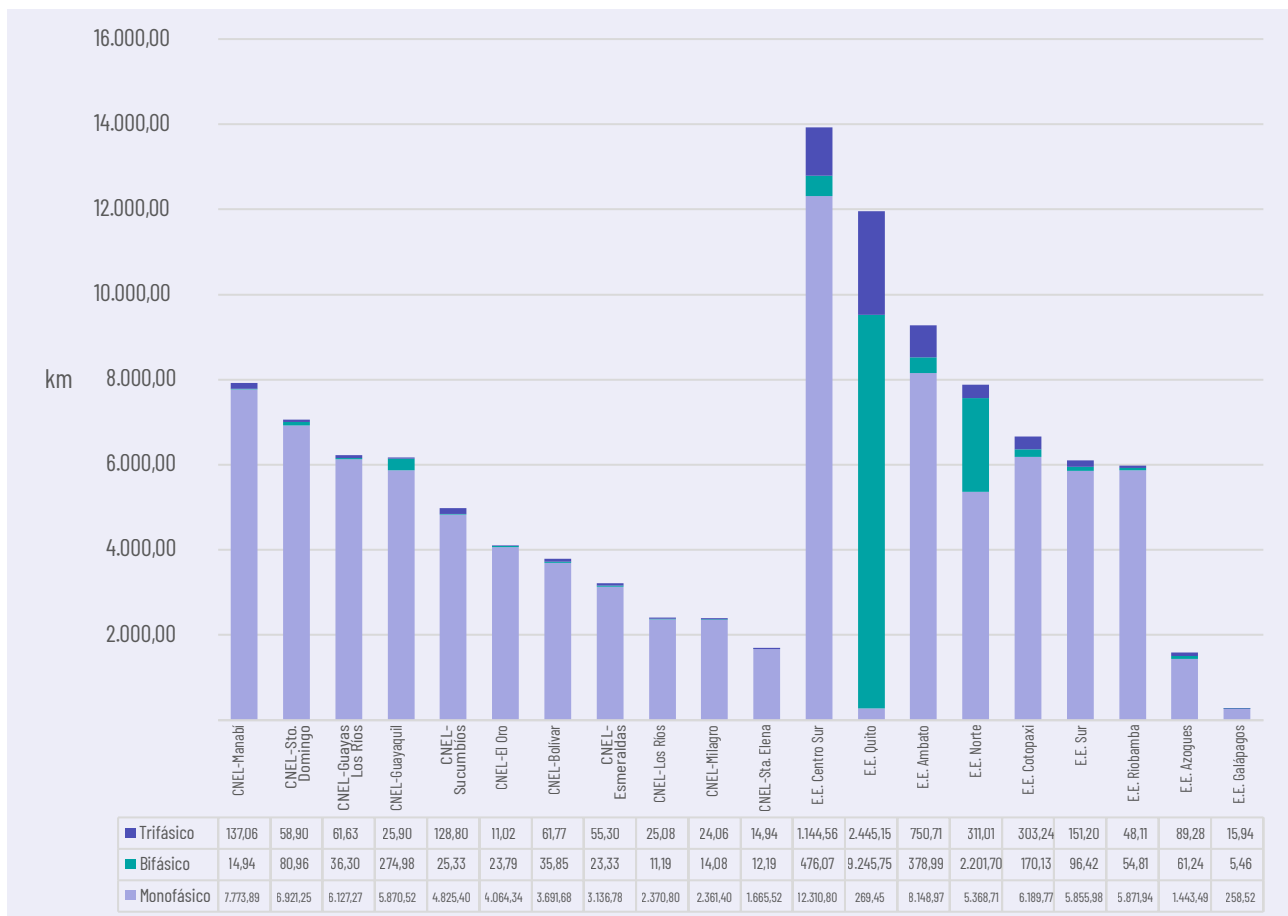
La tabla Nro. 73 presenta la longitud de las redes secundarias por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 73: Longitud de redes secundarias por distribuidora

Empresa	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Manabí	7.773,89	14,94	137,06	7.925,89
CNEL-Sto. Domingo	6.921,25	80,96	58,90	7.061,11
CNEL-Guayas Los Ríos	6.127,27	36,30	61,63	6.225,19
CNEL-Guayaquil	5.870,52	274,98	25,90	6.171,40
CNEL-Sucumbios	4.825,40	25,33	128,80	4.979,52
CNEL-EI Oro	4.064,34	23,79	11,02	4.099,15
CNEL-Bolivar	3.691,68	35,85	61,77	3.789,31
CNEL-Esmeraldas	3.136,78	23,33	55,30	3.215,41
CNEL-Los Ríos	2.370,80	11,19	25,08	2.407,06
CNEL-Milagro	2.361,40	14,08	24,06	2.399,54
CNEL-Sta. Elena	1.665,52	12,19	14,94	1.692,65
CNEL EP	48.808,85	552,93	604,46	49.966,24

Empresa	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Total
	(km)	(km)	(km)	(km)
E.E. Centro Sur	12.310,80	476,07	1.144,56	13.931,43
E.E. Quito	269,45	9.245,75	2.445,15	11.960,35
E.E. Ambato	8.148,97	378,99	750,71	9.278,67
E.E. Norte	5.368,71	2.201,70	311,01	7.881,41
E.E. Cotopaxi	6.189,77	170,13	303,24	6.663,14
E.E. Sur	5.855,98	96,42	151,20	6.103,60
E.E. Riobamba	5.871,94	54,81	48,11	5.974,86
E.E. Azogues	1.443,49	61,24	89,28	1.594,01
E.E. Galápagos	258,52	5,46	15,94	279,92
Empresas Eléctricas	45.717,63	12.690,57	5.259,19	63.667,38
Total	94.526,48	13.243,50	5.863,65	113.633,63

Figura Nro. 67: Longitud de redes secundarias por distribuidora, 2025



## 4.7 LUMINARIAS

Las empresas distribuidoras contaron con un total de 2.106.618 luminarias que representan una potencia instalada de 348.138,05 kW.

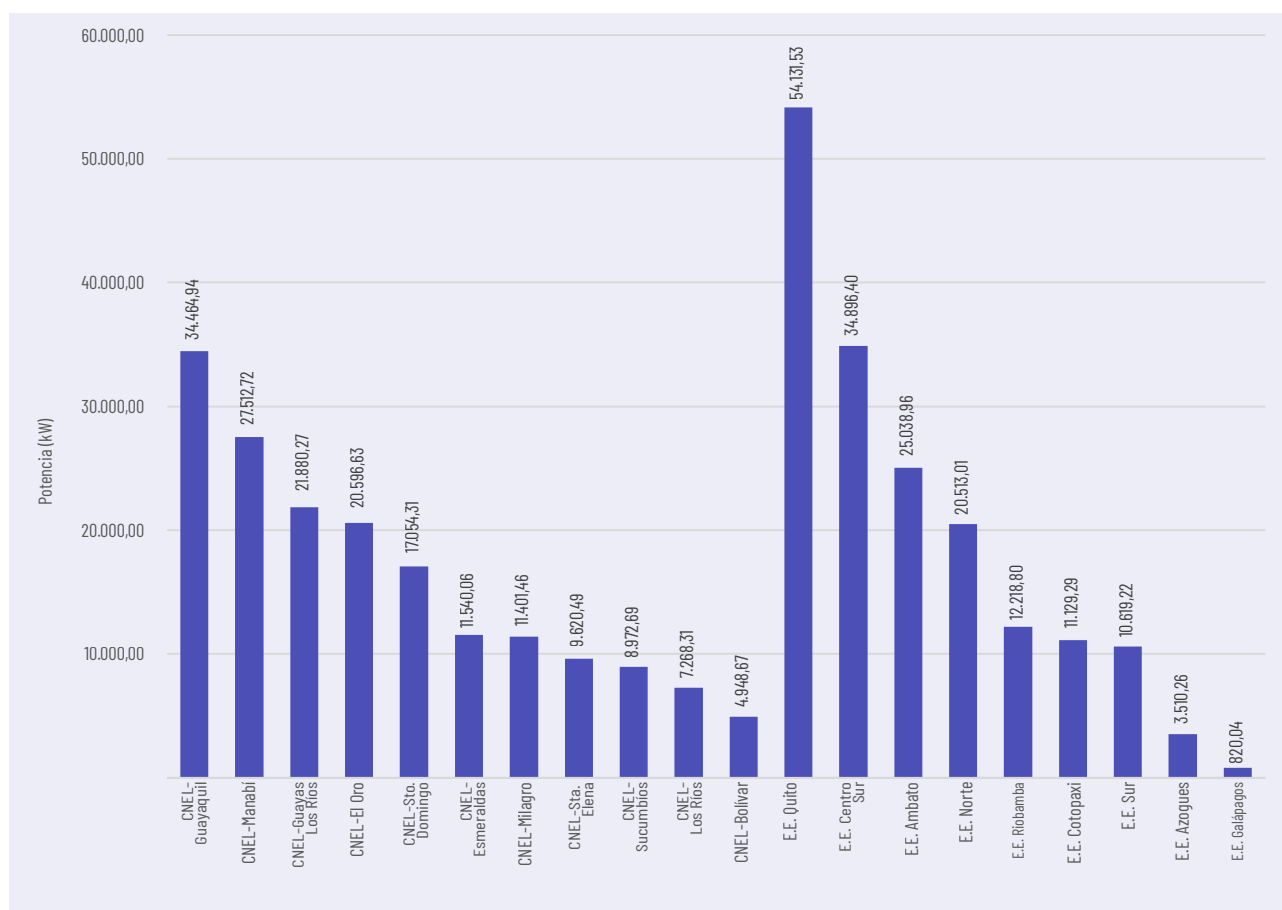
La tabla Nro. 74 presenta el número de luminarias y su correspondiente potencia instalada.

Tabla Nro. 74: Detalle de luminarias por distribuidora

Empresa	Luminarias (u)	Potencia Instalada (kW)
CNEL-Guayaquil	209.673	34.465
CNEL-Manabí	154.274	27.513
CNEL-Guayas Los Ríos	120.270	21.880
CNEL-EI Oro	110.105	20.597
CNEL-Sto. Domingo	96.293	17.054
CNEL-Esmeraldas	62.872	11.540
CNEL-Milagro	59.585	11.401
CNEL-Sta. Elena	48.514	9.620
CNEL-Sucumbios	57.604	8.973
CNEL-Los Ríos	40.403	7.268
CNEL-Bolívar	30.048	4.949
CNEL EP	989.641	175.260,54

Empresa	Luminarias (u)	Potencia Instalada (kW)
E.E. Quito	336.787	54.132
E.E. Centro Sur	191.804	34.896
E.E. Ambato	168.862	25.039
E.E. Norte	139.501	20.513
E.E. Riobamba	91.088	12.219
E.E. Cotopaxi	76.683	11.129
E.E. Sur	84.827	10.619
E.E. Azogues	20.497	3.510
E.E. Galápagos	6.928	820
Empresas Eléctricas	1.116.977	172.877,51
Total	2.106.618	348.138,05

Figura Nro. 68: Potencia instalada de luminarias por distribuidora, 2025





## 4.8 MEDIDORES

En 2025, del número total de consumidores regulados que fue de 5.813.913, el 99,98% (5.812.632) cuentan con medidores; la diferencia (1.281) corresponde a consumidores sin medidor, entre los que se encuentran: consumidores eventuales, sistemas aislados servidos mediante paneles fotovoltaicos, consumos asociados con las empresas distribuidoras, entre otros.

En la tabla Nro. 75 se presenta el número total de medidores por empresa distribuidora.

Tabla Nro. 75: Cantidad de medidores por distribuidora

Empresa	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total Medidores
	(u)	(u)	(u)	(u)
CNEL-Guayaquil	667.223	45.190	9.049	721.462
CNEL-Guayas Los Ríos	93.884	282.932	4.026	380.842
CNEL-Manabí	44.515	321.087	2.085	367.687
CNEL-EI Oro	25.451	259.236	2.450	287.137
CNEL-Sto. Domingo	8.423	274.863	1.651	284.937
CNEL-Milagro	15.207	152.332	866	168.405
CNEL-Los Ríos	16.861	136.624	601	154.086
CNEL-Esmeraldas	16.337	115.359	895	132.591
CNEL-Sucumbios	9.866	104.332	1.891	116.089
CNEL-Sta. Elena	14.276	93.866	1.253	109.395
CNEL-Bolivar	7.630	66.249	388	74.267
CNEL EP	919.673	1.852.070	25.155	2.796.898

Empresa	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	Total Medidores
	(u)	(u)	(u)	(u)
E.E. Quito	80.027	1.120.141	99.876	1.300.044
E.E. Centro Sur	30.865	408.025	19.146	458.036
E.E. Ambato	22.753	287.516	4.976	315.245
E.E. Norte	50.315	232.789	4.155	287.259
E.E. Sur	22.457	215.800	1.774	240.031
E.E. Riobamba	90.112	103.964	856	194.932
E.E. Cotopaxi	59.211	101.518	1.857	162.586
E.E. Azogues	7.416	34.237	700	42.353
E.E. Galápagos	646	14.407	195	15.248
Empresas Eléctricas	363.802	2.518.397	133.535	3.015.734
Total	1.283.475	4.370.467	158.690	5.812.632

Figura Nro. 69: Número de medidores, 2025



Al 2025, la cantidad total de medidores inteligentes (AMI) instalados fue de 256.286, estos entre otras funcionalidades permiten realizar mediciones remotas y en tiempo real de consumos de energía y demanda.

**Tabla Nro. 76: Medidores AMI**

Empresa	Número de medidores
CNEL-Bolívar	-
CNEL-EI Oro	15.542
CNEL-Esmeraldas	-
CNEL-Guayaquil	112.684
CNEL-Guayas Los Ríos	27.587
CNEL-Los Ríos	1.754
CNEL-Manabí	38.353
CNEL-Milagro	5.648
CNEL-Sta. Elena	1.279
CNEL-Sto. Domingo	1.034
CNEL-Sucumbios	-
<b>CNEL EP</b>	<b>203.881</b>
E.E. Ambato	841
E.E. Azogues	-
E.E. Centro Sur	21.021
E.E. Cotopaxi	-
E.E. Galápagos	186
E.E. Norte	12.347
E.E. Quito	18.010
E.E. Riobamba	-
E.E. Sur	-
<b>Empresas Eléctricas</b>	<b>52.405</b>
<b>Total</b>	<b>256.286</b>



## 4.9 ACOMETIDAS

Al 2025, las empresas distribuidoras registraron un total de 4.554.718 acometidas, entre monofásicas, bifásicas y trifásicas, las cuales suman una longitud total de 86.946,99 km. La tabla Nro. 77 muestra información de acometidas por empresa distribuidora.

**Tabla Nro. 77: Detalle de acometidas de las distribuidoras**

Empresa	Monofásicas	Bifásicas	Trifásicas	Total	Monofásicas	Bifásicas	Trifásicas	Total
	(u)	(u)	(u)	(u)	(km)	(km)	(km)	(km)
CNEL-Bolívar	72.006	8.436	68	80.510	1.659,11	118,77	0,66	1.778,54
CNEL-EI Oro	267.765	1.090	1.859	270.714	4.846,48	10,78	18,91	4.876,17
CNEL-Esmeraldas	122.709	4.374	541	127.624	2.603,95	50,90	7,27	2.662,11
CNEL-Guayaquil	566.244	18.795	4.230	589.269	7.627,61	253,87	34,99	7.916,48
CNEL-Guayas Los Ríos	364.346	1.764	2.250	368.360	8.047,28	26,77	25,70	8.099,75
CNEL-Los Ríos	152.957	201	609	153.767	4.296,46	2,62	6,50	4.305,58
CNEL-Manabí	350.431	387	6.658	357.476	6.621,34	5,73	99,29	6.726,36
CNEL-Milagro	157.524	100	450	158.074	3.101,73	1,50	3,81	3.107,04
CNEL-Sta. Elena	104.873	394	589	105.856	1.727,97	6,95	5,78	1.740,69
CNEL-Sto. Domingo	206.281	3.321	1.141	210.743	4.652,40	43,29	13,70	4.709,39
CNEL-Sucumbios	104.058	6.925	821	111.804	2.098,02	97,17	8,53	2.203,72
<b>CNEL EP</b>	<b>2.469.194</b>	<b>45.787</b>	<b>19.216</b>	<b>2.534.197</b>	<b>47.282,35</b>	<b>618,34</b>	<b>225,14</b>	<b>48.125,84</b>
E.E. Ambato	223.591	28.153	16.316	268.060	4.071,85	411,44	191,67	4.674,96
E.E. Azogues	29.616	5.147	1.421	36.184	564,20	66,68	16,81	647,69
E.E. Centro Sur	288.945	52.636	34.236	375.817	6.045,40	702,09	393,66	7.141,15
E.E. Cotopaxi	135.863	26.202	2.344	164.409	3.266,40	308,34	27,49	3.602,24
E.E. Galápagos	8.273	641	244	9.158	148,56	11,63	3,19	163,38
E.E. Norte	48.285	180.530	3.532	232.347	1.343,07	3.264,22	52,96	4.660,25
E.E. Quito	31.614	479.526	70.132	581.272	423,77	6.571,58	932,39	7.927,74
E.E. Riobamba	158.637	3.464	1.239	163.340	3.264,99	52,09	18,84	3.335,92
E.E. Sur	180.910	4.136	4.888	189.934	6.525,52	70,30	72,01	6.667,83
<b>Empresas Eléctricas</b>	<b>1.105.734</b>	<b>780.435</b>	<b>134.352</b>	<b>2.020.521</b>	<b>25.653,75</b>	<b>11.458,37</b>	<b>1.709,03</b>	<b>38.821,16</b>
<b>Total</b>	<b>3.574.928</b>	<b>826.222</b>	<b>153.568</b>	<b>4.554.718</b>	<b>72.936,11</b>	<b>12.076,72</b>	<b>1.934,17</b>	<b>86.946,99</b>



## 4.10 PERSONAL EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

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

Tabla Nro. 78: Cantidad de personal de las distribuidoras

Empresa	Cantidad de Personal
CNEL-Bolívar	196
CNEL-EI Oro	526
CNEL-Esmeraldas	341
CNEL-Guayaquil	1.498
CNEL-Guayas Los Ríos	649
CNEL-Los Ríos	352
CNEL-Manabí	694
CNEL-Milagro	336
CNEL-Sta. Elena	383
CNEL-Sto. Domingo	476
CNEL-Sucumbios	332
<b>CNEL EP</b>	<b>5.783</b>
E.E. Quito	1.942
E.E. Ambato	382
E.E. Azogues	121
E.E. Centro Sur	687
E.E. Cotopaxi	356
E.E. Galápagos	216
E.E. Norte	594
E.E. Riobamba	527
E.E. Sur	537
<b>Empresas Eléctricas</b>	<b>5.362</b>
<b>Total</b>	<b>11.145</b>

## 4.11 SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO

Los consumidores regulados, con base a las Regulaciones de generación Distribuida expedidas por la ARCONEL, la primera de las cuales fue aprobada el 22 de octubre de 2018, han venido instalando Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA).

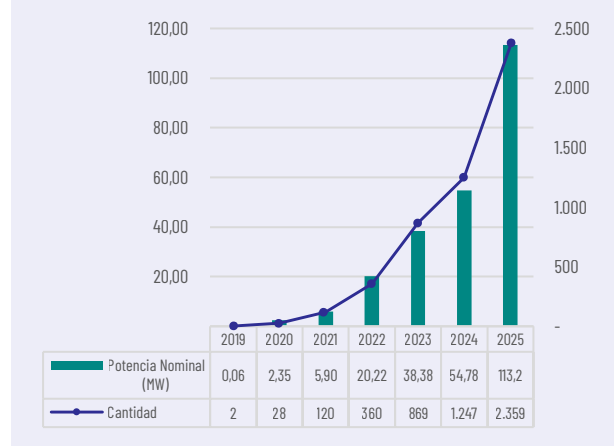
Nota: Las condiciones operativas y comerciales, así como los requisitos de calificación, sobre las cuales se instalaron los SGDA, constan en las Regulaciones Nro. ARCONEL-003/18; Nro. ARCERNR-001/2021; Nro. ARCERNR-008/23; y, Nro. ARCONEL-005/24 (codificada), siendo esta última la que se encuentra actualmente vigente.

En la tabla Nro. 79 y en la figura Nro. 70 se presenta la evolución en cuanto a la cantidad y potencia nominal total en MW de SGDA instalados a nivel nacional en el periodo del 2019 al 2025.

Tabla Nro. 79: Cantidad y potencia nominal total de SGDA instalados a nivel nacional, periodo 2019-2025

Año	Cantidad	Potencia Nominal (MW)
2019	2	0,06
2020	28	2,35
2021	120	5,90
2022	360	20,22
2023	869	38,38
2024	1.247	54,78
2025	2.359	113,26

Figura Nro. 70: Cantidad y Potencia Nominal Total de SGDA instalados a nivel nacional, periodo 2019-2025

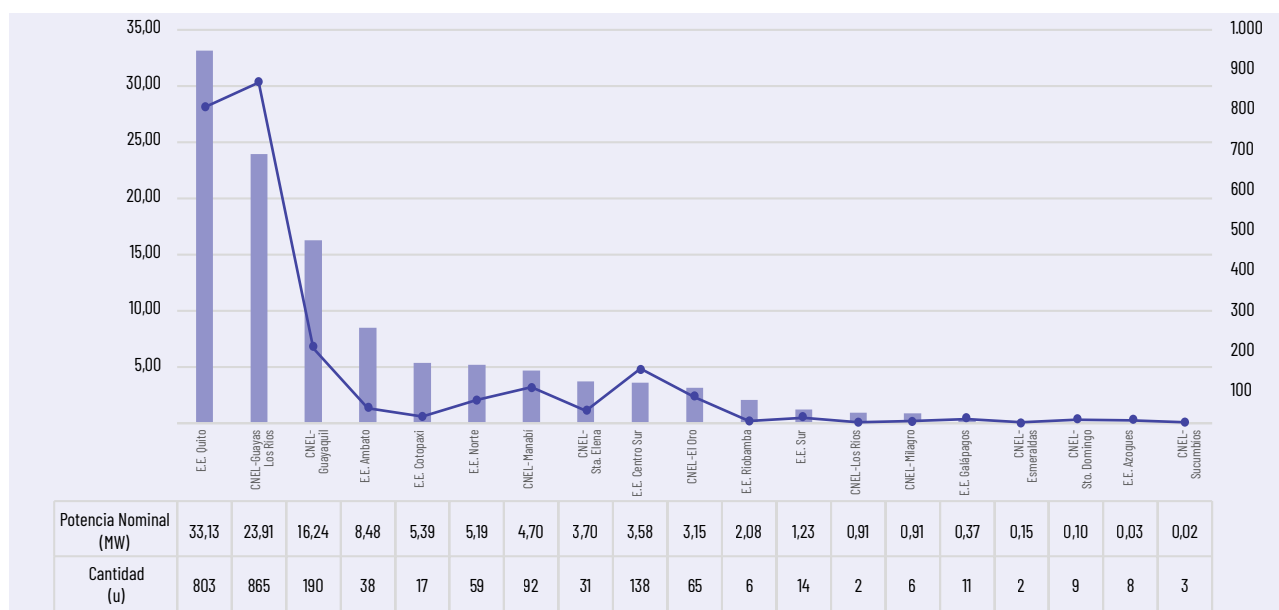


En la tabla Nro. 80 y en la figura Nro. 71 se presenta la cantidad y potencia nominal en MW de SGDA instalados por áreas de servicio de cada distribuidora. Se observa que hasta el año 2025 no se ha instalado SGDA en el área de servicio de CNEL Bolívar; y a la vez, el 64,70% de la potencia de SGDA se concentra en la E.E. Quito y las Unidades de Negocio de CNEL Guayas Los Ríos y Guayaquil.

Tabla Nro. 80: Cantidad y potencia nominal total de SGDA instalados por distribuidora, 2025

Empresa	Cantidad (u)	Potencia Nominal (MW)
CNEL-EI Oro	85	3,15
CNEL-Esmeraldas	2	0,15
CNEL-Guayaquil	190	16,24
CNEL-Guayas Los Ríos	865	23,91
CNEL-Los Ríos	2	0,91
CNEL-Manabí	92	4,70
CNEL-Milagro	6	0,91
CNEL-Sta. Elena	31	3,70
CNEL-Sto. Domingo	9	0,10
CNEL-Sucumbios	3	0,02
<b>CNEL EP</b>	<b>1.265</b>	<b>53,78</b>
E.E. Ambato	38	8,48
E.E. Azogues	8	0,03
E.E. Centro Sur	138	3,58
E.E. Cotopaxi	17	5,39
E.E. Galápagos	11	0,37
E.E. Norte	59	5,19
E.E. Quito	803	33,13
E.E. Riobamba	6	2,08
E.E. Sur	14	1,23
<b>Empresas Eléctricas</b>	<b>1.094</b>	<b>59</b>
<b>Total</b>	<b>2.359</b>	<b>113,26</b>

Figura Nro. 71: Cantidad y Potencia Nominal Total de SGDA instalados por Distribuidora, 2025



## 4.12 GRUPOS ELECTRÓGENOS DE EMERGENCIA

Mediante Resolución Nro. ARCONEL-006/2024 de 08 de septiembre de 2024, se aprobó la Regulación Nro. ARCONEL-003/24, la cual tiene por objeto «Determinar las condiciones técnicas y comerciales para quienes sean propietarios de grupos electrógenos del sector privado que participen en el abastecimiento de energía eléctrica en períodos de alerta de déficit de generación o racionamiento de energía eléctrica determinados y declarados por parte del CENACE en aplicación de la Regulación Nro. CONELEC-001/05 o la que la sustituya».

Con base en esta Regulación varios consumidores finales se calificaron ante las Distribuidoras como Grupos Electrógenos de Emergencia (GEE).

En la tabla Nro. 81 se muestra la cantidad y potencia nominal total de unidades de GEE que se encontraban calificados hasta el año 2025.

Tabla Nro. 81: Cantidad y potencia nominal total de GEEs calificados por distribuidora, 2025

Empresa	Cantidad (u)	Potencia Nominal (MW)	
CNEL	CNEL-Ei Oro	13	11,53
	CNEL-Esmeraldas	7	7,18
	CNEL-Guayaquil	61	119,70
	CNEL-Guayas Los Ríos	122	98,19
	CNEL-Los Ríos	9	4,48
	CNEL-Manabí	22	47,75
	CNEL-Milagro	19	40,73
	CNEL-Sta. Elena	13	5,98
	CNEL-Sto. Domingo	46	21,54
	<b>Total CNEL</b>	<b>312</b>	<b>357,07</b>

Empresa	Cantidad (u)	Potencia Nominal (MW)	
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	12	6,30
	E.E. Azogues	1	0,08
	E.E. Centro Sur	26	12,95
	E.E. Cotopaxi	13	9,83
	E.E. Norte	12	5,89
	E.E. Quito	159	97,29
	E.E. Riobamba	1	1,25
	E.E. Sur	1	0,20
	<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>225</b>	<b>133,79</b>
<b>Total general</b>	<b>537</b>	<b>490,85</b>	



## 4.13 MOVILIDAD ELÉCTRICA

### 4.13.1 ESTACIONES DE CARGA RÁPIDA

En la tabla Nro. 82 se presenta la información de las estaciones de carga rápida para la provisión del servicio de carga de vehículos eléctricos.

Tabla Nro. 82: Ubicación de las estaciones de carga rápida de Vehículos Eléctricos 2025

Empresa	Provincia	Canton	Parroquia	Cantidad
CNEL-Guayaquil	Guayas	Guayaquil	Guayaquil	1
			Tarqui	4
			Ximena	1
E.E. Ambato	Tungurahua	Ambato	Atahualpa	1
			Atocha - Ficoa	2
			Huachi Chico	1
			Huachi Loreto <sup>(1)</sup>	1
			Unamuncho	1
E.E. Centro Sur	Azuay	Cuenca	Molleturo <sup>(1)</sup>	1
			Monay <sup>(1)</sup>	1
	Cañar	La Troncal	Sucre <sup>(1)</sup>	1
			La Troncal <sup>(1)</sup>	1
E.E. Galápagos	Galápagos	Santa Cruz	Puerto Ayora	1
E.E. Norte	Imbabura	Ibarra	San Francisco	1
E.E. Quito	Napo	Quijos	Baeza <sup>(1)</sup>	1
			Calderón <sup>(2)</sup>	2
	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	Carcelén	1
			Cumbayá <sup>(3)</sup>	2
			Iñaquito <sup>(4)</sup>	3
			Itchimbia <sup>(1)</sup>	2
			Jipijapa	1
			Kennedy	2
			Mariscal Sucre <sup>(5)</sup>	2
			Quitumbe <sup>(1)</sup>	1
			Mejía	Machachi <sup>(1)</sup>
	Rumiñahui	Sangolquí <sup>(3)</sup>	2	
	San Miguel de los Bancos	San Miguel De Los Bancos <sup>(1)</sup>		1
E.E. Sur	Loja	Loja	El Sagrario	1
<b>Total Nacional</b>				<b>40</b>

<sup>(1)</sup> Propiedad de las empresas distribuidoras para uso interno.

<sup>(2)</sup> Una estación de carga es de propiedad de la distribuidora y otra de CELEC EP para uso interno.

<sup>(3)</sup> Una estación de carga es de propiedad de la distribuidora para uso interno y otra de propiedad privada.

<sup>(4)</sup> Dos estaciones de carga de propiedad de la distribuidora para uso interno y otra de propiedad privada.

<sup>(5)</sup> Una estación de carga es de propiedad de CELEC EP para uso interno y otra de propiedad privada.

Al 2025, en el país existen 40 estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos; la empresa distribuidora con mayor cantidad de estaciones de carga rápida es la E.E. Quito con 21 estaciones que representan el 52,50 % del total; le sigue la CNEL-Guayaquil y la E.E. Ambato con 6 estaciones (15,00 %) cada una.

### 4.13.2 VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

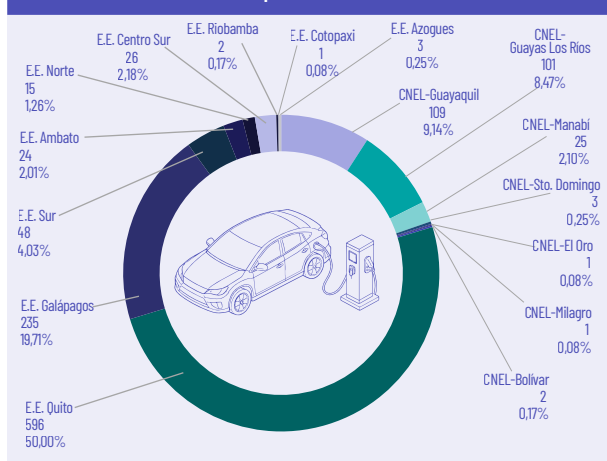
En la tabla Nro. 83 se presenta el detalle histórico del número de consumidores con tarifa para vehículos eléctricos por empresa distribuidora.

Con respecto al 2025, del total de consumidores con tarifa para vehículos eléctricos (1.192), destaca la participación de las Empresas Eléctricas: Quito con el 50,00 % de consumidores (596) y Galápagos con el 19,71 % (235 consumidores).

**Tabla Nro. 83: Número de consumidores con tarifa para vehículos eléctricos, periodo 2017-2025**

Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Guayaquil	-	-	-	2	4	25	37	60	80	109
CNEL-Guayas Los Rios	-	-	-	-	1	11	27	63	73	101
CNEL-Manabi	-	-	-	-	-	1	3	4	11	25
CNEL-Sto. Domingo	-	-	-	-	-	-	1	2	2	3
CNEL-Milagro	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
CNEL-El Oro	-	1	1	1	1	2	2	2	1	1
CNEL-Bolivar	-	-	-	-	-	1	2	-	1	2
E.E. Quito	7	17	18	21	23	36	104	204	339	596
E.E. Galapagos	-	41	158	206	202	191	196	193	208	235
E.E. Sur	-	46	49	49	48	50	50	48	44	48
E.E. Ambato	-	-	-	-	1	2	1	7	12	24
E.E. Norte	-	-	-	-	-	-	-	6	9	15
E.E. Centro Sur	-	-	-	-	-	-	3	6	8	26
E.E. Riobamba	-	-	-	-	-	-	-	2	3	2
E.E. Cotopaxi	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1
E.E. Azogues	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3
<b>Total general</b>	<b>7</b>	<b>105</b>	<b>227</b>	<b>279</b>	<b>281</b>	<b>319</b>	<b>426</b>	<b>598</b>	<b>794</b>	<b>1.192</b>

**Figura Nro. 72: Porcentaje de participación de las distribuidoras, tarifa para vehículos eléctricos, 2025**



## 4.14 COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS DISTRIBUIDORAS

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

### 4.14.1 ENERGÍA COMPRADA Y VALORES ECONÓMICOS

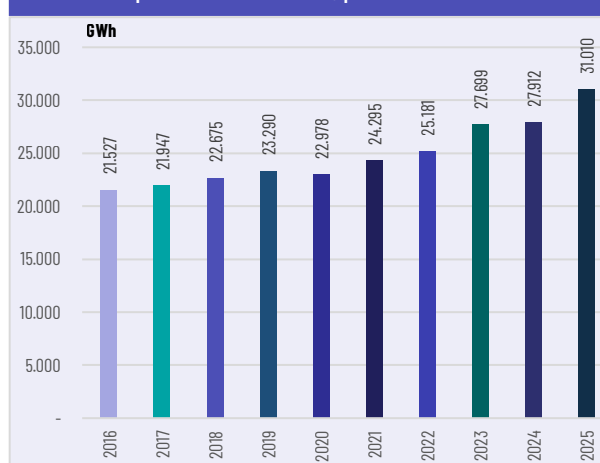
La energía comprada por las empresas distribuidoras en el 2025 fue 31.009,75 GWh. Esto representó un aumento de 9.482,75 GWh con respecto al 2015 (21.527,00), es decir, un incremento de 44,05 %.

En la tabla Nro. 84 se presenta en detalle la energía comprada y el valor económico de la misma en el periodo 2016-2025.

**Tabla Nro. 84: Compra de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, periodo 2016-2025**

Año	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
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	22.675,42	601,99	155,43	109,50	866,92
2019	23.289,78	510,87	187,76	98,54	777,17
2020	22.977,95	512,57	173,30	96,77	782,63
2021	24.294,98	528,56	171,14	114,95	814,66
2022	25.181,41	642,50	180,17	122,09	924,76
2023	27.698,79	817,95	385,26	180,77	1.383,98
2024	27.992,38	1.048,54	407,52	148,99	1.605,04
2025	31.009,75	1.162,13	211,76	129,25	1.503,15

**Figura Nro. 73: Energía comprada por las empresas distribuidoras, periodo 2016-2025**



La tabla Nro. 85 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 2025.

**Tabla Nro. 85: Energía comprada por las distribuidoras, 2025**

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Energía Comprada (MUSD)	Valor por Servicios (MUSD)	Valor por Transmisión (MUSD)	Valor Total (MUSD)
CNEL-Guayaquil	6.790,44	253,54	56,21	30,48	340,24
CNEL-Guayas Los Rios	3.697,07	139,76	30,13	15,50	185,40
CNEL-Manabi	2.619,01	98,29	23,48	11,34	133,10
CNEL-El Oro	1.826,74	68,85	15,05	7,49	91,39
CNEL-Milagro	1.667,58	62,70	13,23	7,30	83,23
CNEL-Sto. Domingo	1.045,69	39,88	8,28	4,41	52,58
CNEL-Sucumbios	897,15	33,90	7,11	3,80	44,82
CNEL-Esmeraldas	808,70	30,51	6,49	3,35	40,36
CNEL-Sta. Elena	743,68	28,03	6,19	3,36	37,57
CNEL-Los Rios	641,94	24,26	5,28	2,87	32,41
CNEL-Bolivar	119,76	4,52	0,97	0,80	6,09
<b>Total CNEL EP</b>	<b>20.857,78</b>	<b>784,25</b>	<b>172,42</b>	<b>90,51</b>	<b>1.047,18</b>
E.E. Quito	4.313,33	190,70	-	17,74	208,43
E.E. Sur	1.285,02	46,83	11,84	4,94	63,60
E.E. Centro Sur	1.323,19	40,27	11,55	4,87	56,80
E.E. Norte	1.212,87	34,92	5,80	3,11	43,82
E.E. Ambato	838,47	26,81	5,71	3,17	35,69
E.E. Cotopaxi	664,79	22,94	0,96	2,93	26,83
E.E. Riobamba	429,33	12,92	2,95	1,58	17,45
E.E. Azogues	65,99	2,50	0,53	0,30	3,33
<b>Total Empresas Electricas</b>	<b>10.152,00</b>	<b>377,88</b>	<b>39,34</b>	<b>39,74</b>	<b>455,96</b>
<b>Total general</b>	<b>31.009,75</b>	<b>1.162,13</b>	<b>211,76</b>	<b>129,25</b>	<b>1.503,15</b>



Del total de la energía comprada por las empresas distribuidoras (31.009,75 GWh); el 67,26 % fue adquirida en 1.047,18 MUSD por las Unidades de Negocio de CNEL EP; y, el 32,74 % en 455,96 MUSD por las empresas eléctricas.

Figura Nro. 74: Energía comprada por distribuidora, 2025 (GWh)

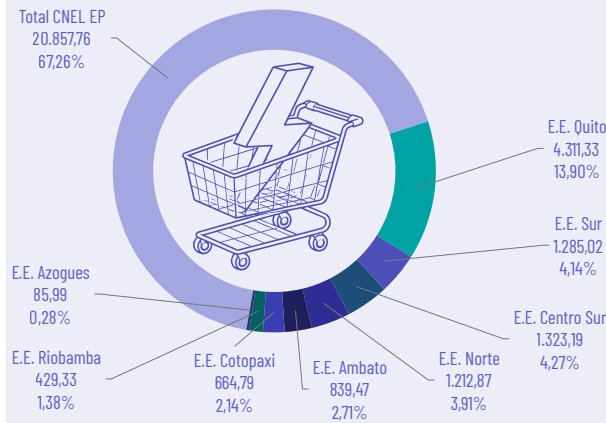
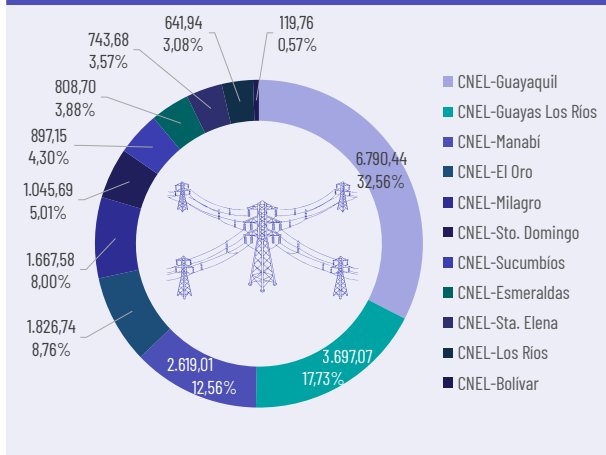


Figura Nro. 75: Energía comprada por Unidad de Negocio de CNEL EP, 2025 (GWh)



#### 4.14.2 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

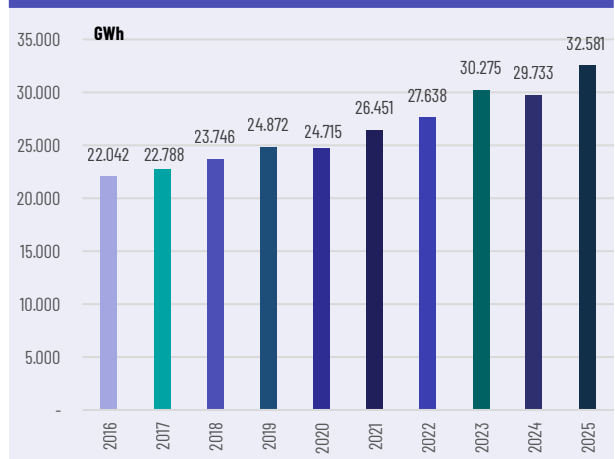
En la tabla Nro. 86 se observa la evolución que ha tenido la energía disponible en el periodo 2016-2025.

Tabla Nro. 86: Energía disponible en el sistema de distribución, periodo 2016-2025 (GWh)

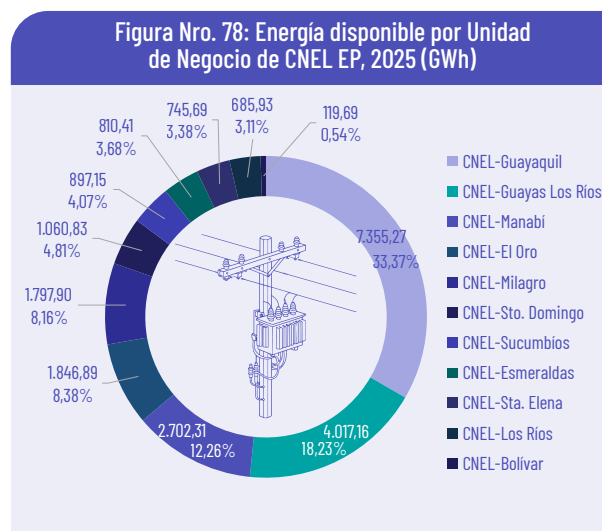
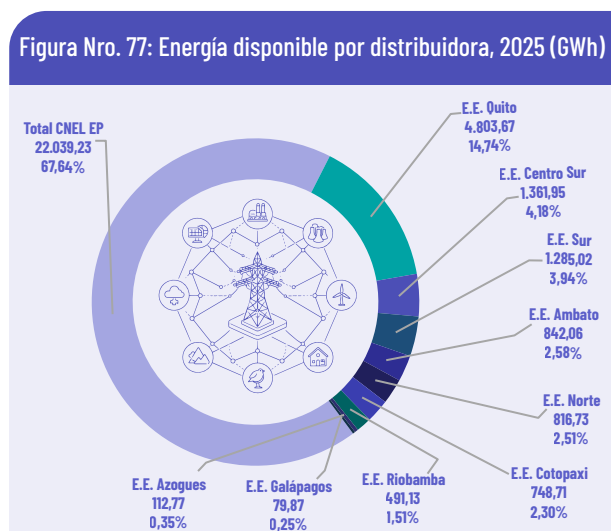
Empresa	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL-Guayaquil	5.571,67	5.531,36	5.466,11	5.746,01	5.576,04	5.807,42	5.871,20	6.766,87	6.927,27	7.355,27
CNEL-Guayas Los Rios	2.141,23	2.194,70	2.359,75	2.586,01	2.746,40	2.940,33	3.105,99	3.557,85	3.632,21	4.017,16
CNEL-Manabí	1.625,34	1.731,98	1.831,69	1.950,65	2.013,95	2.023,40	2.134,45	2.503,48	2.487,07	2.702,31
CNEL-EI Oro	1.118,03	1.155,66	1.226,82	1.332,27	1.334,80	1.450,82	1.529,57	1.784,24	1.855,81	1.846,89
CNEL-Milagro	684,05	718,96	808,37	926,49	996,30	1.175,54	1.252,37	1.381,12	1.507,40	1.797,90
CNEL-Sto. Domingo	673,34	727,24	761,27	794,06	804,70	842,85	887,34	962,69	939,74	1.060,83
CNEL-Sucumbios	331,29	401,84	483,14	572,78	784,04	813,87	853,88	875,55	835,35	897,15
CNEL-Esmeraldas	570,31	621,99	598,97	615,74	617,74	680,35	686,62	736,22	753,44	810,41
CNEL-Sta. Elena	667,60	679,03	719,15	791,47	831,75	914,84	955,77	1.085,95	650,07	745,69
CNEL-Los Rios	444,09	450,69	464,07	487,61	506,98	523,65	533,29	615,90	620,30	685,93
CNEL-Bolivar	87,50	92,47	96,39	96,59	97,22	100,49	101,96	108,55	108,09	119,69
Total CNEL EP	13.391,44	14.305,91	15.045,74	16.099,66	16.309,92	17.253,16	17.912,45	20.338,41	20.127,76	22.039,23
E.E. Quito	4.395,61	4.544,79	4.628,54	4.581,06	4.221,47	4.452,35	4.598,85	4.611,47	4.483,83	4.803,67
E.E. Centro Sur	1.078,27	1.124,38	1.180,15	1.175,91	1.117,02	1.231,38	1.268,77	1.305,33	1.257,16	1.361,95
E.E. Sur	355,78	383,57	374,75	477,07	607,96	857,39	1.078,12	1.158,34	1.068,41	1.295,02
E.E. Ambato	644,31	688,50	697,70	713,59	695,76	731,52	761,84	785,95	766,46	842,06
E.E. Norte	575,89	617,39	625,70	648,98	640,59	694,69	734,60	766,47	759,16	816,73
E.E. Cotopaxi	537,00	604,90	637,02	605,78	573,43	630,99	665,08	659,72	651,73	746,71
E.E. Riobamba	377,83	397,35	402,89	418,97	405,52	450,81	462,27	466,29	434,34	491,13
E.E. Azogues	110,19	110,59	114,47	110,09	89,56	94,25	99,99	104,56	97,27	112,77
E.E. Galapagos	51,76	54,01	55,96	60,65	53,94	54,35	58,73	77,84	75,35	79,87
Total Empresas Eléctricas	8.126,84	8.482,48	8.700,00	8.772,10	8.405,25	9.187,62	9.726,05	9.936,97	9.804,82	10.541,81
Total general	22.042,28	22.788,39	23.745,74	24.871,76	24.715,17	26.450,78	27.638,49	30.275,37	29.732,58	32.581,14

La energía disponible del sistema de distribución en el 2025 fue 32.581,14 GWh. Con respecto al 2016, existió un aumento de 10.538,86 GWh en la energía disponible, equivalente al 47,81 % de incremento.

Figura Nro. 76: Energía disponible en los sistemas de distribución, periodo 2016- 2025



En 2025, de la energía disponible del sistema de distribución (32.581,14 GWh), la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil dispuso de 7.355,27 GWh, que representó el 22,58 % del total nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito registró una energía disponible de 4.803,67 GWh que representó el 14,74 % del total.



## 4.15 VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS DISTRIBUIDORAS

### 4.15.1 RÉGIMEN TARIFARIO<sup>4</sup>

#### 4.15.1.1 PRECIOS SUJETOS A REGULACIÓN. TARIFAS

La ARCONEL 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, SPEE y SAPG.

Además, los análisis efectuados por la Agencia se constituyen en los elementos de juicio suficientes que permiten al Directorio Institucional, adoptar las decisiones pertinentes en lo que corresponde al régimen económico y tarifario en el país.

#### 4.15.1.2 PRINCIPIOS TARIFARIOS

Los pliegos tarifarios son elaborados por la ARCONEL, observando los principios de solidaridad, equidad, cobertura de costos, eficiencia energética, responsabilidad social y ambiental. La tarifa es única en todo el territorio nacional según las modalidades de consumo y niveles de voltaje.

Además, a través del citado instrumento normativo, se establecen señales económicas para la gestión de la demanda y el uso eficiente de la energía eléctrica por parte de los consumidores finales.

Dentro del Pliego Tarifario del SPEE se contempla la Categoría Residencial y la Categoría General. La Categoría Residencial

corresponde al SPEE destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores; es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada; además, incluye a los consumidores de bajos consumos y de escasos recursos económicos, que tienen integrada a su residencia una pequeña actividad comercial o artesanal.

Por su parte, la Categoría General corresponde al SPEE que es destinado por el consumidor a actividades diferentes al uso doméstico (categoría residencial), básicamente comprende el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privados. En esta categoría se encuentran los consumidores comerciales, industriales, bombeo de agua, asistencia social, beneficio público, entidades oficiales, escenarios deportivos, culto religioso, servicio comunitario, abonados especiales, vehículos eléctricos, estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos, entre otros tipos de consumidores.

#### 4.15.1.3 COSTO DEL SERVICIO<sup>5</sup>

La estructura de costos del SPEE y del SAPG, según corresponda la etapa, comprenden:

- Costos Fijos: operación y mantenimiento de los activos en servicio, anualidad del activo (capital), responsabilidad ambiental, expansión de la infraestructura, comercialización, administración y servicios complementarios; y,
- Costos Variables: producción y transacciones internacionales de energía eléctrica.

Para el caso de las empresas mixtas, se podrá considerar el reconocimiento de una utilidad razonable, conforme lo

<sup>4</sup> Fuente: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE).

<sup>5</sup> Fuente: Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (Codificada) denominada «Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General».



establecido en la regulación relacionada con las Transacciones Comerciales vigente. Adicionalmente, se incluirá los costos de las empresas privadas, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria conforme lo establecido en los respectivos contratos regulados.

#### 4.15.1.4 COSTO DEL SPEE

Las componentes del costo del SPEE se vinculan a las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

##### • COMPONENTE DE GENERACIÓN

La componente de generación es determinada por la ARCONEL, en forma anual, considerando tanto los costos que son de naturaleza fija, como aquellos que son variables.

Para el caso de los generadores públicos y mixtos, los costos afectos a esta componente son: costo de administración, operación, mantenimiento y responsabilidad ambiental; costo de anualidad del activo (costo de capital); costo de transacciones internacionales de energía; costo variable de producción; costos por servicios complementarios.

Para el caso de los generadores, privados, estatales extranjeras y de economía popular y solidaria, la valoración económica de sus costos será a partir del precio establecido en los respectivos Títulos Habilitantes otorgados por el MAE y reflejados en los contratos regulados, y por la producción proyectadas, respectivamente.

##### • COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

La componente de transmisión es determinada por la ARCONEL, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de transmisión pública y mixta, según corresponda.

Para el caso de los transmisores públicos y mixtos, los costos afectos a esta componente son: costo de administración, operación, mantenimiento y responsabilidad ambiental; y, costo de anualidad del activo (costo de capital).

Para el caso de las empresas de transmisión, privadas, estatales extranjera y de economía popular y solidaria, cuya actividad ha sido concesionada por el MAE a través de Procesos Públicos de Selección, sus costos corresponderán a las anualidades definidas en los respectivos títulos habilitantes.

##### • COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La componente de distribución y comercialización es determinada por la ARCONEL, en forma anual, sobre la base de la información proporcionada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización desglosados por etapa funcional.

Los costos imputables a esta componente son: costo de administración, operación, mantenimiento y responsabilidad

ambiental; costo de comercialización; costo de anualidad del activo (costo de capital); y, costo para la expansión.

#### 4.15.1.5 COSTOS DEL SAPG

El costo del SAPG es determinado, de forma anual, por la ARCONEL sobre la base de la información reportada por las empresas eléctricas y comprende: costo de administración, operación y mantenimiento; costo de anualidad del activo (costo de capital); y, costo para expansión.

Para el caso de las empresas privadas, estatales extranjera y de economía popular y solidaria que han obtenido una concesión de parte del MAE a través de Procesos Públicos de Selección, sus costos corresponderán a las anualidades definidas en los respectivos Títulos Habilitantes.

### 4.15.2 ENERGÍA FACTURADA A CONSUMIDORES 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 consumidores como: bombeo de agua, asistencia social, beneficio público, entidades oficiales, escenarios deportivos, culto religioso, servicio comunitario, abonados especiales, vehículos eléctricos, estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos, entre otros tipos de consumidores.

En la tabla Nro. 87 se presenta la evolución de los valores de energía que las empresas distribuidoras facturaron por concepto de servicio eléctrico, a sus consumidores regulados en el periodo 2016- 2025.

Tabla Nro. 87: Energía facturada, período 2016- 2025 (GWh)

Año	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
2016	7.104,85	4.617,32	3.838,26	2.209,90	1.127,10	18.897,42
2017	7.298,00	4.720,22	3.843,01	2.353,36	1.212,96	19.427,55
2018	7.400,31	4.880,31	3.830,56	2.579,08	1.310,36	20.000,62
2019	7.656,29	4.881,69	3.923,65	2.635,88	1.382,14	20.479,65
2020	8.063,22	4.794,33	3.420,06	2.375,18	1.442,71	20.095,49
2021	7.959,12	5.680,46	3.740,77	2.431,45	1.456,80	21.248,40
2022	7.832,94	6.125,80	3.999,92	2.640,63	1.521,40	22.120,69
2023	8.646,13	6.173,67	4.425,48	2.833,66	1.580,61	23.639,55
2024	8.269,87	5.923,93	4.243,12	2.986,97	1.552,80	22.976,69
2025	8.925,22	6.783,94	4.610,68	3.299,96	1.689,17	25.308,97

En la tabla Nro. 87 se aprecia una disminución en el consumo total de energía del 2020. Esto se debe principalmente a una disminución en el consumo de los consumidores 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.

Así también, en el 2024 se presenta una disminución en el consumo total de energía respecto del 2023, esto debido a los racionamientos de energía eléctrica efectuados a finales del 2024 con motivo de la grave sequía que atravesó el Ecuador.

En el 2025, las empresas distribuidoras facturaron a sus consumidores regulados un total de 25.308,97 GWh. Esto es 6.411,55 GWh más que en el 2016, lo que representó un incremento del 33,93 %.

Figura Nro. 79: Energía facturada, 2016 (GWh)

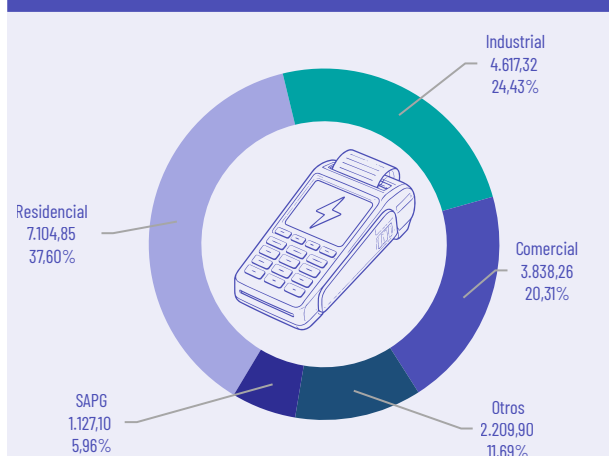
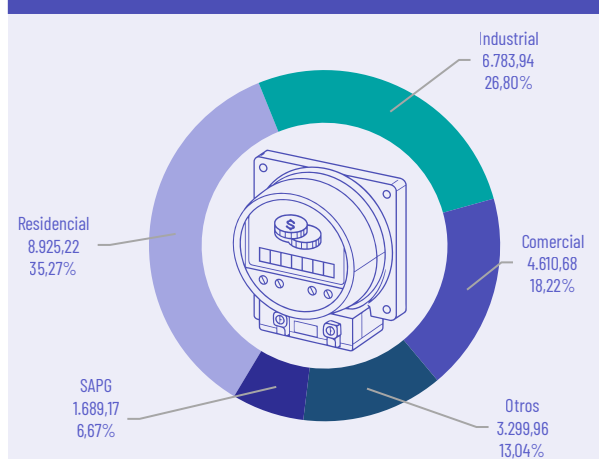
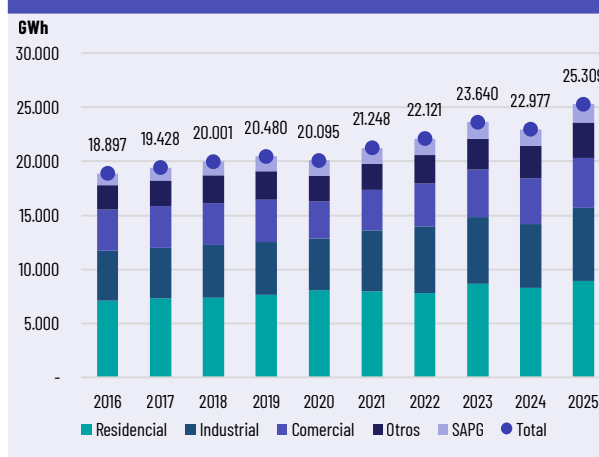


Figura Nro. 80: Energía facturada, 2025 (GWh)



De las figuras Nros. 79 y 80 se puede concluir que en los últimos años el consumo del sector industrial ha crecido en nuestro país, mostrando un incremento de 2.166,62 GWh, que en porcentaje representó 46,92 %.

Figura Nro. 81: Energía facturada, período 2016-2025



Para el 2025, del total de energía eléctrica facturada a consumidores regulados a nivel nacional (25.308,97 GWh), el 64,20 % correspondió a la CNEL EP; y, el 35,80 % a las empresas eléctricas.

De las Unidades de Negocio de CNEL EP, destacó la Guayaquil con un valor de energía facturada de 5.441,18 GWh, correspondiente al 21,50 % del total de energía facturada a nivel nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la Quito registró un valor de energía facturada de 3.962,17 GWh, que representó el 15,66 % del total.

En la tabla Nro. 88 se visualiza que, a nivel nacional, el sector de mayor consumo fue el residencial, con 8.925,22 GWh, que representó el 35,27 % del total de energía facturada a consumidores regulados.



tabla Nro. 88: Energía facturada por distribuidora, 2025 (GWh)

Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
CNEL-Guayaquil	1.888,86	1.488,27	1.234,14	668,24	183,67	5.441,18
CNEL-Guayas Los Rios	974,11	770,72	411,17	533,14	110,98	2.800,12
CNEL-Manabi	714,48	310,50	323,61	289,11	150,41	1.788,11
CNEL-EI Oro	457,67	462,77	198,29	197,42	102,27	1.418,42
CNEL-Milagro	286,79	488,77	137,28	432,80	52,50	1.397,94
CNEL-Sta. Domingo	369,84	126,75	224,66	88,21	82,08	891,54
CNEL-Sucumbios	176,28	416,86	94,78	52,04	46,61	786,57
CNEL-Sta. Elena	191,08	67,66	88,66	207,10	44,44	598,95
CNEL-Esmeraldas	192,87	137,75	62,58	85,17	50,03	528,42
CNEL-Los Rios	248,53	47,10	84,69	76,05	34,92	461,29
CNEL-Bolivar	58,27	0,70	16,71	8,18	21,35	105,20
<b>Total CNEL EP</b>	<b>5.538,80</b>	<b>4.317,65</b>	<b>2.878,57</b>	<b>2.635,25</b>	<b>879,27</b>	<b>16.247,74</b>
E.E. Quito	1.709,03	685,61	952,73	358,00	256,60	3.962,17
E.E. Sur	227,41	815,73	100,14	38,80	53,20	1.235,28
E.E. Centro Sur	471,77	286,66	227,50	70,66	153,40	1.209,99
E.E. Ambato	312,62	134,16	145,10	72,78	120,04	784,71
E.E. Norte	294,41	150,13	127,71	47,26	100,35	719,86
E.E. Cotopaxi	141,87	303,03	62,10	36,39	48,31	592,69
E.E. Riobamba	160,51	80,92	74,02	25,96	57,34	398,74
E.E. Azogues	36,56	8,91	14,41	4,82	16,19	80,89
E.E. Galápagos	32,24	0,73	30,41	10,04	3,47	76,89
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>3.386,43</b>	<b>2.466,08</b>	<b>1.734,11</b>	<b>664,70</b>	<b>809,90</b>	<b>9.061,23</b>
<b>Total general</b>	<b>8.925,22</b>	<b>6.783,94</b>	<b>4.610,68</b>	<b>3.299,96</b>	<b>1.689,17</b>	<b>25.308,97</b>

### 4.15.3 VALORES FACTURADOS A CONSUMIDORES REGULADOS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

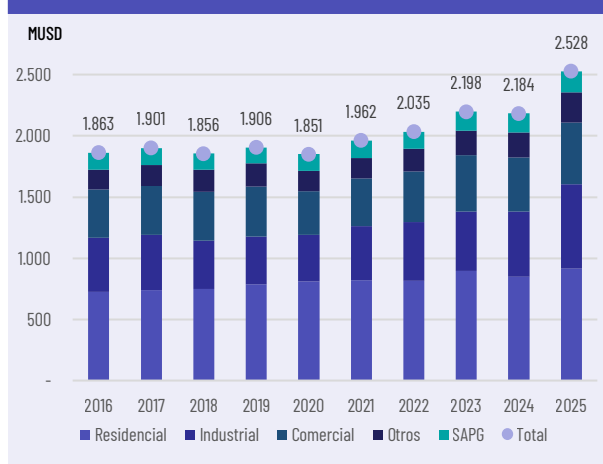
En la tabla Nro. 89 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares.

Tabla Nro. 89: Valores facturados, periodo 2016-2025 (MUSD)

Año	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
2016	726,89	439,09	398,96	158,83	138,19	1.863,06
2017	742,32	448,09	399,88	169,83	141,21	1.901,33
2018	751,29	392,67	397,82	182,05	132,09	1.855,92
2019	787,02	391,07	409,68	187,28	131,37	1.906,42
2020	812,98	379,37	357,13	164,33	137,47	1.851,28
2021	819,23	443,94	388,78	169,36	141,03	1.962,34
2022	816,19	478,27	417,80	181,03	141,72	2.035,01
2023	888,83	484,83	458,49	198,87	157,24	2.198,27
2024	848,54	532,01	442,75	204,74	154,65	2.184,69
2025	917,26	689,10	504,29	245,36	171,87	2.527,89

En el 2025, las empresas distribuidoras facturaron a sus consumidores regulados un monto total de 2.527,89 MUSD. Esto es 664,83 MUSD más que en el 2016, lo que representó un incremento del 35,69 %.

Figura Nro. 82: Valores facturados, periodo 2016-2025



En la tabla Nro. 90 se presenta la facturación por servicio eléctrico en millones de dólares (MUSD) por grupo de consumo correspondiente al 2025.

Tabla Nro. 90: Valores facturados por distribuidora, 2025 (MUSD)

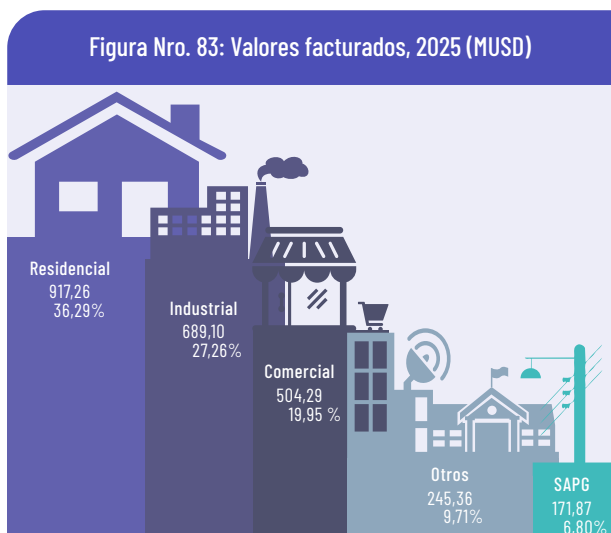
Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
CNEL-Guayaquil	184,08	146,39	135,43	47,57	18,92	533,40
CNEL-Guayas Los Rios	106,38	82,74	47,32	35,98	21,70	294,13
CNEL-Manabi	74,87	33,33	37,22	20,84	11,31	177,58
CNEL-EI Oro	48,15	50,79	21,58	15,31	11,57	147,39
CNEL-Milagro	29,61	48,40	15,62	31,39	7,37	132,38
CNEL-Sta. Domingo	38,83	13,66	24,88	7,03	10,33	94,75
CNEL-Sucumbios	18,59	38,18	9,85	4,12	3,83	74,57
CNEL-Sta. Elena	20,41	7,51	10,29	16,58	8,15	62,94
CNEL-Esmeraldas	20,77	15,44	7,09	6,25	4,10	53,65
CNEL-Los Rios	26,12	5,41	9,83	6,20	3,82	51,37
CNEL-Bolivar	6,48	0,09	1,83	0,70	1,58	10,69
<b>Total CNEL EP</b>	<b>574,30</b>	<b>441,83</b>	<b>320,55</b>	<b>181,97</b>	<b>103,69</b>	<b>1.632,85</b>
E.E. Quito	181,27	70,91	97,67	29,24	24,69	383,77
E.E. Centro Sur	51,27	31,17	25,97	5,80	10,88	125,19
E.E. Sur	24,57	73,17	10,85	3,20	5,82	117,61
E.E. Ambato	33,45	15,04	15,64	5,38	8,41	77,92
E.E. Norte	31,40	15,23	13,88	3,55	8,94	73,00
E.E. Cotopaxi	15,72	32,80	6,58	2,85	4,06	61,81
E.E. Riobamba	17,80	7,95	7,90	1,95	3,66	39,27
E.E. Galápagos	3,41	0,08	3,28	0,93	0,65	8,35
E.E. Azogues	4,07	1,03	1,58	0,38	1,06	8,12
<b>Total Empresas Eléctricas</b>	<b>342,96</b>	<b>247,17</b>	<b>183,34</b>	<b>53,39</b>	<b>68,18</b>	<b>895,04</b>
<b>Total general</b>	<b>917,26</b>	<b>689,10</b>	<b>504,29</b>	<b>245,36</b>	<b>171,87</b>	<b>2.527,89</b>

Del monto total facturado (2.527,89 MUSD), la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil facturó 533,40 MUSD, la E.E. Quito facturó 383,77 MUSD, entre las dos representaron el 36,28 % del monto total.

La CNEL EP facturó un total de 1.632,85 MUSD, lo que representa el 64,59 % del total.

Asimismo, se visualiza que, a nivel nacional, el grupo de consumo residencial es el de mayor facturación, 917,26 MUSD, que representó el 36,29 % del total.

Figura Nro. 83: Valores facturados, 2025 (MUSD)



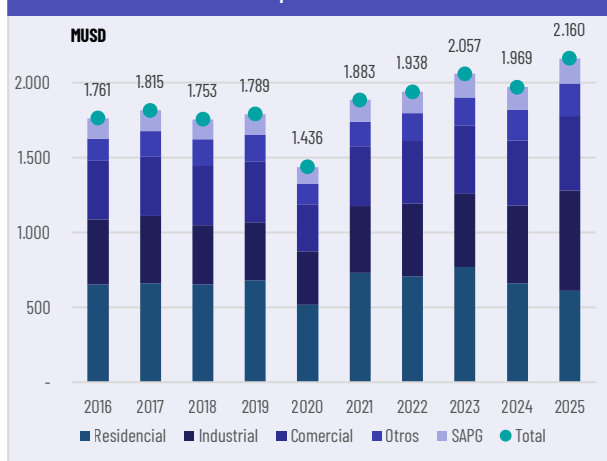
#### 4.15.4 RECAUDACIÓN DE VALORES FACTURADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS A CONSUMIDORES REGULADOS

La recaudación de valores facturados por las empresas distribuidoras a consumidores regulados, en el 2025, fue 2.159,57 MUSD. Con respecto al 2016, existió un incremento de 398,40 MUSD en la recaudación de valores facturados, equivalente al 22,62 %.

Tabla Nro. 91: Recaudación de valores facturados, periodo 2016-2025 (MUSD)

Año	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
2016	652,80	432,44	393,52	140,05	135,57	1.761,37
2017	682,80	446,19	395,14	170,77	139,65	1.815,55
2018	654,81	394,25	394,49	178,46	131,44	1.753,55
2019	679,11	388,61	405,24	179,93	136,42	1.789,31
2020	516,31	354,07	316,98	134,19	112,06	1.436,61
2021	730,52	446,63	397,04	161,60	146,93	1.883,62
2022	708,46	481,73	418,55	187,28	142,45	1.938,47
2023	770,90	485,89	465,33	189,43	165,45	2.057,90
2024	659,59	520,81	434,75	202,19	152,16	1.969,49
2025	609,18	672,00	496,36	216,90	165,14	2.159,57

Figura Nro. 84: Recaudación de valores facturados, periodo 2016-2025



En la tabla 91 y figura 84 se aprecia una disminución en la recaudación del 2020; 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, Nro. ARCERNNR-027/2020 y Nro. ARCERNNR-018/2021.

Asimismo, en el 2025 la recaudación se atenuó debido a las compensaciones otorgadas por el Estado ecuatoriano a los usuarios residenciales conforme los Decretos Ejecutivos Nro. 384 y 442 (Resolución Nro. ARCONEL -025/2024); y, 561 (Resolución Nro. ARCONEL-003/25).

En la tabla Nro. 92 se presenta la recaudación de valores facturados a consumidores regulados en millones de dólares (MUSD) correspondiente al 2025.

Tabla Nro. 92: Recaudación de valores facturados, 2025 (MUSD)

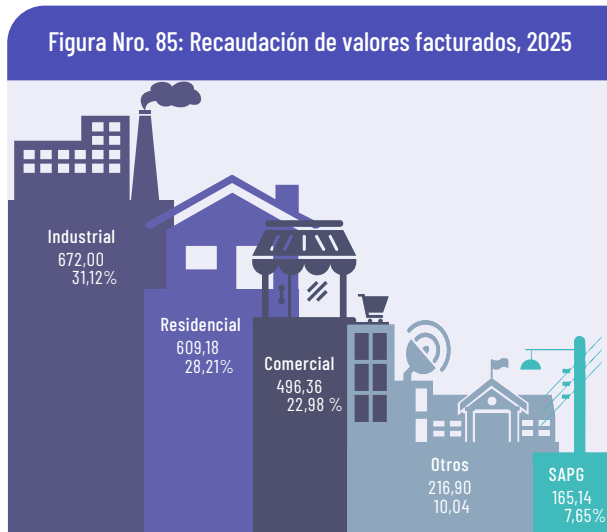
Empresa	SPEE				SAPG	Total
	Residencial	Industrial	Comercial	Otros		
CNEL-Guayaquil	137,92	137,86	132,12	41,76	19,63	469,30
CNEL-Guayas Los Rios	75,57	79,82	45,90	30,00	21,12	252,40
CNEL-Manabi	47,55	32,24	38,51	13,54	10,17	140,02
CNEL-El Oro	31,01	48,70	21,33	14,31	11,36	126,70
CNEL-Milagro	18,27	48,38	15,34	29,13	7,00	118,12
CNEL-Sta. Domingo	23,09	13,14	24,36	6,58	9,73	76,90
CNEL-Sucumbios	12,87	37,95	9,90	3,78	3,74	68,22
CNEL-Sta. Elena	14,14	74,7	10,02	15,90	7,80	55,32
CNEL-Comaraldas	13,12	14,84	7,04	4,78	3,45	43,22
CNEL-Los Rios	14,78	5,34	9,67	3,83	3,17	36,80
CNEL-Bolivar	3,48	0,09	1,79	0,65	1,51	7,53
Total CNEL EP	391,80	425,82	314,00	164,22	98,69	1.394,53
E.E. Quito	109,18	70,46	97,12	28,81	24,12	329,72
E.E. Sur	13,65	73,14	10,72	3,25	5,59	106,34
E.E. Centro Sur	29,59	30,99	25,76	5,74	10,48	102,55
E.E. Ambato	20,52	15,15	15,61	5,31	8,17	64,77
E.E. Norte	19,77	15,16	14,10	3,47	9,08	61,58
E.E. Cotopaxi	9,13	31,96	6,38	2,80	3,83	54,09
E.E. Riobamba	10,60	8,20	7,86	2,00	3,52	32,19
E.E. Galapagos	2,58	0,08	3,27	0,93	0,65	7,51
E.E. Azuques	2,35	1,01	1,54	0,37	1,02	6,29
Total Empresas Eléctricas	217,37	246,18	182,36	52,88	66,46	765,04
Total general	609,18	672,00	496,36	216,90	165,14	2.159,57

Los valores de recaudación presentados en la tabla Nro. 92 no contemplan la recaudación por concepto de subsidios.

La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil recaudó 469,30 MUSD, correspondiente al 21,73 % del total recaudado a nivel nacional. Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito recaudó

329,72 MUSD, que representó el 15,27 % del total.

A nivel nacional, el grupo de mayor recaudación fue el industrial, con 672,00 MUSD, que representó el 31,12 % del monto total.



#### 4.15.5 FACTURACIÓN A CONSUMIDORES NO REGULADOS

Corresponde a la facturación de consumidores que no son regulados por el pliego tarifario. Los consumidores no regulados pueden ser un gran consumidor o el consumo propio de un autogenerador.

Los consumidores no regulados utilizan las redes eléctricas de las empresas distribuidoras y retiran la energía en la ubicación de sus instalaciones. Dichos consumidores 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 eléctrico a la cual se interconectan.

La ARCONEL determina el peaje de transmisión sobre la base del costo acumulado de energía que corresponde a la compensación por las pérdidas eléctricas asociadas. El peaje de transmisión de energía es aplicado a los consumidores no regulados conectados tanto en el transmisor como en la distribución.

Por otro lado, la ARCONEL determina los peajes de distribución sobre la base de los costos acumulados de potencia y energía, y comprenden la remuneración que percibe la empresa eléctrica de distribución y comercialización por el uso de la infraestructura eléctrica y la compensación por las pérdidas eléctricas asociadas.

Los peajes de distribución son aplicados a los consumidores no regulados en función del punto de conexión.<sup>6</sup>

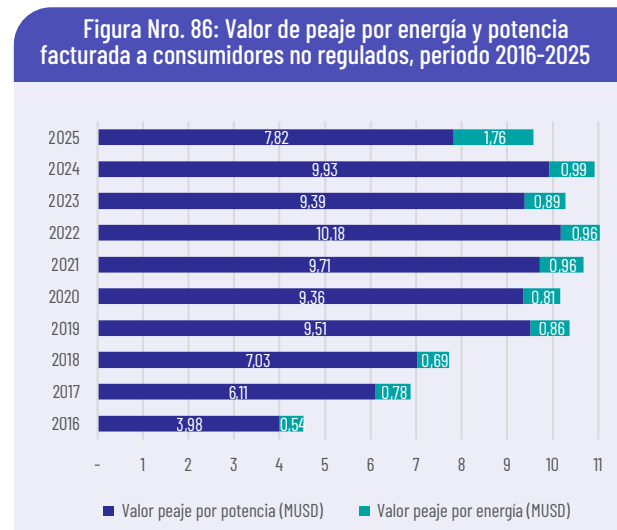
<sup>6</sup> Fuente: Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (Codificada) denominada «Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General».

En el 2025, las empresas distribuidoras entregaron a consumidores no regulados un total de 1.885,60 GWh, dicha cantidad representó un incremento de 1.432,29 GWh en la energía entregada a este tipo de consumidores con respecto al 2016 (453,30 GWh).

**Tabla Nro. 93: Energía y potencia facturada a consumidores no regulados, periodo 2016-2025**

Año	Energía (MWh)	Potencia (MW)	Valor Peaje por Potencia (USD)	Valor Peaje por Energía (USD)	Valor Total Peaje y Otros (USD)
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	1.429.417,20	3.109,57	9.509.668,18	858.891,41	10.412.694,35
2020	1.462.189,19	3.305,77	9.358.253,26	810.494,83	10.203.469,91
2021	1.639.688,01	3.534,21	9.713.212,20	957.829,99	10.720.987,03
2022	1.757.609,23	3.713,16	10.177.975,95	956.504,29	11.179.704,96
2023	1.781.437,72	3.755,04	9.391.164,44	890.059,99	11.082.142,56
2024	1.740.345,02	3.920,12	9.926.033,39	994.822,72	14.157.970,28
2025	1.885.596,01	3.992,50	7.823.875,68	1.759.237,07	12.948.157,37

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



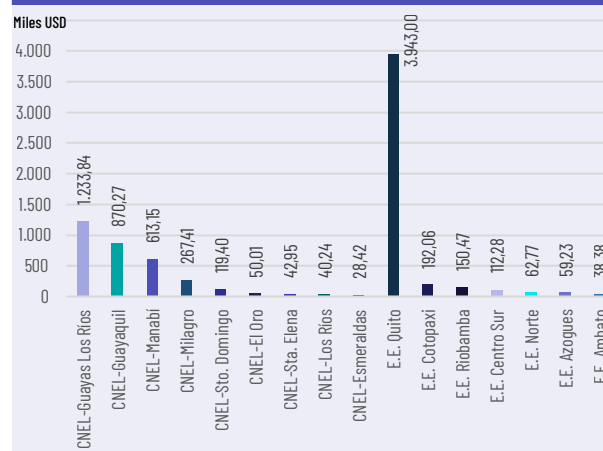
En el 2025, de la cantidad total de energía que las empresas distribuidoras entregaron a consumidores no regulados (1.885,60 GWh), la Empresa Eléctrica Quito entregó 492,24 GWh, equivalente al 26,11% del total.

**Tabla Nro. 94: Energía y potencia facturada por concepto de peaje a consumidores no regulados, 2025**

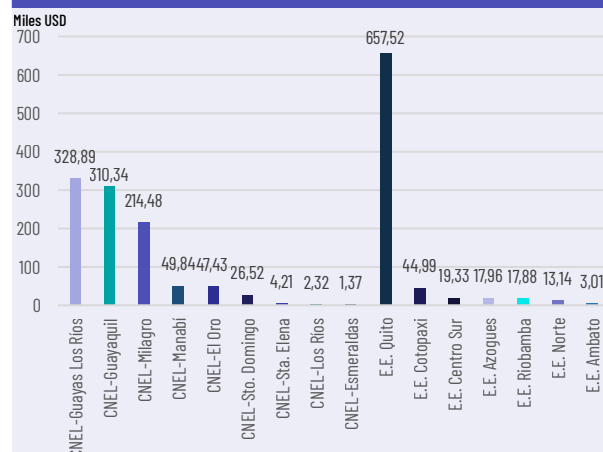
Empresa	Etapa Funcional	Energía (MWh)	Demanda Máxima Anual (MW)	Valor Peaje por Potencia (USD)	Valor Peaje por Energía (USD)	Valor Total Peaje y Otros (USD)
CNEL-Guayaquil	Subtransmisión	505.020,46	95,25	364.607,41	186.625,31	1.508.449,03
	Distribución	59.807,38	12,35	505.658,31	123.717,38	741.181,03
CNEL-Guayas Los Ríos	Subtransmisión	349.808,38	67,30	1.089.536,95	312.841,42	2.048.255,33
	Distribución	8.625,99	1,93	144.298,87	16.053,25	176.384,54
CNEL-Milagro	Subtransmisión	124.410,70	46,61	267.414,27	214.477,14	739.824,76
	Distribución	74.487,55	14,03	532.293,77	39.732,67	718.413,74
CNEL-Manabí	Subtransmisión	4.528,30	1,02	80.854,69	10.111,13	111.729,43
	Distribución	20.156,87	5,82	50.010,73	47.427,21	134.026,26
CNEL-Sto. Domingo	Distribución	15.140,78	3,80	119.404,58	26.519,25	174.518,70
CNEL-Los Ríos	Subtransmisión	13.958,88	2,27	40.239,99	2.324,98	68.607,96
CNEL-Sta. Elena	Subtransmisión	1.839,07	0,46	42.947,48	4.207,84	47.155,32
CNEL-Esmeraldas	Distribución	1.713,10	0,43	28.417,07	1.373,80	33.033,58
Total CNEL EP	Subtransmisión	1.089.681,90	231,73	2.387.050,59	807.636,57	5.264.732,40
	Distribución	89.815,54	19,53	878.633,52	177.774,80	1.236.847,28
E.E. Quito	Distribución	492.241,13	93,03	3.942.997,95	657.520,88	5.524.438,94
E.E. Cotopaxi	Distribución	72.159,02	13,81	192.055,94	44.990,45	237.046,39
E.E. Riobamba	Subtransmisión	59.599,76	18,16	150.474,55	17.879,93	299.482,40
	Distribución	20.987,09	7,13	41.678,31	7.788,17	49.474,94
E.E. Centro Sur	Subtransmisión	23.089,83	12,98	70.602,70	11.544,92	89.407,95
	Distribución	25.975,14	7,96	59.231,96	17.957,50	124.942,97
E.E. Azogues	Distribución	9.479,20	3,48	62.765,23	13.138,79	80.394,11
E.E. Ambato	Distribución	2.567,40	0,60	38.384,93	3.005,07	41.390,00
Total Empresas Eléctricas	Subtransmisión	106.561,99	33,25	251.384,82	43.625,60	473.900,31
	Distribución	599.536,57	123,89	4.306.806,75	730.200,10	5.972.677,38
<b>Total general</b>		<b>1.885.596,01</b>	<b>408,40</b>	<b>7.823.875,68</b>	<b>1.759.237,07</b>	<b>12.948.157,37</b>

En las figuras 87 y 88 se grafica los valores de peaje por potencia y energía, respectivamente, que las empresas distribuidoras facturaron a los consumidores no regulados.

**Figura Nro. 87: Valor de peaje por potencia facturada a consumidores no regulados, 2025**



**Figura Nro. 88: Valor de peaje por energía facturada a consumidores no regulados, 2025**



Los valores de potencia corresponden a la sumatoria de las demandas máximas mensuales (MW) registradas por los consumidores no regulados durante el 2025.

El valor total percibido por las empresas distribuidoras por concepto de peaje por potencia, energía y otros, en el 2025, fue 12,95 MUSD. De esta cantidad, la E.E. Quito facturó 5,52 MUSD, equivalente al 42,67 % del monto total.





## 4.16 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.

### 4.16.1 TARIFA RESIDENCIAL PARA EL PROGRAMA PEC<sup>7</sup>

La tarifa residencial para el programa PEC se aplica en función del incremento del consumo de energía eléctrica mensual de cada consumidor, que se denomina *Consumo Incremental*, para lo cual se considera los siguientes límites de acuerdo con el equipamiento:

1. **Cocción eléctrica:** un consumo incremental de hasta 80 kWh-mes, sin importar su nivel de consumo de la residencia, 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* 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 análisis estadístico del historial de consumos de energía eléctrica.

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 de acuerdo con el equipamiento, es decir: 80 kWh-mes, 20 kWh-mes o 100 kWh-mes, respectivamente.

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

A efectos del presente análisis estadístico, la energía subsidiada (kWh) de los consumidores con tarifa residencial para el programa PEC se determina con los siguientes criterios:

1. Si el consumo incremental es mayor o igual que cero y menor o igual al límite establecido de acuerdo con el equipamiento, la energía subsidiada es igual al consumo incremental.
2. Si la diferencia entre el consumo del mes n y el consumo base es un valor negativo, la energía subsidiada es cero.
3. Si el consumo incremental es mayor que el límite establecido, la energía subsidiada es igual al límite establecido de acuerdo con el equipamiento.

### 4.16.2 CONSUMIDORES, ENERGÍA FACTURADA Y SUBSIDIADA EN PROGRAMA PEC

En la tabla Nro. 95 se presenta la información de los consumidores del Programa PEC por empresa distribuidora.

Empresa	Consumidores con cocción eléctrica	Consumidores con calentamiento de agua	Consumidores con cocción eléctrica y calentamiento de agua	Total Consumidores Programa PEC
CNEL-Guayaquil	83.982	95	1.940	86.017
CNEL-Guayas Los Rios	50.825	40	270	51.135
CNEL-Manabí	31.697	105	264	32.066
CNEL-El Oro	21.042	44	3.236	24.322
CNEL-Milagro	20.779	11	66	20.856
CNEL-Los Rios	20.611	-	5	20.616
CNEL-Sto. Domingo	18.232	1.076	1.019	20.327
CNEL-Esmeraldas	15.650	2	28	15.680
CNEL-Sta. Elena	12.831	11	63	12.905
CNEL-Sucumbios	9.266	8	128	9.402
CNEL-Bolívar	2.955	8	165	3.128
Total CNEL EP	287.870	1.400	7.184	296.454

<sup>7</sup> Pliego Tarifario del SPEE 2025.

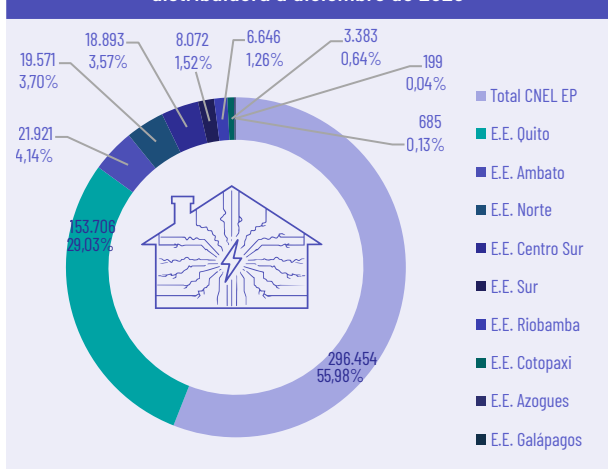
**Tabla Nro. 95: Consumidores beneficiarios del programa PEC a diciembre de 2025 (2/2)**

Empresa	Consumidores con cocción eléctrica	Consumidores con calentamiento de agua	Consumidores con cocción eléctrica y calentamiento de agua	Total Consumidores Programa PEC
E.E. Quito	69.342	13.249	71.115	153.706
E.E. Ambato	19.362	309	2.250	21.921
E.E. Norte	16.200	643	2.728	19.571
E.E. Centro Sur	14.860	1.440	2.593	18.893
E.E. Sur	6.467	503	1.102	8.072
E.E. Riobamba	3.166	30	3.450	6.646
E.E. Cotopaxi	2.674	76	633	3.383
E.E. Azogues	560	56	69	685
E.E. Galápagos	147	13	39	199
Total Empresas Eléctricas	132.778	16.319	83.979	233.076
Total general	420.648	17.719	91.163	529.530

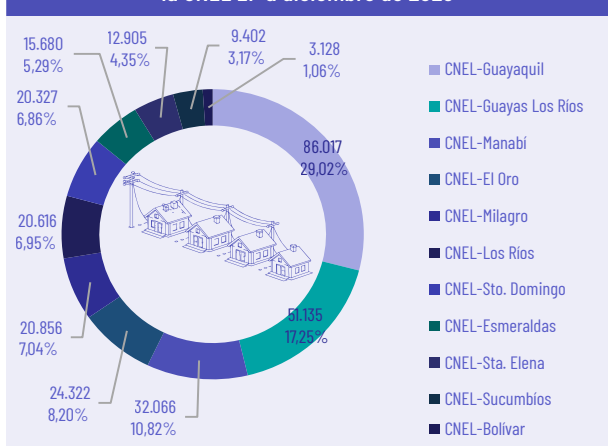
A diciembre de 2025, se contó con un total de 529.530 consumidores beneficiarios del programa PEC. La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil registró 86.017 consumidores con programa PEC, correspondiente al 16,24 % del total nacional.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito contó con 153.706 consumidores, equivalente al 29,03 % del total de consumidores PEC a nivel nacional.

**Figura Nro. 89: Consumidores PEC por distribuidora a diciembre de 2025**



**Figura Nro. 90: Consumidores PEC de la CNEL EP a diciembre de 2025**



Es importante señalar también, que del total de consumidores beneficiarios del programa PEC, el 79,44 % fueron consumidores únicamente con cocción eléctrica, el 3,35 % con calentamiento de agua y el 17,22 % con los dos equipamientos.

En la tabla Nro. 96 se presenta la información de los consumidores del Programa PEC en cuanto a energía facturada y subsidiada en el 2025.

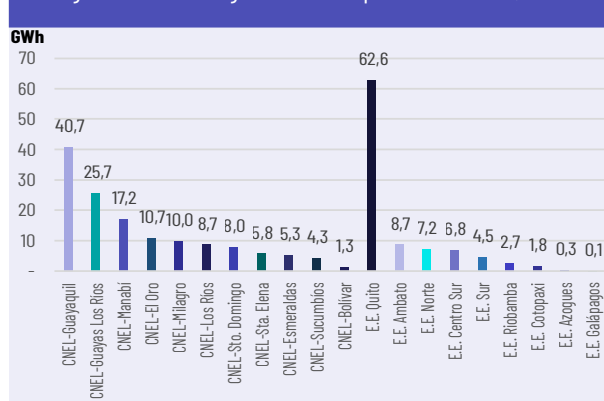
**Tabla Nro. 96: Energía facturada y subsidiada en programa PEC en los sistemas de distribución, 2025**

Empresa	Consumidores	Energía Facturada (GWh)	Energía Subsidiada (GWh)
CNEL-Guayaquil	86.017	263,07	40,65
CNEL-Guayas Los Ríos	51.135	134,56	25,72
CNEL-Manabí	32.066	91,12	17,18
CNEL-EI Oro	24.322	53,29	10,74
CNEL-Milagro	20.856	48,63	9,96
CNEL-Los Ríos	20.616	42,30	8,72
CNEL-Sto. Domingo	20.327	37,98	7,98
CNEL-Esmeraldas	15.680	30,76	5,35
CNEL-Sta. Elena	12.905	29,63	5,81
CNEL-Sucumbios	9.402	22,97	4,28
CNEL-Bolívar	3.128	4,68	1,33
Total CNEL EP	296.454	759,00	137,70
E.E. Quito	153.706	311,54	62,63
E.E. Ambato	21.921	36,48	8,73
E.E. Norte	19.571	34,83	7,19
E.E. Centro Sur	18.893	33,32	6,79
E.E. Sur	8.072	17,33	4,53
E.E. Riobamba	6.646	11,44	2,66
E.E. Cotopaxi	3.383	6,16	1,79
E.E. Azogues	685	1,22	0,30
E.E. Galápagos	199	0,79	0,12
Total Empresas Eléctricas	233.076	453,11	94,73
Total general	529.530	1.212,12	232,43

El total de energía subsidiada por programa PEC, en 2025, fue 232,43 GWh. La CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil subsidió 40,65 GWh por programa PEC, equivalente al 17,49 % del total subsidiado.

Por parte de las empresas eléctricas, la E.E. Quito subsidió 62,63 GWh, que representó el 26,94 % del total subsidiado por programa PEC.

**Figura Nro. 91: Energía subsidiada por distribuidora, 2025**



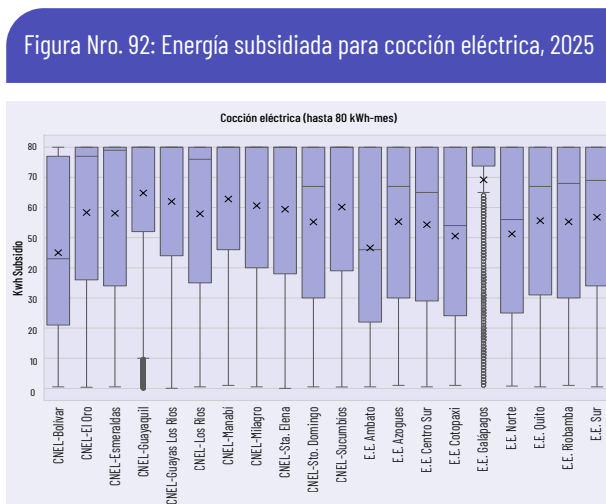
### 4.16.3 ANÁLISIS INFERENCIAL DE LA ENERGÍA SUBSIDIADA POR PROGRAMA PEC

Este análisis pretende dar una señal respecto al uso que los usuarios con tarifa residencial PEC le dan al equipamiento: cocción eléctrica, calentamiento de agua sanitaria o ambos, para lo cual se emplean diagramas de cajas (Box plot).

Se aclara que el análisis se efectuó para aquellos usuarios que si registran energía subsidiada (valores mayores que cero).

#### 4.16.3.1 COCCIÓN ELÉCTRICA (LÍMITE 80 kWh-MES)

En la figura Nro. 92 se presenta el diagrama de cajas para la energía subsidiada por Programa PEC por cada empresa distribuidora para el 2025 para el equipamiento de cocción eléctrica.



A partir de la figura 92 se puede establecer que las empresas que registran bajos valores de energía subsidiada para el equipamiento de cocción eléctrica (límite 80 kWh-mes) son: CNEL-Bolívar, E.E. Ambato, E.E. Cotopaxi y E.E. Norte; esto considerando que la media aritmética (representada por x) de los usuarios de estas distribuidoras presentan una energía subsidiada que va entre los 40 - 50 kWh-mes.

Así también, el 25 % de los usuarios de estas distribuidoras (representado por el límite inferior de la caja) presentan una energía subsidiada menor a 25 kWh-mes.

Además, el 50 % de los usuarios (representado por la línea horizontal dentro de la caja) de la CNEL-Bolívar presentan una energía subsidiada menor a 42 kWh-mes, seguida de la E.E. Ambato, donde el 50 % de los usuarios registran una energía subsidiada menor a 45 kWh-mes.

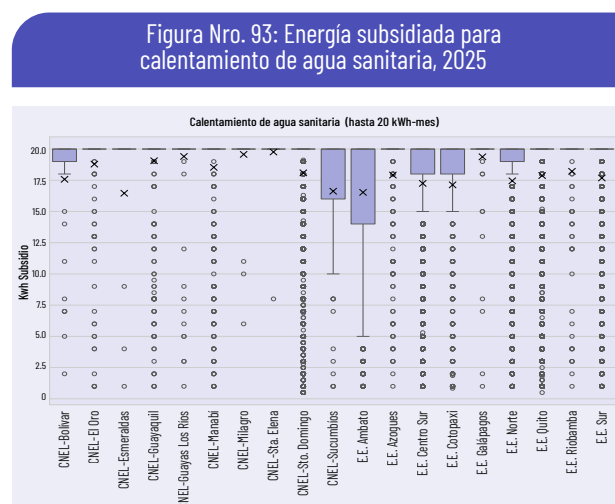
Por otro lado, el 75 % de los usuarios (representado por el límite superior de la caja) de la CNEL-Bolívar presentan una energía subsidiada menor a 78 kWh-mes.

Finalmente, en general, existen varios usuarios en todas las distribuidoras que registran valores bajos de energía subsidiada (desde 1 kWh-mes), excepto en la CNEL-Guayaquil cuyo valor mínimo (no atípico) es de 10 kWh-mes y en la E.E. Galápagos.

Respecto a la E.E. Galápagos, el valor mínimo (no atípico) de energía subsidiada es de 65 kWh-mes; mientras que la media aritmética es de casi 70 kWh-mes, lo cual indica que en general, la mayor parte de los usuarios de esta distribuidora presentan altos valores de energía subsidiada para el equipamiento de cocción eléctrica.

#### 4.16.3.2 CALENTAMIENTO DE AGUA (LÍMITE 20 kWh-MES)

En la figura Nro. 93 se presenta el diagrama de cajas para la energía subsidiada por Programa PEC por cada empresa distribuidora para el 2025 para el equipamiento de calentamiento de agua sanitaria que usen sistemas eléctricos.



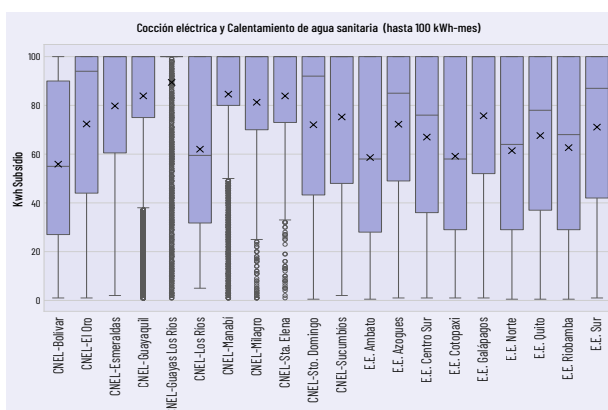
A partir de la figura 93 se puede establecer que las distribuidoras que registran bajos valores de energía subsidiada para el equipamiento de calentamiento de agua sanitaria son: E.E. Ambato y CNEL-Sucumbios, esto considerando que la media aritmética de los usuarios de estas distribuidoras presentan una energía subsidiada de alrededor de 16 kWh-mes.

Respecto a la E.E. Ambato, el 25 % de usuarios presentan una energía subsidiada menor a 14 kWh-mes.

### 4.16.3 COCCIÓN ELÉCTRICA Y CALENTAMIENTO DE AGUA (LÍMITE 100 kWh-MES)

En la figura Nro. 94 se presenta el diagrama de cajas para la energía subsidiada por Programa PEC por cada empresa distribuidora para el 2025 para el equipamiento de cocción eléctrica y calentamiento de agua sanitaria que usen sistemas eléctricos.

Figura Nro. 94: Energía subsidiada para cocción eléctrica y calentamiento de agua sanitaria, 2025



A partir de la figura 94 podemos establecer que las distribuidoras que registran bajos valores de energía subsidiada para el equipamiento de cocción eléctrica y calentamiento de agua (límite 100 kWh-mes) son: CNEL-Bolívar, CNEL-Los Ríos, E.E. Ambato, E.E. Cotopaxi, E.E. Riobamba y E.E. Norte, esto considerando que la media aritmética de los usuarios de estas distribuidoras presentan una energía subsidiada de alrededor de 60 kWh-mes.

Así también, el 25 % de los usuarios de estas distribuidoras presentan una energía subsidiada menor a 30 kWh-mes. Además, el 50 % de los usuarios de CNEL-Bolívar presentan una energía subsidiada menor a 58 kWh-mes, seguida de la E.E. Ambato y de la E.E. Cotopaxi, donde el 50 % de los usuarios registran una energía subsidiada menor a 59 kWh-mes.

Por otro lado, el 75 % de los usuarios de la CNEL-Bolívar presentan una energía subsidiada menor a 90 kWh-mes.





# INTERCONEXIONES

## CAPÍTULO 05

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 La Avanzada - Alipio Rosales 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

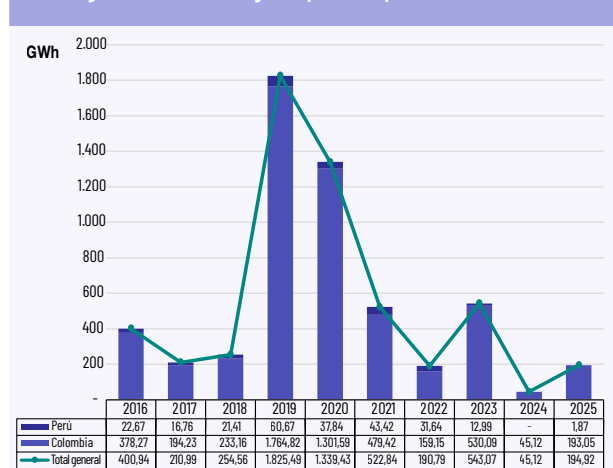
### 5.1.1 EXPORTACIÓN A TRAVÉS DEL SNT

En la tabla Nro. 97 se presenta la energía exportada hacia Colombia y Perú, durante el periodo 2016-2025. En el 2016 se exportaron 400,94 GWh y en el 2025, 194,92 GWh, con una disminución de 206,02 GWh.

Tabla Nro. 97: Energía exportada por tipo de cliente, periodo 2016-2025 (GWh)

Exportación	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Colombia	378,27	194,23	233,16	1.764,82	1.301,59	479,42	159,15	530,09	45,12	193,05
Perú	22,67	16,76	21,41	60,67	37,84	43,42	31,64	12,99	-	1,87
Total general	400,94	210,99	254,56	1.825,49	1.339,43	522,84	190,79	543,07	45,12	194,92

Figura Nro. 95: Energía exportada periodo 2016-2025



De la exportación total de energía en el 2025 (194,92 GWh), 193,05 GWh, 99,04 % fueron transferidos a Colombia; y, 1,87 GWh, 0,96 % a Perú.

En la tabla Nro. 98 se presentan los valores económicos por la energía exportada hacia Colombia y Perú durante el periodo 2016-2025. En el 2016 el monto alcanzó 37,63 MUSD y en el 2025 6,76 MUSD, el decremento fue 30,86 MUSD.

Tabla Nro. 98: Valor de la energía exportada, periodo 2016-2025 (MUSD)

Interconexión	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Colombia	37,34	3,11	5,82	6772	55,20	14,84	4,88	33,67	2,41	6,65
Perú	0,28	0,16	0,28	0,57	0,34	0,71	1,04	2,30	-	0,11
Total general	37,63	3,27	6,10	68,29	55,54	15,55	5,92	35,97	2,41	6,76

Del monto total por exportación de energía (6,76 MUSD), 6,65 MUSD, 98,39 % corresponden a lo exportado hacia Colombia y 0,11 MUSD, 1,61 % hacia Perú.

En la tabla Nro. 99 se presentan los precios medios de la energía exportada en el periodo 2016-2025.

Tabla Nro. 99: Precio medio de la energía exportada, periodo 2016-2025 (USDc/kWh)

Interconexión	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Colombia	9,87	1,60	2,50	3,84	4,24	3,10	3,06	6,35	5,35	3,45
Perú	1,25	0,96	1,30	0,94	0,90	1,64	3,29	17,69	-	5,85
Ponderado	9,38	1,55	2,40	3,74	4,15	2,97	3,10	6,62	5,35	3,47

Para el 2025, el precio medio de la energía total exportada fue 3,47 USD c/kWh; el precio medio de la exportación a Colombia fue 3,45 USD c/kWh y a Perú 5,85 USD c/kWh.

Los precios medios calculados son el resultado de transacciones de oportunidad, los cuales no tienen todos los componentes que se contemplan en el precio medio de venta para consumidores regulados.

Tabla Nro. 100: Energía exportada, 2025

Interconexión	Mes	Energía Exportada (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD c/kWh)
Colombia	Ene	33,61	8.077,88	24,04
	Feb	30.927,35	1.042.253,38	3,37
	Mar	66.611,74	1.731.439,93	2,60
	Abr	7.763,51	296.308,74	3,82
	May	316,24	27.008,81	8,54
	Jun	394,94	40.036,50	10,14
	Jul	505,07	84.885,38	16,81
	Ago	1.982,72	93.342,66	4,71
	Sep	21.154,48	913.813,63	4,32
	Oct	2.059,77	78.231,74	3,80
	Nov	57.154,40	2.177.329,28	3,81
	Dic	4.145,95	161.290,01	3,89
<b>Total Colombia</b>		<b>193.049,76</b>	<b>6.654.017,94</b>	<b>3,45</b>
Perú	Ene	-	-	-
	Feb	892,26	82.274,63	9,22
	Mar	146,54	3.864,15	2,64
	Abr	828,71	23.029,90	2,78
	May	-	-	-
	Jun	-	-	-
	Jul	-	-	-
	Ago	-	-	-
	Sep	-	-	-
	Oct	-	-	-
	Nov	-	-	-
	Dic	-	-	-
<b>Total Perú</b>		<b>1.867,51</b>	<b>109.168,68</b>	<b>5,85</b>
<b>Total general</b>		<b>194.917,27</b>	<b>6.763.186,62</b>	<b>3,47</b>



## 5.1.2 EXPORTACIÓN A TRAVÉS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

La exportación a través de redes de distribución representó 1,82 GWh, de los cuales 0,70 GWh, 38,61 % fueron exportados por CNEL-Sucumbíos y la E.E. Norte a Colombia; y, 1,11 GWh, 61,39 % por la E.E. Sur a Perú.

El valor exportado a través de redes de distribución representó 0,20 MUSD, de los cuales 0,07 MUSD, 32,71 % fueron exportados por CNEL-Sucumbíos y la E.E. Norte a Colombia; y, 0,13 USD, 67,29 % por la E.E. Sur a Perú.

El precio medio de la energía exportada a través de redes de distribución se situó en 11,04 USD €/kWh; para Colombia se exportó a 9,35 USD €/kWh, y para Perú a 12,11 USD €/kWh.

Tabla Nro. 101: Energía exportada a través de redes de distribución, 2025

Interconexión	Vendedor	Mes	Energía Exportada Sistemas de Distribución (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD €/kWh)
Colombia	E.E. Norte	Ene	3,32	350,68	10,56
		Feb	3,04	344,21	11,32
		Mar	5,66	584,84	10,33
		Abr	5,44	519,60	9,55
		May	6,00	599,13	9,98
		Jun	4,50	473,35	10,52
		Jul	4,50	458,98	10,20
		Ago	8,20	886,41	10,81
		Sep	6,50	733,72	11,29
		Oct	12,60	1.336,27	10,61
		Nov	13,90	1.411,05	10,15
		Dic	12,10	1.244,87	10,29
Colombia	CNEL-Sucumbíos	Ene	51,58	4.512,91	8,75
		Feb	53,97	4.846,08	8,98
		Mar	47,57	4.062,83	8,54
		Abr	51,73	4.311,09	8,33
		May	49,13	4.126,71	8,40
		Jun	53,30	4.469,40	8,39
		Jul	50,07	4.184,58	8,36
		Ago	51,29	5.206,01	10,15
		Sep	51,98	5.285,21	10,17
		Oct	52,14	5.283,74	10,13
		Nov	52,55	5.319,24	10,12
		Dic	50,18	5.051,00	10,07
Total Colombia			701,27	65.801,91	9,35
Perú	E.E. Sur	Ene	90,00	14.400,69	16,00
		Feb	74,89	9.386,82	12,54
		Mar	92,02	11.152,54	12,12
		Abr	84,80	10.444,30	12,32
		May	92,11	11.171,00	12,13
		Jun	83,15	10.258,25	12,34
		Jul	90,53	11.035,83	12,19
		Ago	84,14	10.430,49	12,40
		Sep	97,63	11.619,95	11,90
		Oct	110,79	13.033,13	11,76
		Nov	82,85	6.949,33	8,39
		Dic	132,08	15.093,85	11,43
Total Perú			1.114,98	134.976,18	12,11
Total general			1.816,25	200.578,09	11,04

## 5.2 IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

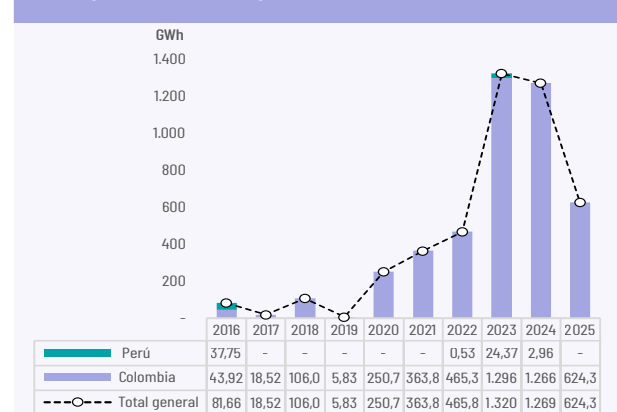
En la tabla Nro. 102 y figura Nro. 96 se presenta la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2016-2025.

La energía importada en el 2016 fue 81,66 GWh y en el 2025 fue 624,35 GWh, con un incremento de 542,69 GW.

Tabla Nro. 102: Energía importada a través del SNT, periodo 2016-2025 (GWh)

Importación	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Colombia	43,92	18,52	106,07	5,83	250,79	363,80	465,30	1.296,58	1.266,60	624,35
Perú	37,75	-	-	-	-	-	0,53	24,37	2,96	-
Total general	81,66	18,52	106,07	5,83	250,79	363,80	465,83	1.320,94	1.269,56	624,35

Figura Nro. 96: Energía importada periodo 2016-2025



En la tabla Nro. 103 se presentan los valores económicos por la energía importada desde Colombia y Perú durante el periodo 2016-2025, que para el 2016 fue 8,27 MUSD y para el 2025, 83,31 MUSD, el incremento fue 75,04 MUSD.

Tabla Nro. 103: Valor de la energía importada, periodo 2016-2025 (MUSD)

Interconexión	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Colombia	6,07	0,88	4,63	0,28	12,67	9,28	27,69	281,31	334,30	83,31
Perú	2,20	-	-	-	-	-	0,03	4,57	0,20	-
Total general	8,27	0,88	4,63	0,28	12,67	9,28	27,72	285,88	334,50	83,31

En la tabla Nro. 104 se presentan los precios medios de la energía importada, para el 2025 fue 13,34 USD €/kWh.

Tabla Nro. 104: Precio medio de la energía importada, periodo 2016-2025 (USD €/kWh)

Interconexión	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Colombia	13,82	4,75	4,37	4,80	5,05	2,55	5,95	21,70	26,39	13,34
Perú	5,84	-	-	-	-	-	5,02	18,76	6,64	-
Ponderado	10,13	4,75	4,37	4,80	5,05	2,55	5,95	21,64	26,35	13,34

Tabla Nro. 105: Energía importada

Empresa	Mes	Energía Importada (MWh)	Valores (USD)	Precio Medio (USD c/kWh)
Colombia	Ene	216.157,22	43.475.172,00	20,11
	Feb	60.889,15	13.448.056,00	22,09
	Mar	3.794,49	889.419,00	23,44
	Abr	9.334,52	1.368.629,00	14,66
	May	2.287,34	295.717,00	12,93
	Jun	1.144,26	84.165,00	7,36
	Jul	4.304,24	436.188,00	10,13
	Ago	30.588,99	1.879.572,00	6,14
	Sep	57.163,14	3.293.613,00	5,76
	Oct	46.045,86	1.552.190,00	3,37
	Nov	5.262,17	265.597,00	5,05
	Dic	187.378,78	16.325.861,00	8,71
Total general		624.350,15	83.314.179,00	13,34

### 5.3 COMPARATIVO DEL PRECIO MEDIO DE TRANSACCIONES INTERNACIONALES EN EL SNT

En las figuras Nros. 97 y 98 se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica resultado de las transacciones con Colombia y Perú, se evidencia que para el 2025 el precio de importación fue superior al de exportación.

Figura Nro. 97: Comparativo del precio medio de transacciones con Colombia

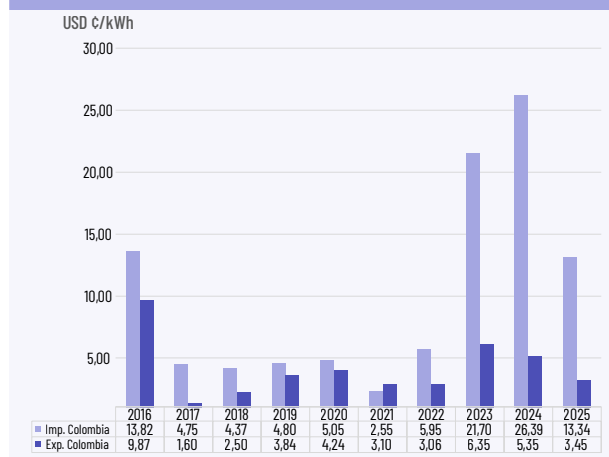
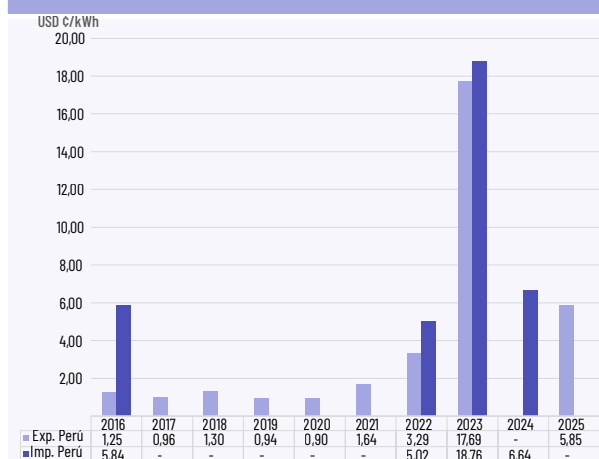
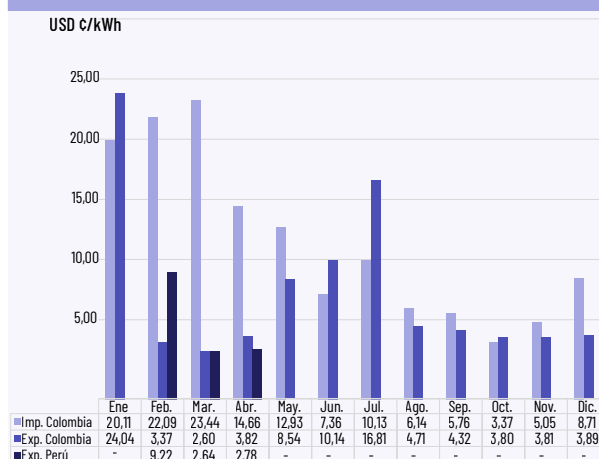



Figura Nro. 98: Comparativo del precio medio de transacciones con Perú



En la figura Nro. 99 se presentan los precios medios de importación y exportación de energía eléctrica desagregados por cada mes del 2025.

Figura Nro. 99: Comparativo precio medio





# MAPA NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

## CAPÍTULO 06

El mapa normativo del sector eléctrico ecuatoriano tiene como objetivo integrar y organizar, de manera global, simplificada y sistemática, el marco legal y regulatorio que rige dicho sector, así como presentar de forma clara su estructura y la normativa vigente aplicable. Este documento se constituye como una herramienta de consulta y divulgación dirigida a los distintos actores del sector eléctrico, incluyendo instituciones públicas, empresas privadas, inversionistas, gremios, la academia y la ciudadanía en general, con la finalidad de facilitar el acceso a información relevante sobre la estructura del sector y el marco legal y regulatorio vigente.

Desde la perspectiva de la cadena de valor del sector eléctrico, el mapa normativo se encuentra organizado a partir de las actividades de generación y transmisión, de las cuales se derivan las transacciones internacionales; distribución y comercialización, que incluyen el alumbrado público general y el servicio de carga de vehículos eléctricos; y consumidores finales, dentro de los cuales se considera la generación distribuida. Adicionalmente, se incorporan otros ámbitos transversales y fundamentales, tales como la administración y operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), el régimen económico y diversos temas sectoriales de relevancia.

El mapa normativo se presenta como un documento interactivo

en formato PDF, que permite una navegación ágil dentro del propio documento, así como el acceso directo, mediante vínculos, a las regulaciones publicadas en el sitio web oficial de la ARCONEL. Asimismo, incluye enlaces a la base normativa aplicable, a las decisiones de la Comunidad Andina, a las leyes y sus respectivos reglamentos generales, y a la estructura institucional y empresarial que regula y desarrolla las actividades del sector eléctrico.

Para el año 2026, se presenta una actualización que permitirá tener una mayor claridad del mapa normativo, el cual contiene:

- Actualización gráfica del mapa normativo del sector eléctrico ecuatoriano, para brindar una visión clara de la cadena de producción de la prestación del servicio público del sector eléctrico como menú principal, permitiendo acceder a las regulaciones correspondientes a cada sección.
- Actualización del marco regulatorio vigente con respecto a las reformas de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.
- Actualización de las referencias cruzadas para acceso directo a la base normativa aplicable al sector eléctrico, a la estructura institucional y empresarial, y acceso al contenido histórico de regulaciones previas.

Figura Nro. 100: Mapa Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano



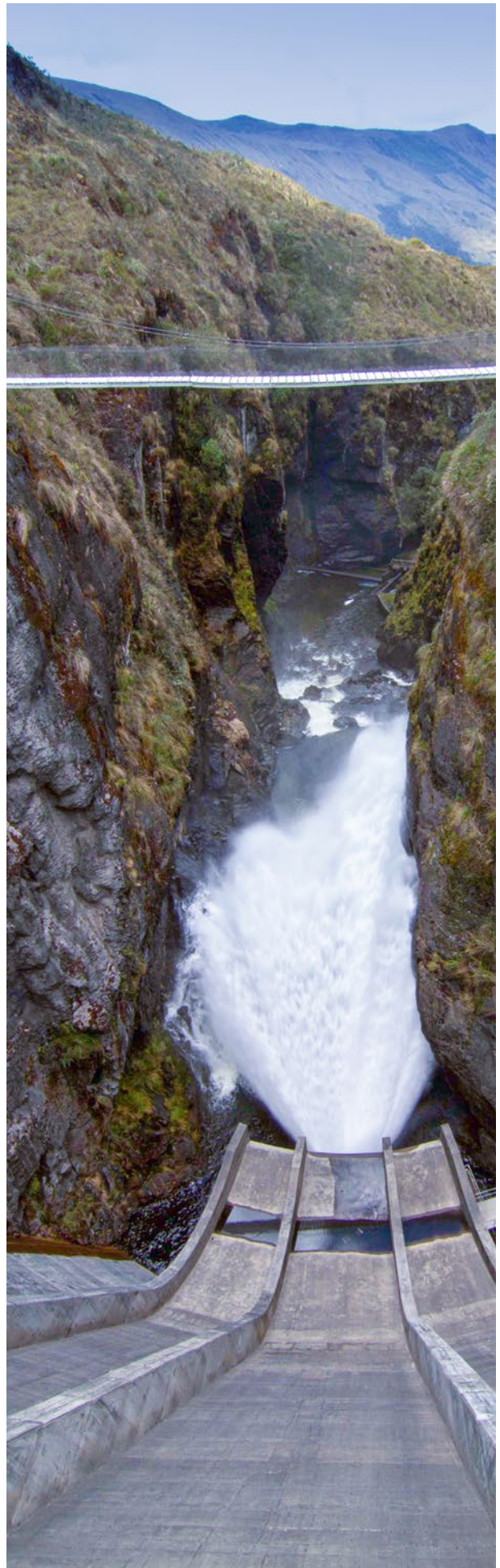


Con el fin de facilitar el acceso, la consulta y difusión del mapa normativo del sector eléctrico, se ha incorporado un Código QR que permite a los usuarios acceder de manera rápida y directa al documento.

Figura Nro. 101: Código QR Mapa Normativo del Sector Eléctrico Ecuatoriano



La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) está en un proceso constante de mejora regulatoria, por lo que, el mapa normativo será actualizado de manera periódica de acuerdo con las nuevas normativas expedidas, dichas actualizaciones se publicarán en el sitio web institucional.





# GLOSARIO

## DE TERMINOS



## a. TÉRMINOS Y DEFINICIONES

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.

**Alto voltaje:** Nivel de voltaje superior a 40 kV.

**Alumbrado público general:** Comprende los sistemas de alumbrado de vías públicas, para tránsito de personas y vehículos, incluye también los sistemas de iluminación de escenarios deportivos de acceso y uso público cerrados y no cerrados, cubiertos o no, de propiedad pública o comunitaria, ubicados en los sectores urbanos y rurales. 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 Ambiente y Energía en la cual una empresa eléctrica presta el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica y el servicio público de alumbrado público general.

**Bajo voltaje:** Voltajes inferiores a los 600 voltios.

**Calidad:** Grado con el que el servicio público de energía eléctrica y de alumbrado público general cumplen con los parámetros técnicos y comerciales inherentes al suministro de energía eléctrica y alumbrado público general, respectivamente, establecidos en la normativa vigente.

**Cargos o costos fijos:** Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independiente de la cantidad de producción.

**Central biogás:** Central que genera electricidad a partir de la utilización (combustión) de biogás con alto contenido de metano, que se produce por la fermentación controlada de materias primas (sustratos), tales como: estiércol líquido, productos agrícolas, los residuos urbanos o agroindustriales.

**Central biomasa:** Central que genera electricidad a partir de la utilización (combustión) de materia orgánica como fuente energética. Esta es heterogénea y tanto su origen como su

naturaleza puede ser diversa, como: bagazo de caña, restos agrícolas o madera.

**Central convencional:** Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos.

**Central de generación:** Conjunto de instalaciones y equipos destinados a la generación de potencia y energía eléctrica.

**Central eólica:** Central no convencional que usa como energía primaria el viento.

**Central fotovoltaica:** Central no convencional que usa como energía primaria el sol.

**Central hidroeléctrica:** Central de generación basada en el uso de la energía cinética y potencial del agua.

**Central hidroeléctrica de pasada:** Central de generación hidroeléctrica que no posee un embalse o que, teniendo un embalse, no es posible optimizar el uso del agua de manera centralizada por parte del CENACE.

**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.

**Combustible bagazo de caña:** Es una alternativa energética, especialmente en las economías que carecen de combustibles derivados de petróleo. Se utiliza como combustible en los ingenios azucareros. Su rendimiento es bajo debido a la utilización de tecnologías de combustión tradicionales.

**Combustible crudo:** Es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua.

**Combustible diésel:** Es un hidrocarburo líquido de densidad sobre 832 kg/m<sup>3</sup>, compuesto fundamentalmente por parafinas. Este es utilizado principalmente como combustible en calefacción y en motores.

**Combustible fuel oil:** El fuel oil es una parte del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre 30% y 50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica.

**Combustible gas natural:** El gas natural es una fuente de energía no renovable, ya que se trata de un gas combustible que proviene de formaciones ecológicas que se encuentra conformado por una mezcla de gases que mayormente suelen encontrarse en yacimientos de petróleo, solo, disuelto o asociado con el mismo petróleo y en depósitos de carbón.

**Combustible GLP:** El gas licuado de petróleo (GLP), es uno de los combustibles alternativos comúnmente utilizados, por su eficiencia y versatilidad. Hay dos tipos de gases que se pueden almacenar en forma líquida con una moderada presurización: el butano y el propano.

**Combustible nafta:** Líquido incoloro, volátil, más ligero que el agua y muy combustible que se utiliza como disolvente industrial: la nafta es una fracción ligera del petróleo natural obtenida en la destilación de la gasolina como una parte de ésta.

**Combustible residuo:** Es el combustible que se obtiene a partir de los residuos de petróleo crudo.

**Consumidor 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 y de potencia. Esta persona jurídica puede ser un Gran Consumidor o un Consumo Propio de un autogenerador.

**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.

**Consumidor regulado:** Persona natural o jurídica que, mediante la suscripción de un contrato de suministro, se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

**Consumo propio o autoconsumo:** Es la demanda de energía eléctrica de la instalación o instalaciones de una persona Jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en una empresa autogeneradora.

**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 el Reglamento y en las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

**Costo variable de producción (CVP):** Costo de la operación y del mantenimiento de la unidad o central de generación, asociado a la energía producida. El CVP es declarado por el generador o por el autogenerador; y, aprobado y auditado por el CENACE, conforme la regulación correspondiente.

**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. No considera la demanda de los consumos propios de autogeneradores ni la de los grandes consumidores que hayan suscrito contratos bilaterales con autogeneradores o generadores.

**Empresa autogeneradora o autogenerador:** 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 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 eléctrica de distribución y comercialización o 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 de generación o generador:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le faculta realizar la actividad de generación y la venta de energía eléctrica.

**Empresa eléctrica de transmisión o transmisor:** Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta a ejecutar la actividad de transmisión de electricidad.

**Energía bruta:** Es la energía total producida por una unidad de generación.

**Energía eléctrica:** Flujo de electrones producido con base en fuentes primarias de energía, mediante generadores eléctricos, transportada y distribuida hasta las instalaciones del consumidor o usuario final.

**Energía entregada a terceros:** Corresponde a la energía que se transfiere a los consumidores 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 consumidores 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 consumidores no regulados:** Es la energía entregada a los consumidores de las empresas distribuidoras que no se encuentran sujetos al pliego tarifario.

**Energía facturada a consumidores regulados:** Se refiere a la energía facturada a consumidores 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 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.

**Energías renovables:** Son las procedentes de fuentes que no disminuyen por efecto de su utilización: hidráulica, eólica, solar, geotérmica, biomasa, mareomotriz, nuclear y otras.

**Energías renovables no convencionales (ERNC):** Se consideran como energías renovables no convencionales a las fuentes: solar, eólica, geotérmica, biomasa, mareomotriz, hidroeléctrica de capacidades menores, en los términos y condiciones establecidas en la normativa, y otras que se llegaren a definir en la regulación respectiva.

**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 Electricidad (ARCONEL), 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.

**Grupo Electrógeno de Emergencia:** Es una máquina que mueve un generador de electricidad a través de un motor de combustión interna. Son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica local o cuando se produce cortes en el suministro eléctrico.

**Interconexión internacional:** Es el punto de conexión donde se realiza la supervisión y medición de las transacciones de importación y exportación entre dos países.

**Línea de transmisión:** Conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas (circuitos), que se extiende entre dos subestaciones adyacentes. En Ecuador las líneas de transmisión operan en niveles de voltajes de: 138 kV, 230 kV y 500kV.

**Medio Voltaje:** Voltajes entre 600 V y 40 kV.

**Participante mayorista del sector eléctrico:** Persona jurídica, titular de una concesión o autorización, dedicada a la actividad de: generación, autogeneración, importación y exportación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. También se considerarán como participantes mayoristas a los grandes consumidores.

**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:** Documento emitido por el ARCONEL, 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:** Suma de la potencia especificada en la placa de los equipos de generación, expresada en kW o MW. Para sistemas de generación con inversores, la Potencia Nominal estará determinada por la menor entre la suma de la potencia de placa de los equipos de generación y la suma de la potencia de placa de los inversores.

**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.

**Red de medio voltaje:** Es la red encargada de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución.

**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.



**Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos:** Comprende la implementación, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura para la carga de energía de vehículos eléctricos para su funcionamiento, prestada por una persona natural o jurídica debidamente habilitada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización; o por las empresas eléctricas de distribución y comercialización habilitadas por el ministerio del ramo.

**Servicio público de energía eléctrica (SPEE):** Comprende las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica.

**Sistema de distribución:** Red eléctrica de un voltaje inferior o igual a 138kV que abarca a las 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 de generación distribuida para autoabastecimiento (SGDA):** Conjunto de equipos para la generación de energía eléctrica que aprovechan un recurso energético renovable no convencional para el autoabastecimiento de consumidores finales, y que se conectan a una red de distribución.

**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.

**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.

**Sistemas Aislados o Insulares:** Son sistemas eléctricos que, por condiciones especiales, no puedan estar conectados al S.N.I., considerándose como no incorporados.

**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.

**Zona aislada:** Área del territorio del país que no se encuentra conectada a una red de distribución.

## b. Siglas

En esta sección se define el significado de las siglas empleadas en este documento.

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad

**CELEC EP:** Corporación Eléctrica del Ecuador

**CELEC - Transelectric:** CELEC EP - Unidad de Negocio Transelectric

**CENACE:** Operador Nacional de Electricidad

**CNEL EP:** Corporación Nacional de Electricidad

**CNEL - 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

**CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad

**E.E. Ambato:** Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

### (EEASA)

**E.E. Azogues:** Empresa Eléctrica Azogues C.A.

**E.E. Centro Sur:** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

**E.E. Cotopaxi:** Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.)

**E.E. Galápagos:** Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A.

### (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

**MAE:** Ministerio de Ambiente y Energía

**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

**SGDA:** Sistema de generación distribuida para autoabastecimiento.

**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

### **c. Unidades de medida**

En esta sección se define el significado de ciertas siglas y las equivalencias de magnitudes eléctricas.

**gal:** Galón

**GWh:** Gigavatio hora

**kV:** Kilovoltios (mil voltios)

**kWh:** Kilovatios hora (mil vatios hora)

**MUSD:** Millones de dólares de los Estados Unidos de América

**MVA:** Mega voltamperios

**MVA<sub>r</sub>:** Mega voltamperios reactivos

**MWh:** Megavatios hora

**t:** Tonelada

**u:** Unidad

**USD ¢/kWh:** Centavos de dólares de los Estados Unidos de América por kilovatios hora

**USD:** Dólares de los Estados Unidos de América

**V:** Voltio

**VA:** Voltamperio

**W:** Vatio





*Agencia de Regulación y  
Control de Electricidad*



[www.arconel.gob.ec](http://www.arconel.gob.ec)