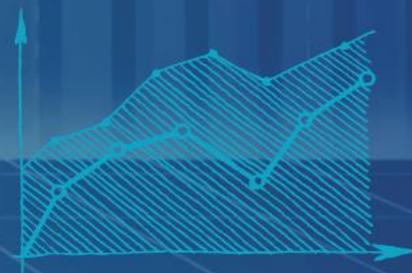


COMPENDIO ESTADÍSTICO

SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA



2024-2025



COMPENDIO ESTADÍSTICO
SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA
MAYO 2024 A MAYO 2025

EDICIÓN Y DIAGRAMACIÓN
UNIDAD DE COMUNICACIÓN Y RELACIONES PÚBLICAS



Tabla de Contenido

GLOSARIO 05

1. MERCADOS ELÉCTRICOS 07

2. TARIFAS 28

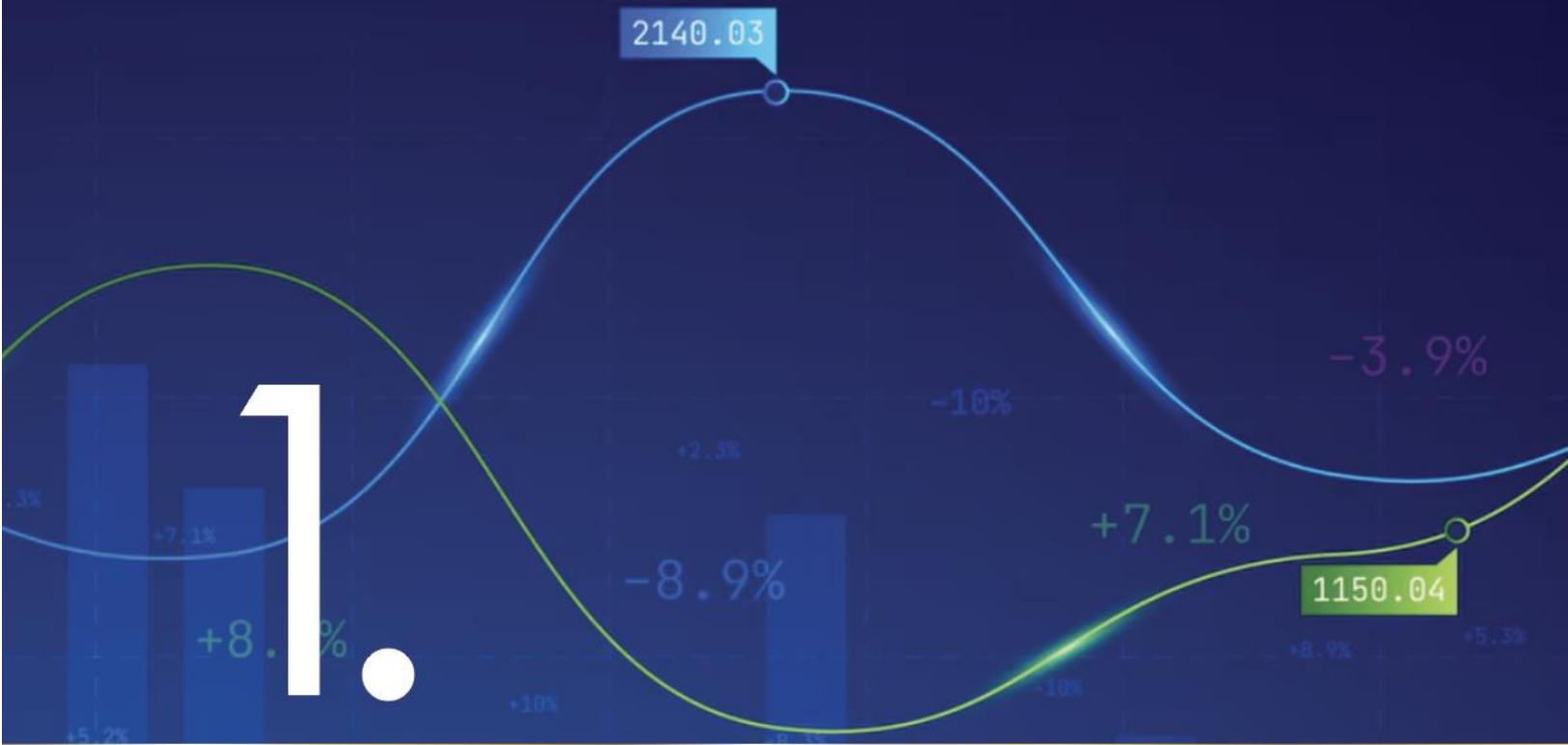
3. FISCALIZACIÓN Y NORMAS 69

Glosario

BTDpA	Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
BTDfp	Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
BTDH	Baja Tensión Horaria con Demanda
BTDp	Baja Tensión con Demanda en Punta
BTS	Baja Tensión Simple
BTSA	Baja Tensión Autoprodutores
CENACE	Coordinación entre Centro Nacional de Control de Energía
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DCC	Diferencias con Curva de Carga
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima
EEM	Empresa Eléctrica Municipal
EG	Energía Generada
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
FIU	Frecuencia de Interrupción por Usuario
GDRs	Generación Distribuida Renovable
GWh	Gigavatios horas
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Índice de Precios al Consumidor
kWh	Kilovatio hora
LGE	Ley General de Electricidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
MM	Mercado Mayorista

Glosario

MOMV	Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia
MQ	Millón de Quetzales
MTDfp	Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
MUSD	Millón de Dólares de los Estados Unidos de América
MWh	Megavatio hora
NSP	Norma de Seguridad de Presas y sus Anexos
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica
NTSCST	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
OCE	Opción de Compra de Energía
PAE	Plan ante emergencias
PSEA	Potencia Sin Energía Asociada
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
RRA	Reserva Rápida
RRO	Reserva Rodante Operativa
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SPOT	Precio del Mercado de Oportunidad de la Energía
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
TM	Toneladas métricas
TPPR	Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos
TNS	Tarifa No Social
TS	Tarifa Social
UAEE	Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía



MERCADOS ELÉCTRICOS

ÍNDICE MERCADOS ELÉCTRICOS

		Pág.
1.	MERCADOS ELÉCTRICOS	7
1.1.	Datos Generales de la República de Guatemala	9
1.2.	Mercado Eléctrico Nacional	11
1.2.1.	Datos Generales y Resumen de Indicadores	12
1.2.2.	Energía Eléctrica	13
1.2.3.	Potencia	15
1.2.3.1	Oferta	16
1.2.3.2	Demanda	16
1.2.4.	Servicios Complementarios	17
1.3.	Transacciones Internacionales	19
1.3.1.	Cargos en el Mercado Eléctrico Regional	20
1.3.2.	Interconexión entre Guatemala y México	22
1.4.	Generación Distribuida Renovable (GDRs)	25
1.4.1.	Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE)	26
	Índice de Gráficas	Pág.
No. de Gráfica	Nombre	
Gráfica 1.	Tasa de Cambio Frente al Dólar Estadounidense, 2020-2024	9
Gráfica 2.	Distribución de la Población de Guatemala por Grupos de Edad y Género, 2024	10
Gráfica 3.	Composición de la Demanda Regulada y No Regulada, 2024	11
Gráfica 4.	Consumo y Producción de Energía Eléctrica en Guatemala, 2020-2024	13
Gráfica 5.	Matriz de Generación Eléctrica, 2020-2024	14
Gráfica 6.	Precio de Oportunidad de la Energía, Promedio Mensual por Banda Horaria	14
Gráfica 7.	Costo Total de la Operación, 2020-2024	15
Gráfica 8.	Potencia Disponible para el Despacho, 2020-2024	16
Gráfica 9.	Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor, 2020-2024	17
Gráfica 10.	Precio Liquidado Promedio Ponderado y Precio SPOT Promedio Mensual, 2020-2024	18
Gráfica 11.	Inyecciones y Retiros de Energía en el MER, 2020-2024	19
Gráfica 12.	Inyecciones y Retiros con los Países Integrados del MER, 2020-2024	20
Gráfica 13.	Cargos de Regulación en el MER	21
Gráfica 14.	Cargos de Operación en el MER	21
Gráfica 15.	Cargos Complementarios Asignados en la Región y en Guatemala	22
Gráfica 16.	Importación de Energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala – México, 2020-2024	23
Gráfica 17.	Importación de Energía de Oportunidad, 2020-2024	24
Gráfica 18.	Exportación de Energía de Oportunidad, 2020-2024	24
Gráfica 19.	Gráfica 19. Potencia Instalada de GDRs por Tecnología, 2024	25
Gráfica 20.	Total de UAEE por Distribuidora, 2024	26
Gráfica 21.	Capacidad Instalada de UAEE por Distribuidora, 2024	26
	Índice de Tablas	
Tabla 1.	Densidad de Consumo por Usuario, 2024	10
Tabla 2.	Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala	12
Tabla 3.	Cargos Regionales, 2023	20

1.1. Datos Generales de la República de Guatemala

A continuación, se presenta el contexto general de Guatemala con el objetivo de proporcionar una visión clara de los aspectos sociales y económicos del país, junto con su interrelación con el sector eléctrico.

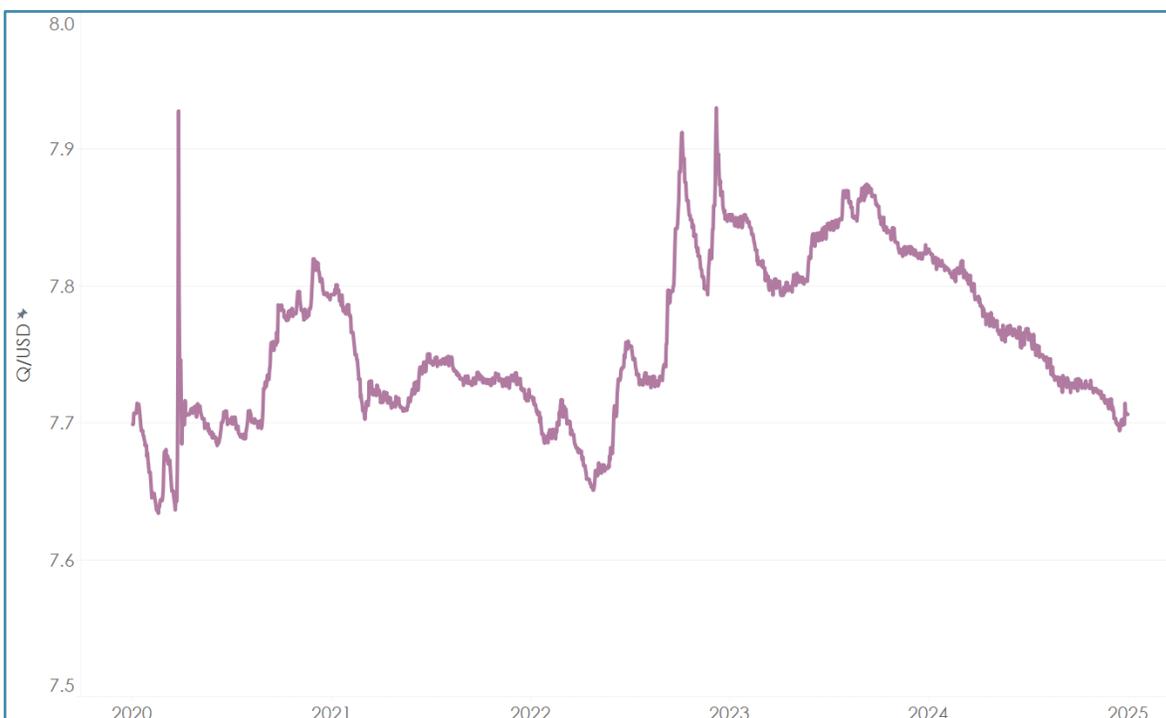
Nombre Oficial: República de Guatemala.

Población (2024)¹: 17,843,132 habitantes.

PIB Nominal (2023)²: USD 75,299.4 millones.

PIB per cápita (2023)³: USD 5,932.6.

El tipo de cambio ha experimentado variaciones entre 7.63 Q/USD y 7.93 Q/USD durante el período de 2020 a 2024. La tasa de cambio promedio para el año 2024 presentó una variación, respecto al año 2023, de -1.5%.



Gráfica 1.

Tasa de Cambio Frente al Dólar Estadounidense, 2020-2024

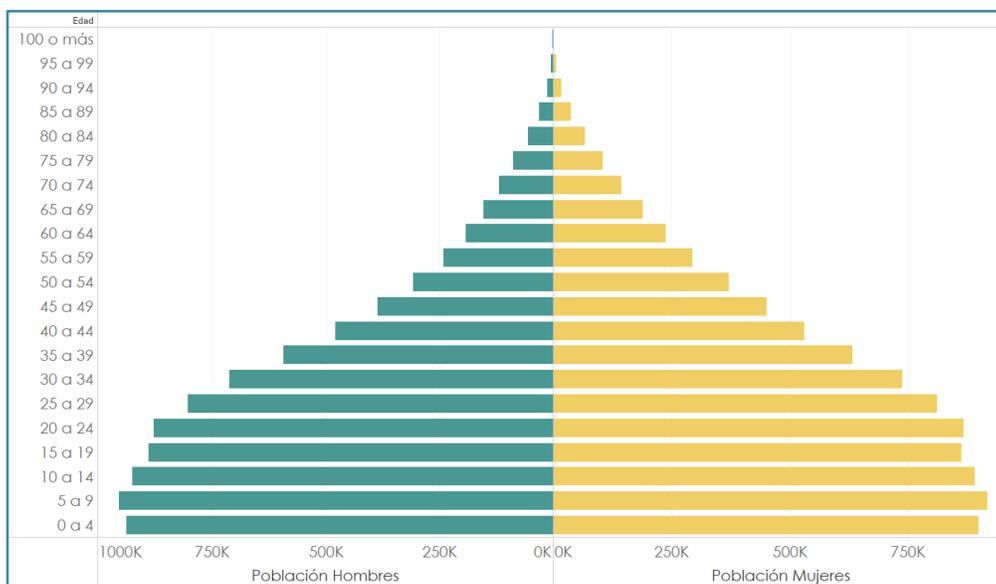
Fuente: elaboración propia con información del Banco de Guatemala. Consultado en julio de 2025.

Para el año 2024, cerca del 96 % de la población total se ubicaba en el rango de edad por debajo de los 69 años. Dentro de este espectro, el grupo etario de 5 a 9 años se destacó como el más numeroso, constituyendo aproximadamente el 11 % de la población general.

¹ Publicación del Instituto Nacional de Estadística Guatemala (INE), Proyecciones Nacionales 1950-2050, consultado en julio de 2025.

² https://banguat.gob.gt/sites/default/files/banguat/Publica/guatemala_en_cifras_2024.pdf, consultado en julio de 2025.

³ https://banguat.gob.gt/sites/default/files/banguat/Publica/guatemala_en_cifras_2024.pdf, consultado en julio de 2025.



Gráfica 2.

Distribución de la Población de Guatemala por Grupos de Edad y Género, 2024

Fuente: elaboración propia con información del Instituto Nacional de Estadística (INE). Proyecciones Nacionales 1950-2050. Consultado en julio de 2025.

Con relación al año 2023, el consumo promedio general de energía de los usuarios de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA) y de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA), ha experimentado un incremento durante el año 2024 de 4.82%, 4.02% y 2.5%, respectivamente. Asimismo, el consumo promedio industrial para DEOCSA, DEORSA y EEGSA experimentó un incremento de 4.47%, 13.68% y 4.79%, respectivamente.

Distribuidora	Consumo Promedio General kWh-mes	Consumo Promedio Residencial kWh-mes	Consumo Promedio Comercial kWh-mes	Consumo Promedio Industrial kWh-mes
EEGSA	205	148	5,986	31,989
DEOCSA	87	75	5,889	31,532
DEORSA	117	97	6,364	32,564

Tabla 1.

Densidad de Consumo por Usuario, 2024⁴

Fuente: CNEE. 2025.

⁴ El promedio general, incluye el consumo de grandes usuarios conectados a la red de la distribuidora. En la normativa vigente, los usuarios son clasificados de acuerdo con las opciones tarifarias en los pliegos tarifarios (BTS, TS, BTDp, MTDfp, etc.) y no existen las clasificaciones por tipo de consumo ("residencial", "comercial" o "industrial"). No obstante, para efectos orientativos, en la tabla se ha aplicado una clasificación convencional de las opciones tarifarias como se indica a continuación:

-Residencial: usuarios de Tarifa Social y Tarifa BTS

-Comercial: usuarios de Tarifas BTDp, BTDfp y BTH

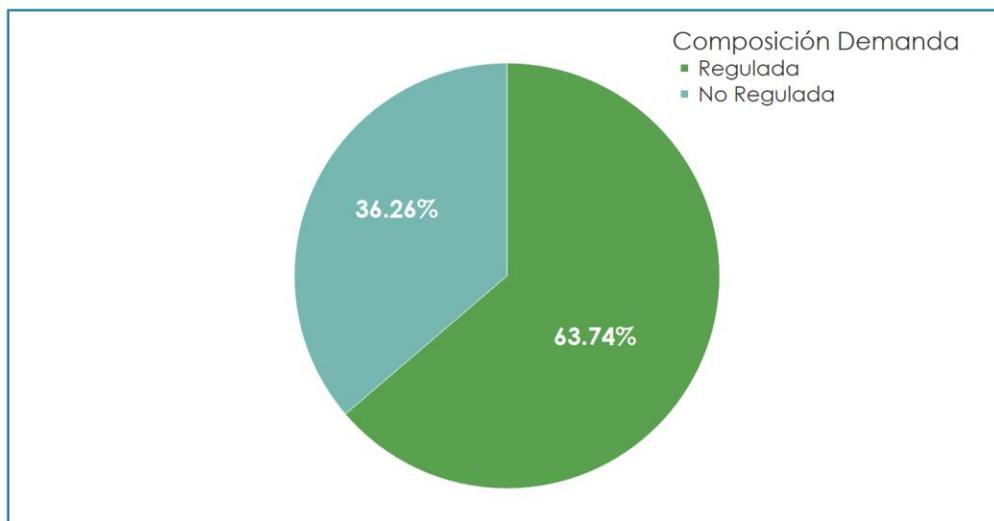
-Industrial: usuarios de Tarifas MTDp, MTDfp, MTH y Grandes Usuarios conectados a la Red de Distribución

1.2. Mercado Eléctrico Nacional

En 1996 se emitió el Decreto Número 93-96, Ley General de Electricidad (LGE), el cual establece las normas jurídicas fundamentales para facilitar la operación de las diferentes industrias que conforman el sistema eléctrico nacional.

Desde la perspectiva de la demanda coexisten dos mercados:

- a) El Mercado Regulado, constituido por la demanda de los consumidores regulados y que es atendido por tres distribuidoras privadas y 16 Empresas Eléctricas Municipales.
- b) El Mercado Mayorista, definido en la Ley como el espacio donde se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de bloques de potencia y energía a corto y largo plazo entre los agentes del mercado. Además, se establece que el funcionamiento del Mercado Mayorista se regirá de acuerdo con la ley, su reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM).



Gráfica 3.

Composición de la Demanda regulada y No Regulada, 2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

Según lo estipulado en el artículo 3 del RAMM, los productos y servicios que se negocian en el Mercado Mayorista son los siguientes:

- i. **Energía Eléctrica:** el producto de energía eléctrica se transa en el Mercado de Oportunidad y en el Mercado a Término.
- ii. **Potencia Eléctrica:** el producto de potencia se transa en el Mercado de Desvíos de Potencia y el Mercado a Término.
- iii. **Servicios Complementarios:** los servicios que se prestan en el Mercado son: 1) Servicio de Reserva Rodante Regulante, 2) Servicio de Reserva Rodante Operativa, 3) Servicio de Reserva Rápida, 4) Servicio de Demanda Interrumpible.

- iv. **Servicios de Transporte de Energía Eléctrica:** este servicio se remunera anticipadamente para permitir el uso del Sistema de Transmisión.

La información presentada en este apartado se basa en los resultados publicados en los Informes de Transacciones Económicas, informes del posdespacho, de despacho diario y otros documentos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de manera anual.

1.2.1. Datos Generales y Resumen de Indicadores

Datos Generales	2020	2021	2022	2023	2024
Producción de Energía (GWh)	12,177	13,142	13,469	14,122	14,937
- Energía Producida SNI	11,122	11,943	12,025	12,223	13,117
- Energía Importada total	1,008	1,141	1,413	1,900	1,820
Consumo de Energía (GWh)	11,709	12,619	12,912	13,601	14,412
- Energía Consumida Localmente total	10,580	11,454	11,824	12,548	13,397
- Energía Exportada total	1,063	1,116	1,035	1,053	970
Consumo Propio Generadores (GWh)	85	87	90	79	90
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	8	8	8	8	9
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	9,672	10,497	10,601	12,224	13,145
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	2,037	2,121	2,310	1,377	1,266
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,787	1,830	1,923	1,970	2,122
Factor de Carga Anual del SNI	0.7	0.7	0.7	0.8	1
Pérdidas en el SIN (GWh)	347.7	427.5	457.0	455.5	426
Promedio del Precio SPOT de la energía - USD/MWh	41.1	63.4	86.2	105.2	116
Promedio del Precio del Desvío Positivo - USD/kW mes	0.5	0.5	0.9	1.72	3
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - USD/kW mes	3.6	3.7	4.4	4.6	5
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - USD/kW mes ⁵	0.5	0.6	0.8	0.8	1
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - USD / kW mes	2.7	3.0	3.5	3.3	3
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - USD/kW mes	2.0	2.0	2.5	2.0	2
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - USD/kW mes	2.1	2.2	2.5	2.6	2
Número de Grandes Usuarios – aproximado a miles	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final – millones	3.4	3.7	4.0	4.1	4.2

Tabla 2.
Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista y de la CNEE. Consultado en julio 2025.

⁵ Refleja el precio unitario de todos los Sistemas Secundarios de Transmisión

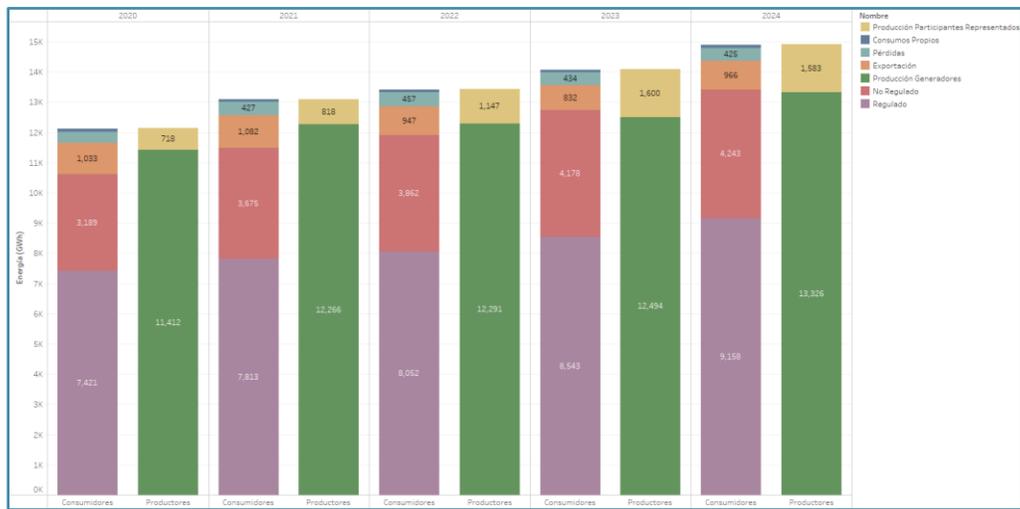
1.2.2. Energía Eléctrica

El producto de energía eléctrica se negocia tanto en el Mercado de Oportunidad como en el Mercado a Término. En el Mercado de Oportunidad, se adquiere energía de un conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía. Este precio se determina a partir del costo marginal de corto plazo que resulta del despacho económico de la oferta disponible. En el Mercado a Término, los participantes del Mercado Mayorista (MM), incluyendo las empresas distribuidoras privadas, establecen contratos, libremente pactados, en los que se especifican los plazos, las cantidades y los precios acordados entre las partes.

1.2.2.1. Consumo y Generación de Energía Eléctrica

La generación total de energía para el año 2024 fue de 14,910 GWh, de los cuales 14,122 GWh fueron producción de generadores para cubrir demanda y una cantidad de energía inadvertida de 73.25 GWh.

Se observa un aumento en el consumo local de energía con relación al año anterior, llegando a un consumo de 13,401 GWh. Las exportaciones representaron 966 GWh, lo que da un total de consumo de energía de 14,367 GWh. Además, se registraron consumos propios de generadores y transportistas de 100 GWh. La siguiente gráfica muestra la relación entre la energía consumida y la producida.



Gráfica 4.

Consumo y Producción de Energía Eléctrica en Guatemala, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en junio 2025.

El año 2024 registró un aporte de generación con energía limpia del 53.48% para el período de 2020-2024. En contraste, en 2023, este registro fue del 57.63%. La disminución en el aporte de generación con energía limpia se atribuye a los efectos del Fenómeno del Niño, que redujo la contribución de las centrales hidroeléctricas en un 3.81% de un año a otro. El

comportamiento del aporte de generación con energía limpia en 2024 fue similar al de 2021, debido a que ambos años fueron afectados por el Fenómeno del Niño.



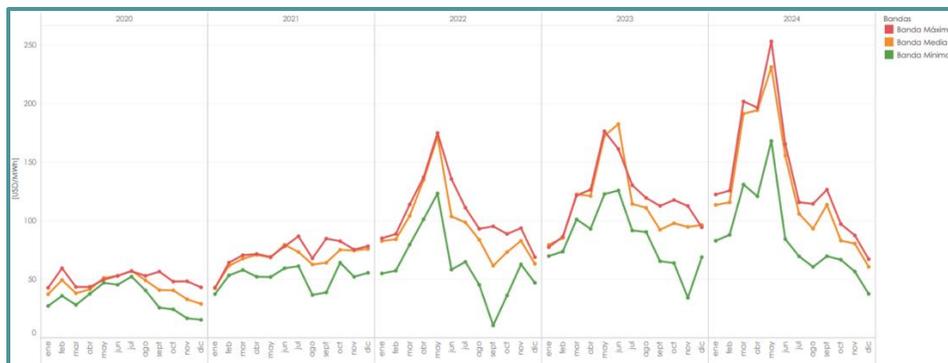
Gráfica 5.
Matriz de Generación Eléctrica, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

1.2.2.2. Precio de Oportunidad de la Energía

El precio SPOT o Precio de Oportunidad de la Energía es resultado de los costos variables de las centrales generadoras convocadas siguiendo el despacho económico según la lista de mérito. Varía de hora en hora y es establecido por la unidad generadora marginal.

Durante el primer semestre de 2024, época con menor aporte hidroeléctrico, se registró un incremento proporcional en el Precio SPOT, con relación a años previos, debido al aumento en los costos de los combustibles fósiles (bunker y carbón).



Gráfica 6.
Precio de Oportunidad de la Energía, Promedio Mensual por Banda Horaria

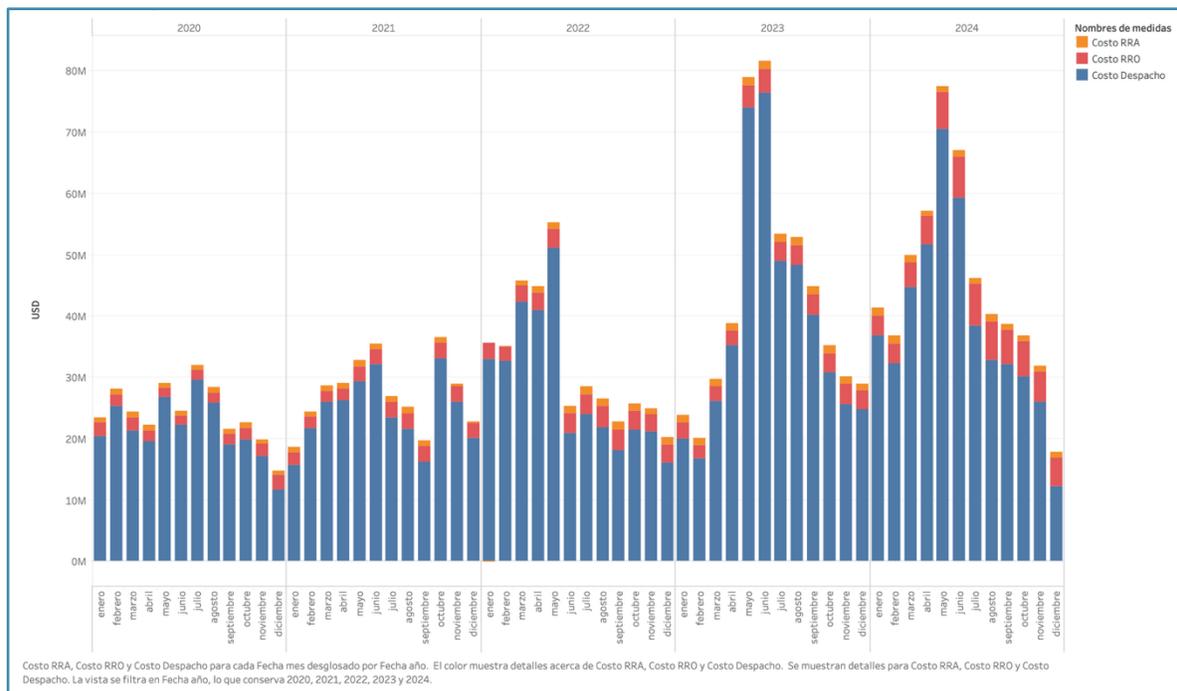
Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

1.2.2.3. Generación Forzada

En 2024 las causas con mayor incidencia en los costos de Generación Forzada fueron restricciones de arranque y parada y por Reserva Rodante Operativa⁶.

1.2.2.4. Costo Total de la Operación

El despacho económico tiene como objetivo optimizar el costo total de la operación para suministrar la demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI). El valor más alto se registró en el mes de mayo año 2024, con aproximadamente 77.47 millones de dólares estadounidenses⁷.



Gráfica 7.

Costo Total de la Operación, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

1.2.3. Potencia

La potencia es un producto que se negocia en el Mercado Mayorista (MM) a través del Mercado a Término. Además, es el único producto que se liquida en el Mercado de Desvíos de Potencia. Durante los años 2019 y 2020, se produjeron cambios significativos en la capacidad efectiva debido al retiro de centrales del Sistema Nacional Interconectado (SNI) por iniciativa propia, así como a la disminución de los resultados de las pruebas de potencia

⁶ Información disponible en el Informe Estadístico 2020-2024. (2025). Guatemala.

<https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=12174>

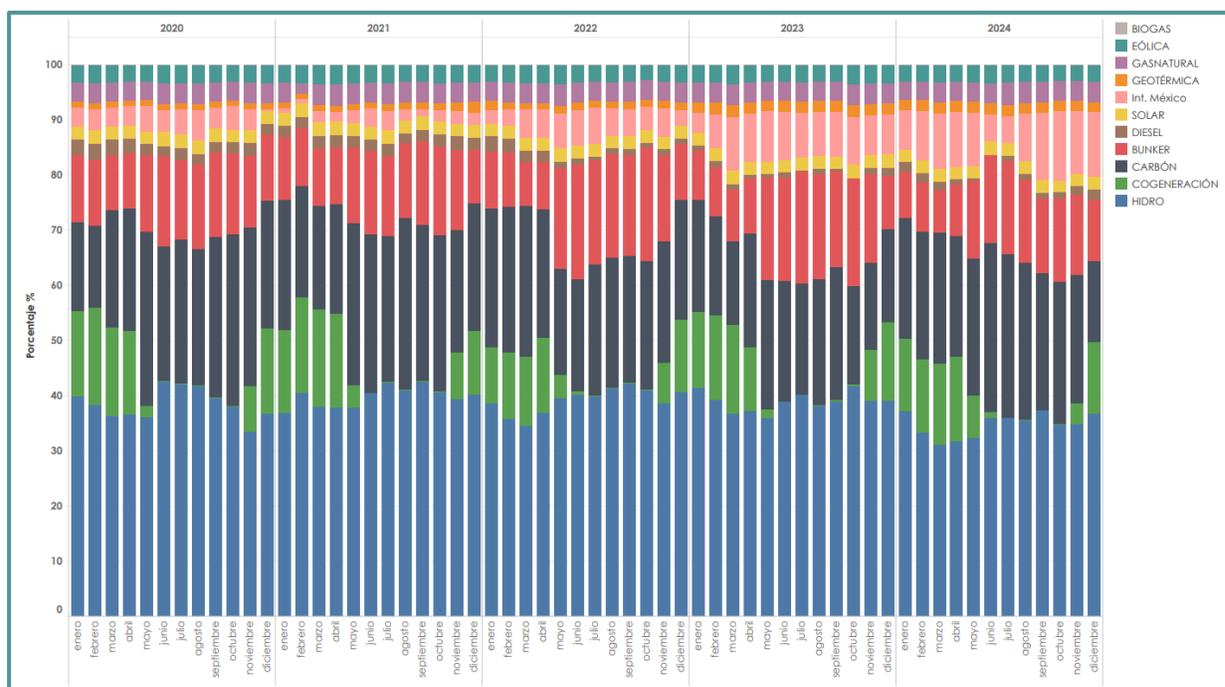
⁷ Idem.

máxima en las centrales. En el año 2024, la capacidad efectiva total en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) aumentó en 124.4 MW en comparación con el año anterior, gracias a la incorporación de las centrales GDR Fotovoltaicas Planta Solar Palo Blanco, Planta Solar Obispo, Planta Solar San Antonio, Santa Clara Energy, Parque Solar el Cardenal y Parque Solar el Arzobispo con 3.1 MW, 4.88 MW, 4.88 MW, 5 MW, 4.88 MW y 4.88 MW de capacidad autorizada, respectivamente. Adicionalmente, se integraron al sistema las centrales térmicas Las Palmas II, con una capacidad de 73.55 MW, y Ocultún, con 12.52 MW.

1.2.3.1. Oferta

En el año 2024, la capacidad efectiva del sistema es de 3,559.18 MW y estuvo disponible en promedio en un 75.5 % del tiempo total.

A continuación, se presenta el porcentaje de Potencia Disponible, por tipo de tecnología, durante el período de 2020 a 2024. Se observa que las centrales hidroeléctricas reportan la mayor potencia disponible, seguidas de las centrales térmicas que utilizan carbón como combustible; asimismo, se puede observar el efecto de la estacionalidad, principalmente de la biomasa.



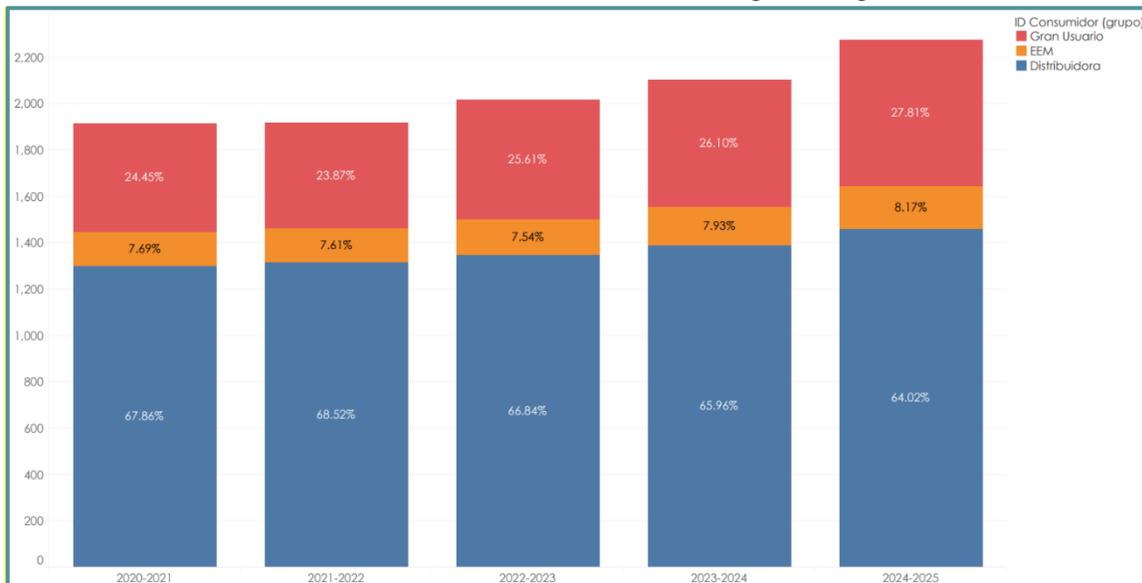
Gráfica 8.
Potencia Disponible para el Despacho, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

1.2.3.2. Demanda

En el Año Estacional 2023-2024, la Demanda Firme correspondiente a las empresas distribuidoras se dividió de la siguiente manera: EEGSA (33%), DEORSA (15.48%) y DEOCSA (17.48%), lo que representa un total del 65.96% de la Demanda Máxima Proyectada. Para

las Empresas Eléctricas Municipales, hubo un aumento del 0.39% en la Demanda Firme, mientras que para los Grandes Usuarios se registró un aumento del 0.49% en comparación con el año 2022-2023. Esta información se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 9.

Evolución de la Demanda Firme Total por Participante Consumidor, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

1.2.3.3. Mercado de Desvíos de Potencia

Normalmente predominan los desvíos de potencia positivos, los cuales están relacionados con la disponibilidad de la capacidad del parque generador. Sin embargo, en marzo y mayo de 2024 se registraron los desvíos de potencia negativos más significativos de los últimos 5 años, siendo marzo el mes más relevante con una potencia de -247 MW. Estos desvíos pueden ocurrir cuando los Participantes Consumidores no cubren su Demanda Firme o cuando existe una diferencia significativa entre la Demanda Firme Efectiva y la Demanda Firme. Para los participantes productores, los desvíos pueden deberse a un excedente o una falta de potencia comprometida en contratos de suministro⁸.

1.2.4. Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son necesarios para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y se establecen en las Normas Técnicas y de Coordinación. Estos servicios garantizan el nivel de calidad y el margen de confiabilidad requeridos.

1.2.4.1. Reserva Rodante Operativa (RRO)

Antes de la modificación normativa que se realizó en diciembre de 2020 -aprobada mediante las resoluciones CNEE-294-2020 y CNEE-295-2020 y que permitió que la Reserva Rodante Operativa (RRO) fuera variable acompañando los incrementos y decrementos de

⁸ Idem.

la demanda-, el precio promedio por RRO era mayor que el precio SPOT. Sin embargo, entre los años 2020 y 2021, se ha observado una reducción en los precios promedio de oferta de RRO. En el año 2023 se tuvo un precio promedio de RRO de 62.92 USD/MWh, mientras que para 2024 fue de 80.27 USD/MWh, por lo que se observa un incremento de 27.58% en los precios ofertados durante el 2023. Para el año 2024 se tuvo un coeficiente de correlación de -0.13 entre el POE promedio y el precio promedio de RRO, es decir, durante el año 2024 se tuvo una correlación débil entre el POE y los precios de la RRO por lo que los precios de la RRO no presentan asociación lineal con el POE.



Gráfica 10.

Precio Liquidado Promedio Ponderado y Precio SPOT Promedio Mensual, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio 2025.

El pago por el servicio de RRO es realizado por los participantes consumidores, incluyendo también los costos asociados a la generación forzada. Los distribuidores son los que realizan los mayores pagos por RRO. En el año 2024, el monto por generación forzada asociada a RRO se incrementó en un 70% aproximadamente en comparación con el año 2024⁹.

1.2.4.2. Reserva Rápida (RRA)

La Reserva Rápida (RRA) tiene como objetivo cubrir desequilibrios entre la generación y la demanda causados por contingencias, fallas o interrupciones en la transmisión y generación de energía. Para el año 2024, la potencia asignada para el servicio de RRA ha experimentado un decremento en comparación con años anteriores, con un promedio de alrededor de 158.5 MW, una disminución de 2.88% respecto al año 2023. La potencia promedio para el período de 2020 a 2024 oscila entre 105 MW y 165 MW. En el año 2024, la

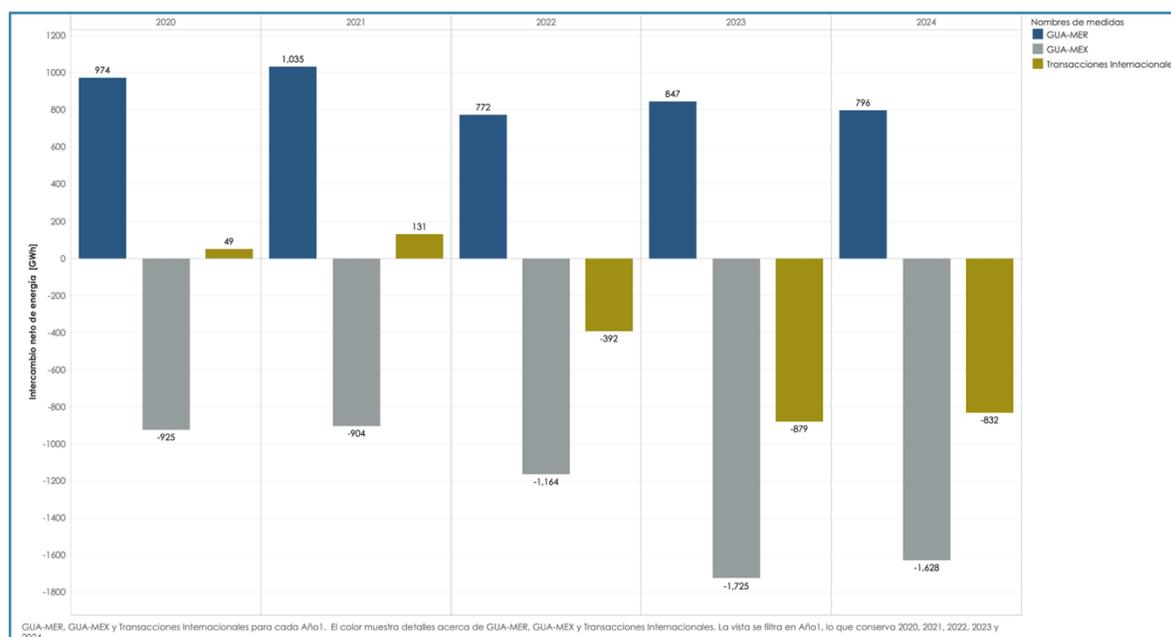
⁹ Idem.

central Arizona fue la que recibió la remuneración más alta por el servicio de RRA, con un monto de USD 3.74 millones¹⁰.

Los participantes consumidores son responsables de pagar por el servicio de RRA y se observa que, para el año 2024, el 63.75% de los pagos han sido realizados por los agentes distribuidores y las empresas eléctricas municipales¹¹.

1.3. Transacciones Internacionales

Este apartado proporciona información estadística sobre las transacciones realizadas por los participantes del Mercado Mayorista (MM) con el Mercado Eléctrico Regional (MER) y el Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano (MEM). En el año 2024, se registra un intercambio neto negativo en el volumen de las transacciones internacionales, con un total de 832 GWh. Además, se observa una disminución del 5.6% en el intercambio neto desde México en comparación con el año 2023.



Gráfica 11.

Inyecciones y Retiros de Energía en el MER, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional (EOR) y del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

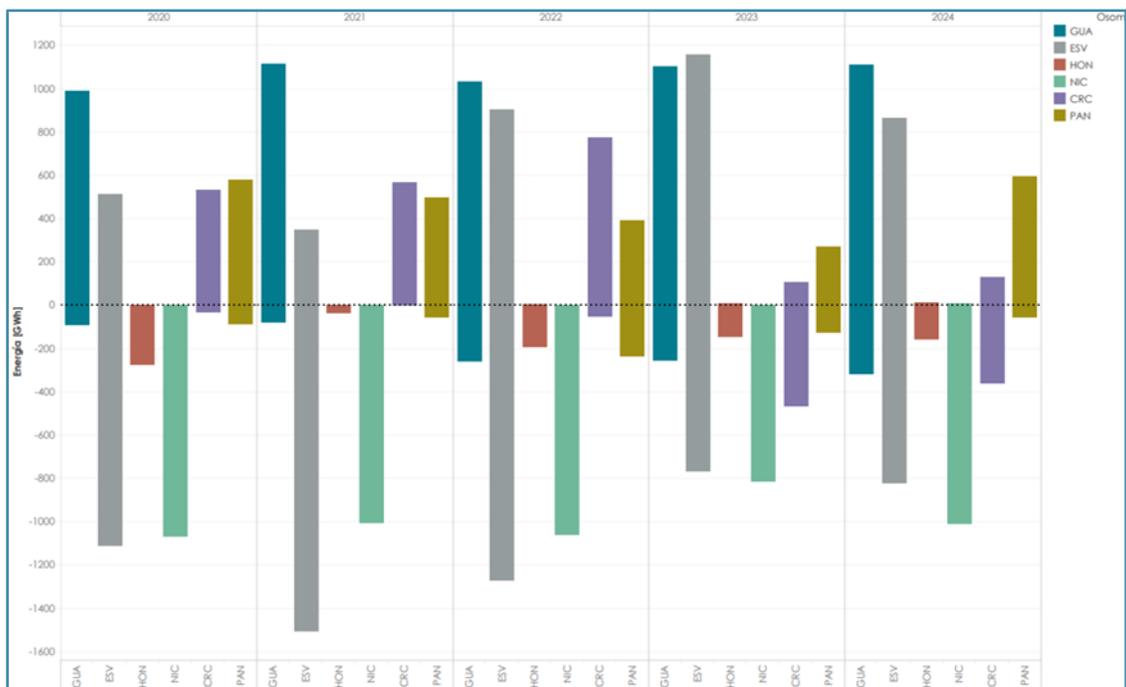
La inyección de energía desde Guatemala ha disminuido desde el año 2020 y en el año 2024 se registró un aumento del 12% en comparación con dicho año. Por otro lado, Panamá experimentó el mayor incremento en su inyección, con más del doble de inyección en el año 2024 en comparación con el año 2023.

¹⁰ *Idem*.

¹¹ Información adicional y detallada sobre el Mercado Mayorista se encuentra disponible en el siguiente enlace:

Informe Estadístico del Mercado Mayorista 2020-2024

<https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=12174>



Gráfica 12.

Inyecciones y Retiros con los Países Integrados del MER, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional (EOR). Consultado en julio de 2025.

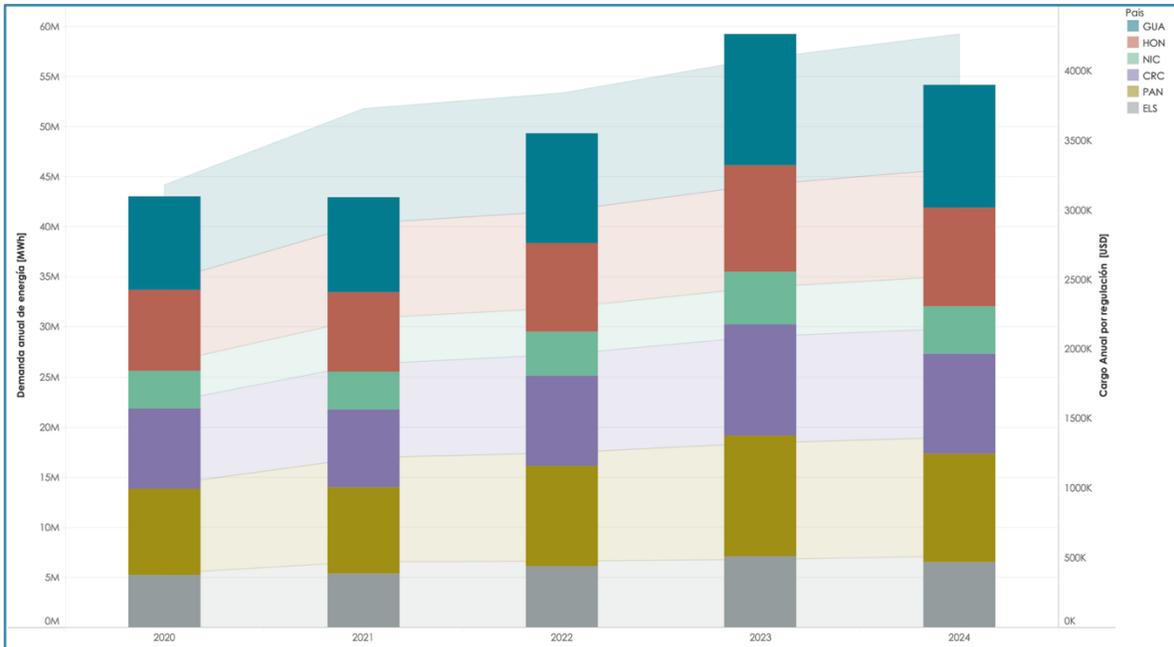
1.3.1. Cargos en el Mercado Eléctrico Regional

Guatemala representa aproximadamente el 20% de la demanda de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER). En la Tabla 3 se presentan los cargos de 2024 agrupados por país, que se liquidaron en el MER por concepto de regulación y operación, asimismo por cargo complementario. El cargo complementario es el monto que se recolecta de la demanda, considerando los aportes mediante la Compensación Mensual del MER, para pagar el Ingreso Autorizado Regional que se reconoce por tramo de la línea SIEPAC a la Empresa Propietaria de la Red (EPR).

País	Cargo por Regulación (USD)	Cargo por Operación (USD)	Cargo Complementario (USD)
Guatemala	882,599	2,153,985	6,278,062
El Salvador	468,798	1,144,040	7,053,369
Honduras	704,119	1,718,089	3,867,010
Nicaragua	344,133	839,798	6,656,800
Costa Rica	718,517	1,752,939	19,030,657
Panamá	780,447	1,904,563	3,725,687
Total	3,898,613	9,513,414	46,611,585

Tabla 3.

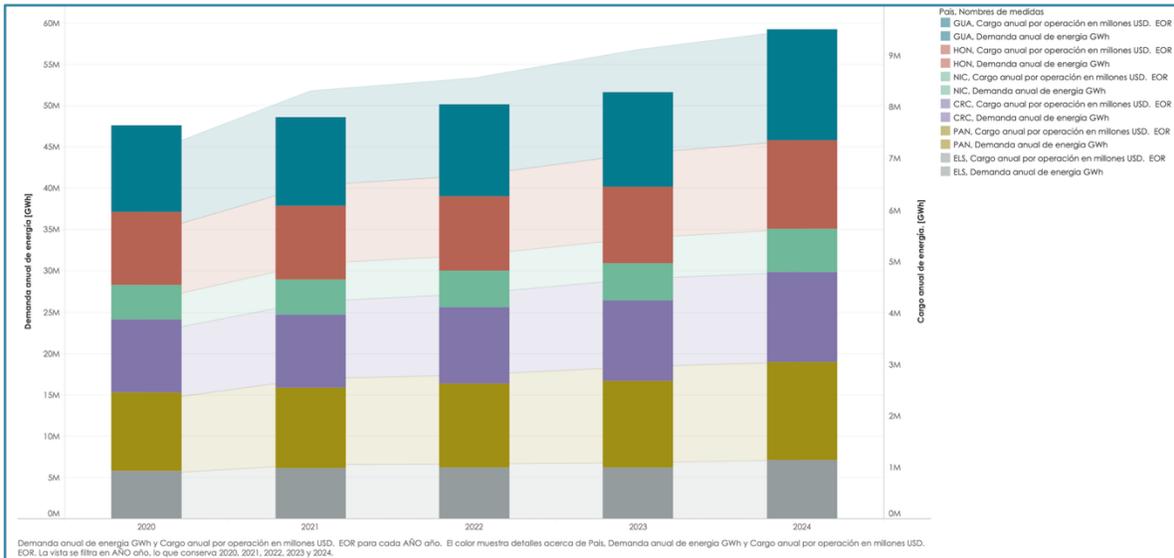
Cargos Regionales, 2024



Gráfica 13.

Cargos de Regulación en el MER

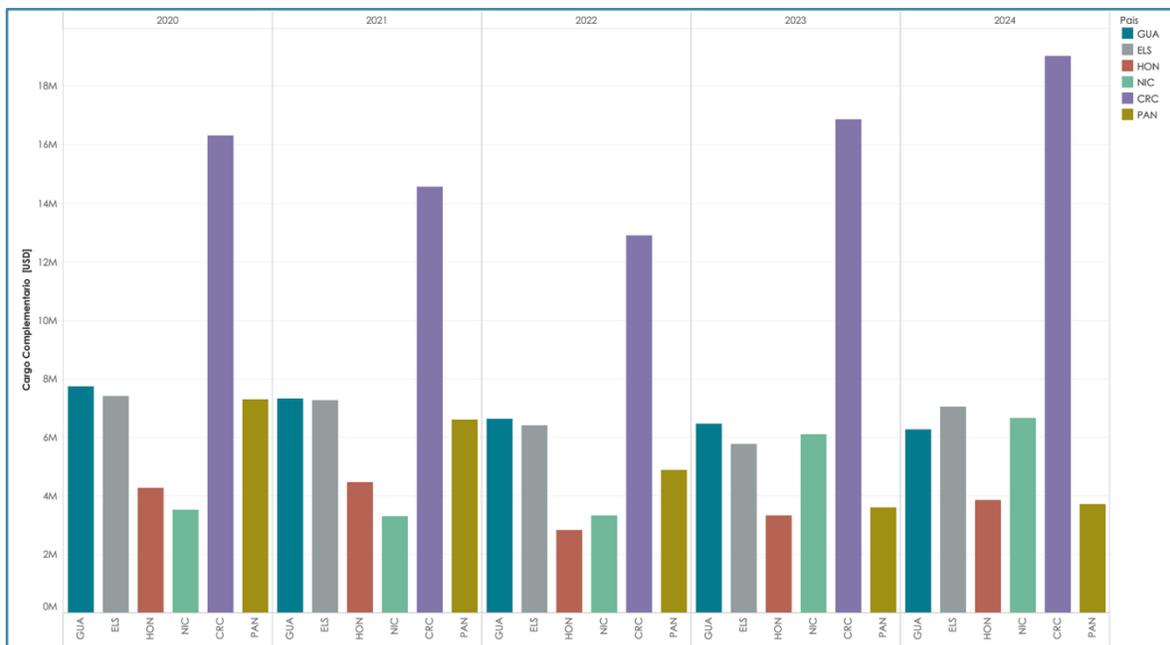
Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional. Consultado en julio de 2025.



Gráfica 14.

Cargos de Operación en el MER

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional. Consultado en julio de 2025.



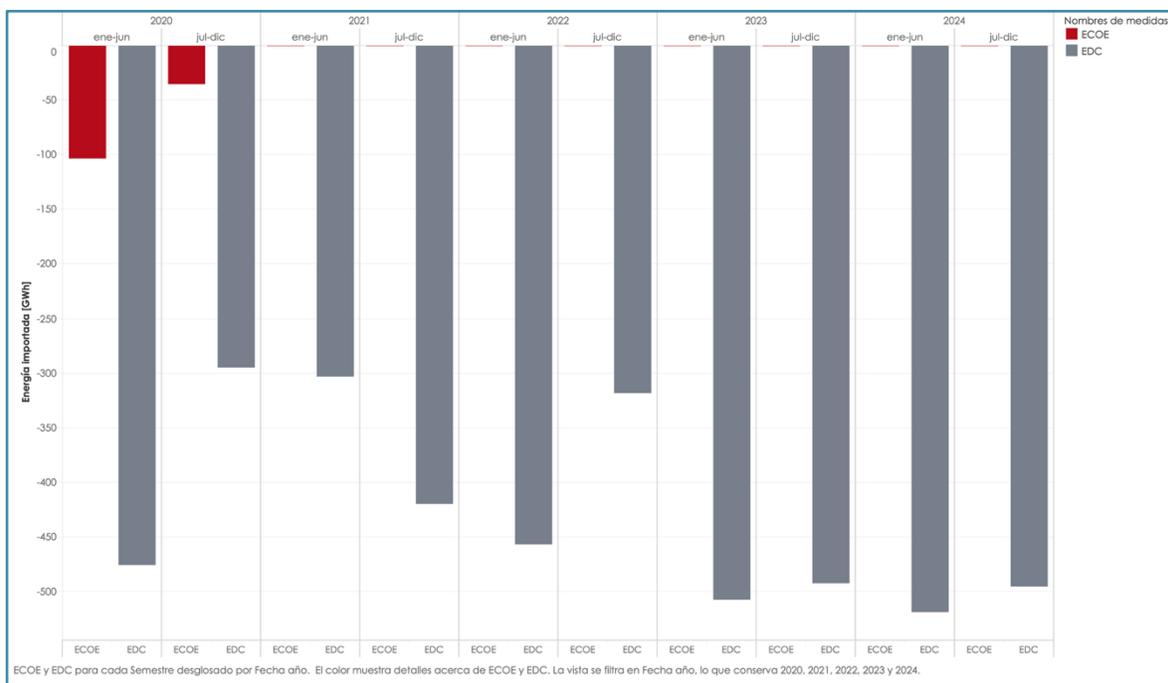
Gráfica 15.

Cargos Complementarios Asignados en la Región y en Guatemala

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional. Consultado en julio de 2025.

1.3.2. Interconexión entre Guatemala y México

La interconexión entre Guatemala y México inició su operación comercial el 10 de octubre de 2010. A través de esta interconexión se transmite energía mediante contratos firmes o transacciones de oportunidad entre ambos países. En la actualidad, la única transacción por contrato firme corresponde a la importación de potencia y energía eléctrica de Energía del Caribe, S.A. (asociado a una potencia de 120 MW).

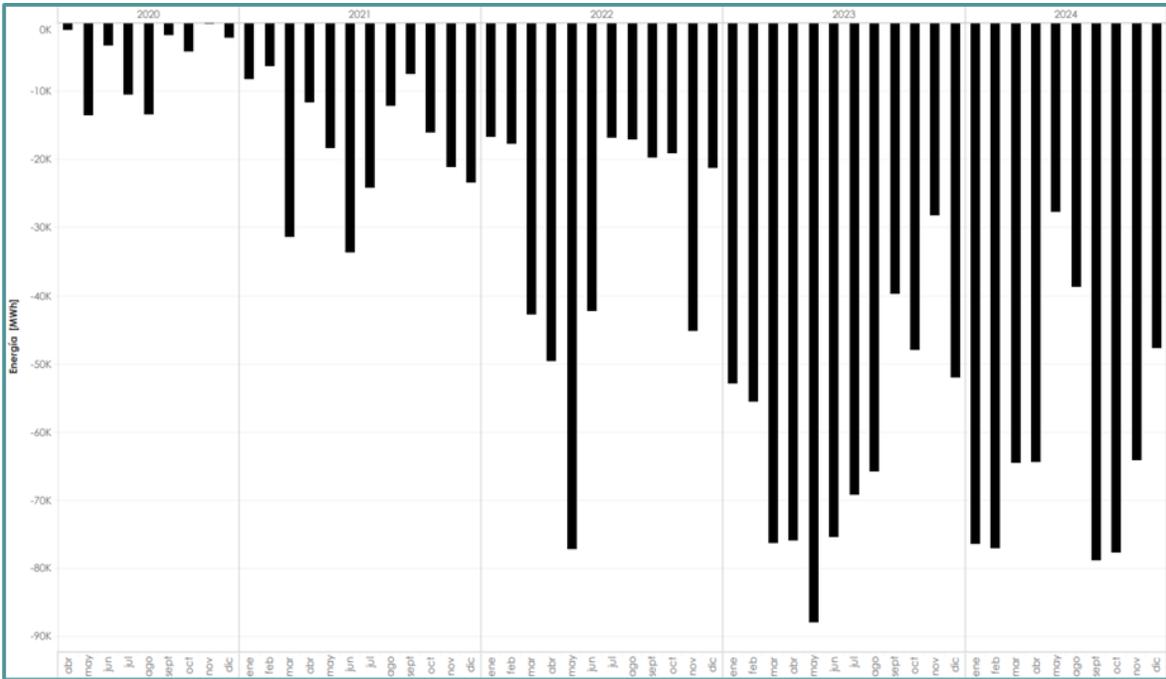


Gráfica 16. Importación de Energía por Contratos Firmes desde la Interconexión Guatemala – México, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2025.

Las transacciones de oportunidad, ya sea de inyección o retiro, se programan diariamente de acuerdo con los Convenios Maestro y de Coordinación entre Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México y el AMM. Las importaciones de oportunidad se han incrementado considerablemente desde 2020, año en el cual se importaron aproximadamente 50 GWh, mientras que en 2024 se importaron 616 GWh. En el 2024, se exportaron 3 GWh, siendo la mayoría de esta energía exportada en los meses de junio, julio y agosto. En el 2020, se exportó un total de 33.8 GWh¹².

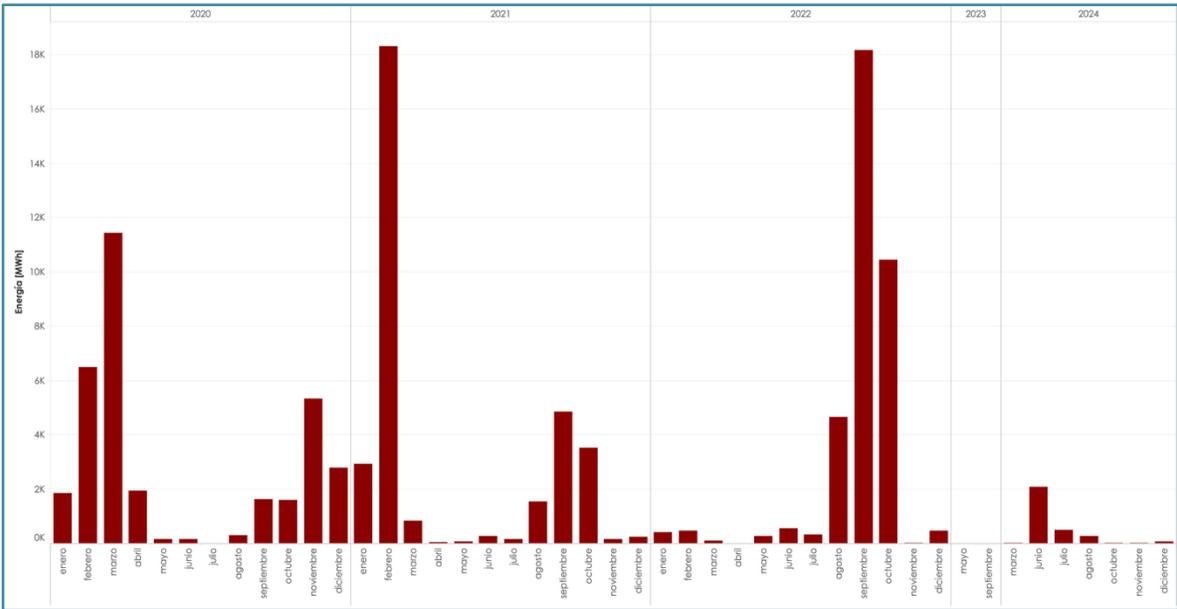
¹² Información adicional y detallada sobre las Transacciones Internacionales de Guatemala, se encuentra disponible en el siguiente enlace:
Informe Estadístico de Transacciones Internacionales 2020-2024
<https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=12180>



Gráfica 17.

Importación de Energía de Oportunidad, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista. Consultado en julio de 2025.



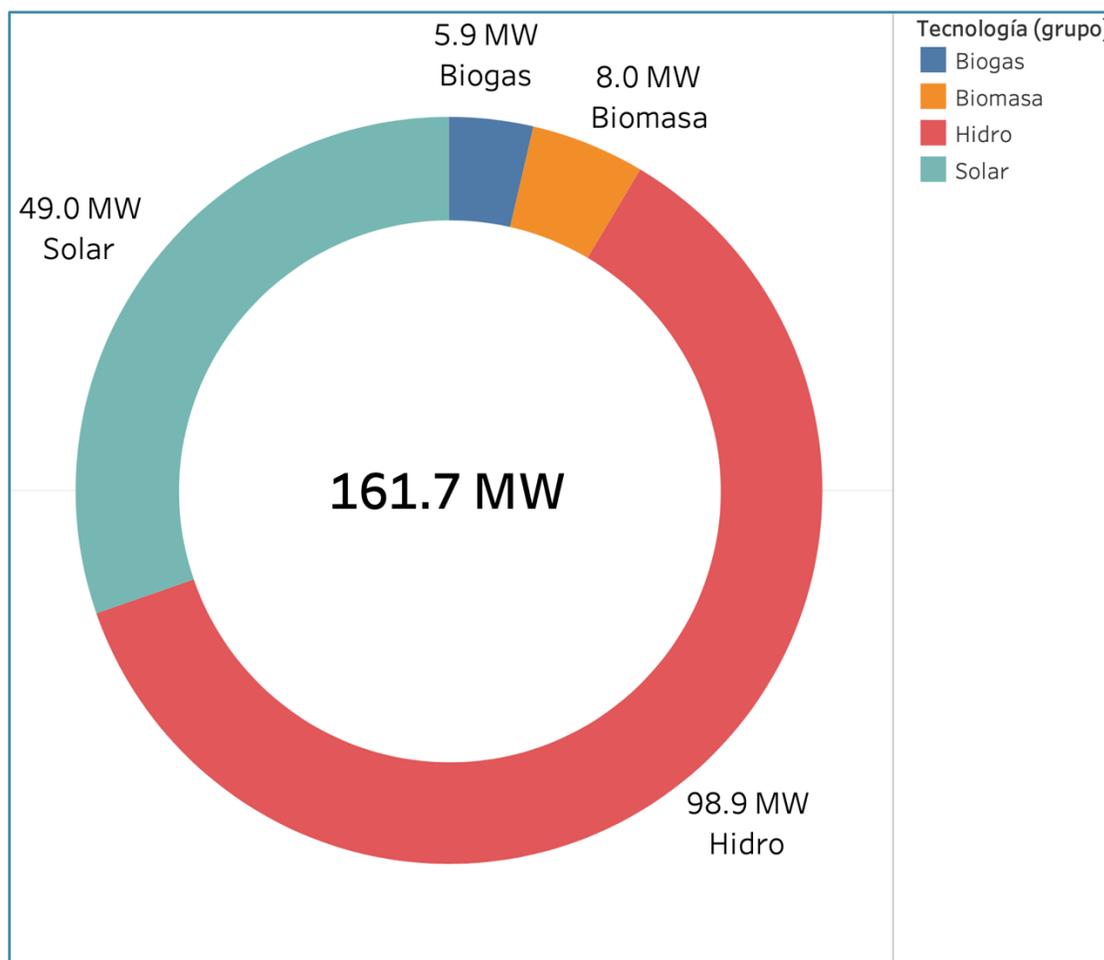
Gráfica 18.

Exportación de Energía de Oportunidad, 2020-2024

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista. Consultado en julio de 2025.

1.4. Generación Distribuida Renovable (GDRs)

Desde la implementación de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía y sus reformas, la cual se aplica a instalaciones de hasta 5 MW, se ha instalado aproximadamente una capacidad de 162 MW al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de las redes de distribución. En la actualidad, se encuentran conectadas al SNI cuatro tecnologías de Generación Distribuida Renovable: hidroeléctrica, fotovoltaica, biogás y biomasa. Estas tecnologías están distribuidas de la siguiente manera:

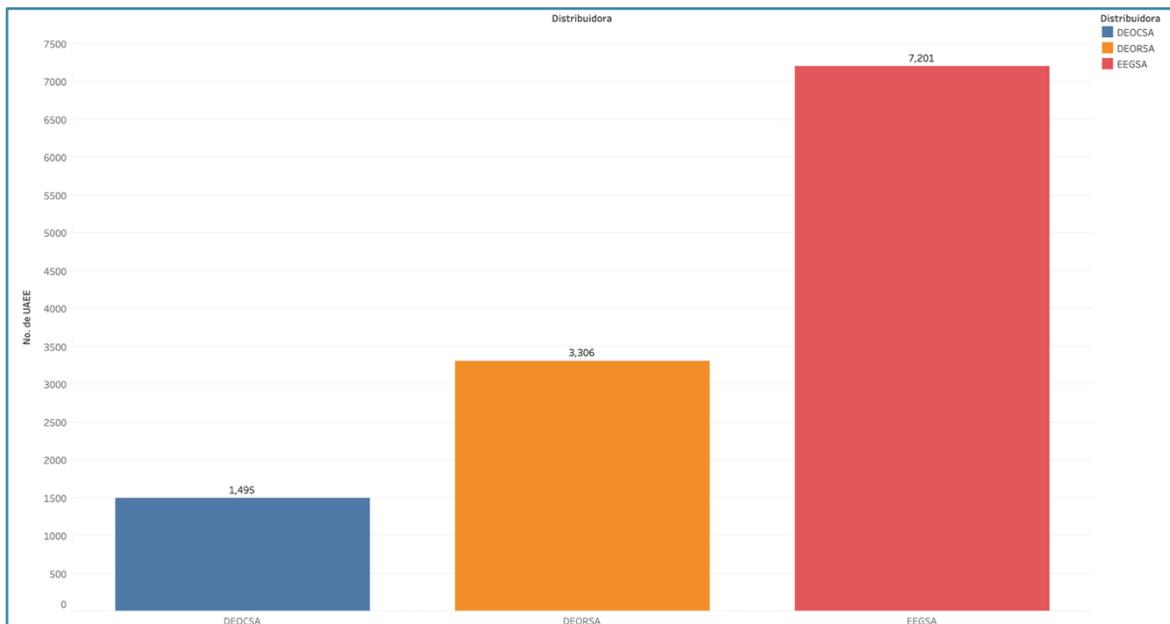


Gráfica 19. Potencia Instalada de GDRs por Tecnología, 2024

Fuente: elaboración propia. CNEE. 2025.

1.4.1. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE)

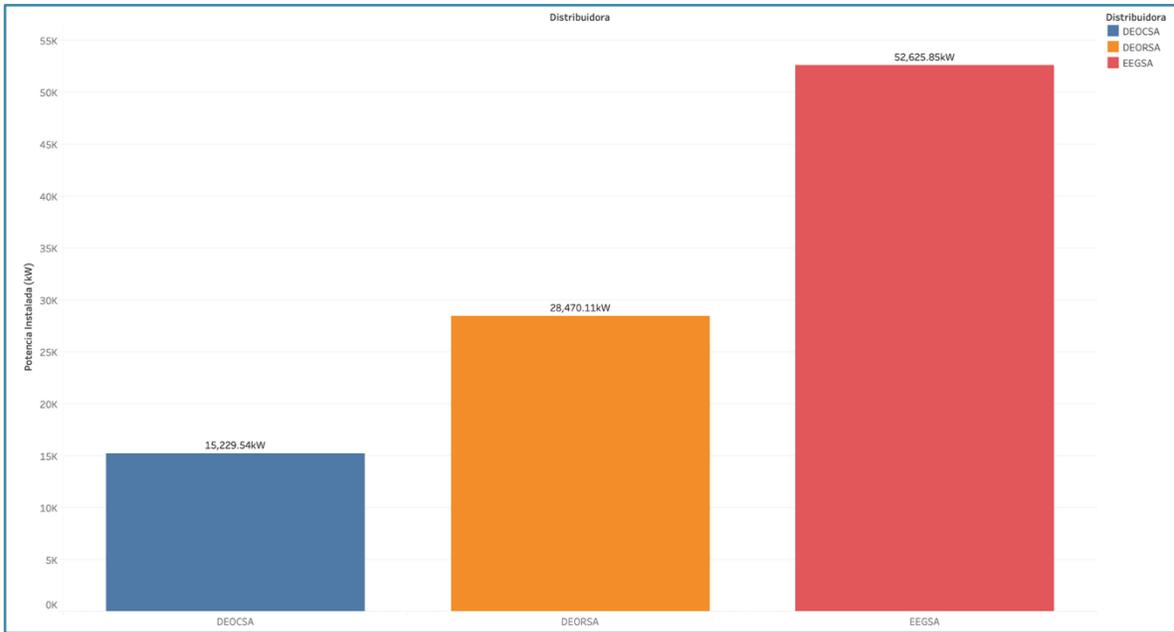
Los usuarios del sistema de distribución que inyectan energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, desde sus propias instalaciones de consumo, y que no reciben remuneración por los excedentes producidos, se conocen como Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE). Hasta el año 2024, se han instalado un total de 12,002 UAEE. A continuación, se presenta el total por distribuidora en el año 2024:



Gráfica 20.
Total, de UAEE por Distribuidora, 2024
Fuente: elaboración propia. CNEE. 2025.

EEGSA es la distribuidora con la mayor capacidad instalada de UAEE, alcanzando un total de 52.6 MW, lo que representa el 54.6% de la potencia instalada. Le sigue DEORSA y, en último lugar, DEOCSA. En conjunto, estas tres distribuidoras suman aproximadamente 96.3 MW hasta el año 2024¹³.

¹³ Información adicional y detallada sobre Usuarios Autoprodutores y Generadores Distribuidos Renovables, se encuentra disponible en el siguiente enlace:
Informe Estadístico de UAEE y GDR 2019-2023
<https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=11400>



Gráfica 21.
Capacidad Instalada de UAEE por Distribuidora, 2024
Fuente: elaboración propia. CNEE. 2025.

2.

TARIFAS

ÍNDICE TARIFAS

2.	TARIFAS	28
2.1.	Evolución Histórica de La Tarifa Social y No Social del 2019 a 2024	32
2.1.1	Composición de la Tarifa Social y No Social	37
2.2	Usuarios, Consumos y Facturación Del Servicio	40
2.2.1.	Distribución de Usuarios por Departamento año 2024	40
2.3 .	Monto Facturado por Consumo de Energía y Potencia	42
2.3.1	Montos Anuales Facturados por Ventas de Energía y Potencia Máxima Año 2024, EEGSA (GTQ)	42
2.3.2	Montos Anuales Facturados por Ventas de Energía y Potencia 2024, DEOCSA (GTQ)	43
2.3.3	Montos Anuales facturados por Ventas de Energía y Potencia 2024, DEORSA (GTQ)	44
2.4	Aporte INDE	45
2.4.1	Monto Total de Aporte Social INDE en el 2024 por Departamento	47
2.4.2	Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE	48
2.5	Costos Correspondientes a EEGSA	49
2.5.1	Compras de Energía Mensual por Tipo de Contrato	49
2.5.2	Compras de Potencia Mensual Por tipo de Contrato	51
2.5.3	Consolidado de Compras Mensuales de Energía y Potencia	52
2.6	Costos Correspondientes a DEOCSA	53
2.6.1	Compras de Energía Mensual por Tipo de Contrato	54
2.6.2	Compras de Potencia Mensual por Tipo de Contrato	55
2.6.3	Consolidado de Compras Mensuales de Energía y Potencia	57
2.7	Costos Correspondientes a DEORSA	58
2.7.1	Compras de Energía Mensual por Tipo de Contrato	58
2.7.2	Compras de Potencia Mensual por Tipo de Contrato	60
2.7.3	Consolidado de Compras Mensuales de Energía y Potencia	61
2.7.4	Contratos de Suministro Vigentes para las Dsitribuidoras	61
2.8	Empresas Eléctricas Municipales – EEMs –	65

No. de Gráfica	Nombre	Pág.
Gráfica 1.	EEGSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	32
Gráfica 2.	DEOCSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	33
Gráfica 3.	DEORSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	33
Gráfica 4.	EEM de Gualán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 5.	EEM Guastatoya Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 6.	EEM Huehuetenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 7.	EEM de Jalapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 8.	EEM de Joyabaj Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 9.	EEM Puerto Barrios Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 10.	EEM Quetzaltenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 11.	EEM de San Marcos Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 12.	EEM San Pedro Pinula Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 13.	EEM San Pedro Sac. Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Grafica 14.	EEM de Tacana Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	36
Grafica 15.	EEM Santa Eulalia Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	36
Grafica 16.	EEM de Zacapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	36
Grafica 17.	EEM de Patulul Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	36
Grafica 18.	EEM de Retalhuleu Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	36
Gráfica 19.	EEM de Ixcán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	36
Grafica 20.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de EEGSA del 2022 al 2024	37
Gráfica 21.	Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de EEGSA del 2022 al 2024	37
Gráfica 22.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEOCSA del 2022 al 2024	38
Gráfica 23.	Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEOCSA del 2022 al 2024	38
Grafica 24.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEORSA del 2021 al 2023	39
Gráfica 25.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEORSA del 2022 al 2024	39
Gráfica 26.	Distribución espacial del Total de Usuarios de las Distribuidoras (en miles de usuarios)	40
Gráfica 27.	Distribución espacial de Usuarios de la Tarifa Social para las Distribuidoras (en miles de usuarios)	41
Gráfica 28.	Distribución espacial de Usuarios de la Tarifa No Social para las Distribuidoras en miles de usuarios)	41
Gráfica 29.	Ventas anuales de Energía [GTQ]	42
Gráfica 30.	Ventas anuales de Potencia máxima [GTQ]	43
Grafica 31.	Ventas de Energía [GTQ]	43
Gráfica 32.	Ventas anuales de Potencia máxima [GTQ]	44
Grafica 33.	Ventas de Energía [GTQ]	44

No. de Gráfica	Nombre	Pág.
Gráfica 34.	Ventas Anuales de Potencia Máxima [GTQ]	45
Gráfica 35.	Aporte EEGSA [MQ]	47
Gráfica 36.	Aporte DEOCSA [MQ]	47
Gráfica 37.	Aporte DEORSA [MQ]	48
Gráfica 38.	Promedio de Usuarios Beneficiados Mensualmente Durante 2024 con Aporte INDE, EEGSA	48
Gráfica 39.	Compras de Energía EEGSA para el Año 2024 en GWh.	49
Gráfica 40.	Compras de Energía EEGSA para el Año 2024 en Millones de Quetzales	50
Gráfica 41.	Compras de Potencia EEGSA para el Año 2024 en MW.	51
Gráfica 42.	Compras de Potencia EEGSA para el Año 2024 en Millones de Quetzales.	51
Gráfica 43.	Evolución de Costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de EEGSA para el año 2024.	52
Gráfica 44.	Compras de Energía DEOCSA para el año 2024 en GWh.	54
Gráfica 45.	Compras de Energía DEOCSA en Millones de Quetzales Para el año 2024.	54
Gráfica 46.	Compras de Potencia DEOCSA para el Año 2024 en MW.	55
Gráfica 47.	Compras de Potencia DEOCSA para el Año 2024 en Millones de Quetzales	56
Gráfica 48.	Evolución de Costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEOCSA para el año 2024	57
Gráfica 49.	Compras de Energía DEORSA para el Año 2024 en GWh	58
Gráfica 50.	Compras de Energía DEORSA en Millones de Quetzales para el Año 2024	59
Gráfica 51.	Compras de Potencia DEORSA en MW para el año 2024	60
Gráfica 52.	Compras de Potencia DEORSA en Millones de Quetzales para el Año 2024	60
Gráfica 53.	Evolución de Costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEORSA para el Año 2024.	61
Gráfica 54.	Cantidad de Usuarios en Tarifa Social y Tarifa no Social para las Empresas Eléctricas Municipales	65
Gráfica 55.	Demanda Firme y Facturación Media de Energía de las Empresas Eléctricas Municipales Durante el Año 2024.	66
Gráfica 56.	Evolución del Peaje Anual de Transmisión del Sistema Principal y Sistema Secundario.	66
Gráfica 57.	Monto de Peaje Máximo Resultante de la Gestión de Expedientes Durante el Año 2024	67

2. Tarifas

2.1 Evolución Histórica de La Tarifa Social y No Social del 2019 a 2024

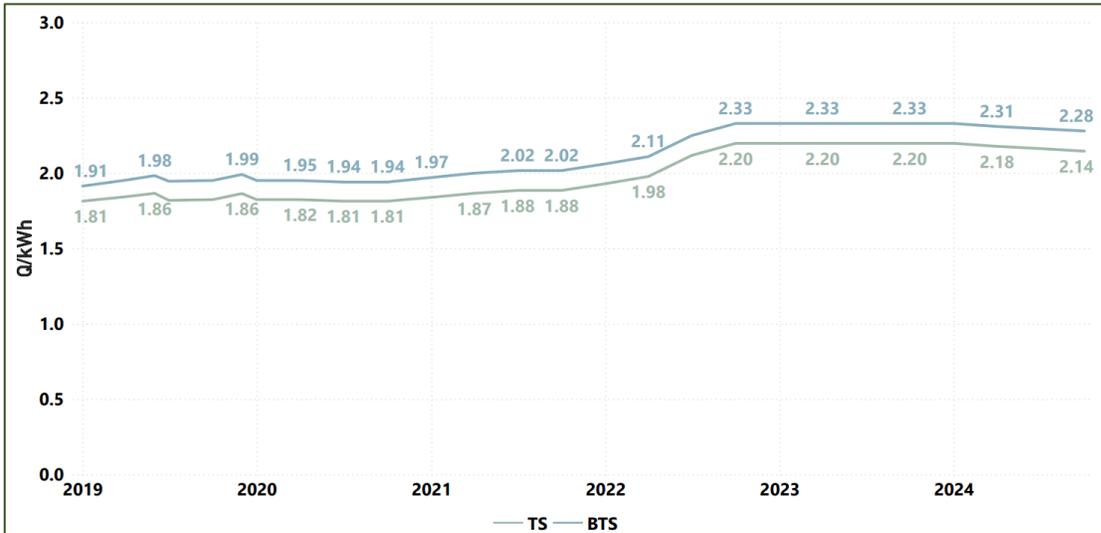
A continuación, se presentan una serie de gráficas que presentan la evolución del comportamiento de las Categorías Baja Tensión Simple Social y Baja Tensión Simple de las 19 distribuidoras que operan en el país.



Gráfica 1.

EEGSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

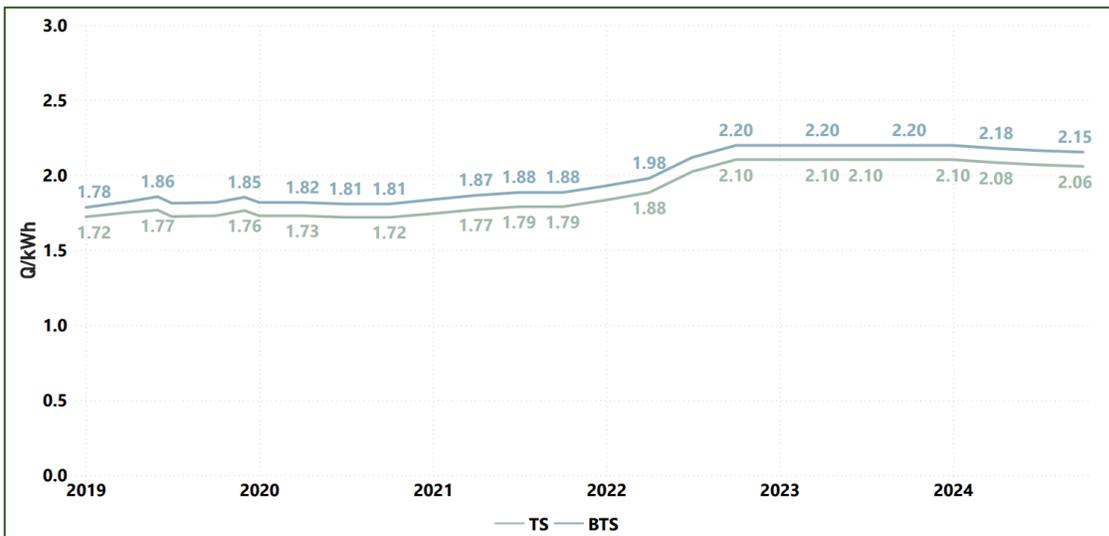
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 2.

DEOCSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 3.

DEORSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

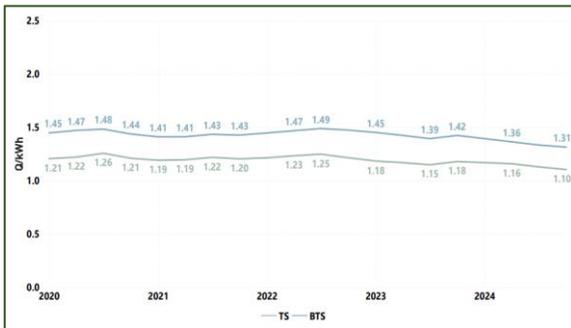
Las gráficas presentadas corresponden a las tres principales distribuidoras, Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA), Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA) y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA), las cuales atienden a aproximadamente el 94% de los usuarios regulados del país.

Estas tres distribuidoras no tuvieron variaciones en sus tarifas, **registrando un comportamiento estable durante el 2024 con un ligero decremento al finalizar dicho año**, aún cuando los

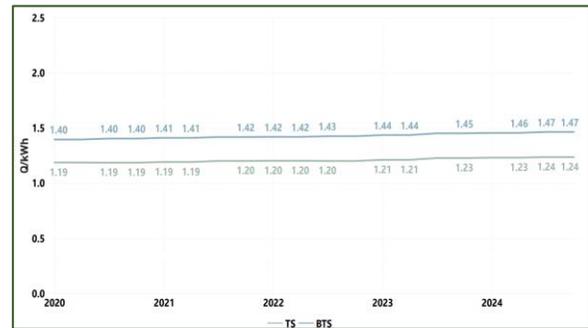
precios internacionales de combustible mostraron una tendencia general de volatilidad durante los años 2023 y 2024, influenciada en buena proporción por factores geopolíticos.

En cuanto a las empresas eléctricas municipales, se observa un comportamiento estable en las tarifas, con algunas excepciones. La estabilidad histórica en las tarifas de las Empresas Eléctricas Municipales se debe fundamentalmente a los contratos de suministro que tienen con su proveedor, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), los cuales tienen precios fijos de energía y potencia en varios contratos durante la vigencia de los mismos, teniendo oscilaciones menores en las tarifas, básicamente en función del comportamiento de las ventas de las distribuidoras.

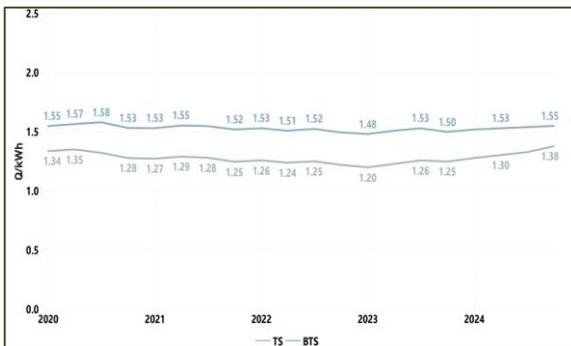
Un caso particular es el de la Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, que tiene un contrato de suministro de energía y potencia con el INDE con una característica de precios incrementales. Dicho contrato fue suscrito en el año 2020 e inicia con precios bajo la media hasta alcanzar precios de suministro de energía y potencia similares a los de las demás empresas eléctricas municipales en el 2025.



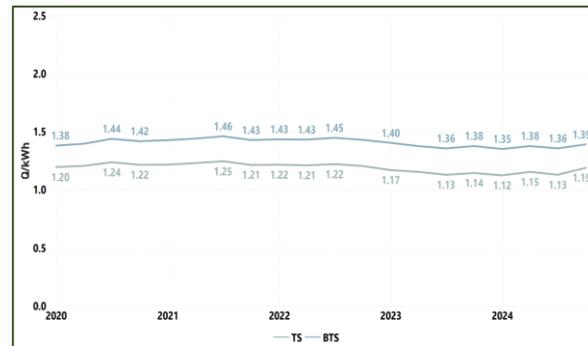
Gráfica 4.
EEM de Gualán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



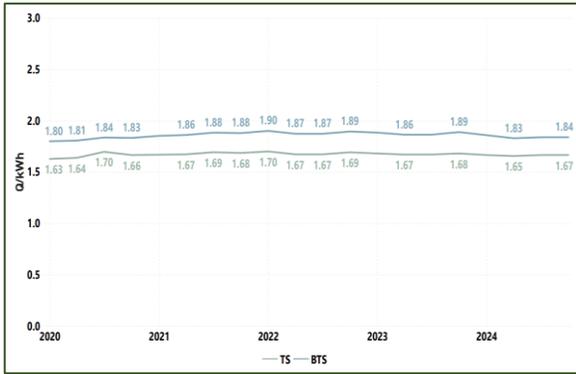
Gráfica 6.
EEM Huehuetenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 5.
EEM Guastatoya Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



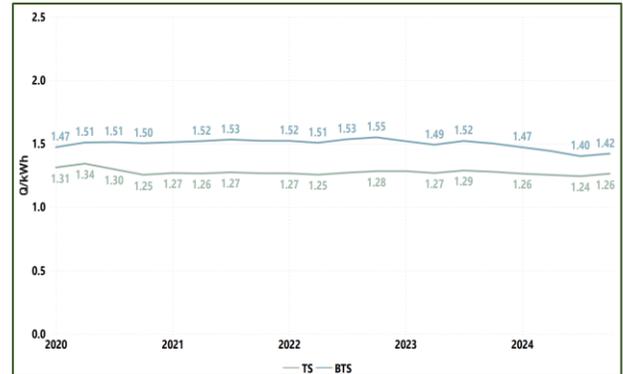
Gráfica 7.
EEM de Jalapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 8.

EEM de Joyabaj Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

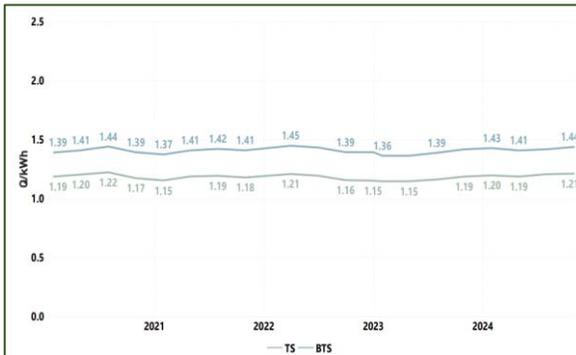
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 11.

EEM de San Marcos Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

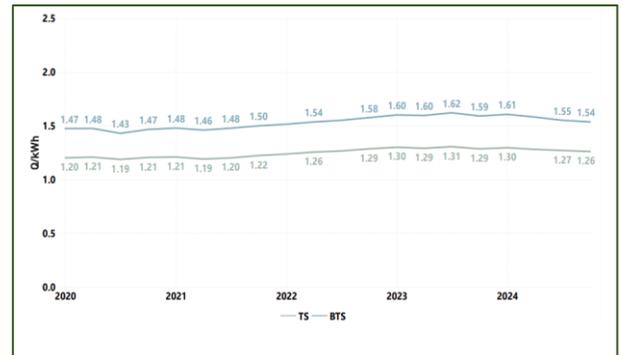
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 9.

EEM Puerto Barrios Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

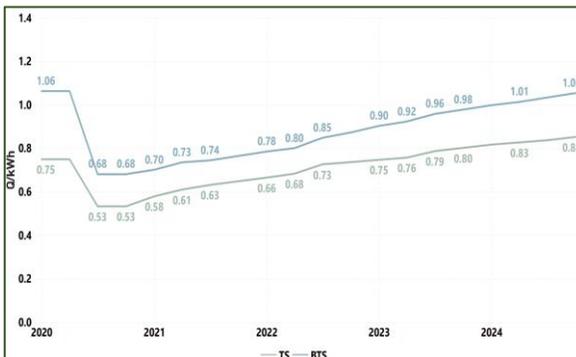
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 12.

EEM San Pedro Pinula Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

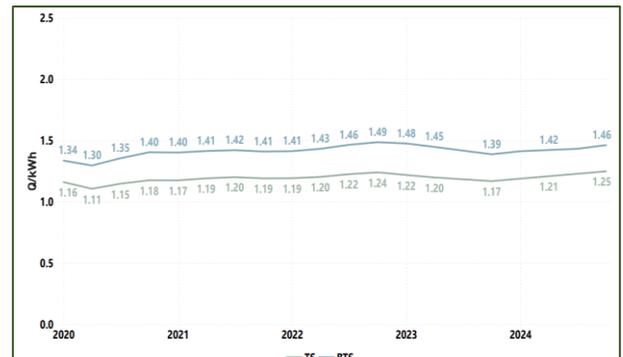
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 10.

EEM Quetzaltenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

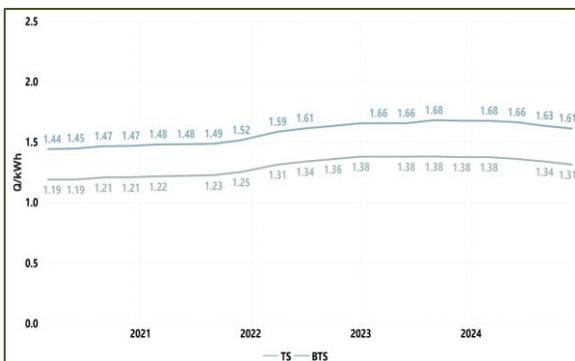
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



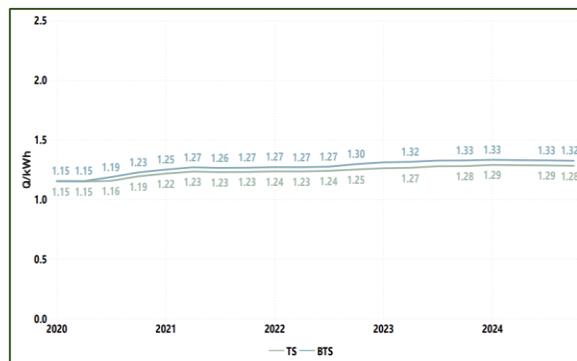
Gráfica 13.

EEM San Pedro Sac. Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

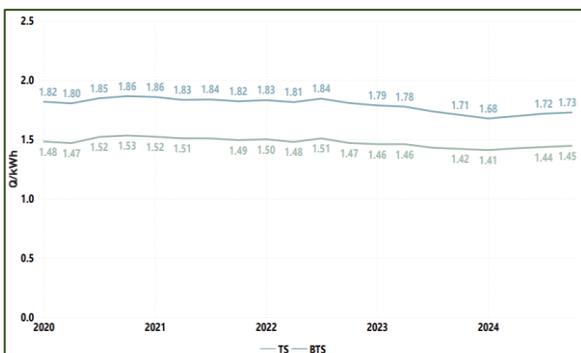
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



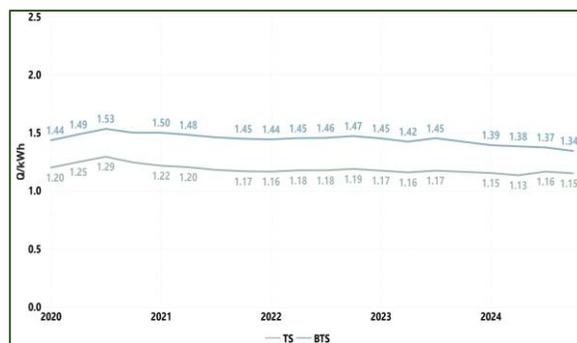
Grafica 14.
EEM de Tacana Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



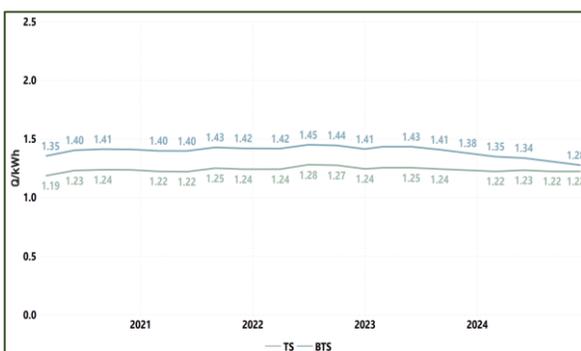
Grafica 17.
EEM de Patulul Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



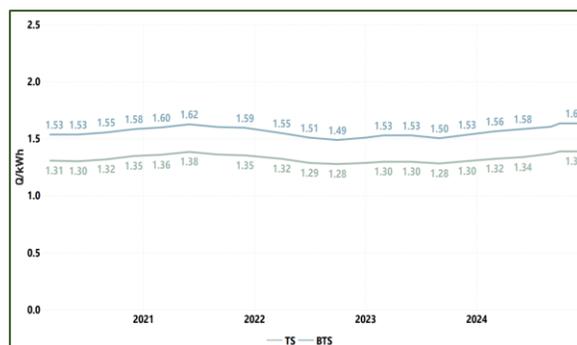
Grafica 15.
EEM Santa Eulalia Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Grafica 18.
EEM de Retalhuleu Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



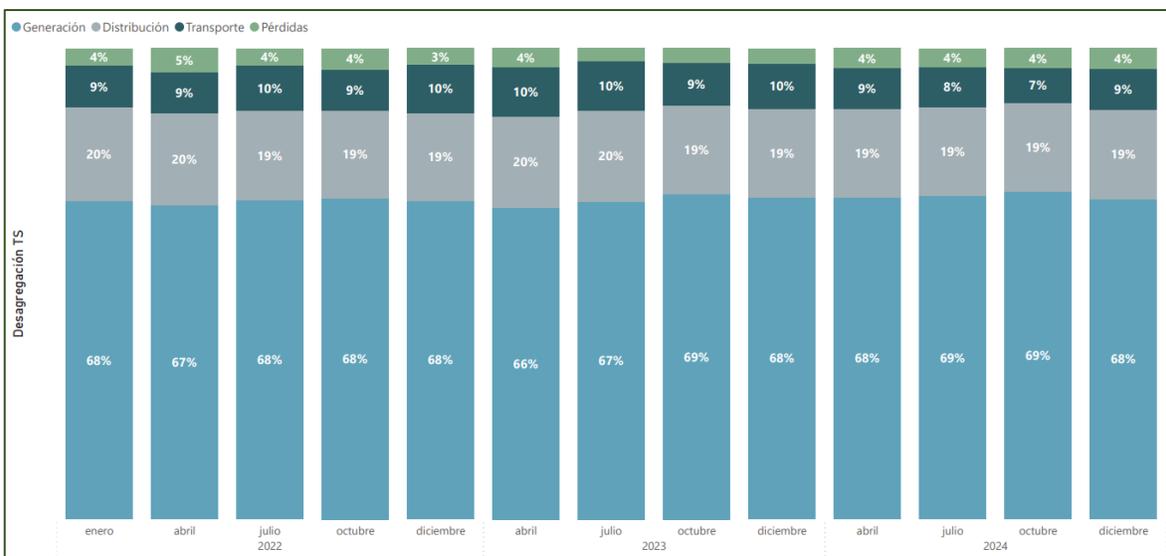
Grafica 16.
EEM de Zacapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Grafica 19.
EEM de Ixcán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

2.1.1 Composición de la Tarifa Social y No Social

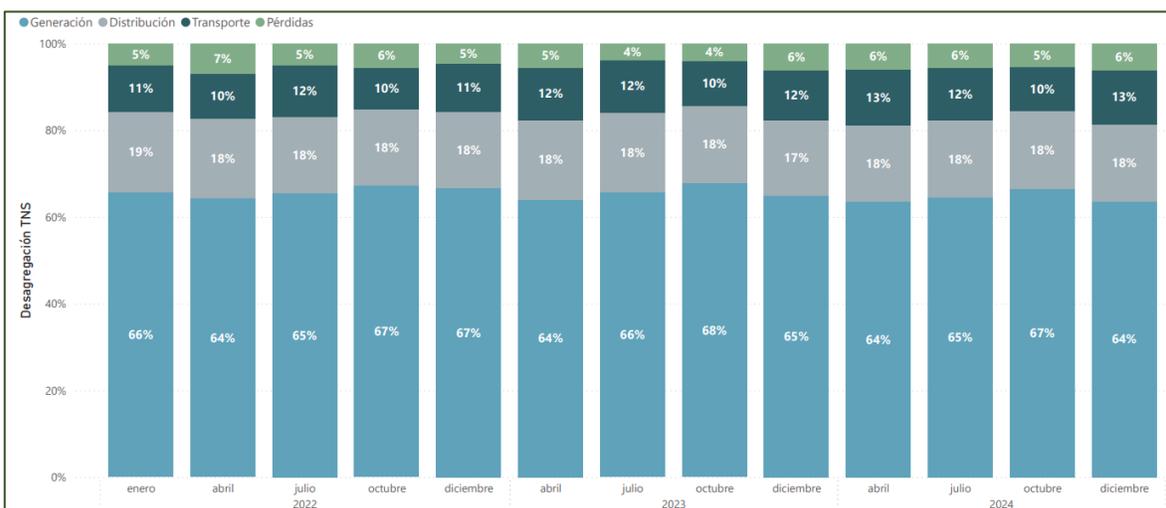
Las tarifas eléctricas incluyen los costos inherentes a cada etapa de la cadena de suministro del servicio eléctrico, de tal forma que comprenden los costos de generación, transmisión, distribución y un componente de pérdidas asociadas a la transmisión y distribución de la energía eléctrica. A continuación, se presenta la evolución histórica de la composición de las tarifas eléctricas para las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA. La composición de la tarifa eléctrica se ve condicionada por la estacionalidad y variaciones en los precios de energía.



Grafica 20.

Desagregación Porcentual de Tarifa Social de EEGSA del 2022 al 2024

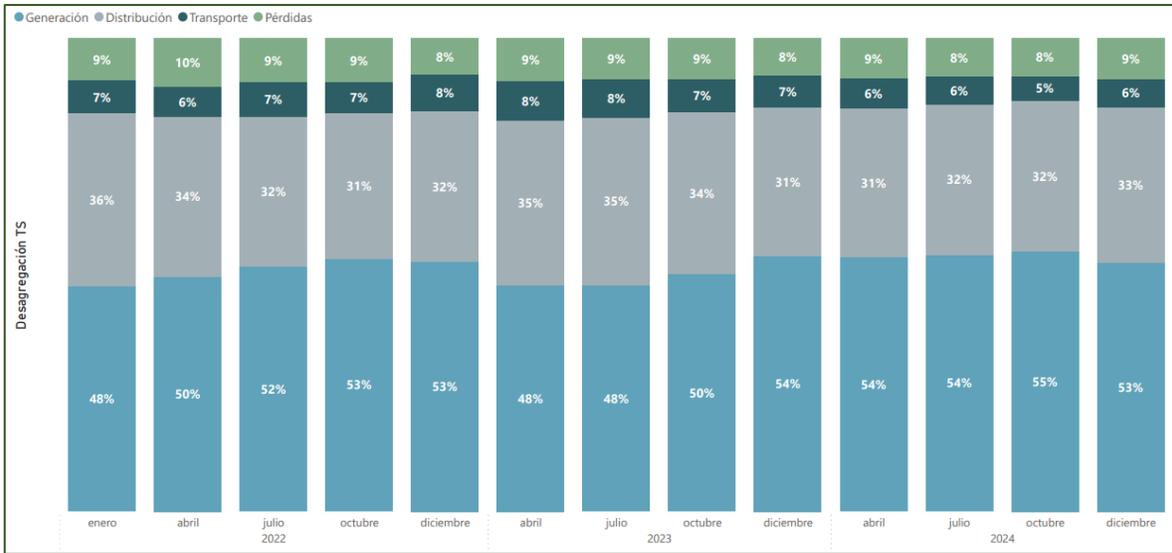
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 21.

Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de EEGSA del 2022 al 2024

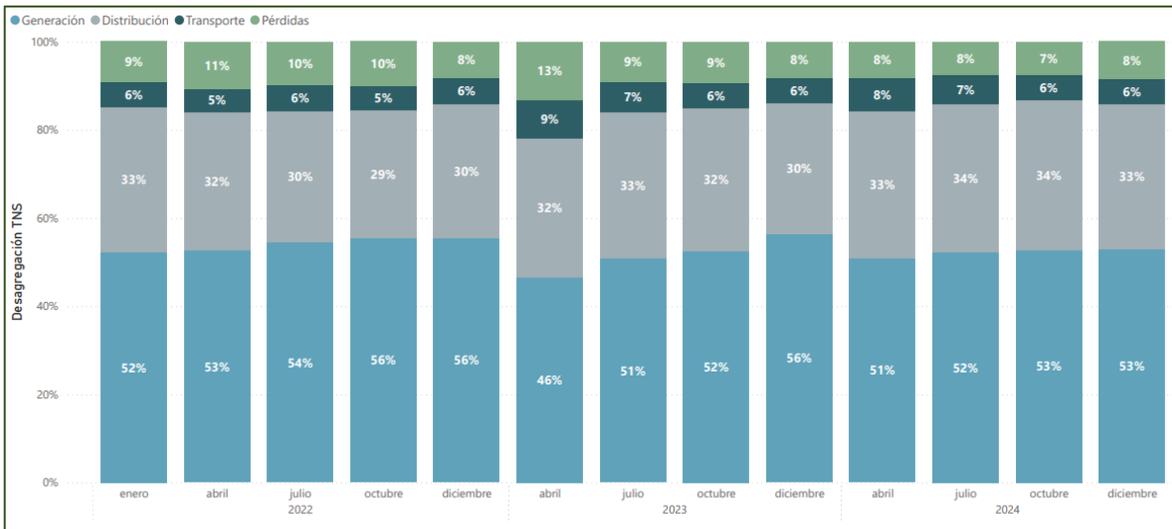
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 22.

Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEOCSA del 2022 al 2024

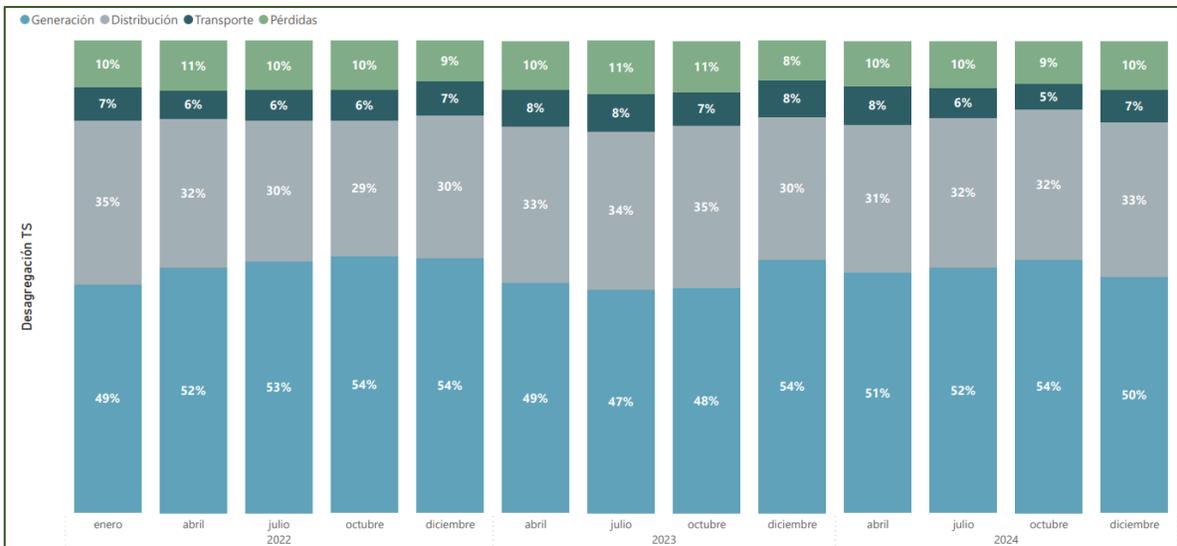
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 23.

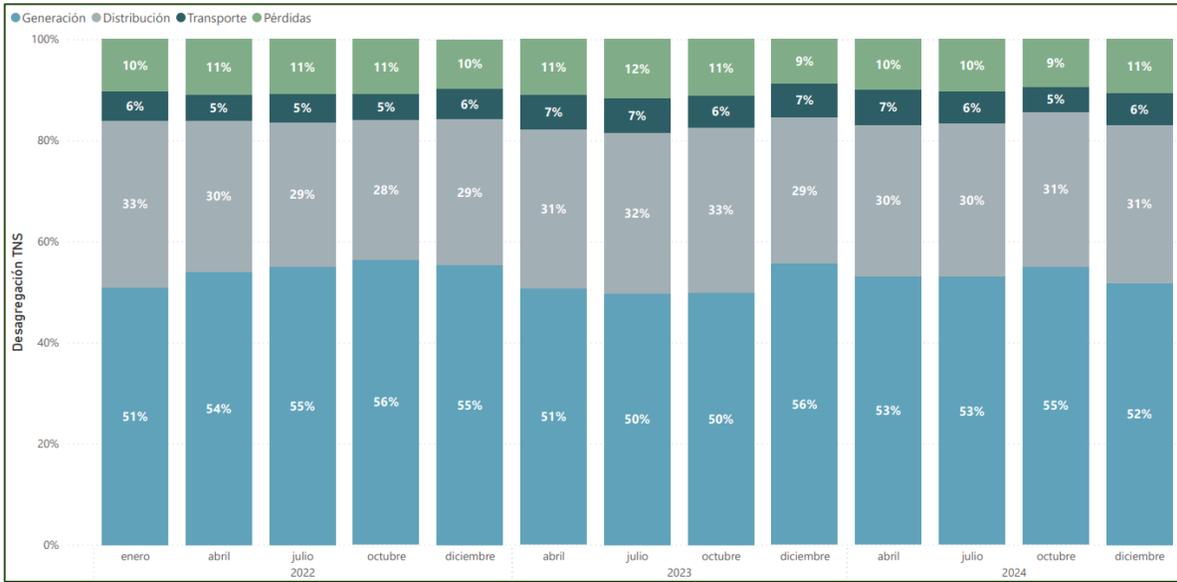
Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEOCSA del 2022 al 2024

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Grafica 24.
Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEORSA del 2022 al 2024

Fuente: elaboración propia, mayo 2025.



Gráfica 25.
Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEORSA del 2022 al 2024

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

De las gráficas anteriores, se puede destacar lo siguiente:

- Los costos de generación son los que tienen mayor incidencia y variabilidad entre los componentes de costos que integran la tarifa de los usuarios finales. Este componente es el responsable de las variaciones más significativas en el valor final de las tarifas de energía eléctrica. Para el año 2024, este componente mantuvo un

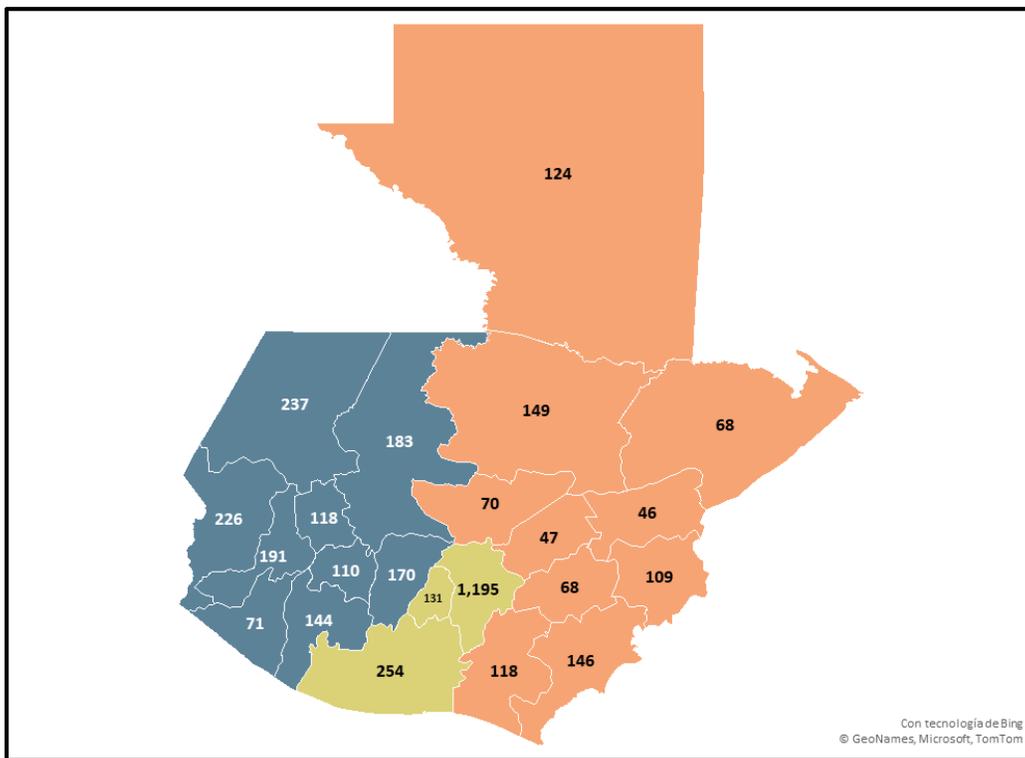
comportamiento relativamente estable en comparación con los años 2022 y 2023. Sin embargo, presentó algunas fluctuaciones leves.

- Los componentes Transmisión, Distribución y Perdidas tienen una participación relativamente menor y han mantenido un comportamiento estable. Destaca la incidencia que tiene el componente de distribución; en EEGSA tiene una participación significativamente menor que en las empresas DEOCSA y DEORSA, esto se atribuye a la dispersión de los usuarios que atienden dichas distribuidoras. EEGSA atienden regiones con mayor densidad de usuarios por kilómetro cuadrado que las regiones que atienden DEOCSA y DEORSA.

2.2 Usuarios, Consumos y Facturación Del Servicio

En el siguiente apartado se presentan estadísticas relacionadas con la cantidad de usuarios del servicio eléctrico atendidos por las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA. También se incluyen las cantidades y montos facturados por su consumo de energía y potencia, así como los valores medios de consumo de estos usuarios.

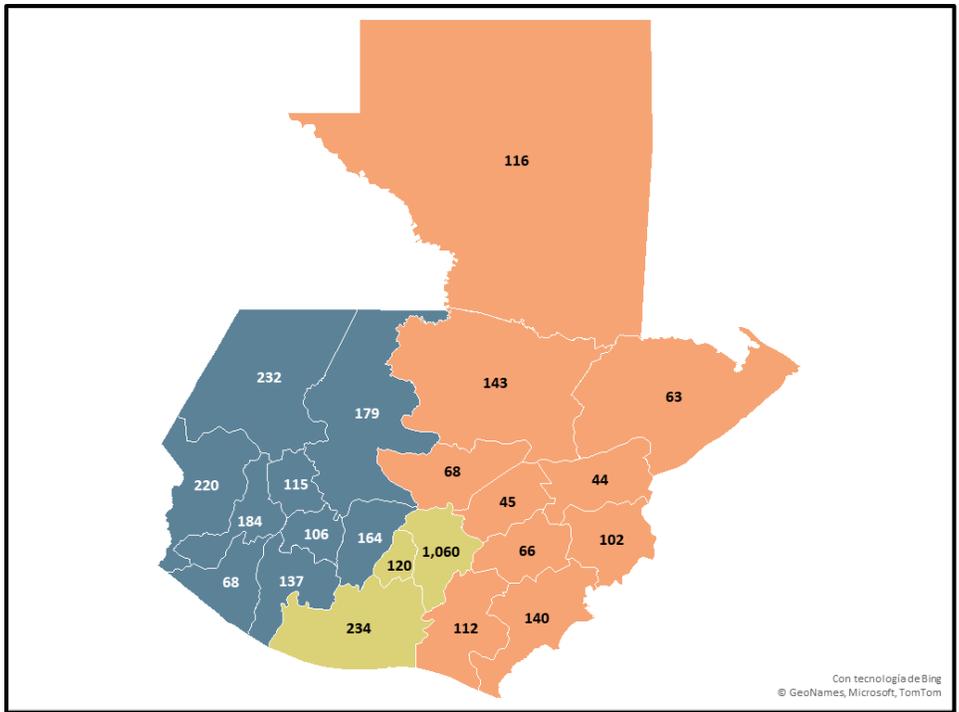
2.2.1 Distribución de Usuarios por Departamento Año 2024



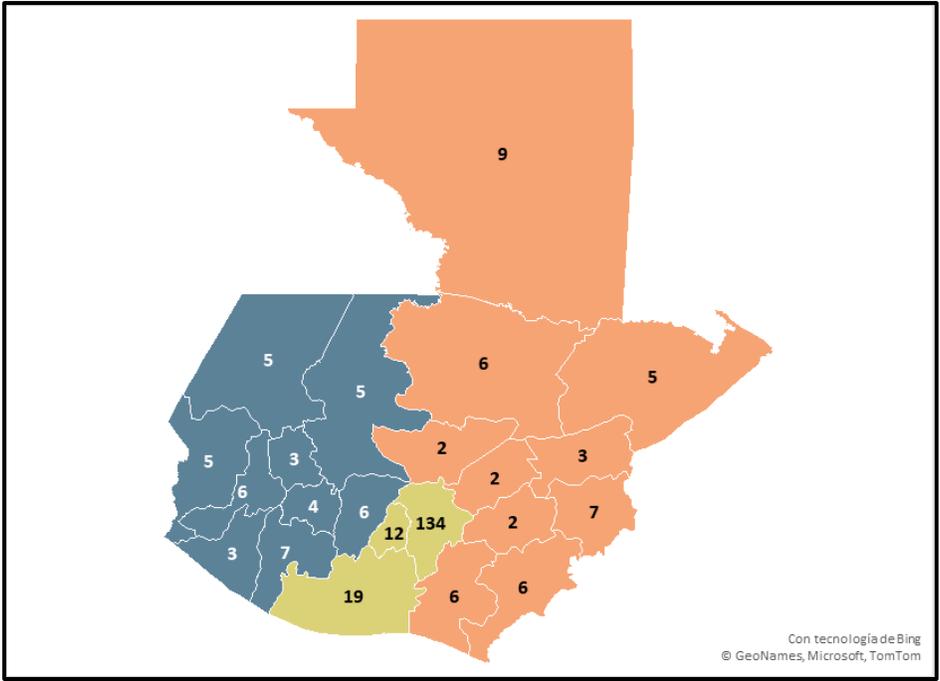
Gráfica 26.

Distribución Espacial del Total de Usuarios de las Distribuidoras (en miles de usuarios)

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 27. Distribución Espacial de Usuarios de la Tarifa Social para las Distribuidoras (en miles de usuarios)
 Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 28. Distribución Espacial de Usuarios de la Tarifa No Social para las Distribuidoras (en miles de usuarios)
 Fuente: elaboración propia, mayo 2025.

De las gráficas anteriores puede observarse que EEGSA es la distribuidora con mayor densidad de usuarios, con una cantidad de usuarios aproximada de 1.58 Millones, seguido de DEOCSA con 1.45 Millones de usuarios y, finalmente, DEORSA con una cantidad de usuario cercana a los 0.95 Millones de Usuarios.

Para la empresa de distribución EEGSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios corresponde al Departamento de Guatemala, con aproximadamente 1.2 millones de usuarios, lo que representa el 76% de los usuarios de EEGSA. Para esta distribuidora, los usuarios de la tarifa social representan el 90% de los usuarios.

Respecto de la empresa de Distribución de DEOCSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios es el departamento de Huehuetenango, con alrededor de 237,000 usuarios. Para DEORSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios es el departamento de Alta Verapaz, con un aproximado de 149,000 usuarios. Para ambas distribuidoras, la cantidad de usuarios en tarifa social constituyen más del 95% de la totalidad de los usuarios.

2.3 Monto Facturado por Consumo de Energía y Potencia

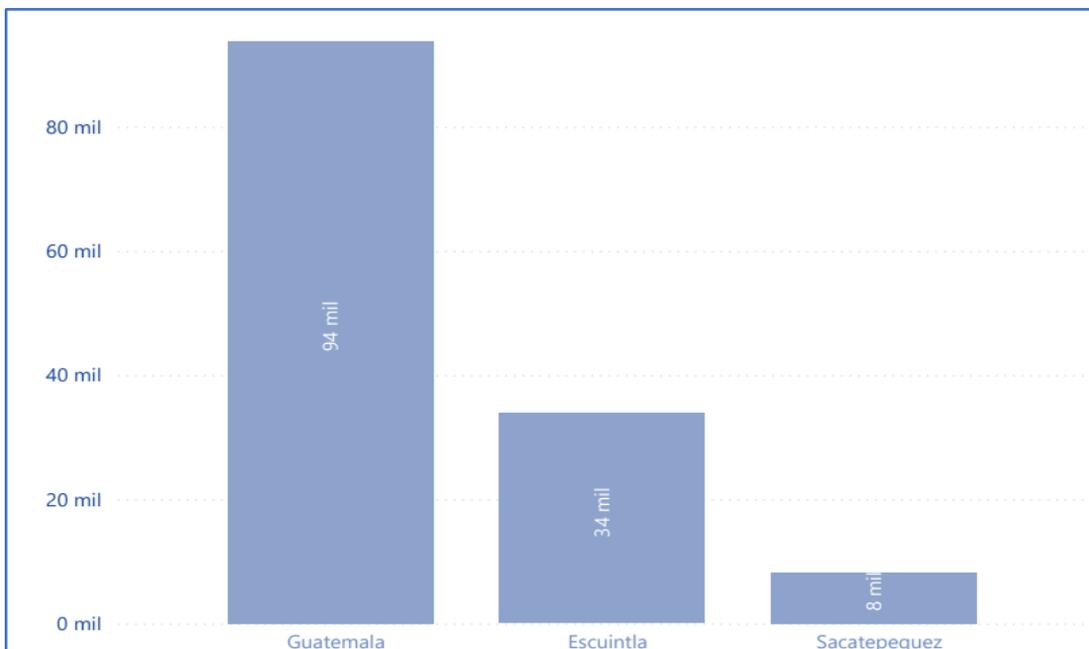
2.3.1 Montos Anuales Facturados por Ventas de Energía y Potencia Máxima año 2023, EEGSA (GTQ)

A continuación, se presentan una serie de gráficas que detallan los montos facturados por ventas de energía y potencia. La distinción entre los cargos por energía y cargos por potencia se debe a que los usuarios con consumos de potencia de hasta 11 kW, que son la mayoría de los usuarios, tienen una estructura tarifaria con un cargo único por energía que contempla tanto los cargos por energía como por potencia de generación. En contraparte los usuarios con demandas mayores a 11 kW de potencia, tienen un cargo adicional al cargo por energía, denominado cargo por potencia máxima.

Nuevamente se visualiza como el departamento de Guatemala presenta el mayor consumo y facturación de energía, en función de la alta densidad de usuarios existente en esa área que presta el servicio.



Gráfica 29.
 Ventas Anuales de Energía [GTQ]
 Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 30.

Ventas Anuales de Potencia máxima [GTQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

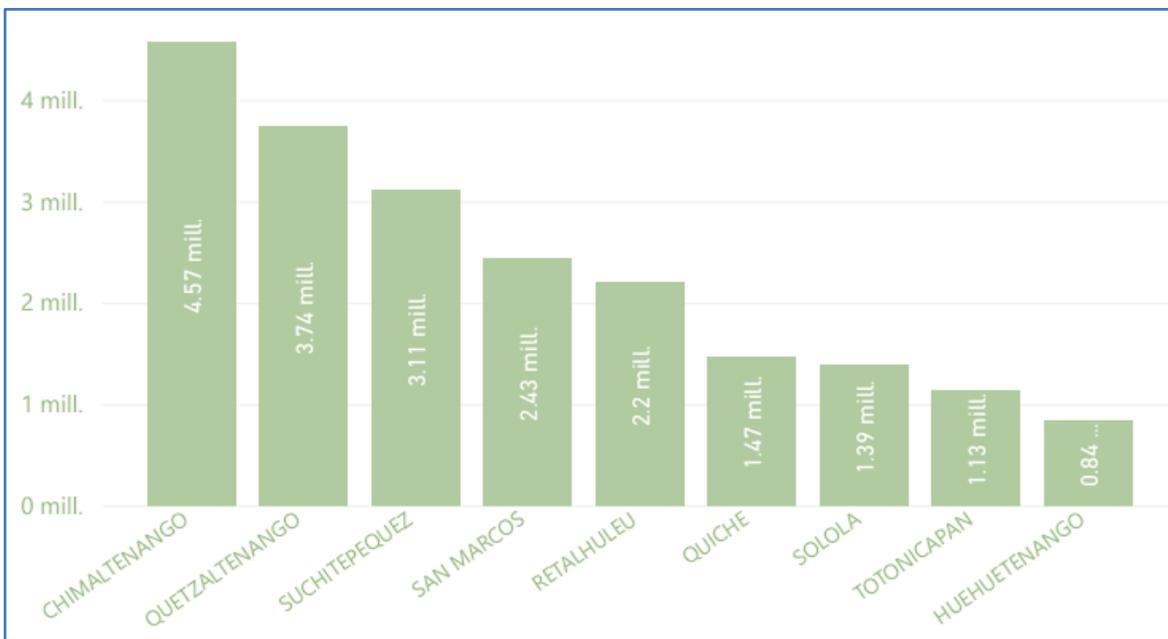
2.3.2 Montos anuales facturados por Ventas de Energía y Potencia 2024, DEOCSA (GTQ)

QUETZALTENANGO	SAN MARCOS	HUEHUETENANGO	QUICHE
485.4 mill.	447.1 mill.	386.3 mill.	314.3 mill.
CHIMALTENANGO	SUCHITEPEQUEZ	SOLOLA	TOTONIC...
470.1 mill.	437.4 mill.	248.7 mill.	221.1 m...
		RETALHULEU	
		224.6 mill.	

Grafica 31.

Ventas de Energía [GTQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025



Gráfica 32.

Ventas Anuales de Potencia máxima [GTQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025

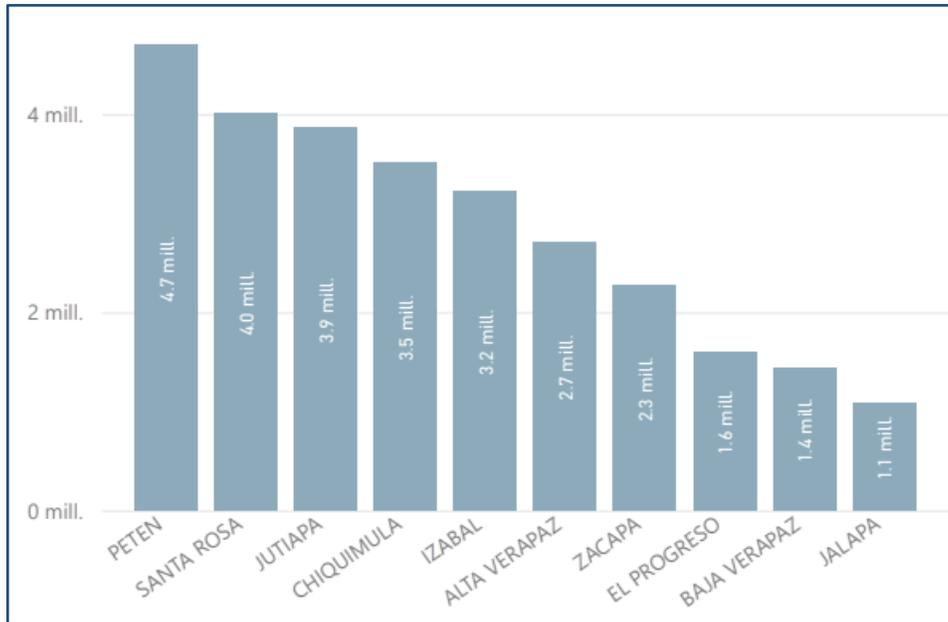
2.3.3 Montos Anuales Facturados por Ventas de Energía y Potencia 2023, DEORSA (GTQ)



Grafica 33.

Ventas de Energía [GTQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 34.
 Ventas Anuales de Potencia Máxima [GTQ]
 Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

Al observar las gráficas anteriores, se puede indicar lo siguiente:

- Existe una correlación directa entre los montos facturados en cada uno de los departamentos y los niveles de consumo de energía y potencia previamente expuestos.
- Las gráficas proporcionan información inmediata sobre la recaudación por facturación de energía de los departamentos donde las distribuidoras prestan su servicio. La recaudación está directamente relacionada con la densidad de usuarios, por lo que puede inferirse que EEGSA tiene mayor recaudación que DEOCSA y DEORSA, las cuales están encargadas del servicio de distribución en el interior de la república.

2.4 Aporte INDE

En el presente apartado se realiza un resumen general del aporte que otorga el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) a la tarifa social a manera de subsidio.

Es importante hacer una distinción entre la Tarifa Social y el Aporte INDE a la Tarifa Social. La Tarifa Social es calculada y emitida por la CNEE con base en la metodología técnica establecida en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y la Ley de Tarifa Social.

El Aporte INDE es un subsidio adicional que otorga este instituto a los usuarios que se encuentran dentro de la Tarifa Social. Los usuarios deben cumplir con los requisitos definidos única y exclusivamente por el INDE y mantenerse dentro de los rangos de consumo de energía eléctrica establecidos para recibir este aporte. Los rangos de consumo han mantenido el aporte INDE a la estructura de 0-60 kWh; 61-88 kWh durante todo el año 2024,

mientras que la banda de 89-100 kWh ha sido beneficiada por el aporte INDE solo durante el periodo desde el mes de julio a hasta diciembre de 2024.

El INDE destina los fondos necesarios para realizar el descuento directo en la facturación de los usuarios, reduciendo así el monto de la factura. Este descuento ha sido financiado con recursos propios del INDE y en los últimos años también se han asignado fondos en el Presupuesto General de la Nación.

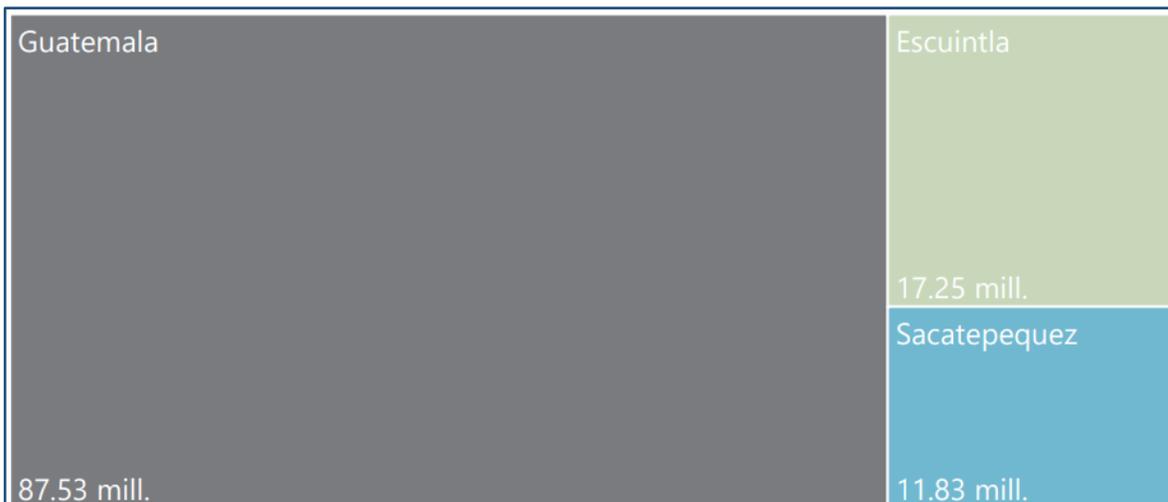
Para la aplicación de este descuento, el INDE determina y notifica mensualmente a las distribuidoras los criterios que deben aplicar para otorgar el beneficio a los usuarios. El descuento se aplica de manera escalonada según los rangos de consumo de los usuarios. El Aporte INDE a la Tarifa Social se ha aplicado en los siguientes rangos de consumo, cuyos montos específicos están determinados por las tarifas objetivo establecidas por el INDE para las distribuidoras Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. Durante el año 2024, las tarifas objetivo definidas por el INDE fueron las siguientes:

Mes	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh	89 a 100 kWh
Enero 2024	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Febrero 2024	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Marzo 2024	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Abril 2024	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Mayo 2024	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Junio 2024	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Julio 2024	Q0.50	Q0.9856	Q0.9990
Agosto 2024	Q0.50	Q0.9856	Q0.9990
Septiembre 2024	Q0.50	Q0.9856	Q0.9990
Octubre 2024	Q0.50	Q0.9856	Q0.9990
Noviembre 2024	Q0.50	Q0.9856	Q0.9990
Diciembre 2024	Q0.50	Q0.9856	Q0.9990

Tabla 1.
Tarifas Objetivo en Q/KWh por Rangos de Consumo Mensual para Aporte Social INDE
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

En la gráfica se presenta la información relacionada con el Aporte INDE y la cantidad mensual promedio de usuarios beneficiados con dicho aporte. Para cada distribuidora, se segmentó por departamento, dentro del área de cobertura, el otorgamiento del subsidio. Se observa que, derivado de la existencia de consumos promedio mas bajos en el interior de la Republica, el Aporte INDE se concentra en dichas areas.

2.4.1 Monto Total de Aporte Social INDE en el 2024 por Departamento



Gráfica 35.

Aporte EEGSA [MQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 36.

Aporte DEOCSA [MQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

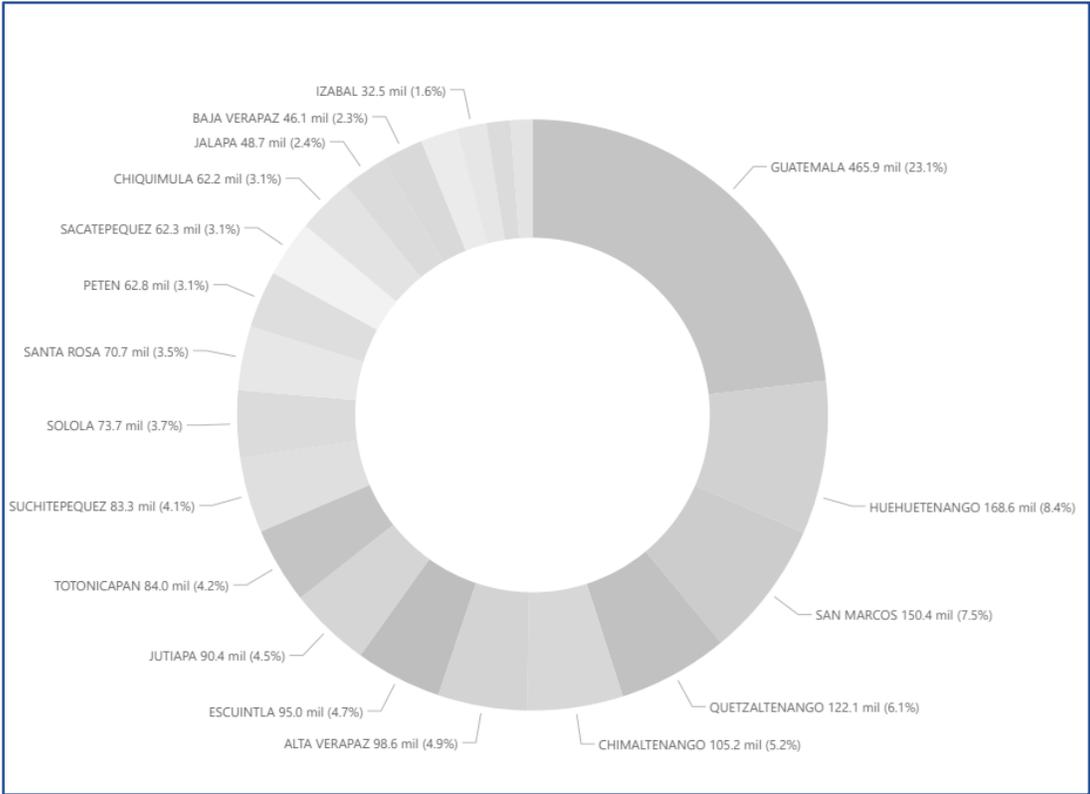


Gráfica 37.

Aporte DEORSA [MQ]

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

2.4.2 Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE



Gráfica 38.

Promedio de Usuarios Beneficiados Mensualmente Durante 2024 con Aporte INDE, EEGSA

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

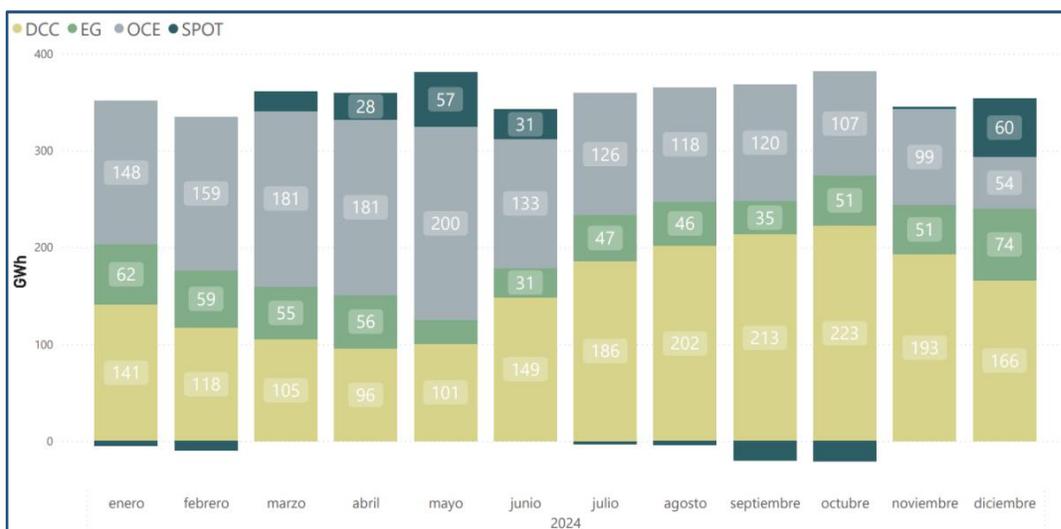
- Se observa que en aquellos departamentos donde el consumo promedio es bajo, hay una predominancia de usuarios dentro del rango de Tarifa Social, lo que se traduce en una mayor cantidad de beneficiarios y, en consecuencia, un mayor monto del aporte.
- DEOCSA es la distribuidora con la mayor cantidad de usuarios beneficiados, concentrando alrededor del 41% del total de usuarios beneficiados. Esta Distribuidora tiene una alta concentración de usuarios con bajos consumos, por ende una mayor incidencia de consumos dentro de los rangos aplicables al subsidio de la energía eléctrica.

2.5 Costos de Generación EEGSA

El costo de generación es el componente que más fluctuaciones ocasiona en las tarifas finales debido a la volatilidad de sus variables. A continuación, se presenta un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación y proporcionar una visión de su dinámica. Para mejorar la visualización, las leyendas en los gráficos se refieren como se describe a continuación:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
DCC	Contratos por Diferencias con Curva de Carga
EG	Contratos de Energía Generada
OCE	Contratos de Opción de Compra de Energía
PSEA	Contratos de Potencia sin Energía Asociada
SPOT	Compras en el Mercado de Oportunidad de la Energía

2.5.1 Compras de Energía Mensual por Tipo de Contrato



Gráfica 39.

Compras de Energía EEGSA para el Año 2024 en GWh.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025



Gráfica 40.

Compras de Energía EEGSA para el año 2024 en Millones de Quetzales.

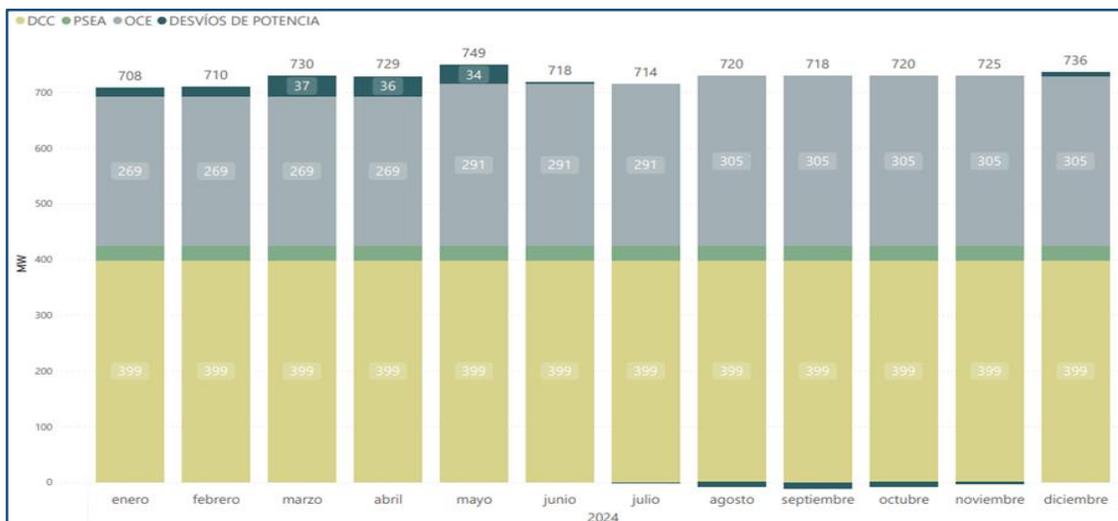
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

De las gráficas anteriores, se pueden destacar los siguientes puntos:

- La estacionalidad tiene una fuerte influencia de la adquisiciones de energía durante los meses tradicionalmente asociados al invierno, dado que la demanda es abastecida de forma significativa por contratos DCC (Diferencias con curva de carga). Estos contratos están abastecidos mayoritariamente por instalaciones hidroeléctricas. Por otro lado, los contratos EG (Energía Generada) desempeñan un papel importante, su período de mayor producción es a inicios y a finales del año. Estos contratos están compuestos principalmente por plantas eólicas y solares, con una menor contribución de hidroeléctricas a filo de agua. Los contratos OCE (Opción de Compra de Energía) también son fundamentales en el abastecimiento de la demanda, ya que proporcionan energía que no está disponible a través de otros contratos. Finalmente, las cantidades de energía que no están cubiertas por contratos son adquiridas en el mercado spot.
- En mayo de 2024 se registraron los mayores costos de adquisición de energía del año. Esto se debe a la baja producción de los contratos DCC y la baja participación de los contratos tipo Energía Generada (EG), que coincide con ser el mes en el que se tiene una mayor demanda de energía. Estas condiciones propician adquirir la energía faltante en el mercado de oportunidad, que por ser período de transición Verano-Invierno, frecuentemente se adquieren a un precio por encima de la media anual. El precio spot alcanzó un valor promedio mensual de 214 USD/MWh.
- Durante los meses de enero, febrero, marzo y abril se observa una tendencia al alza en los costos de adquisición de energía, culminando con el costo más alto en mayo. A partir de junio y durante el resto del año, los costos de adquisición de energía se estabilizan.

- Los costos asociados a los contratos de Energía Generada desempeñan un papel destacado en la matriz de generación a lo largo de todo el año, alcanzando un incremento notable durante los meses de verano, en buena proporción debido a un fuerte incremento en la producción a partir de recurso eólico. Estos patrones en las cantidades de energía adquirida se traducen directamente en los costos correspondientes.
- Durante el año 2024 se adquirieron aproximadamente 4,241 GWh de energía, siendo mayo el mes con la mayor compra de energía.

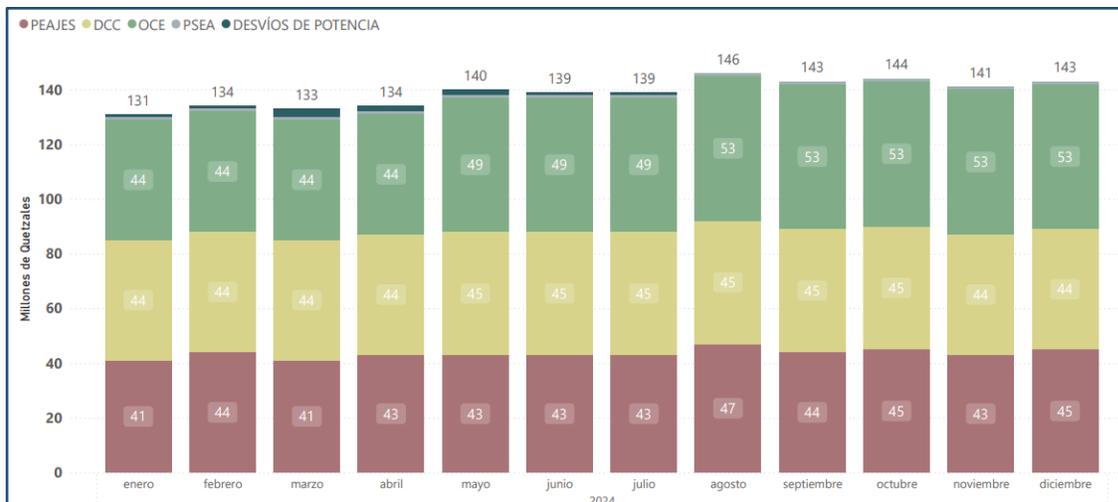
2.5.2 Compras de Potencia Mensual por Tipo de Contrato



Gráfica 41.

Compras de Potencia EEGSA para el Año 2024 en MW.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 42.

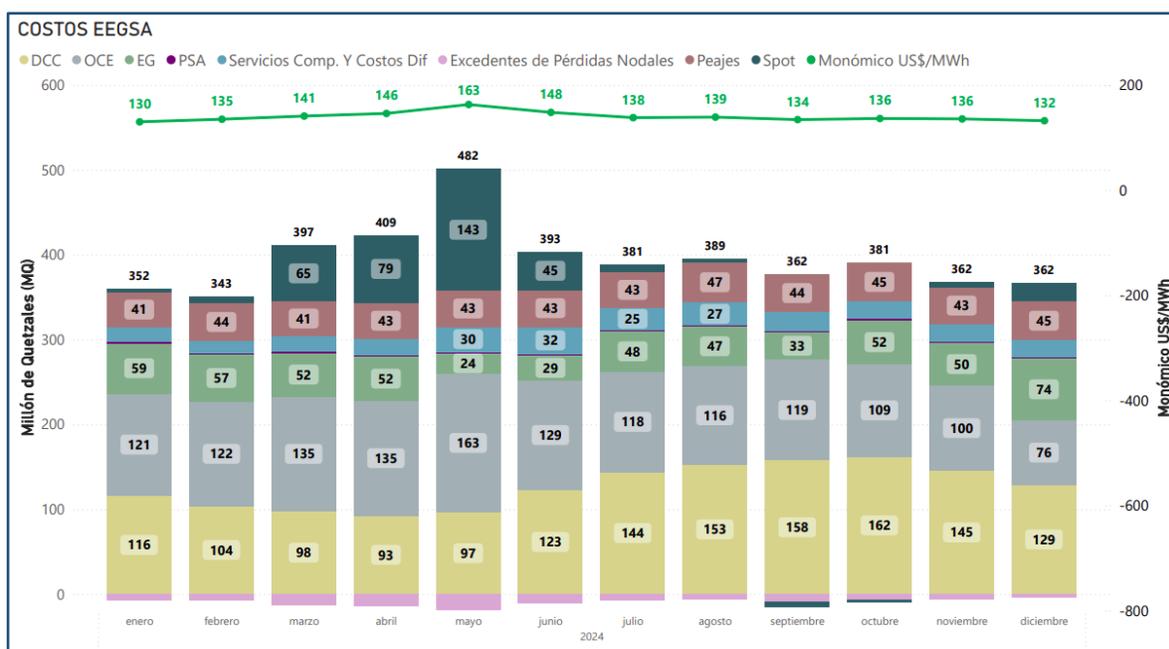
Compras de Potencia EEGSA para el Año 2024 en Millones de Quetzales.

Fuente: elaboración propia

Respecto a las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados:

- El comportamiento de las compras de potencia es más estable y varía estacionalmente en función de los valores de Demanda Firme de la Distribuidora y la contratación de potencia correspondiente.
- A lo largo del 2024 se hizo uso del mercado de desvíos de potencia, principalmente fueron comprados los faltantes.

2.5.3 Consolidado de Compras Mensuales de Energía y Potencia



Gráfica 43.

Evolución de Costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de EEGSA para el Año 2024.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2024.

Al observar la gráfica que resume los costos de generación, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Durante el año 2024, se registraron fluctuaciones considerables en los niveles de costo, siendo el mes de mayo el período con el mayor costo monómico. En este mes el precio monómico promedio fue de 163 USD/MWh, mientras que el costo monómico promedio durante todo el año fue de 140 USD/MWh, con una desviación estándar de 8.6 USD/MWh. Los costos elevados se explican por la coincidencia de una demanda de energía elevada, menor participación de los contratos tipo DCC y precios SPOT de energía elevados propiciados por mayores requerimientos térmicos.

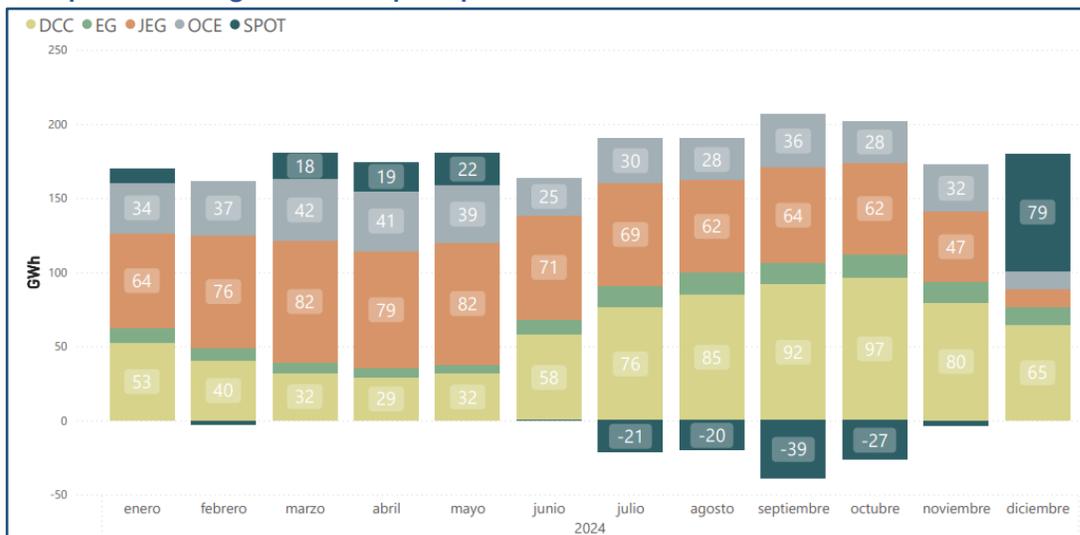
- Se puede observar que los contratos DCC tienen una participación importante en la composición del suministro para la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., representando aproximadamente el 33% de los costos totales.

2.6 Costos Correspondientes a DEOCSA

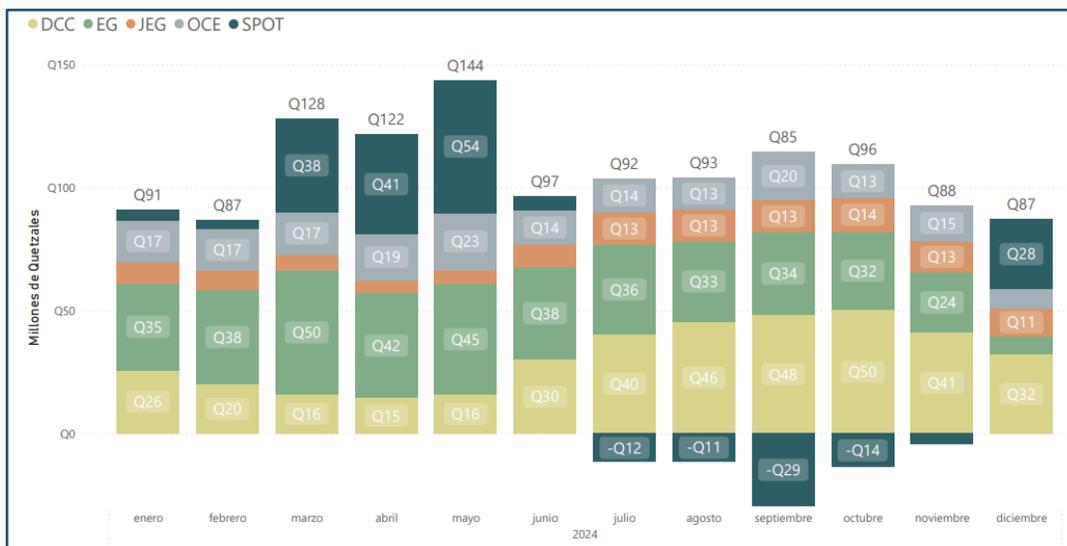
A continuación, se presenta un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación y proporcionar una visión interna de su dinámica. Para mejorar la visualización, las leyendas en los gráficos se refieren a como se describe a continuación:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
DCC	Contratos por Diferencias con Curva de Carga
EG	Contratos de Energía Generada
OCE	Contratos de Opción de Compra de Energía
PSEA	Contratos de Potencia sin Energía Asociada
SPOT	Compras en el Mercado de Oportunidad de la Energía
JEG	Compras al Agente Generador JEG

2.6.1 Compras de Energía Mensual por Tipo de Contrato



Gráfica 44.
Compras de Energía DEOCSA para el Año 2024 en GWh.
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



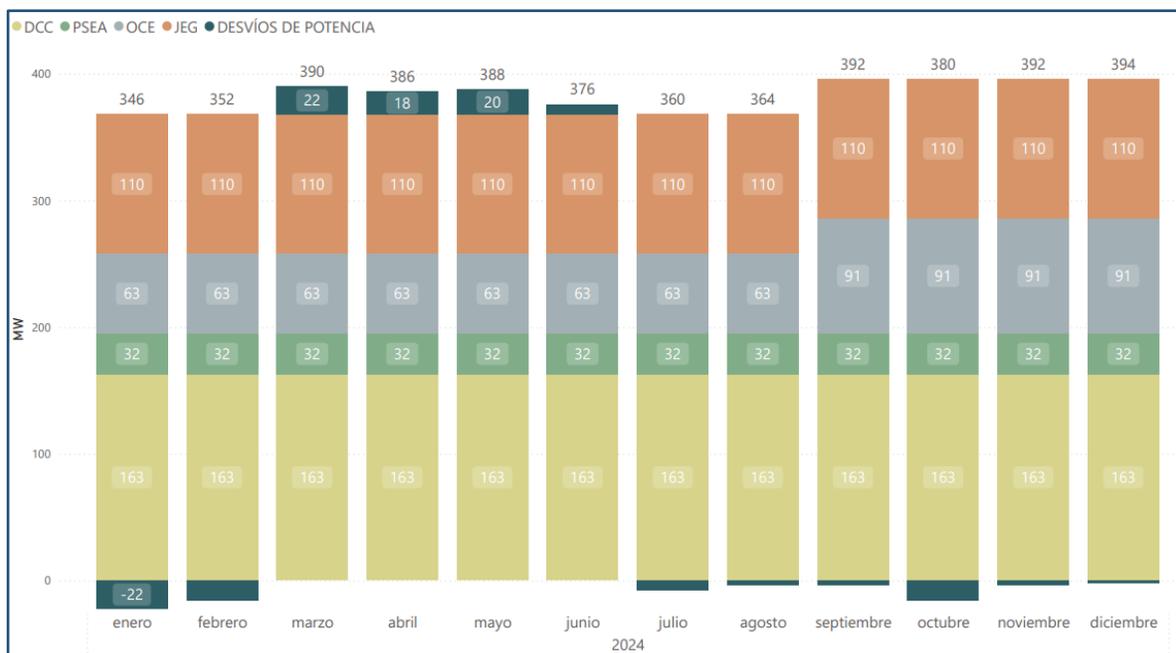
Gráfica 45.
Compras de Energía DEOCSA en Millones de Quetzales para el Año 2024.
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

Considerando las gráficas anteriores, se pueden destacar los siguientes puntos:

- En 2024, se observaron excedentes de energía que la distribuidora comercializó en el mercado spot durante ciertos períodos, especialmente en los meses lluviosos. En esta época, los contratos por diferencias con curva de carga (DCC) aportan una mayor cantidad de energía. Aunque estos excedentes suelen venderse a precios inferiores al promedio de compra en el mercado a término, generan ingresos adicionales que contribuyen a mitigar los costos asociados a las tarifas eléctricas.

- Se observa una tendencia al alza en los costos de adquisición de energía especialmente desde marzo hasta mayo de 2024, debido, entre otras causas, al período de transición entre el verano e invierno que provoca una reducción en la producción hídrica y se refleja en el aumento de la participación de los contratos de Opción de Compra de Energía (OCE) en compras al mercado de oportunidad de la energía.
- Es importante destacar la participación de la planta Jaguar Energy en el abastecimiento de esta distribuidora, que representó aproximadamente el 37% del suministro durante 2024.
- Durante el año 2024, se compraron 2,025 GWh de energía en el mercado a término, se vendieron 113 GWh al mercado SPOT, especialmente en época lluviosa, y se compraron 147 GWh, especialmente en época de verano.
- Se observa una participación significativa de los contratos de Energía Generada, especialmente en los meses de invierno, debido a la generación de pequeñas centrales hidráulicas catalogadas como GDR.

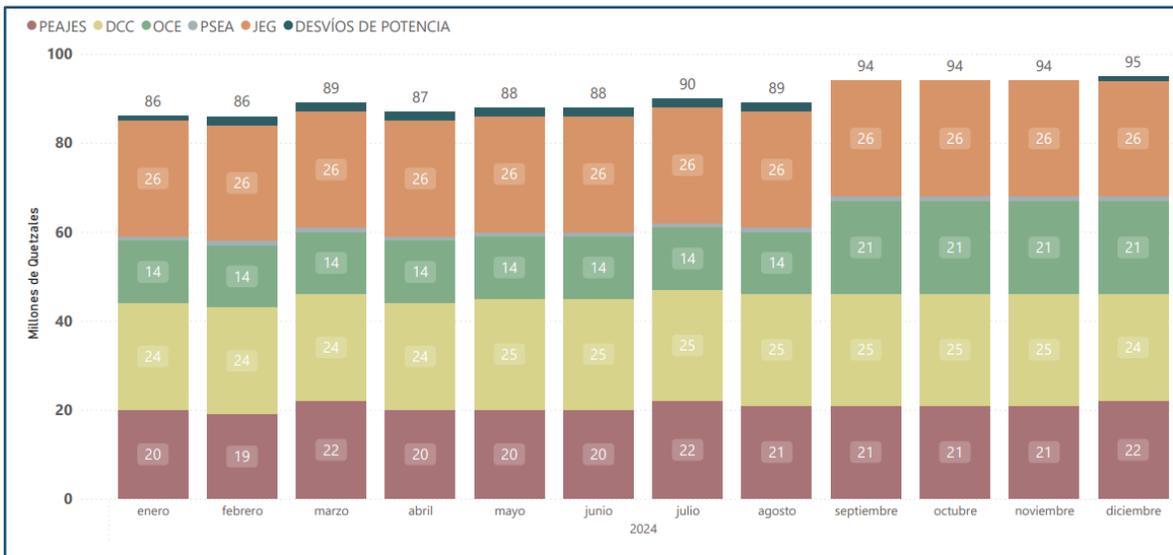
2.6.2 Compras de Potencia Mensual por Tipo de Contrato



Gráfica 46.

Compras de Potencia DEOCSA para el Año 2024 en MW.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 47.

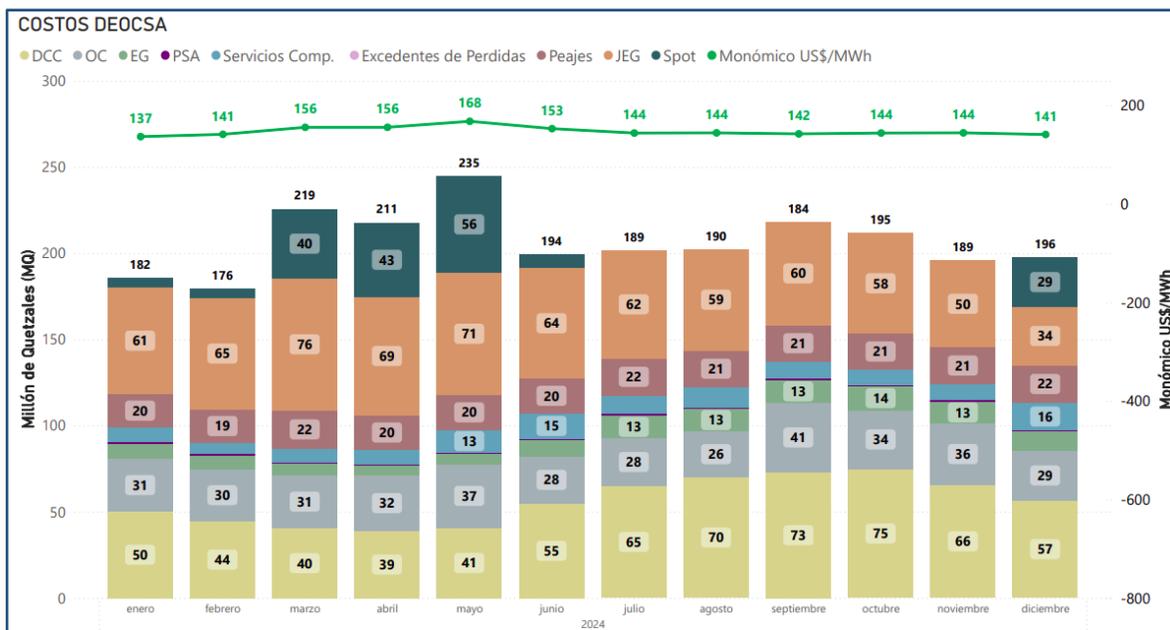
Compras de Potencia DEOCSA para el Año 2024 en Millones de Quetzales.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

Respecto de las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados:

- El comportamiento de las compras de potencia es menos variable: mantienen un notable grado de estabilidad tanto en las cantidades compradas como en los costos asociados a la compra de dichos montos de potencia.
- A lo largo de todo el año 2024, la Distribuidora ha tenido leves excedentes de potencia, los cuales son comercializados en el mercado de desvíos de potencia. Los ingresos obtenidos por esta venta de potencia son relativamente pequeños y no compensan los costos medios de compra de potencia en el mercado a término.

2.6.3 Consolidado de Compras Mensuales de Energía y Potencia



Gráfica 48.

Evolución de Costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEOCSA para el Año 2024.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de adquisición de potencia y energía de la Distribuidora, es posible indicar que:

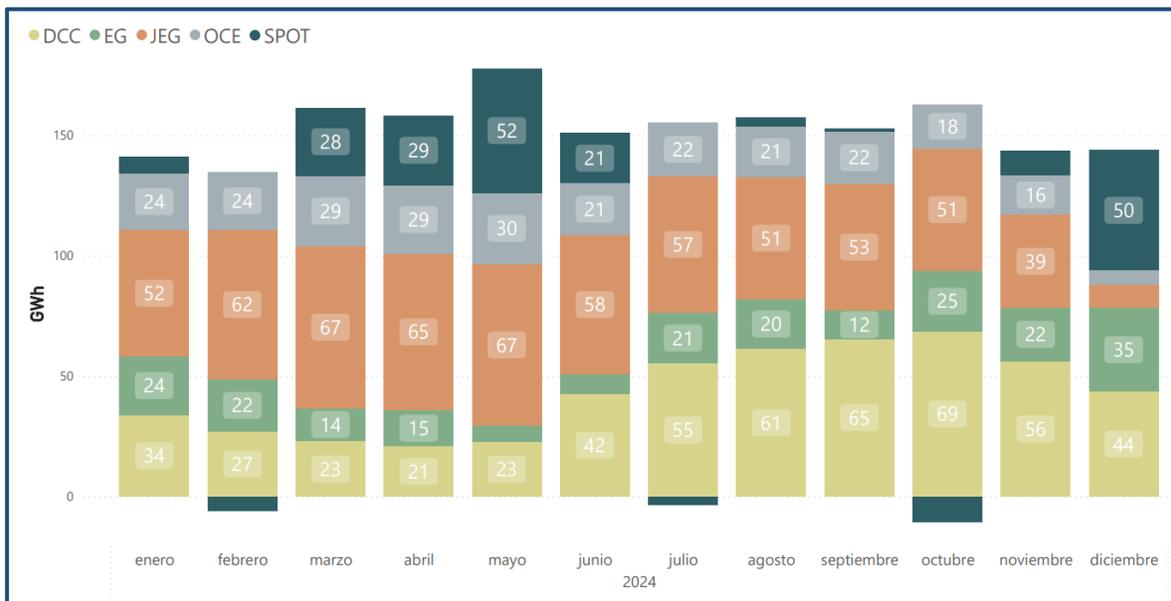
- Durante el año 2024 se observaron niveles de costo con una tendencia al alza particularmente en el período comprendido entre marzo y mayo. Se presenta una reducción en el último trimestre del año. Durante el año 2024 se obtuvo un valor medio alrededor de los US\$148/MWh, con fluctuaciones de magnitud media, con una desviación estándar de 8.5 USD/MWh. El comportamiento de los costos de generación de esta distribuidora depende en un alto nivel de: 1) los costos de generación del contrato Jaguar Energy; y 2) Los costos de generación de los contratos tipo a, generalmente hídricos.
- En la gráfica se aprecia que el mes con el costo monómico más alto se registró en el mes de mayo, alcanzando los 168 USD/MWh.
- En el último trimestre del año se observa una reducción en los costos de generación, siendo el promedio para este trimestre de 143 USD/MWh.

2.7 Costos Correspondientes a DEORSA

A continuación, se presenta un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación y proporcionar una visión interna de su dinámica. Para mejorar la visualización, las leyendas en los gráficos se refieren como se describe a continuación:

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
DCC	Contratos por Diferencias con Curva de Carga
EG	Contratos de Energía Generada
OCE	Contratos de Opción de Compra de Energía
PSEA	Contratos de Potencia sin Energía Asociada
SPOT	Compras en el Mercado de Oportunidad de la Energía
JEG	Compras al Agente Generador JEG

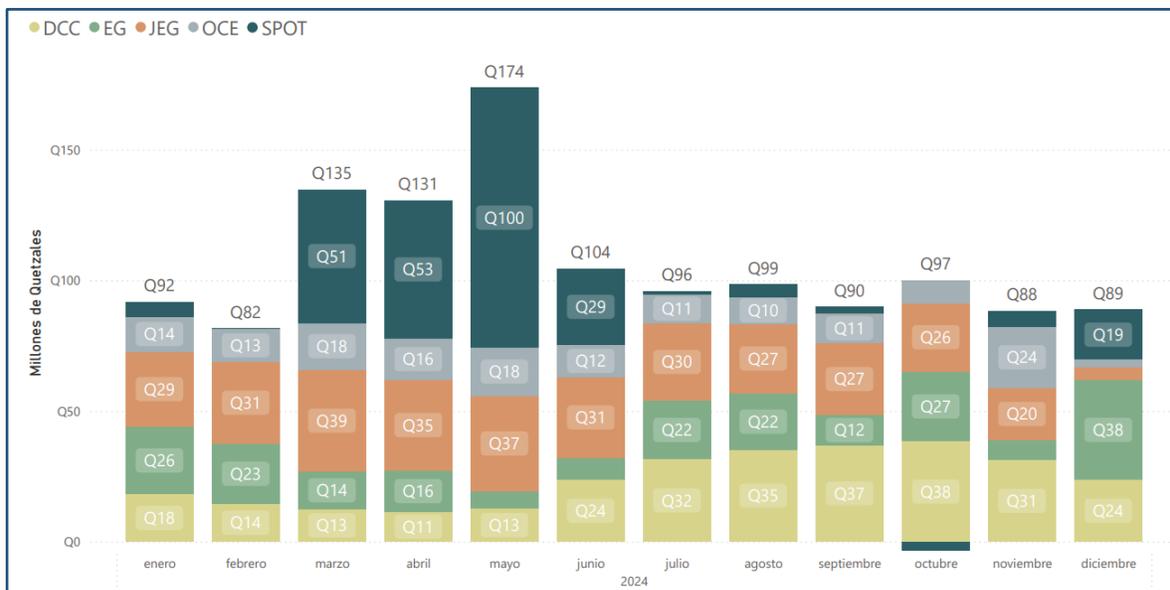
2.7.1 Compras de Energía Mensual por Tipo de Contrato



Gráfica 49.

Compras de Energía DEORSA para el Año 2024 en GWh

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 50.

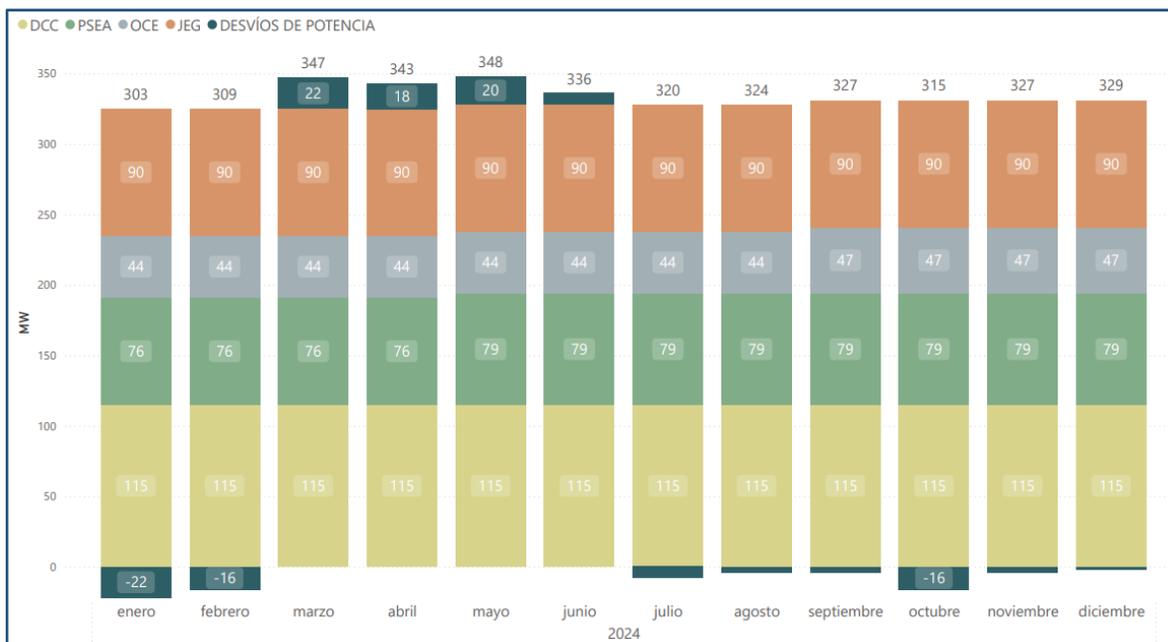
Compras de Energía DEORSA en Millones de Quetzales para el Año 2024

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

Con vista en las anteriores gráficas, es posible indicar lo siguiente:

- Al igual que EEGSA y DEOCSA, se observa una tendencia al alza a partir del mes de enero en los costos de compras de energía. Esto se debe, entre otras causas, al período de transición entre el verano e invierno que provoca una reducción en la producción hídrica y se refleja en el aumento de la participación de los contratos de opción de compra de energía (OCE) y al mercado de oportunidad de la energía.
- Es importante destacar la participación que tiene Jaguar Energy en el abastecimiento para esta distribuidora, que durante el 2024 aportó aproximadamente el 35% del suministro.
- Durante el año 2024 se compraron 1,638 GWh del mercado a término y se comercializó un neto de 182 GWh en el mercado de oportunidad de la energía. El mes de mayo presentó la mayor compra de energía, con un total de 177 GWh.
- De la misma manera, se evidencia que la participación de los contratos de Energía Generada se ve incrementada en los meses de verano especialmente por la generación eólica.

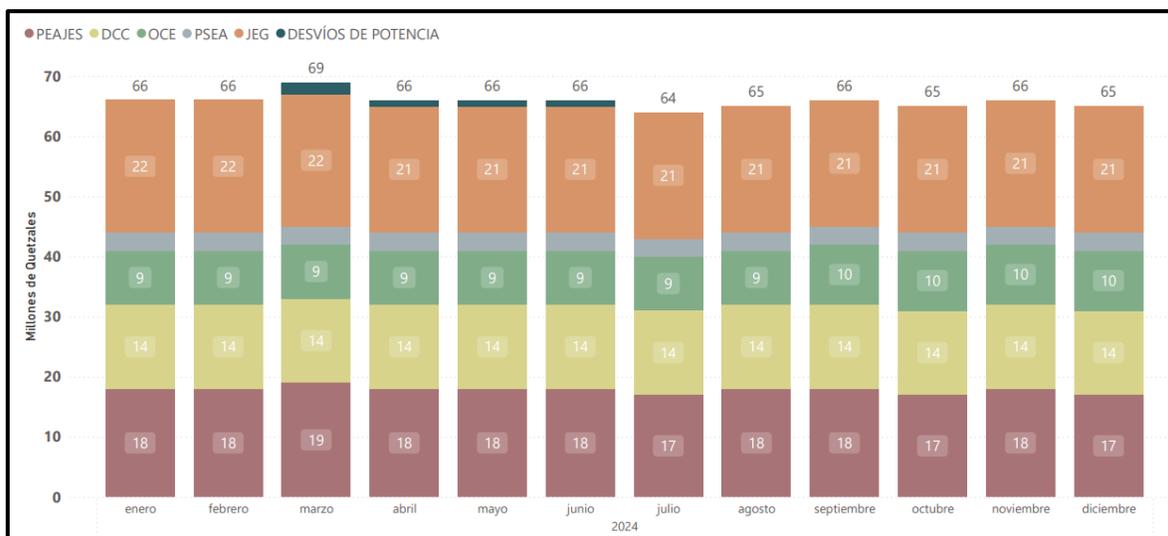
2.7.2 Compras de Potencia Mensual por Tipo de Contrato



Gráfica 51.

Compras de Potencia DEORSA en MW para el Año 2024

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 52.

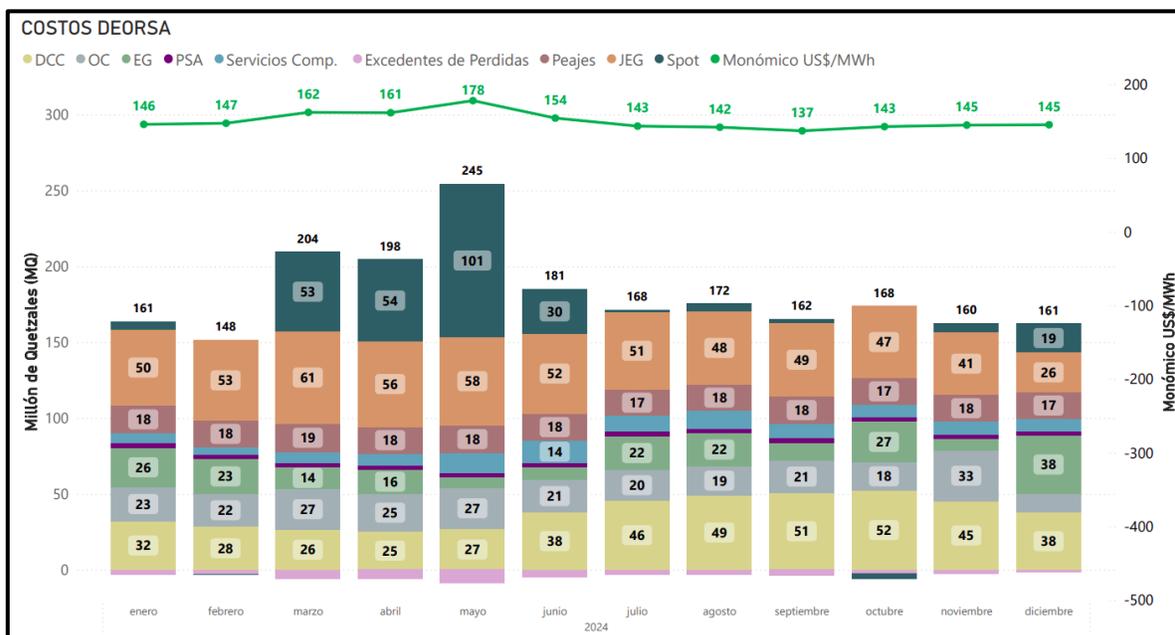
Compras de Potencia DEORSA en Millones de Quetzales para el Año 2024

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

- Se observa el comportamiento típico de las compras de potencia, las cuales mantienen un notable grado de estabilidad tanto en las cantidades compradas como en costos de dichas compras.
- Es importante resaltar que, a lo largo de todo el año 2024, la Distribuidora ha tenido pequeños excedentes de potencia, los cuales son comercializados en el mercado de

desvíos de potencia. Sin embargo, estos ingresos por la venta de dichos desvíos son mínimos y no compensan los costos medios de compra de potencia en el mercado a término.

2.7.3 Consolidado de Compras Mensuales de Energía y Potencia



Gráfica 53.

Evolución de Costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEORSA para el Año 2024.

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

- Durante el año 2024 se observaron niveles de costo al alrededor de los 150 USD/MWh, con fluctuaciones considerables a través del año con una desviación estándar de 11 USD/MWh.
- En la gráfica se aprecia que el mes con el costo monómico más alto se registró en mayo, alcanzando los 178 USD/MWh.
- El repunte en la producción de generación a partir de recurso eólico incrementa significativamente su participación.

2.7.4 Contratos de Suministro Vigentes para las Distribuidoras

Conforme a Ley de Tarifa Social, artículo 7: "...La Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá conforme a lo establecido en la legislación nacional vigente, proceder a revisar los contratos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica...".

Se adjunta el listado de los contratos de suministro de energía y potencia para los usuarios del servicio final suscritos por las Distribuidoras, cuya facturación es revisada mensualmente como parte del proceso de los ajustes tarifarios y que se encuentran vigentes a diciembre de 2024:

Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
EEGSA	Ingenio La Unión (Escritura Pública No. 15)	OCE
EEGSA	TECNOGUAT (Escritura Pública No. 20)	DCC
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 14)	DCC
EEGSA	Agrícola La Entrada (Escritura Pública No. 20)	EG
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 19)	DCC
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 18)	DCC
EEGSA	Ingenio San Diego (Escritura Pública No. 01)	OCE
EEGSA	Agroindustrial Piedra Negra (Escritura Pública No. 35)	EG
EEGSA	Ingenio San Diego (Escritura Pública No. 16)	OCE
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 15)	DCC
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 14)	DCC
EEGSA	Papeles Elaborados (Escritura Pública No. 7)	DCC
EEGSA	Papeles Elaborados (Escritura Pública No. 16)	DCC
EEGSA	Industrias biogás (Escritura Pública No. 34)	EG
EEGSA	Industrias biogás (Escritura Pública No. 17)	EG
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 16)	DCC
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 15)	DCC
EEGSA	Central Agroindustrial, S.A. (Escritura Pública No. 30)	EG
EEGSA	HidroCutzan (Escritura Pública No. 17)	EG
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 12)	DCC
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 10)	DCC
EEGSA	Anacapri (Escritura Pública No. 30)	EG
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 30)	DCC
EEGSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 28)	DCC
EEGSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 12)	DCC
EEGSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 10)	DCC
EEGSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 24)	DCC
EEGSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 23)	DCC
EEGSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 25)	DCC
EEGSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 24)	DCC
EEGSA	GENEPAL (Escritura Pública No. 11)	DCC
EEGSA	GENEPAL (Escritura Pública No. 12)	DCC
EEGSA	Agroforestal El Cedro, S.A. (ESCRITURA PÚBLICA No. 13)	EG
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 14)	DCC
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 13)	DCC
EEGSA	Hidroeléctrica Las Victorias (Escritura Pública No. 11)	EG
EEGSA	Servicios en Generación, S.A. (Escritura Pública No. 10)	EG
EEGSA	AGEN, S.A. (Escritura Pública No. 01)	EG
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 18)	DCC
EEGSA	RENACE (Escritura Pública No. 17)	DCC
EEGSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 27)	DCC
EEGSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 26)	DCC
EEGSA	Generadora Las Uviñas (Escritura Pública No. 9)	EG
EEGSA	OSCANÁ (Escritura Pública No. 02)	EG
EEGSA	Agrocomercializadora del Polochic (Escritura Pública No. 10)	DCC
EEGSA	Agrocomercializadora del Polochic (Escritura Pública No. 12)	DCC
EEGSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 8)	DCC
EEGSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 06)	DCC
EEGSA	HIDROPOWER SDMM (Escritura Pública No. 12)	EG
EEGSA	Xolhuitz (Escritura Pública No. 13)	EG
EEGSA	Biomass Energy, S.A. (Escritura Pública No. 32)	OCE
EEGSA	Biomass Energy, S.A. (Escritura Pública No. 07)	OCE
EEGSA	AGROPROP (Escritura Pública No. 14)	EG
EEGSA	Hidroeléctrica Pasabien (Escritura Pública No. 4)	DCC
EEGSA	Hidroeléctrica Pasabien (Escritura Pública No. 03)	DCC
EEGSA	Energías del Ocosito (Escritura Pública No. 9)	DCC
EEGSA	Energías del Ocosito (Escritura Pública No. 10)	DCC
EEGSA	Ingenio Magdalena (Escritura Pública No. 27)	OCE
EEGSA	Ingenio Magdalena (Escritura Pública No. 28)	OCE
EEGSA	Biomass Energy, S.A. (Escritura Pública No. 08)	DCC
EEGSA	Biomass Energy, S.A. (Escritura Pública No. 31)	DCC
EEGSA	Hidroeléctrica Guayacán (Escritura Pública No. 21)	EG
EEGSA	Transmisión de Electricidad (Escritura Pública No. 09)	EG
EEGSA	HidroJumina (Escritura Pública No. 18)	DCC
EEGSA	HidroJumina (Escritura Pública No. 13)	DCC
EEGSA	Jaguar Energy Guatemala (Escritura Pública No. 23)	OCE
EEGSA	Energía Limpia de Guatemala (Escritura Pública No. 20)	DCC
EEGSA	Energía Limpia de Guatemala (Escritura Pública No. 19)	DCC
EEGSA	HidroXacbal (Escritura Pública No. 23)	DCC
EEGSA	HidroXacbal (Escritura Pública No. 22)	DCC
EEGSA	ANACAPRI (Escritura Pública No. 15)	EG
EEGSA	Hidroeléctrica El Cóbano (Escritura Pública No. 19)	DCC
EEGSA	Hidroeléctrica El Cóbano (Escritura Pública No. 18)	DCC
EEGSA	Energía del Caribe (Escritura Pública No. 12)	OCE

Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
EEGSA	Energía del Caribe (Escritura Pública No. 5)	OCE
EEGSA	CINCO M. (Escritura Pública No. 34)	OCE
EEGSA	CINCO, M. (Escritura Pública No. 33)	OCE
EEGSA	Viento Blanco (Escritura Pública No. 2)	EG
EEGSA	Energías San José (Escritura Pública No. 22)	OCE
EEGSA	Servicios CM, S.A. (ESCRITURA PÚBLICA No. 37)	OCE
EEGSA	Servicios CM, S.A. (ESCRITURA PUBLICA No. 36)	OCE
EEGSA	Grupo Generador de Oriente (Escritura Pública No. 13)	OCE
EEGSA	Grupo Generador de Oriente (Escritura Pública No. 12)	OCE
EEGSA	Generadora Eléctrica del Norte (Escritura Pública No. 21)	OCE
EEGSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 22)	PSA
EEGSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 26)	PSA
EEGSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 21)	PSA
EEGSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 25)	PSA
EEGSA	Térmica, S.A. (Escritura Pública No. 33)	PSA
EEGSA	Térmica, S.A. (Escritura Pública No. 32)	PSA
EEGSA	Compra de Materias Primas, S.A. (Escritura Pública No. 21)	EG
EEGSA	Orazul Energy Guatemala (Escritura Pública No. 31)	OCE
EEGSA	Energías San José (Escritura Pública No. 17)	OCE
DEOCSA	Ingenio Tzulá ((Escritura Pública No. 3)	OCE
DEOCSA	RENACE (Escritura Pública No. 29)	DCC
DEOCSA	Anacaprí (Escritura Pública No. 16)	EG
DEOCSA	Ingenio Magdalena (Escritura Pública No.23)	OCE
DEOCSA	Leeverg, S.A. (Escritura Pública No.30)	EG
DEOCSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEOCSA	Papeles Elaborados (Escritura Pública No.18)	DCC
DEOCSA	Hidroeléctrica Monte Maria (Escritura Pública No. 18)	EG
DEOCSA	Agrogeneradora, S.A. (Escritura Pública No.16)	EG
DEOCSA	RENACE (Escritura Pública No. 7)	DCC
DEOCSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEOCSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública 16)	DCC
DEOCSA	Inversiones Agrícolas Diversificadas (Escritura Pública No. 06)	DCC
DEOCSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 14)	DCC
DEOCSA	OXEC, S.A. (Escritura Publica No. 15)	DCC
DEOCSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 3)	DCC
DEOCSA	Hidroeléctrica Carmen Amalia (Escritura Pública No. 2)	EG
DEOCSA	RENACE (Escritura Pública No. 9)	DCC
DEOCSA	Energías Renovables AMLO (Escritura Pública No. 5)	EG
DEOCSA	Hidroeléctrica El Corozo (Escritura Pública No. 6)	EG
DEOCSA	Aguiar Arimany (Escritura Pública No. 3)	EG
DEOCSA	Generadora de Energía El Prado (Escritura Pública 11)	EG
DEOCSA	Hidroeléctrica Samuc (Escritura Pública No. 10)	EG
DEOCSA	OXEC, S.A. (Escritura Publica No. 15)	DCC
DEOCSA	RENACE (Escritura Pública No. 7)	DCC
DEOCSA	Hidosacpur (Escritura Pública No. 8)	EG
DEOCSA	Hidroeléctrica Maxanal (ESCRITURA PUBLICA 2)	EG
DEOCSA	Energía del Caribe (Escritura Pública No. 17)	OCE
DEOCSA	Agrocomercializadora del Polochic (Escritura Pública No. 6)	DCC
DEOCSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 18)	DCC
DEOCSA	Punta del Cielo (Escritura Publica No.6)	EG
DEOCSA	Caudales Renovables (Escritura Pública No. 8)	EG
DEOCSA	Hidroeléctrica Samuc (Escritura Pública No. 9)	EG
DEOCSA	Energías del Ocosito (Escritura Pública No. 5)	DCC
DEOCSA	Inversiones Pasabien (Escritura Pública No. 7)	DCC
DEOCSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 7)	EG
DEOCSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 9)	DCC
DEOCSA	Energías del Ocosito (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEOCSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 19)	OCE
DEOCSA	Compañía Agrícola O.V. (Escritura Pública No.5)	EG
DEOCSA	Hidosacpur ((Escritura Pública No. 7)	DCC
DEOCSA	Energía Limpia de Guatemala (Escritura Pública No. 21)	DCC
DEOCSA	HydroXacbal (Escritura Pública No.14)	DCC
DEOCSA	Hidroeléctrica El Cóbano (Escritura Pública No. 14)	DCC
DEOCSA	SIBO (Escritura Pública No. 27)	EG
DEOCSA	Jaguar Energy Guatemala LLD (Escritura Pública No. 37)	JEG
DEOCSA	CINCO M (Escritura Pública No. 19)	OCE
DEOCSA	Servicios CM, S.A. (Escritura Pública No. 32)	OCE
DEOCSA	Grupo Generador de Oriente (Escritura Pública 24)	OCE
DEOCSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 5)	PSEA
DEOCSA	Térmica, S.A. (Escritura Pública No. 6)	PSEA
DEOCSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 12)	PSEA
DEOCSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 31)	PSEA
DEOCSA	Térmica, S.A. (Escritura Pública No. 21)	PSEA
DEORSA	RENACE (Escritura Pública No. 30)	DCC

Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
DEORSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 16)	DCC
DEORSA	Papeles Elaborados (Escritura Pública No. 17)	DCC
DEORSA	RENACE (Escritura Pública No. 8)	DCC
DEORSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 16)	DCC
DEORSA	Alternativa de Energía Renovable (Escritura Pública No. 2)	DCC
DEORSA	Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Escritura Pública No. 17)	DCC
DEORSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEORSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 18)	DCC
DEORSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 5)	DCC
DEORSA	RENACE (Escritura Pública No. 12)	DCC
DEORSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 18)	DCC
DEORSA	RENACE (Escritura Pública No. 8)	DCC
DEORSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 19)	DCC
DEORSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 23)	DCC
DEORSA	Energías del Ocosito Biomass Energy (Escritura Pública No. 14)	DCC
DEORSA	Energía Limpia de Guatemala (Escritura Pública No. 22)	DCC
DEORSA	HydroXacbal (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEORSA	Hidroeléctrica El Cobano (Escritura Pública No. 12)	DCC
DEORSA	Agroforestal El Cedro (Escritura Pública No. 12)	EG
DEORSA	Anacapri, S.A. (Escritura Pública No. 17)	EG
DEORSA	Generadora Eléctrica Las Victorias (Escritura Pública No. 4)	EG
DEORSA	Regional Energética (Escritura Pública No. 9)	EG
DEORSA	Coralito S.A. (Escritura Pública No. 1)	EG
DEORSA	Agropecuaria Altorr (Escritura Pública No. 13)	EG
DEORSA	Tuncaj S.A. (Escritura Pública No. 05)	EG
DEORSA	Hidroeléctrica Sac-Ja (Escritura Pública No. 10)	EG
DEORSA	Generadora Nacional S.A. (Escritura Pública No. 08)	EG
DEORSA	Eólico San Antonio (Escritura Pública No. 12)	EG
DEORSA	Ingenio Magdalena (Escritura Pública No.24)	OCE
DEORSA	Energía del Caribe (Escritura Pública No. 15)	OCE
DEORSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 20)	OCE
DEORSA	Generadora Eléctrica del Norte (Escritura Pública No. 1)	OCE
DEORSA	Jaguar Energy Guatemala LLD (Escritura Pública No. 28)	OCE
DEORSA	CINCO M (Escritura Pública No. 20)	OCE
DEORSA	Servicios CM, S.A. (Escritura Pública No. 31)	OCE
DEORSA	Grupo Generador de Oriente (Escritura Pública No. 11)	OCE
DEORSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 4)	PSEA
DEORSA	Energías del Ocosito (Escritura Pública No. 8)	PSEA
DEORSA	Alternativa de Energía Renovable (Escritura Pública No. 9)	PSEA
DEORSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 10)	PSEA
DEORSA	Térmica, S.A. (Escritura Pública No. 5)	PSEA
DEORSA	Generadora Eléctrica del Norte (Escritura Pública No. 4)	PSEA
DEORSA	Orazul Energy Guatemala (Escritura Pública No. 10)	PSEA
DEORSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 56)	PSEA
DEORSA	Renovables de Guatemala (Escritura Pública No. 9)	PSEA
DEORSA	Generadora de Occidente (Escritura Pública No. 32)	PSEA
DEORSA	Térmica, S.A. (Escritura Pública No. 19)	PSEA
EEM de Guastatoya TS	EGEE del INDE - EEMG-03-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Jalapa TS	EGEE del INDE - CONTRATO ADMINISTRATIVO No. 314-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Puerto Barrios TS	EGEE del INDE - 002-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de San Pedro Pinula TS	EGEE del INDE - CA-01-2022	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Zacapa TS	EGEE del INDE - RESOLUCIÓN CDR-082-2019	Por diferencias por demanda faltante
EMRE de Ixcán TS	ECOEE del INDE - EMRE-01-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Guastatoya TNS	EGEE del INDE - EEMG-02-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Jalapa TNS	EGEE del INDE - CONTRATO ADMINISTRATIVO No. 315-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Puerto Barrios TNS	EGEE del INDE - 003-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de San Pedro Pinula TNS	EGEE del INDE - CA-02-2022	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Zacapa TNS	EGEE del INDE - RESOLUCIÓN CDR-082-2019	Por diferencias por demanda faltante
EMRE de Ixcán TNS	ECOEE del INDE - EMRE-02-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Joyabaj TS	EGEE - EEMJOY-01-2021	Por diferencias por demanda faltante

Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
EEM de Retalhuleu TS	EGEE - EENR-001-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de San Marcos TS	EGEE - CONTRATO ADMINISTRATIVO 09-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de San Pedro Sac., San Marcos TS	EGEE - 254-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Santa Eulalia TS	EGEE - CONTRATO ADMINISTRATIVO 285-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Quetzaltenango TS	EGEE - EEMQ-001-2019	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Joyabaj	EGEE - EEMJOY-02-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Retalhuleu	EGEE - EENR-002-2021	Por diferencias por demanda faltante
EEM de San Marcos	EGEE - CONTRATO ADMINISTRATIVO 08-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de San Pedro Sac., San Marcos	EGEE - 253-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Santa Eulalia	EGEE - CONTRATO ADMINISTRATIVO 286-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Quetzaltenango	EGEE - EEMQ-002-2019	Por diferencias por demanda faltante

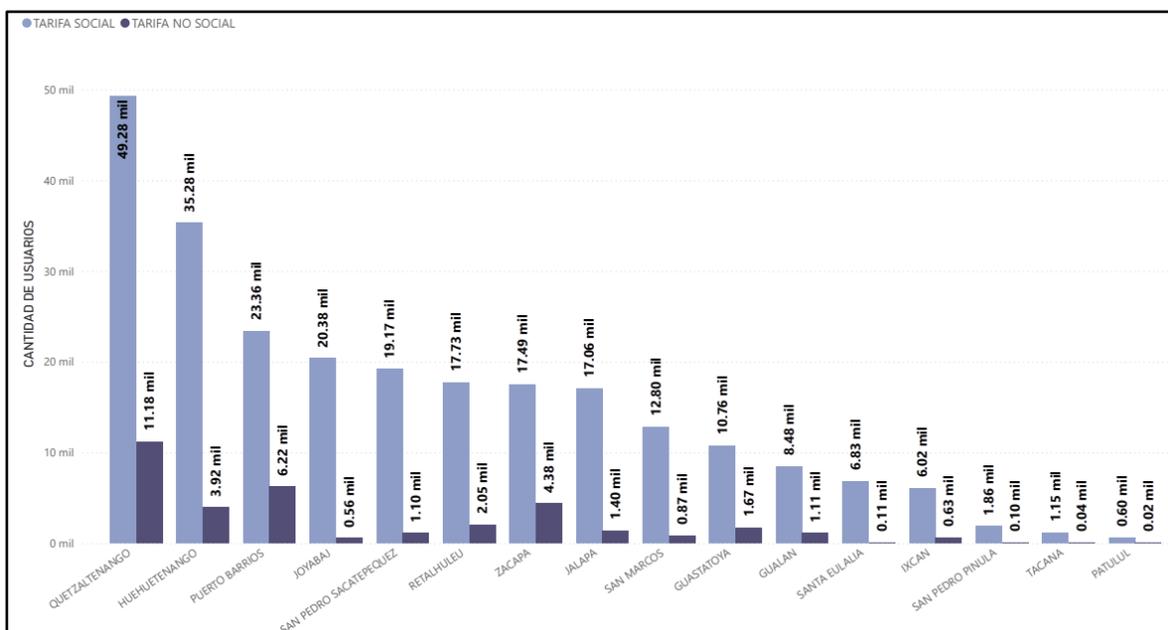
TABLA 4.

Listado de Contratos de Suministro de Energía y Potencia vigentes para el Año 2024

Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

2.8 Empresas Eléctricas Municipales – EEMs –

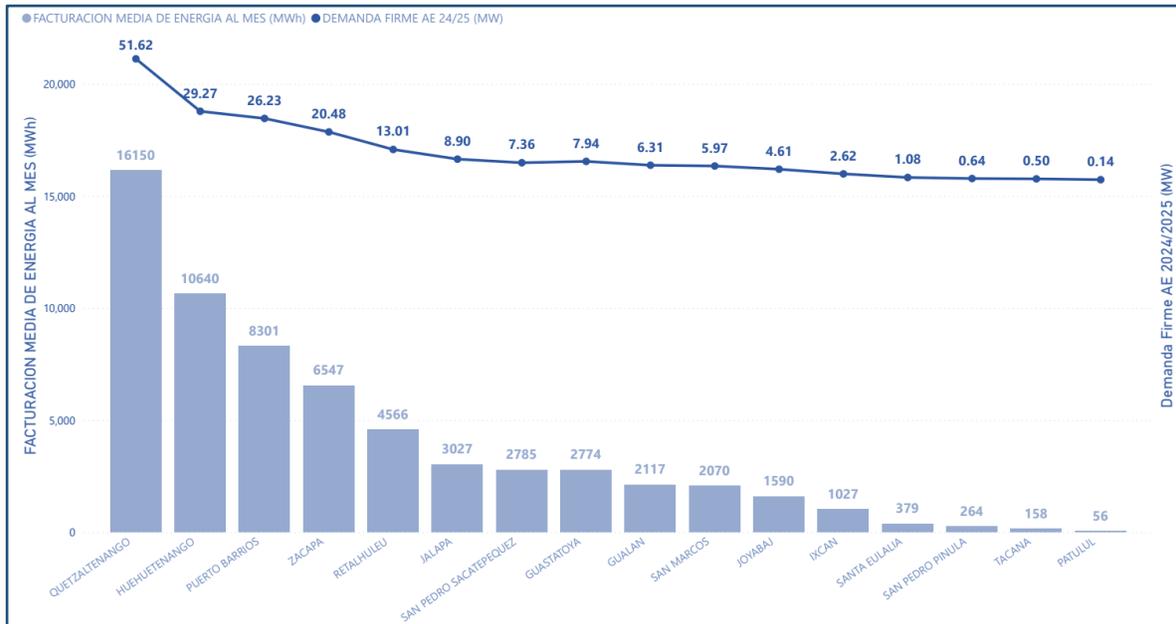
A continuación, se presentan una serie de gráficas que resumen de manera puntual la información más relevante de las empresas eléctricas municipales: cantidad de usuarios, demanda firme y consumo medio de energía.



Gráfica 54.

Cantidad de Usuarios en Tarifa Social y Tarifa No Social para las Empresas Eléctricas Municipales

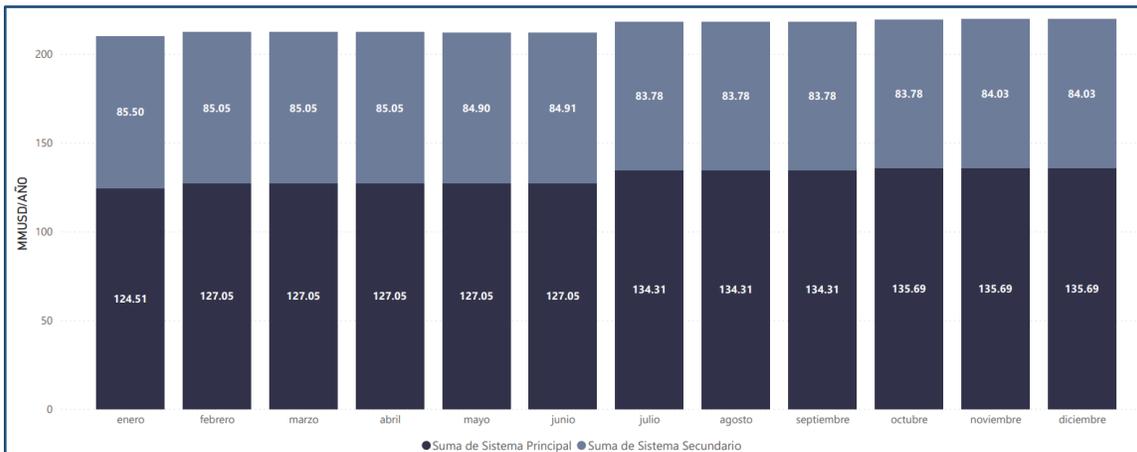
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.



Gráfica 55.
Demanda Firme y Facturación Media de Energía de las Empresas Eléctricas Municipales durante el Año 2024.
Fuente: elaboración propia, mayo de 2025.

- **Peaje Principal y Secundario**

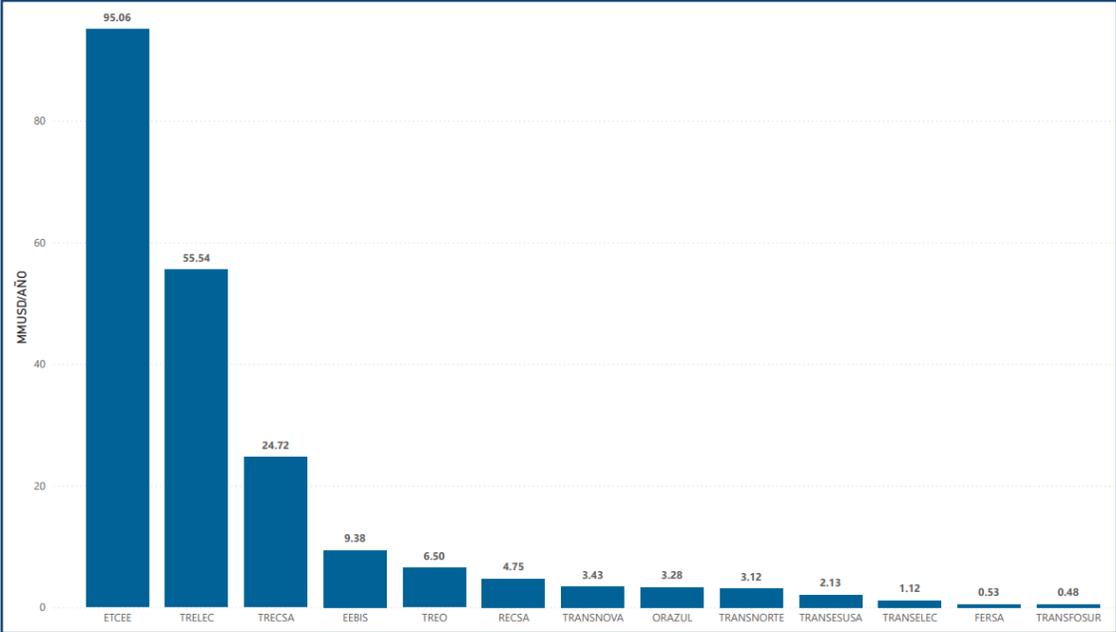
A continuación, se presenta la Evolución del Peaje de Sistema Principal y Secundario durante el Año 2024:



Gráfica 56.
Evolución del Peaje Anual de Transmisión del Sistema Principal y Sistema Secundario.
Fuente: elaboración propia mayo de 2025

Como se puede observar en la gráfica anterior, el peaje para enero de 2024 presentaba para el Sistema Principal un valor de 124.51 MMUSD/año y el Peaje del Sistema Secundario global presentaba un valor de 81.54 MMUSD para un total de 210.05 MMUSD. Durante el año 2024 fueron atendidos un total de 26 expedientes relacionados con solicitudes de

fijación de peaje. A continuación, se muestra la desagregación por agente interesado del peaje máximo, resultado de la gestión de expedientes durante el año 2024:



Gráfica 57.
Monto de Peaje Máximo Resultante de la Gestión de Expedientes Durante el Año 2024.
 Fuente: elaboración propia mayo de 2025

Tal y como se observa en la gráfica 56, para el mes de diciembre de 2024 el peaje del sistema principal alcanzó un valor de 135.69 MMUSD y el peaje del sistema secundario un valor de 84.03 MMUSD para un total de 219.72 MMUSD, lo que significa una variación de un 5% en el valor total del peaje durante el año 2024. Esta variación se debe a las nuevas adiciones de instalaciones que, producto de su puesta en operación comercial, tanto el sistema principal como en el sistema secundario iniciaron a prestar el servicio de transporte de energía eléctrica.

En enero de 2024, fue aplicado el factor de ajuste resultante de la aplicación de la Fórmula de Ajuste Automático definida para la primera quincena del año 2024, resultando un monto de peaje para el Sistema Principal de 124.51 MMUSD y el peaje del Sistema Secundario con un valor de 85.54 MMUSD para un total de 210.05 MMUSD, presentando estos nuevos valores una variación del 1.8%, con respecto al valor de cierre del año 2023.

- **Estudios de Valor Agregado de Distribución**

Cumpliendo con todos los hitos establecidos en nuestro marco legal se emitieron las resoluciones que contienen los pliegos tarifarios con la siguiente secuencia:

En enero de 2024, se emitieron las resoluciones CNEE-27-2024 y CNEE-28-2024 que contienen los pliegos tarifarios de Tarifa No Social y Tarifa Social de Empresa Eléctrica Municipal de

Zacapa y de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu respectivamente, para el quinquenio 2024-2029.

En octubre de 2024, se emitieron las resoluciones CNEE-263-2024 y CNEE-264-2024 que contienen los pliegos tarifarios de Tarifa No Social y Tarifa Social de Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., respectivamente, para el quinquenio 2024-2029.

La emisión de dichos pliegos tarifarios se realizó a partir de un estudio eminentemente técnico que permite la operación de dichas distribuidoras dentro del modelo definido por la LGE y su Reglamento.

En junio de 2024, mediante resolución CNEE-143-2024, se emitieron los Términos de Referencia para la elaboración del Estudio de Caracterización de Carga (ECC) de Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, Empresa Municipal Rural de Electricidad (EMRE) y Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios.

En abril de 2024, mediante resolución CNEE-121-2024, se emitieron los Términos de Referencia del Estudio de Valor Agregado de Distribución (EVAD) para las siguientes empresas eléctricas: Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango, Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango, Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, Empresa Hidroeléctrica de Patulul, Sociedad Anónima, Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, y Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.

Dichos términos permiten optimizar el proceso de los estudios de distribución, incluyendo temas derivados tanto de avances tecnológicos como mejores prácticas que se han recogido de la experiencia de la liquidación de los pliegos tarifarios vigentes.

Asimismo, estos términos toman en cuenta las eficiencias que pueden tener las distribuidoras en sus procesos de compra masivos, para que éstas sean trasladadas a los costos de distribución reconocidos a las distribuidoras.

3.

FISCALIZACIÓN

ÍNDICE FISCALIZACIÓN Y NORMAS

3.	FISCALIZACIÓN Y NORMAS	72
3.1	Indicadores y estadísticas de calidad	72
3.1.1	Calidad del Servicio de Transporte	72
3.1.1.1	Producto Técnico en Transmisión	72
3.1.1.2	Servicio Técnico en Transmisión	72
3.1.2	Calidad de Servicio de Distribución	75
3.1.2.1	Producto Técnico en Distribución	75
3.1.2.2	Servicio Técnico en Distribución	77
3.1.2.2.1	Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)	77
3.1.2.2.2	Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)	78
3.1.2.3	Calidad del Servicio Comercial	79
3.1.2.3.1	Porcentaje de Reclamos -R%-	79
3.1.2.3.2	Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-	80
3.1.2.3.3	Facturación Errónea	81
3.1.2.4	Encuesta Anual de Calidad	82
3.2	Fiscalización y Control de la Calidad en Campo	84
3.2.1	Generalidades de la Fiscalización y Control de la Calidad en Campo	84
3.2.2	Resultados de la Fiscalización en Campo	85
3.2.2.1	Seguimiento de los Hallazgos de Distribución	85
3.2.3	Mejora en el Alcance de la Fiscalización de Campo	87
3.2.4	Variaciones de lo Corregido por el Distribuidor	88
3.3	Denuncias y Atención al Usuario	89
3.3.1	Generalidades de la Gestión de Denuncias y Atención al Usuario	89
3.3.2	Estadísticas y Resultados	90
3.3.2.2	Finalización de Expedientes	91
3.3.2.1	Expedientes Clasificados por su Origen	90
3.3.2.3	Expedientes por Inconformidad de los Usuarios	92
3.4	Control y Seguridad de Presas	93
3.4.1	Generalidades del Control y Seguridad de Presas	93
3.4.2	Principales Estadísticas	93
3.4.2.1	Inspecciones Rutinarias	94
3.4.2.2	Inspecciones Intermedias	95
3.4.2.3	Plan Ante Emergencias -PAE-	95
3.4.3	Fiscalización en Campo	95

No. de Gráfica	Nombre	Pág.
Gráfica 1.	Peso Ponderado de Transportistas por Longitud de Líneas de Transmisión	73
Gráfica 2.	Mediciones de Voltaje – Regulación de Tensión – Fuera de Tolerancia en Cada Punto de Medición Durante el Año 2024	73
Gráfica 3.	Indisponibilidades de Equipo de Transformación	74
Gráfica 4.	Tiempo de Indisponibilidades de Equipo de Transformación	74
Gráfica 5.	Indisponibilidades de Líneas de Transmisión	75
Gráfica 6.	Tiempo de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión	75
Gráfica 7.	Resultado de las Mediciones de Regulación de tensión Realizadas por los Distribuidores Durante el 2024	76
Gráfica 8.	Duración Promedio en Horas, de Interrupciones Durante 2024	77
Gráfica 9.	Frecuencia Promedio en Cantidad de Veces, de Interrupciones Durante 2024	78
Gráfica 10.	Porcentaje de Reclamos Recibidos al Segundo Semestre 2024	79
Gráfica 11.	Porcentaje de Reclamos Recibidos por Municipio para el Segundo Semestre 2024	80
Gráfica 12.	Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos al Segundo Semestre 2024	81
Gráfica 13.	Facturación Errónea 2020 – 2024, EEGSA	81
Gráfica 14.	Facturación Errónea 2020 – 2024, DEOCSA	82
Gráfica 15.	Facturación Errónea 2020 – 2024, DEORSA	82
Gráfica 16.	Encuesta de Calidad 2024. Resultados Generales de la Calificación de los Usuarios Sobre el Servicio Prestado por las Distribuidoras	83
Gráfica 17.	Encuesta de Calidad 2024. Resultados de la Calificación de los Usuarios Sobre el Servicio, detallado por Áreas de Calidad Evaluadas	83
Gráfica 18.	Hallazgos de Distribución por Categoría	84
Gráfica 19.	Distribución Geográfica de los Hallazgos	86
Gráfica 20.	Cantidad de hallazgos por Departamento	87
Gráfica 21.	Detalle de las Variaciones en el Alcance, Período 2021 a 2024	88
Gráfica 22.	Detalle de las Variaciones en los Trabajos Reportados, Período 2021 a 2024	89
Gráfica 23.	Origen de las Denuncias Atendidas	90
Gráfica 24.	Expedientes Finalizados Durante 2024 Clasificados por Método de Finalización	92
Gráfica 25.	Casos de Denuncia / Investigación de Oficio por Inconformidad del Usuario Clasificados por motivo, Durante 2024	93
Gráfica 26.	Libros de Inspección rutinaria 2023, Clasificados por Tipo de Presa Según su Nivel de Consecuencia o Riesgo	94
Gráfica 27.	Cantidad de fiscalizaciones de campo a instalaciones de presas 2024, clasificadas por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo.	97

No. de tabla	Índice de Tablas	Pág.
Tabla 1.	Estado de los Hallazgos, Agrupado por Distribuidor y Categoría	85
Tabla 2.	Detalle de las Variaciones en el Alcance, Período 2021 a 2024	87
Tabla 3.	Detalle de las Variaciones en los Trabajos Reportados, Período 2021 a 2024	88
Tabla 4.	Expedientes DAU Abiertos Durante 2024 Clasificados por su Origen	89
Tabla 5.	Expedientes Finalizados Clasificados por Método de Finalización Durante 2024	91
Tabla 6.	Expedientes de Denuncia por Consumo Fraudulento, Clasificadas por Forma de Finalización Durante 2024	91
Tabla 7.	Expedientes de Denuncia por Consumo Fraudulento, Clasificadas por Forma de Finalización Durante 2024	92

3 FISCALIZACIÓN Y NORMAS

3.1 Indicadores y estadísticas de calidad

La calidad del servicio eléctrico puede definirse como el nivel de cumplimiento de los estándares establecidos en norma para la prestación del servicio eléctrico.

Los estándares de calidad hacen referencia a 3 aspectos: la confiabilidad del servicio (disponibilidad o indisponibilidad de la energía eléctrica), la calidad de la energía (atributos de la energía eléctrica suministrada) y el relacionamiento entre los prestadores del servicio y los usuarios finales.

La Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96 del Congreso de la República) y su Reglamento (Acuerdo Gubernativo 256-97), definen que la calidad del servicio se circunscribe a 2 etapas de la cadena de suministro: Transmisión y Distribución, definiendo regímenes específicos de calidad para ambos casos. Derivado de ello, las disposiciones específicas para el control de los niveles de calidad (parámetros, tolerancias y procedimientos de verificación) en transmisión y distribución están recogidas en las normas de calidad del servicio, emitidas por la Comisión.

Dentro de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica existe la dependencia denominada Gerencia de Fiscalización y Normas, la cual tiene asignadas las labores de control, verificación y seguimiento del cumplimiento de los estándares de calidad definidos en la normativa antes referida.

3.1.1 Calidad del Servicio de Transporte

La calidad del servicio de transporte está referido a dos aspectos: la calidad de la energía entregada por los transportistas y la confiabilidad de sus instalaciones. La calidad de la energía está considerada dentro del parámetro denominado Producto Técnico, mientras que la confiabilidad está considerada dentro del parámetro denominado Servicio Técnico.

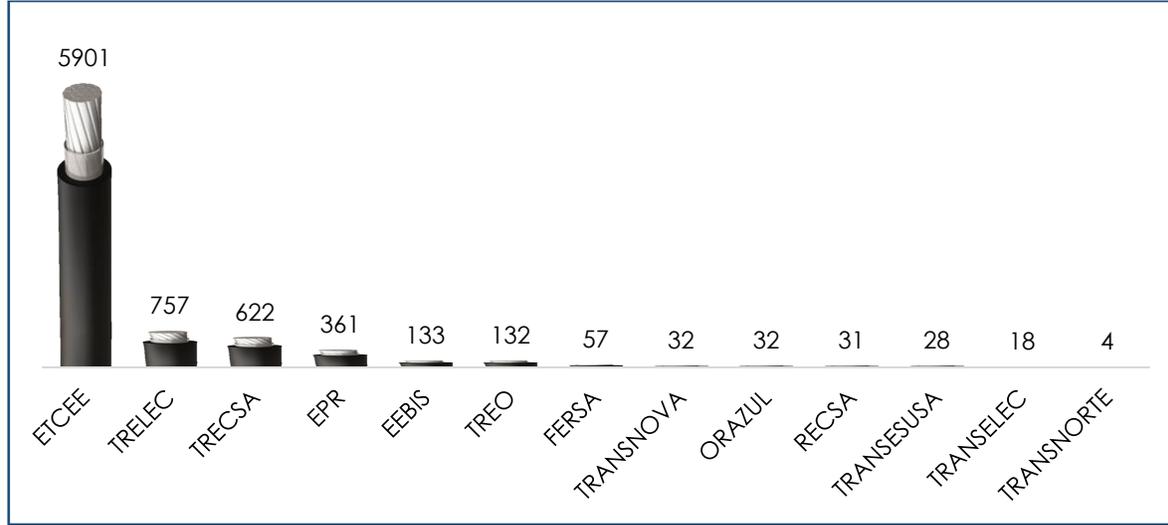
3.1.1.1 Producto Técnico en Transmisión

Las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), establecen los índices de referencia para calificar la calidad con que se provee la energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega.

El Administrador del Mercado Mayorista realiza estudios de flujo de carga para determinar los niveles de tensión en cada nodo de la red y evaluar las acciones a efectuar para corregir dichas transgresiones, a efecto de llevar el voltaje a los niveles óptimos.

Se muestra a continuación el peso ponderado por transportista considerando los kilómetros de red de transmisión primaria y secundaria. Esta gráfica es relevante, toda vez que, al

considerar el peso ponderado de cada transportista, se cuenta con el debido contexto para analizar sus indicadores.



Gráfica 1.
Peso Ponderado de Transportistas por Longitud de Líneas de Transmisión
Fuente: elaboración propia 2024.

Como se observa, ETCEE, TRECSEA, TRECSEA y EPR cuentan con el mayor peso respecto de la longitud de líneas, donde eventualmente puede ser más complejo mantener los indicadores dentro de tolerancia.

A continuación, se muestra gráficamente los principales resultados del análisis efectuado.

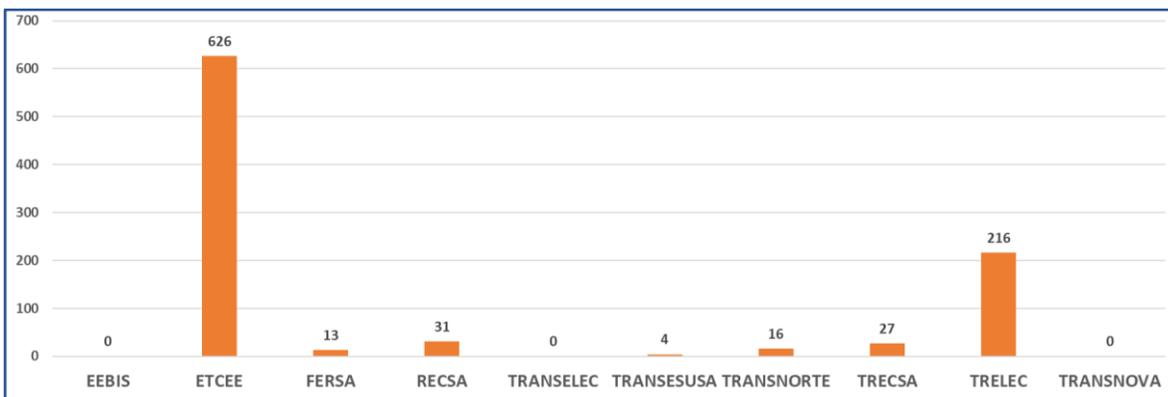
Medición	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	diciembre
SAN RAFAEL LAS FLORES, 69/13.8	9.39%										
SAN RAFAEL LAS FLORES, 69/13.8	10.00%										
RAAYHA, SALIDA GENERAL	5.14%										
CHISEC, 69/34.5	5.78%										
SAN RAFAEL LAS FLORES, 69/13.8	16.84%										
SAYACHE, 69/34.5	9.60%										
PLAYA GRANDE, 34.5/13.2	5.24%										
RAAYHA, SALIDA GENERAL	10.76%										
CHISEC, 69/34.5	10.96%										
SAN RAFAEL LAS FLORES, 69/13.8	9.47%										
SAYACHE, 69/34.5	15.52%										
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 1	18.85%										
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 3	13.86%										
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 4	16.04%										
MAGDALENA, LINEA PUERTO	12.92%										
MAGDALENA, LINEA MILAGRO	17.64%										
PLAYA GRANDE, 34.5/13.2	6.61%										
RAAYHA, SALIDA GENERAL	18.09%										
CHISEC, 69/34.5	16.67%										
SAN RAFAEL LAS FLORES, 69/13.8	10.13%										
POPTUN, 69/34.5	6.02%										
SAYACHE, 69/34.5	25.75%										
GENOR, BARRA, 69	5.07%										
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 1	14.00%										
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 3	12.81%										
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 4	13.83%										
MAGDALENA, LINEA PUERTO	11.72%										
MAGDALENA, LINEA MILAGRO	14.55%										
IXPANPAJUL TRAF0 I 69/34.5	7.99%										
IXPANPAJUL TRAF0 II 69/34.5	7.92%										
LA NORIA, 69/34.5	5.92%										
RETALHULEU, LINEA 2.4	5.24%										
PLAYA GRANDE, LINEA SALACUIM	5.43%										
PLAYA GRANDE, 69/34.5	5.73%										
LA NORIA, 69/34.5	8.04%										
PUERTO BARRIOS, 69/13.8	13.78%										
PUERTO BARRIOS, 69/13.8	16.94%										
GENOR, BARRA, 69	15.46%										
SAN DIEGO TRINIDAD BLOQUE 5	10.62%										
LA NORIA, 69/34.5	8.13%										
PUERTO BARRIOS, 69/13.8	5.74%										
GENOR, BARRA, 69	6.71%										
SAN DIEGO TRINIDAD BLOQUE 5	9.11%										
SAN DIEGO TRINIDAD BLOQUE 5	14.36%										
PLAYA GRANDE, LINEA SALACUIM	6.12%										
PLAYA GRANDE, 69/34.5	5.98%										
SAN DIEGO TRINIDAD BLOQUE 5	5.98%										

Gráfica 2.
Mediciones de Voltaje – Regulación de Tensión – Fuera de Tolerancia en Cada Punto de Medición Durante el Año 2024
Fuente: cálculos con base en información regulatoria remitida por agentes

3.1.1.2 Servicio Técnico en Transmisión

La calidad del servicio técnico de los sistemas de transmisión tiene por objeto evaluar el desempeño de los sistemas de transmisión en función de la continuidad del suministro eléctrico y, para ello, debe controlarse la disponibilidad de los equipos que conforman los sistemas de transmisión en periodos anuales.

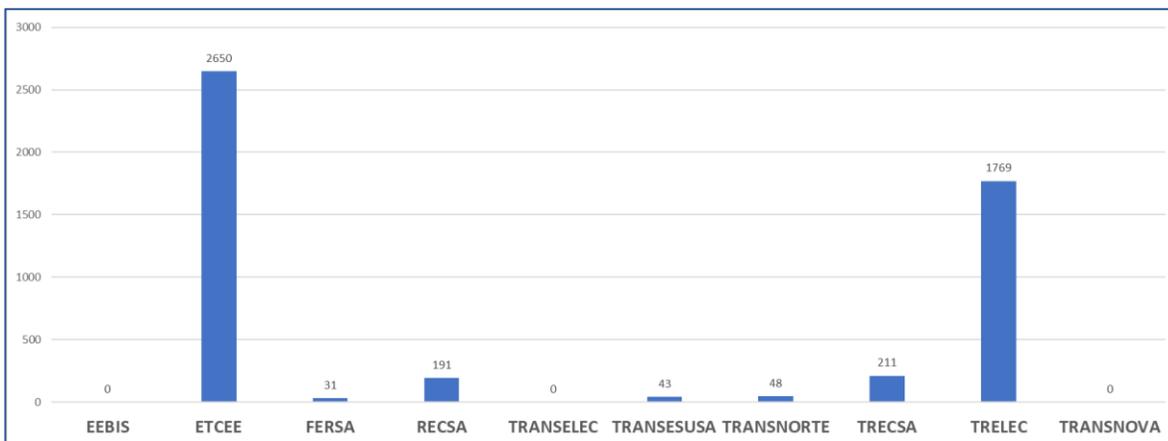
A continuación, se presentan, de forma gráfica, los resultados más relevantes del cálculo de indicadores servicio técnico en transmisión, disponibles para el año 2024.



Gráfica 3.

Indisponibilidades de Equipo de Transformación

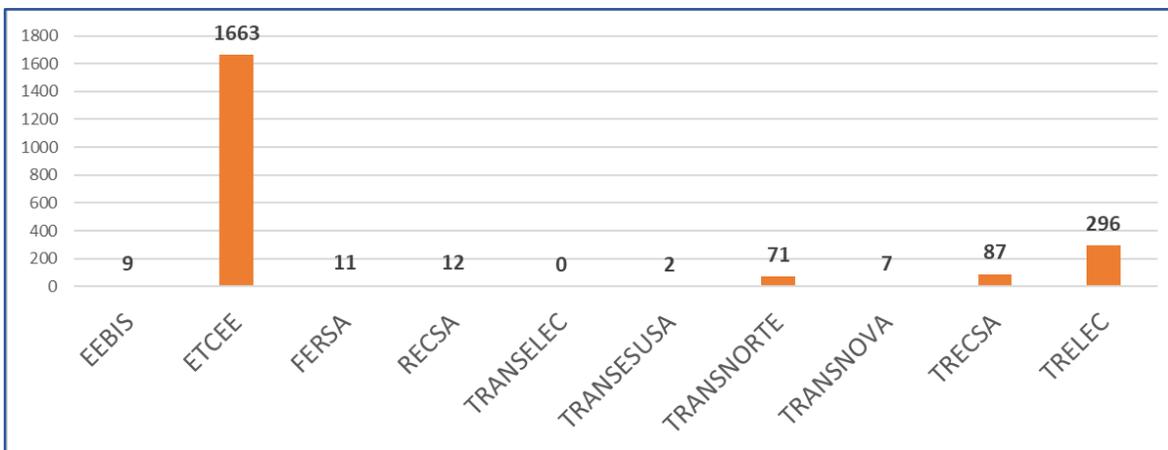
Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2024.



Gráfica 4.

Tiempo de Indisponibilidades de Equipo de Transformación

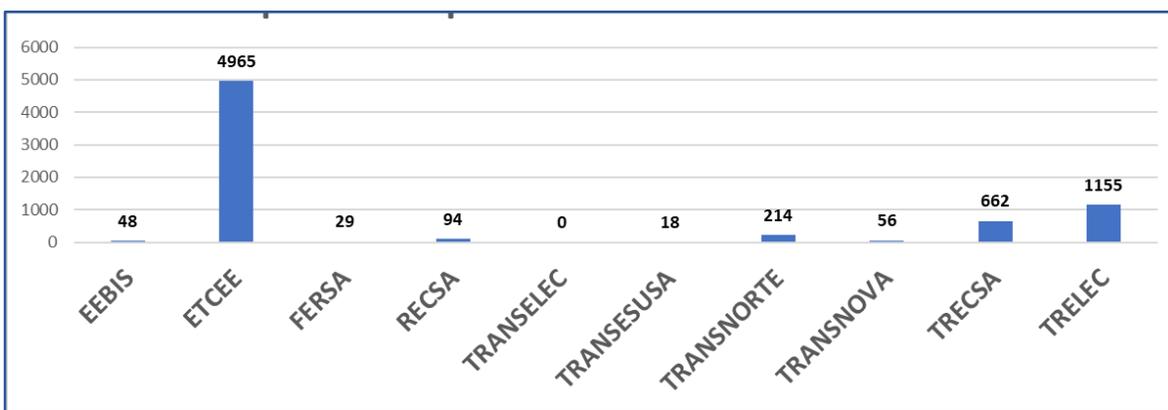
Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2024.



Gráfica 5.

Indisponibilidades de Líneas de Transmisión

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2024.



Gráfica 6.

Tiempo de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión

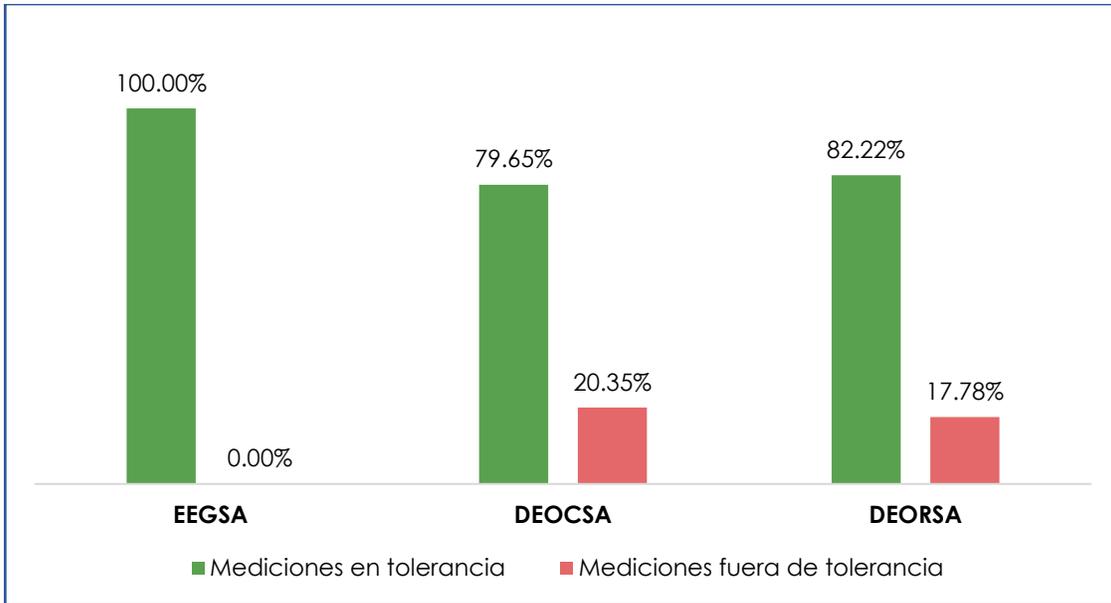
Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2024.

3.1.2 Calidad de Servicio de Distribución

La calidad del servicio de distribución está referida a tres aspectos: la calidad de la energía entregada por los distribuidores al usuario final, la confiabilidad de sus redes de distribución y el relacionamiento comercial con sus usuarios. La calidad de la energía está considerada dentro del parámetro denominado Producto Técnico, la confiabilidad está considerada dentro del parámetro denominado Servicio Técnico y la calidad del relacionamiento con sus usuarios se denomina Calidad Comercial.

3.1.2.1 Producto Técnico en Distribución

En cumplimiento de lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios finales, CNEE evaluó y analizó las mediciones que fueron presentadas por los distribuidores durante el año 2024, determinando el cumplimiento de los valores de tolerancia establecidos en norma. Los resultados relevantes de dicho análisis se muestran en las gráficas siguientes:



Gráfica 7. Resultado de las Mediciones de Regulación de Tensión Realizadas por los Distribuidores Durante el 2024.

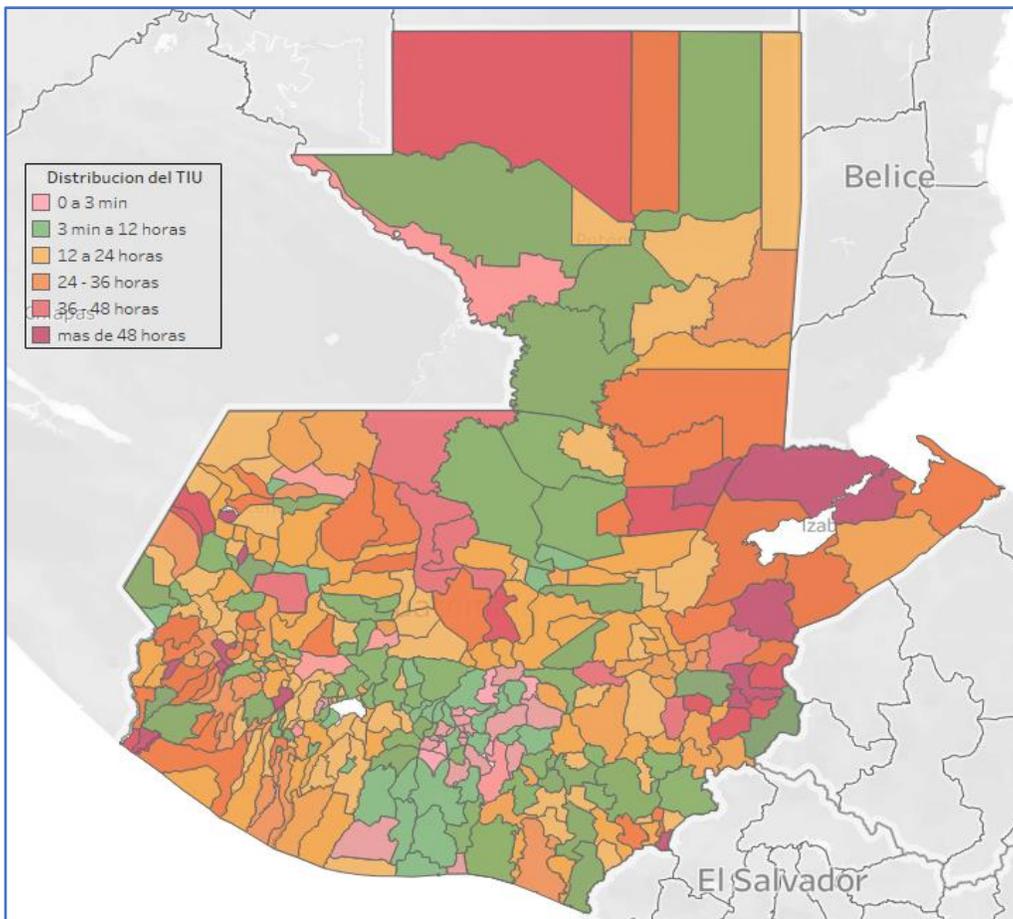
Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.2.2 Servicio Técnico en Distribución

La calidad del Servicio Técnico del distribuidor se determina en función de la continuidad del suministro eléctrico. Es decir, se mide la cantidad de interrupciones y la duración de estas. La duración de dichas interrupciones se cuantifica por el tiempo en horas de las interrupciones. Asimismo, la normativa excluye aquellas interrupciones que fueron calificadas como causa de Fuerza Mayor y las menores a 3 minutos. A continuación, se muestran gráficamente los resultados más destacados del análisis efectuado.

3.1.2.2.1 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

Este índice representa la cantidad de tiempo en horas que un usuario estuvo sin suministro de energía eléctrica durante un semestre. La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y, mediante escala de colores, la frecuencia promedio de tiempo de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante el primer semestre de 2024:



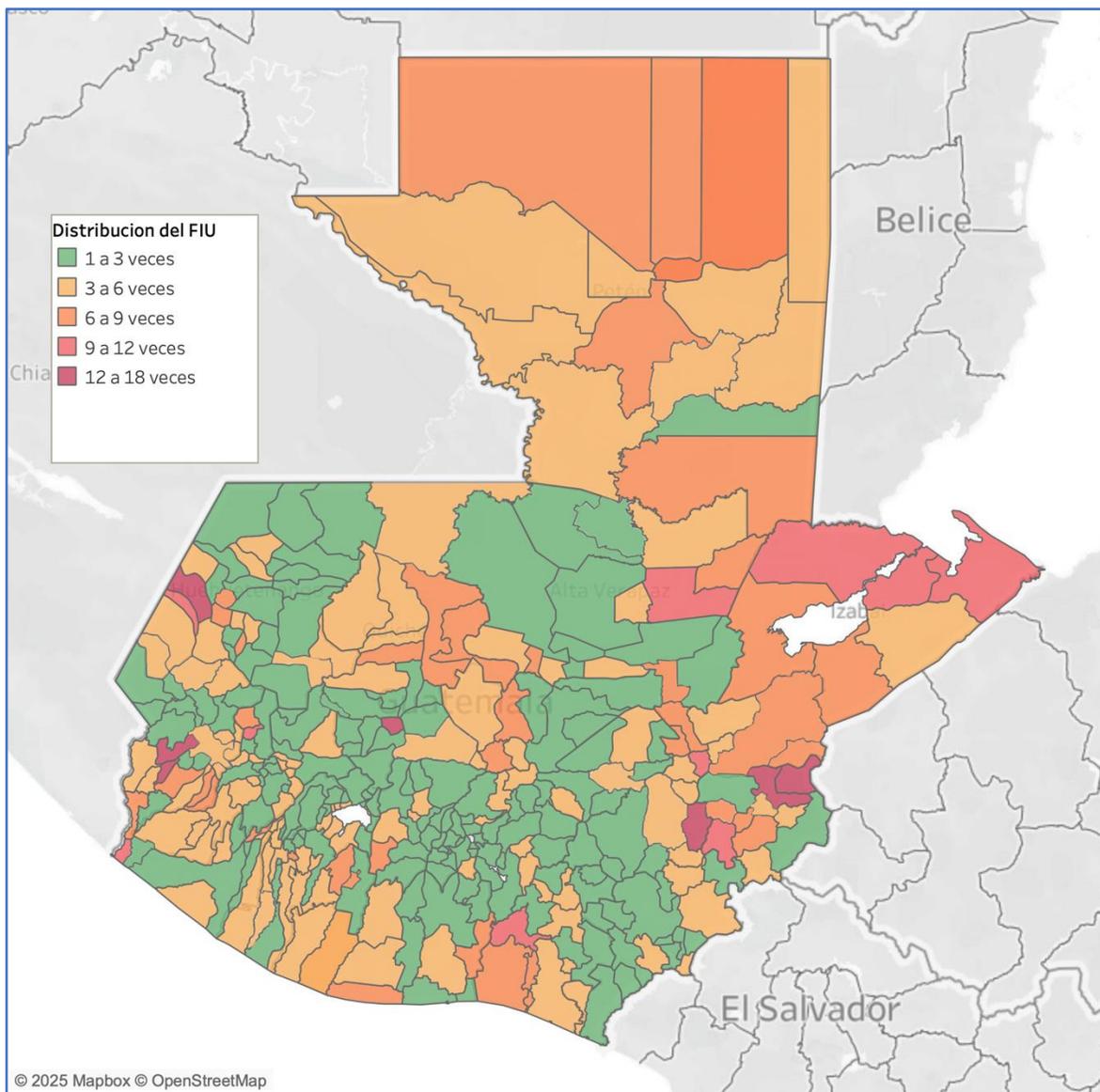
Gráfica 8.

Duración Promedio en Horas, de Interrupciones Durante 2024.

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.2.2.2 Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

Este índice o indicador muestra la cantidad de interrupciones que durante un semestre tuvo el usuario. La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y, mediante escala de colores, la frecuencia promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante el primer semestre de 2024:



Gráfica 9.

Frecuencia Promedio en Cantidad de Veces, de Interrupciones Durante 2024.

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

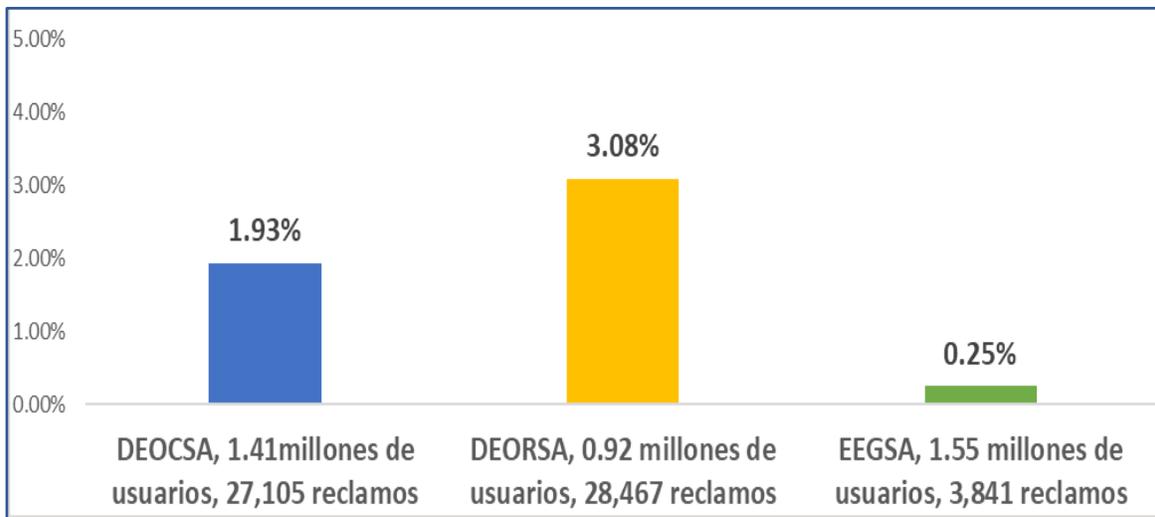
3.1.2.3 Calidad del Servicio Comercial

La Calidad Comercial, según el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se refiere a la atención al consumidor en sus gestiones, atención de reclamos y facturación de los usuarios.

Además, las Normas Técnicas del Servicio de Distribución indican que la medición de la Calidad Comercial tiene por objeto "garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos". Los resultados más remarcables de este parámetro de calidad se muestran a continuación:

3.1.2.3.1 Porcentaje de Reclamos -R%-

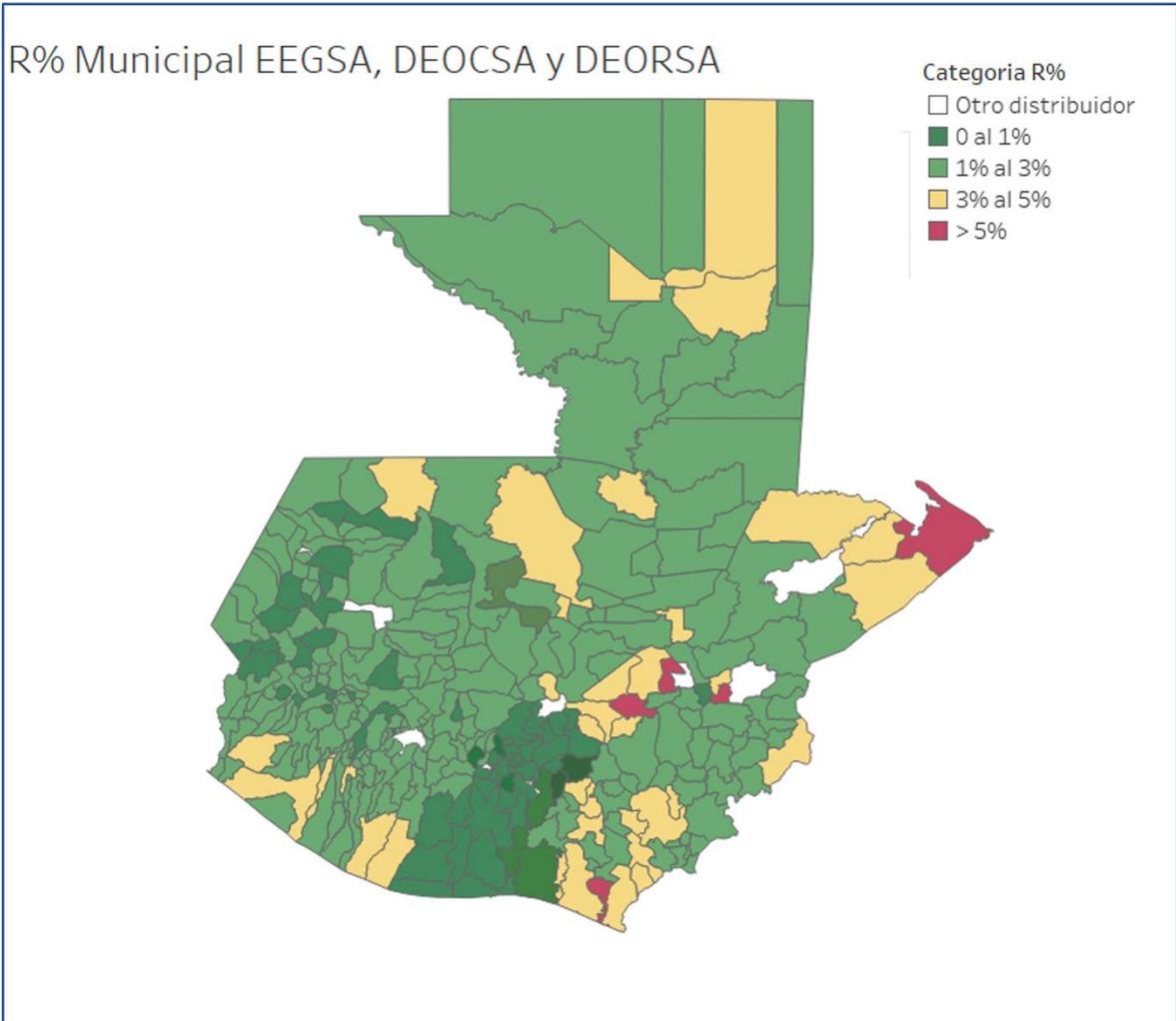
Este indicador mide la cantidad de usuarios que reclamaron durante un semestre determinado, con relación a la cantidad de usuarios de cada distribuidor; para su cálculo es necesario contar con el total de reclamos del semestre y el total de usuarios. El porcentaje máximo admitido (tolerancia) es del 5%.



Gráfica 10.

Porcentaje de Reclamos Recibidos al Segundo Semestre 2024

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.



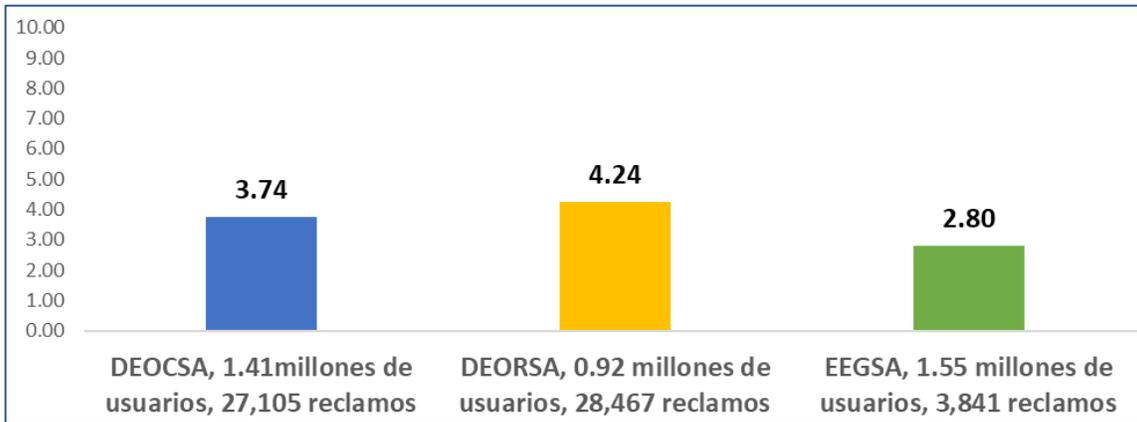
Gráfica 11.

Porcentaje de Reclamos Recibidos por Municipio para el Segundo Semestre 2024

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.2.3.2 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-

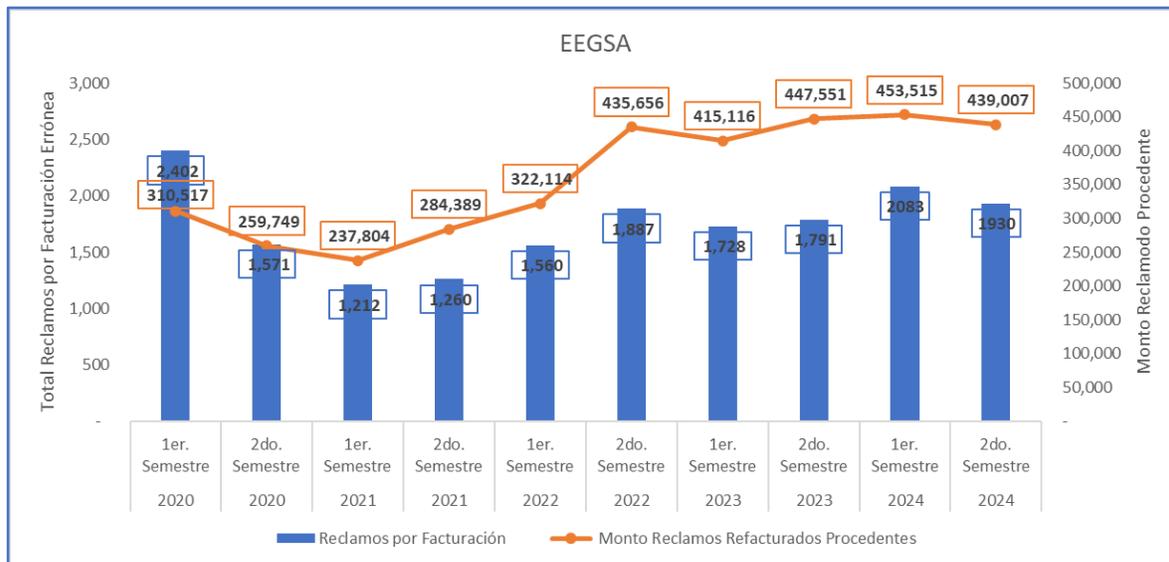
El indicador del tiempo promedio de procesamiento de reclamos mide el promedio de días que utilizó el distribuidor para resolver el total de reclamos de un semestre; para su cálculo es necesario conocer el total de reclamos del semestre y la sumatoria de todos los tiempos. El tiempo medio permitido es de 10 días. La siguiente gráfica presenta los resultados del indicador TPPR por distribuidora para el segundo semestre de 2024:



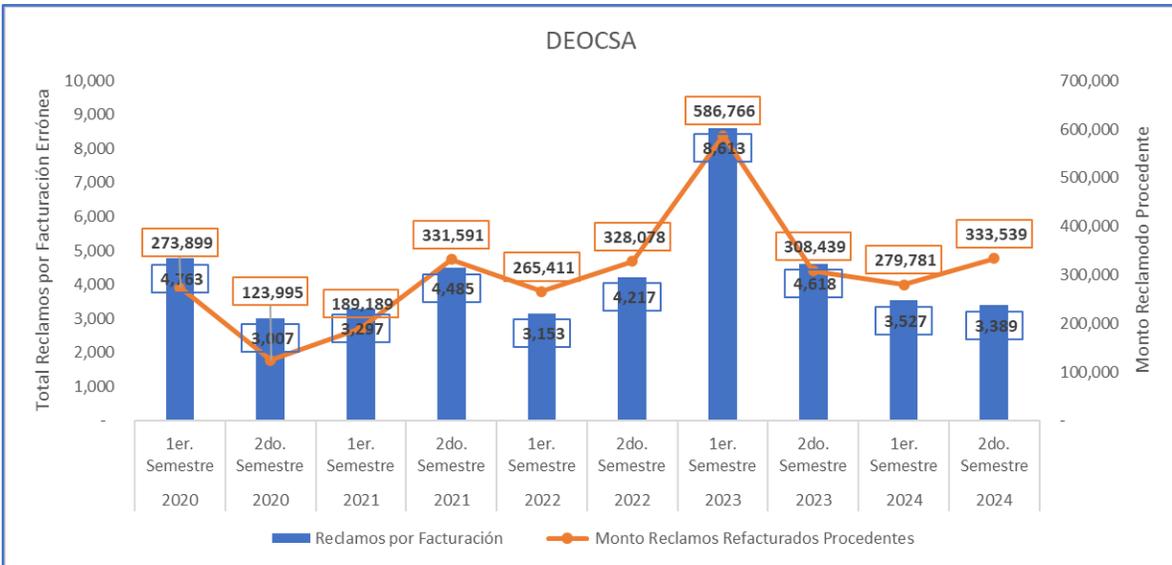
Gráfica 12.
 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos al Segundo Semestre 2024
 Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.2.3.3 Facturación Errónea

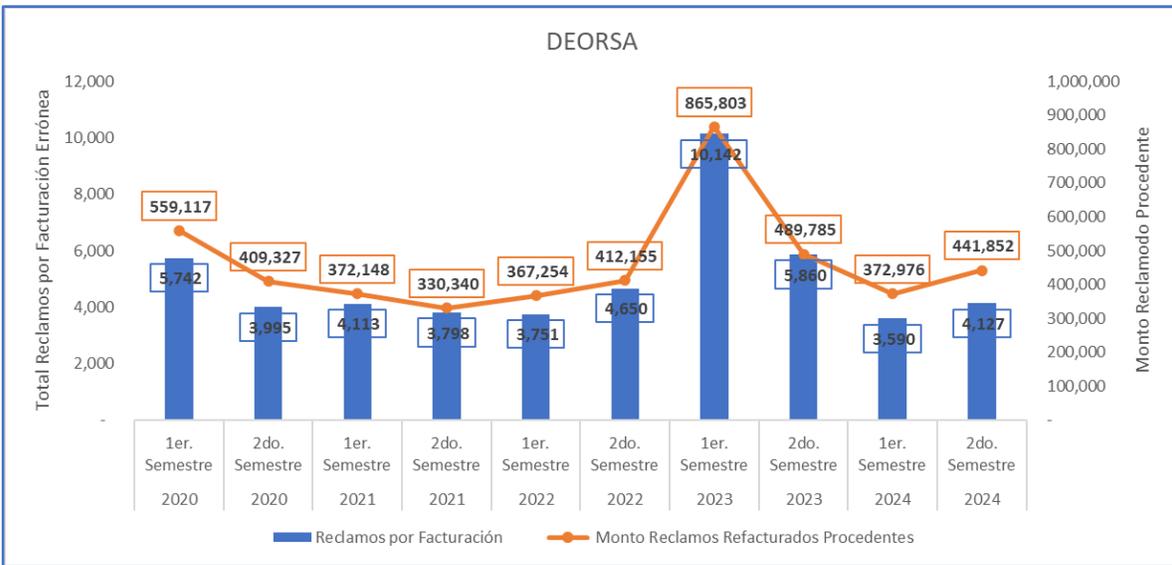
Este indicador está definido en el artículo 68 de las NTSD como un índice de Calidad de la Atención al Usuario. Cuando los distribuidores determinan un reclamo de facturación errónea como procedente, consecuentemente aplican una indemnización al usuario afectado. A continuación, se presenta la evolución histórica del periodo comprendido de 2020 a 2024:



Gráfica 13.
 Facturación Errónea 2020 – 2024, EEGSA
 Fuente: información regulatoria



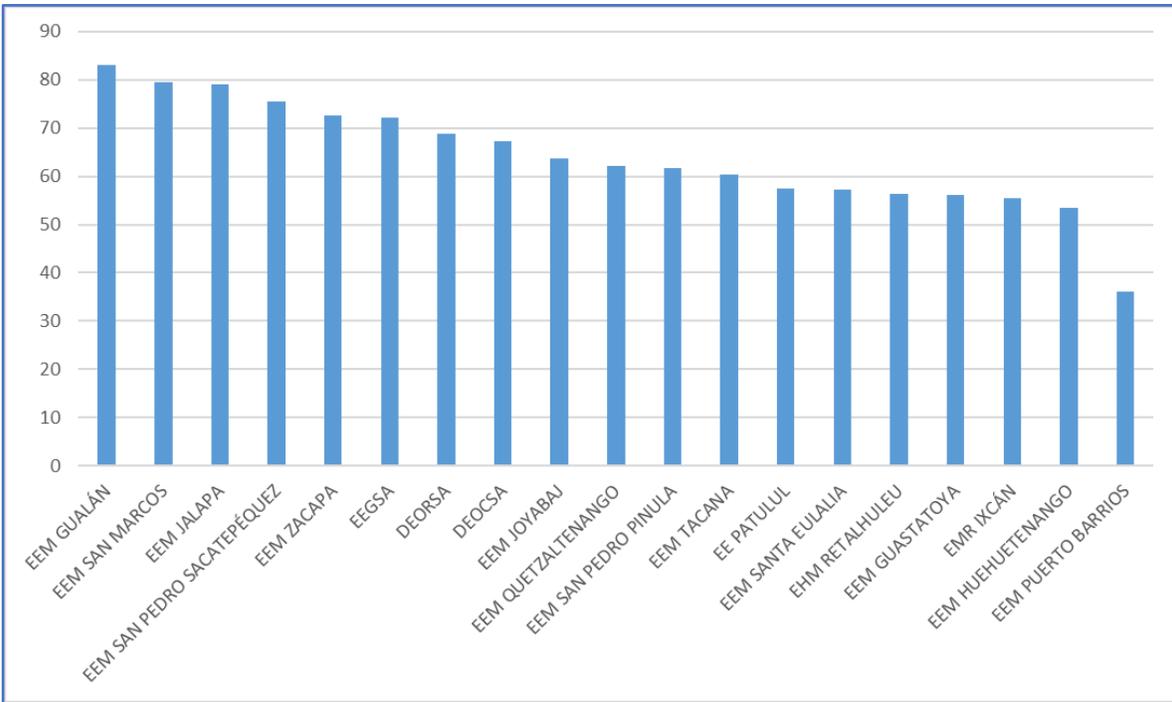
Gráfica 14.
Facturación Errónea 2020 – 2024, DEOCSA
Fuente: información regulatoria



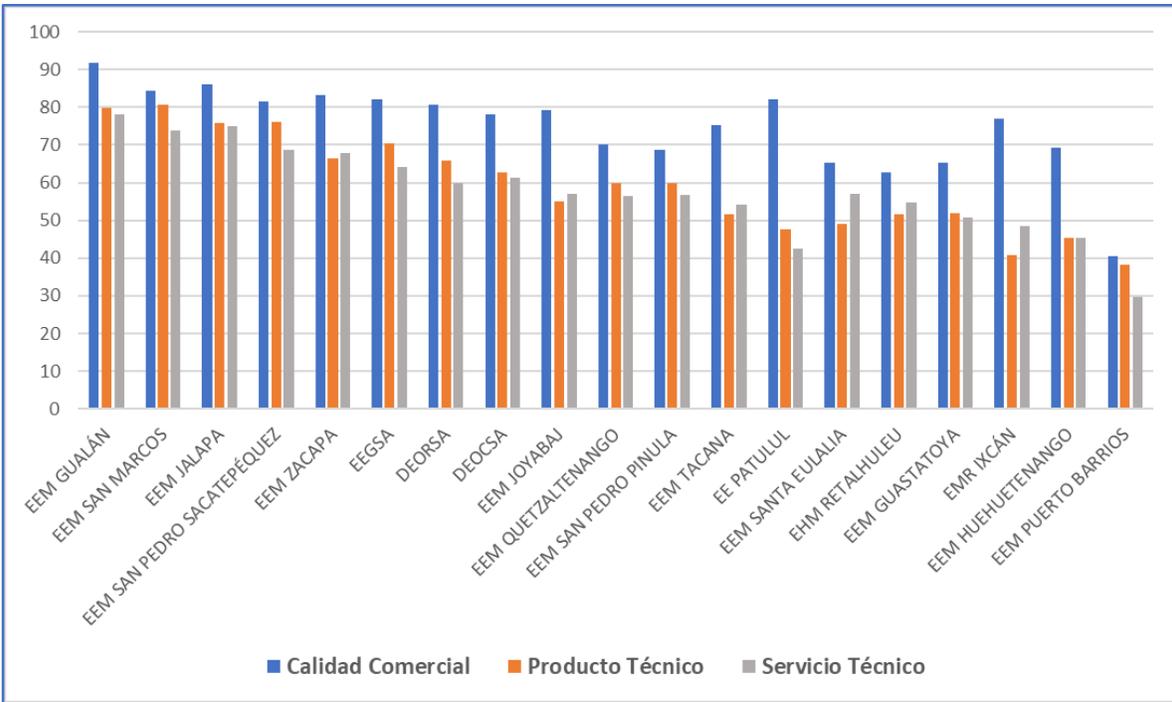
Gráfica 15.
Facturación Errónea 2020 – 2024, DEORSA
Fuente: información regulatoria

3.1.2.4 Encuesta Anual de Calidad

En cumplimiento del artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica coordinó el proceso de realización de la Encuesta Anual de Calidad con las 19 distribuidoras del país. Los resultados fueron publicados en diciembre de 2024.



Gráfica 16.
Encuesta de Calidad 2024. Resultados Generales de la Calificación de los Usuarios Sobre el Servicio Prestado por las Distribuidoras
Fuente: reporte técnico de la Gerencia de Fiscalización y Normas



Gráfica 17.
Encuesta de Calidad 2024. Resultados de la calificación de los Usuarios Sobre el Servicio, Detallado por Áreas de Calidad Evaluadas
Fuente: reporte técnico de la Gerencia de Fiscalización y Normas

3.2 Fiscalización y Control de la Calidad en Campo

3.2.1 Generalidades de la Fiscalización y Control de la Calidad en Campo

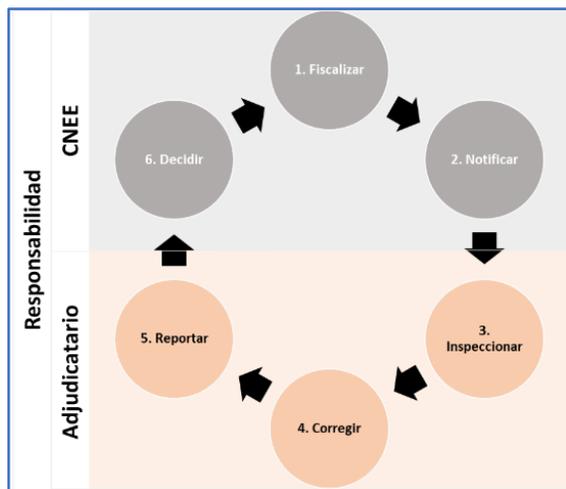
El trabajo de fiscalización de campo es la herramienta de verificación que permite identificar las causas técnicas de los problemas de calidad directamente en las instalaciones de los transportistas y distribuidores. Sus objetivos principales son:

- Verificar el cumplimiento de los aspectos normados sobre diseño y operación de instalaciones de transporte y distribución.
- Evidenciar las causas de las deficiencias técnicas de calidad en la prestación del servicio eléctrico.

La fiscalización de calidad en campo fundamenta su accionar en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución – NTDOID – (Resolución CNEE-47-99 y sus modificaciones), las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica – NTDOST – (Resolución CNEE-49-99 y sus modificaciones) así como en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD –, las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones – NTCSTS – y otras.

Las actividades de fiscalización en campo implican el desplazamiento de personal de CNEE a distintos puntos del interior de la República, con la finalidad de realizar inspecciones técnicas del estado de la red de transmisión y distribución, así como de las subestaciones de transformación, corroborando que los agentes responsables de estas instalaciones cumplan con lo dispuesto en norma.

El ciclo de vida simplificado de un hallazgo es el siguiente: que CNEE detecte y lo notifique al responsable, que el responsable verifique, realice las correcciones y notifique a la CNEE, la que define si las correcciones son suficientes.



Gráfica 18. Ciclo de vida de un hallazgo

Fuente: elaboración propia

3.2.2 Resultados de la Fiscalización de Campo

3.2.2.1 Seguimiento de los Hallazgos de Distribución

Se digitalizaron los expedientes administrativos desde el 2020 para dar seguimiento a los hallazgos reportados durante el período, homologando las categorías de incumplimiento para generar la estadística correspondiente.

	Resuelto por el distribuidor	Distancias mínimas de seguridad: Vegetación	Integridad Estructural	Distancias mínimas de seguridad: otros	Transformación	Aislamiento y elementos de protección	Conductor	Inconformidad del Usuario	Sistema de tierras	Herrajes, morsetería y elementos de sujeción	Elementos de medición	Elementos de Compensación	Total
DEOCSA	NO	1167 (57%)	239 (12%)	309 (15%)	175 (9%)	42 (2%)	30 (1%)	51 (3%)	13 (1%)	3 (0%)	3 (0%)		2032 (79%)
	SI	322 (61%)	44 (8%)	35 (7%)	79 (15%)	15 (3%)	19 (4%)	5 (1%)	6 (1%)	4 (1%)			529 (21%)
DEORSA	NO	1374 (73%)	238 (13%)	71 (4%)	104 (6%)	31 (2%)	36 (2%)	11 (1%)	2 (0%)	3 (0%)	1 (0%)	1 (0%)	1872 (55%)
	SI	1208 (79%)	161 (11%)	38 (2%)	59 (4%)	29 (2%)	13 (1%)	6 (0%)	4 (0%)	4 (0%)	1 (0%)		1523 (100%)
EEGSA	NO	17 (100%)											17 (5%)
	SI	302 (91%)	12 (4%)	1 (0%)	13 (4%)	2 (1%)	1 (0%)			1 (0%)			332 (95%)
EEMPB¹	NO												0 (0%)
	SI	11 (32%)	15 (44%)		8 (24%)								34 (100%)
EEMSPS²	NO												0 (0%)
	SI	33 (100%)											33 (100%)

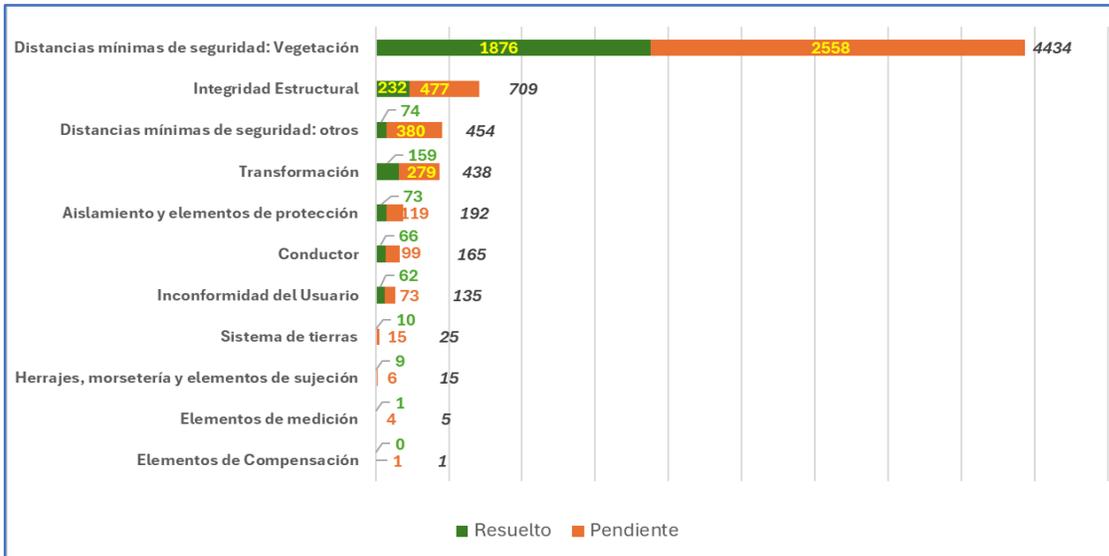
Tabla 1.

Estado de los Hallazgos, Agrupado por Distribuidor y Categoría

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

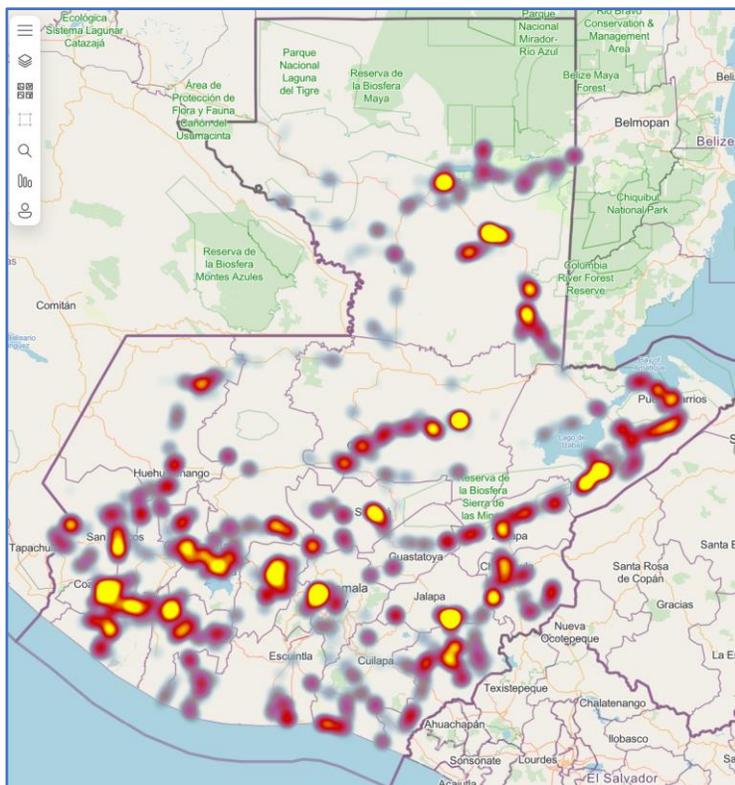
En la tabla anterior, se observan los resultados de la fiscalización en las 3 distribuidoras más grandes del país y 2 Empresas Eléctricas Municipales.

En la siguiente gráfica, se observa un consolidado de los hallazgos de fiscalización que se han concretado hasta 2024, clasificándolos por tipo de hallazgo y desglosándolos por su estado de gestión por parte de los distribuidores (resuelto o pendiente), junto con el total .



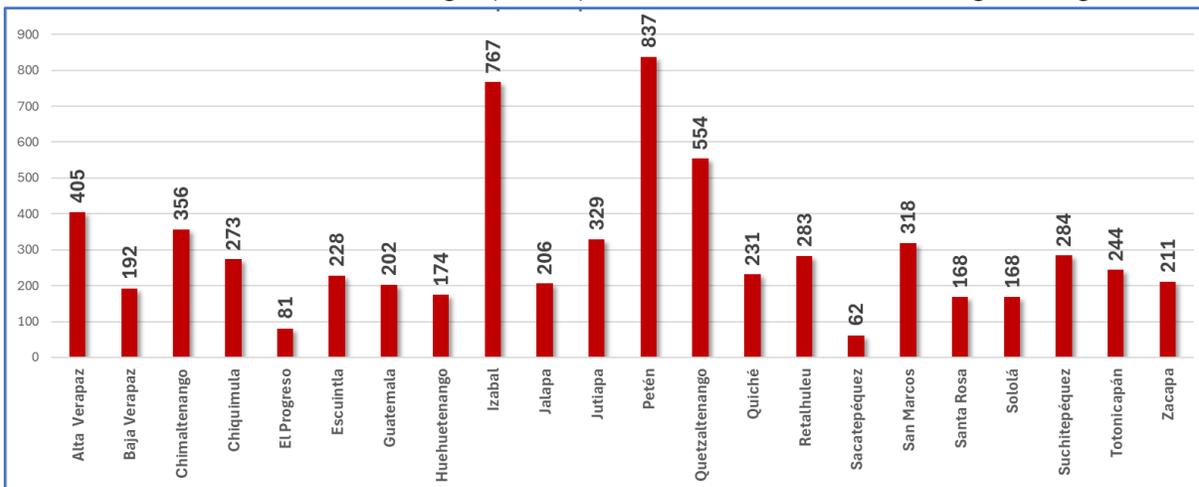
Gráfica 18. Hallazgos de Distribución por Categoría
Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Con relación a la distribución geográfica de los hallazgos de red, es posible indicar que, a 2024, se ha cubierto gran parte del territorio del país, fiscalizando, evidenciando las deficiencias y requiriendo a los distribuidores la solución de las mismas, para la mejora de la calidad del servicio a los usuarios finales.



Gráfica 19. Distribución Geográfica de los Hallazgos
Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

El detalle de la cantidad de hallazgos por departamento se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 20.

Cantidad de Hallazgos por Departamento

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

3.2.3 Mejora en el Alcance de la Fiscalización de Campo

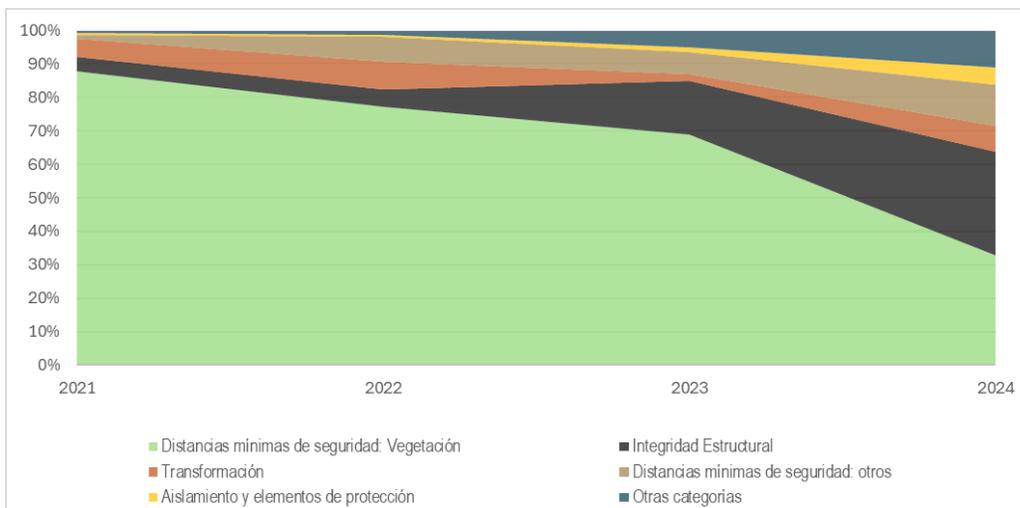
Tomando como referencia la tecnología adquirida durante el 2023 y las reformas metodológicas y digitales realizadas, se incrementó la calidad de la fiscalización de campo, con nuevos criterios y enfoque a los elementos que conformar la red.

Año	2021		2022		2023		2024	
	1. Expediente	1. Expediente	1. Expediente	2. Digital	1. Expediente	2. Digital		
Distancias mínimas de seguridad: Vegetación	87.85%	77.15%	80.55%	24.00%	32.35%	32.71%		
Integridad Estructural	4.24%	5.22%	12.29%	30.67%	44.12%	30.74%		
Transformación	5.42%	8.28%	0.68%	6.67%		7.88%		
Distancias mínimas de seguridad: otros	1.11%	7.63%	3.75%	17.33%	23.53%	11.90%		
Aislamiento y elementos de protección	0.83%	0.56%	1.71%	1.33%		5.57%		
Conductor	0.56%	0.49%	1.02%	2.67%		5.65%		
Inconformidad del Usuario		0.49%		9.33%		3.34%		
Sistema de tierras		0.09%		2.67%		1.54%		
Herrajes, morsetería y elementos de sujeción		0.09%		4.00%		0.51%		
Elementos de medición				1.33%		0.09%		
Elementos de compensación						0.09%		
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%		

Tabla 2.

Detalle de las Variaciones en el Alcance, Período 2021 a 2024

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo



Gráfica 21.

Detalle de las Variaciones en el Alcance, Período 2021 a 2024

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

La interpretación de las tablas y gráfica anteriores muestra cómo los cambios metodológicos han permitido que la CNEE profundice en sus labores de fiscalización, esto al observar claramente cómo se ha pasado de detectar casi exclusivamente problemas de invasión de vegetación a la red en los años del 2021 al 2022, a concretar una cantidad mucho mayor de hallazgos en elementos de red como transformadores, estructuras, conductorado, aislamientos, etc., que aquejan directamente las redes de distribución, su confiabilidad y seguridad.

3.2.4 Variaciones de lo Corregido por el Distribuidor

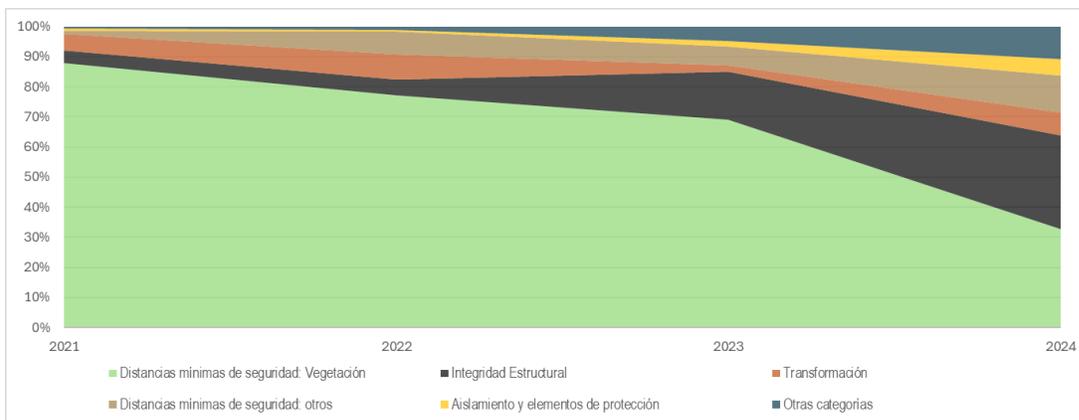
En el mismo orden de ideas, en las siguientes tabla y gráfica se observa cómo, derivado de la mejora en el alcance de la fiscalización de CNEE, los distribuidores han procedido a atender y resolver una mayor cantidad de hallazgos por deficiencias en los elementos de red y no solamente poda y control de la vegetación.

Categoría	Expediente	Digital	Variación
Distancias mínimas de seguridad: Vegetación	88.76%	47.74%	-41.02% ▼
Integridad Estructural	4.20%	22.63%	18.44% ▲
Transformación	3.47%	10.70%	7.23% ▲
Distancias mínimas de seguridad: otros	2.24%	6.58%	4.35% ▲
Aislamiento y elementos de protección	0.73%	5.76%	5.03% ▲
Conductor	0.50%	3.70%	3.20% ▲
Herrajes, morsetería y elementos de sujeción	0.06%	1.24%	1.18% ▲
Inconformidad del Usuario	0.06%	1.24%	1.18% ▲
Sistema de tierras		0.41%	0.41% ▲
Total	100.00%	100.00%	0.00% ▬

Tabla 3.

Detalle de las Variaciones en los Trabajos Reportados, Período 2021 a 2024

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo



Gráfica 22. Detalle de las Variaciones en los Trabajos Reportados, Período 2021 a 2024

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Como ya se mencionó, previo a la implementación de los cambios metodológicos, hasta el 89% de los trabajos reportados por el Distribuidor correspondían únicamente a remoción de vegetación, destinando sus recursos a tareas simples de poda; no obstante, en la tabla anterior se observa cómo, fruto de la fiscalización y seguimiento de CNEE, porcentualmente se ha incrementado la gestión y corrección de deficiencias y problemas directamente en las redes y sus elementos, lo cual deriva en una atención más focalizada en el estado de las instalaciones de las redes eléctricas.

3.3 Denuncias y Atención al usuario

3.3.1 Generalidades de la Gestión de Denuncias y Atención al Usuario

Entre las atribuciones de CNEE se encuentra iniciar el trámite de denuncia e investigaciones de oficio que correspondan, de conformidad con los artículos 137 y 144 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. La gestión de denuncias e investigaciones de oficio se realiza tomando en consideración de lo siguiente:

- Denuncia: toda vez que una inconformidad del usuario persista posterior a ser atendido y resuelto el reclamo por parte de la distribuidora, el usuario puede presentar la denuncia respectiva ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Investigación de oficio: si la Comisión considera que existe alguna infracción a la Ley y sus reglamentos en materia de su competencia, podrá iniciar la investigación para conocer y tramitar dicha infracción.

En muchas ocasiones, los usuarios acuden a la CNEE para manifestar sus inconformidades sin haber agotado la instancia de presentación de reclamo ante las distribuidoras. En este sentido, aunque la CNEE no entra a conocer estos reclamos, sí dirige los mismos hacia la distribuidora correspondiente para su atención y resolución, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CNEE-08-98 y sus modificaciones, así como la resolución CNEE-121-2013.

Adicionalmente, cuando algún usuario acude a la CNEE con consultas o dudas sobre algún posible incumplimiento de la distribuidora que le presta el servicio, se le brinda la orientación correspondiente de acuerdo con lo estipulado en el marco regulatorio y normativa vigente.

3.3.2 Estadísticas y Resultados

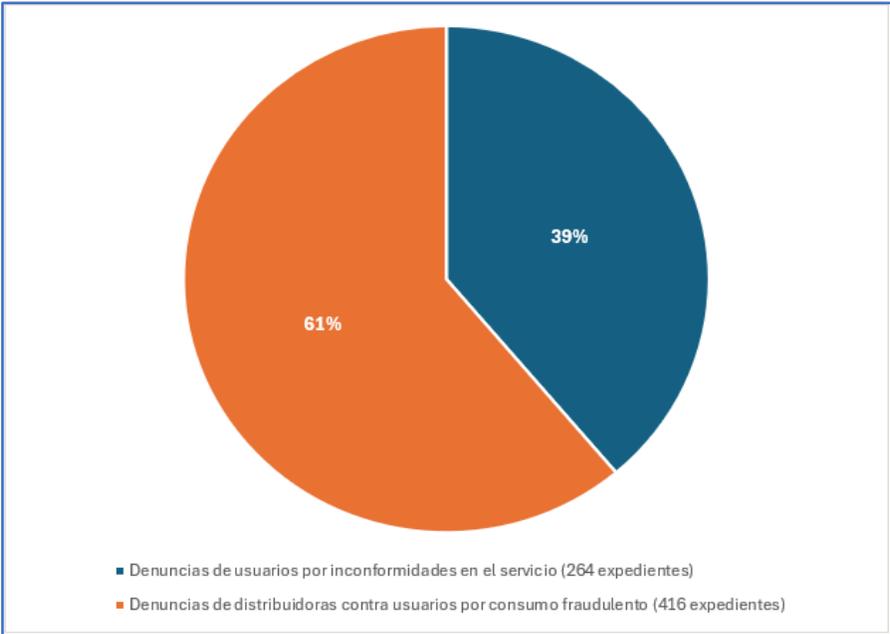
3.3.2.1 Expedientes Clasificados por su Origen

Durante el año 2024, la CNEE generó en total 680 expedientes por denuncias e investigaciones de oficio. Su clasificación según el origen (usuarios o distribuidoras), se muestra en la siguiente tabla y gráfica:

Concepto	Cantidad	%
Denuncias / Investigaciones de oficio por inconformidades de usuarios	264	39%
Denuncias / Investigaciones de oficio de distribuidoras contra usuarios por consumo fraudulento	416	61%
TOTAL	680	100%

Tabla 4.
Expedientes DAU abiertos Durante 2024 Clasificados por su Origen

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.



Gráfica 23.
Origen de las Denuncias Atendidas.

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

3.3.2.2 Finalización de Expedientes

Cada expediente presentado ante la CNEE por usuarios o distribuidoras, sigue un proceso de gestión para la respectiva solución y finalización de éste, de acuerdo con lo dispuesto en el marco regulatorio y normativa vigente. En este sentido, CNEE dispone de un procedimiento jurídico en el cual los expedientes nacen a la vida jurídica y las investigaciones se conducen a través de requerimientos con formalidades legales y plazos de ley, teniendo como fin la emisión de una resolución final del expediente.

Para agilizar la gestión de los expedientes y acortar los plazos de solución, en los casos donde su naturaleza lo permite, se han implementado mecanismos y canales de comunicación para que las distribuidoras atiendan, resuelvan y demuestren haber solventado dichos casos sin necesidad de realizar gestiones jurídicas que pueden llevar plazos y procesos más extensos.

Este método, denominado "Método Abreviado", tiene como fin que las distribuidoras resuelvan las inconformidades y presenten la evidencia correspondiente para satisfacer así el requerimiento de los usuarios. Este método se aplica únicamente para expedientes de inconformidad de usuarios, ya que las denuncias de distribuidoras por consumos fraudulentos nacen a la vida jurídica y se les da el tratamiento respectivo, derivado del motivo de la denuncia, el cual requiere las formalidades legales respectivas.

Expedientes por Inconformidad de Usuarios	Cantidad	%
Método Abreviado	19	27.54%
Resolución final	50	72.46%
TOTAL	69	100%

Tabla 5.

Expedientes Finalizados Clasificados por Método de Finalización Durante 2024

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

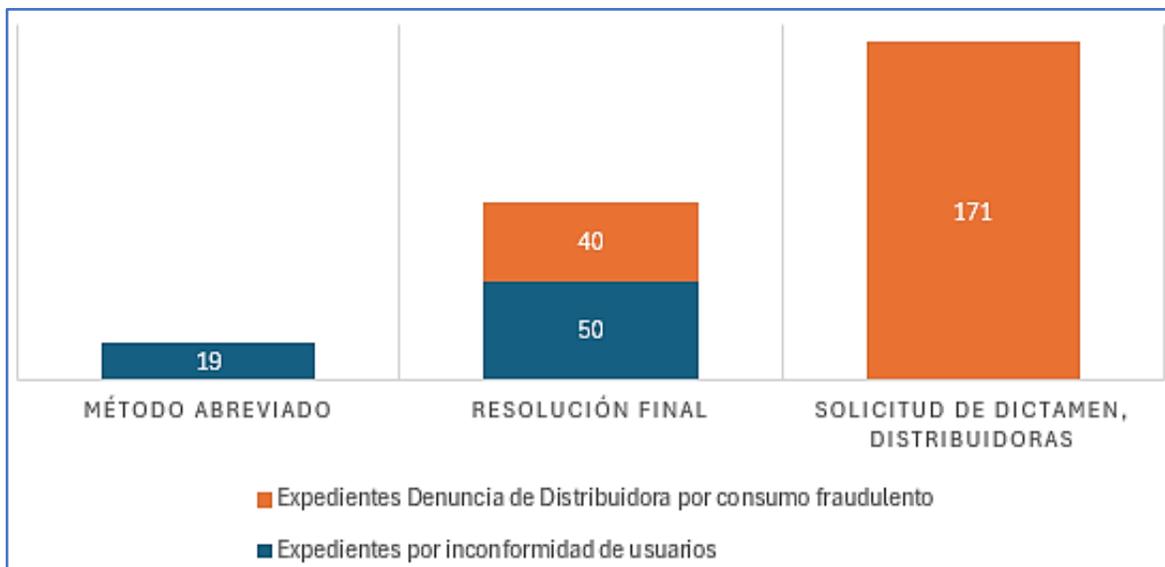
Expedientes Denuncia de Distribuidora por consumo fraudulento	Cantidad	%
Resolución final	40	19%
Solicitud de dictamen, distribuidoras	171	81%
TOTAL	121	100%

Tabla 6.

Expedientes de Denuncia por Consumo Fraudulento, Clasificadas por Forma de Finalización Durante 2024

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

Es importante mencionar, en este punto, que las denuncias de distribuidoras por consumo fraudulento no se gestionan por "Método Abreviado" toda vez que el motivo de la denuncia requiere una gestión con las formalidades jurídicas.



Gráfica 24.

Expedientes Finalizados Durante 2024 Clasificados por Método de Finalización

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

3.3.2.3 Expedientes por Inconformidad de los Usuarios

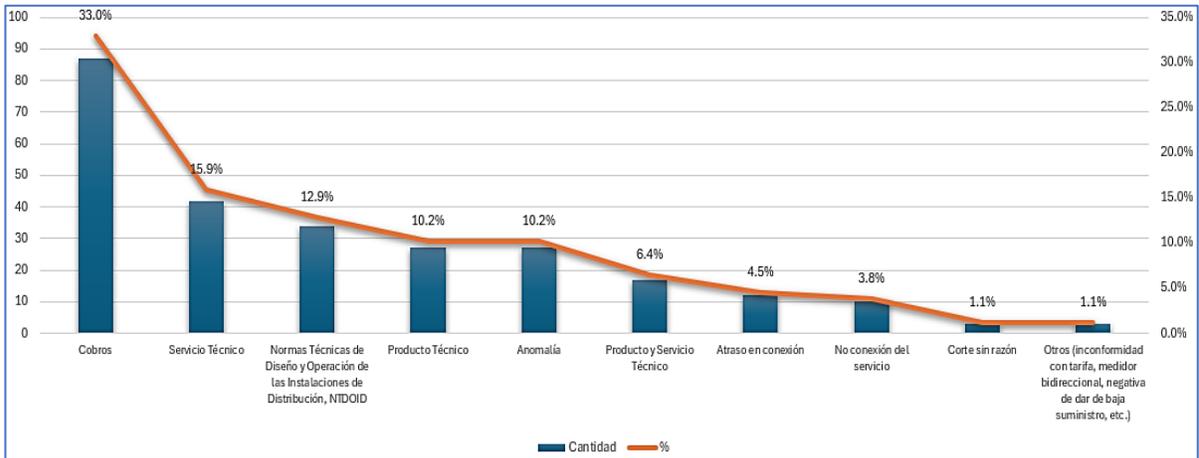
En la siguiente tabla y gráfica, se puede observar la clasificación de los expedientes abiertos por inconformidades de los usuarios en contra de las distribuidoras, atendiendo al motivo de dichas inconformidades:

Motivos	Cantidad	%
Cobros	87	33.0%
Servicio Técnico	42	15.9%
Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, NTDOID	34	12.9%
Producto Técnico	27	10.2%
Anomalía	27	10.2%
Producto y Servicio Técnico	17	6.4%
Atraso en conexión del servicio	12	4.5%
No conexión del servicio	10	3.8%
Corte sin razón	3	1.1%
Otros (inconformidad con tarifa, medidor bidireccional, negativa de dar de baja suministro, etc.)	3	1.1%
Daños y Perjuicios	2	0.8%
TOTAL	264	100%

Tabla 7.

Motivo de Denuncia / Investigación de Oficio por Inconformidad de Usuarios, Durante 2024

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.



Gráfica 25.

Casos de Denuncia / Investigación de Oficio por Inconformidad del Usuario Clasificados por Motivo, Durante 2024

Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

3.4 Control y Seguridad de Presas

3.4.1 Generalidades del Control y Seguridad de Presas

Tras el proceso de actualización de la Norma de Seguridad de Presas y sus Anexos -NSP- (Resolución CNEE-131-2022), se actualizaron también los procedimientos para realizar la mayoría de las gestiones relacionadas con las NSP, para lo cual se habilitó una aplicación digital en la página web de la CNEE. El uso de esta aplicación ha agilizado las gestiones de los expedientes vinculados, los cuales se han trabajado exclusivamente en formato digital. Los documentos que se trabajan en el formato digital son los siguientes:

- Libro de Inspecciones Rutinarias
- Libro de Inspecciones Intermedias
- Informe de Inspección de Rutina
- Informe de Inspección Intermedia
- Inspecciones Especiales
- Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia

Los documentos restantes relacionados con el programa de Seguridad de la Presa (Plan ante Emergencias, Examen de Seguridad de Presas e Inspecciones Extraordinarias) mantienen una gestión ordinaria, es decir, entrega física en las oficinas de la CNEE.

3.4.2 Principales Estadísticas

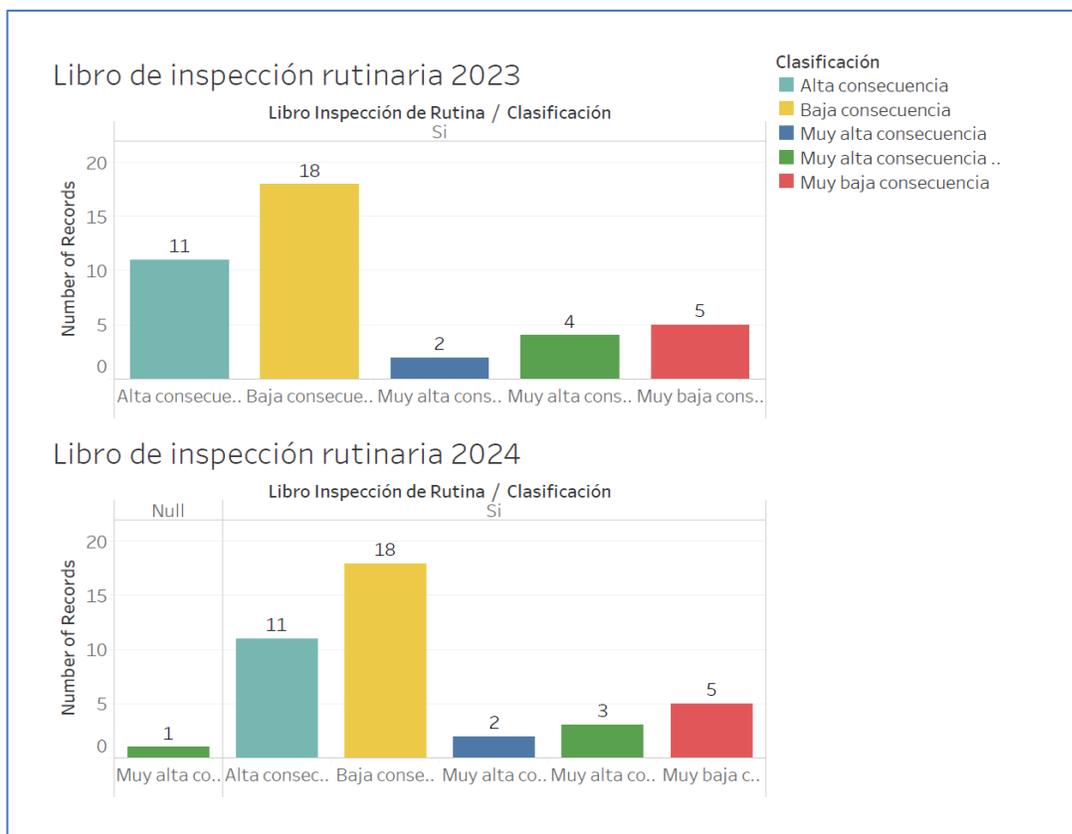
A continuación, se exponen los principales datos estadísticos del control del cumplimiento de lo dispuesto en la Norma de Seguridad de Presas y sus Anexos por parte de los responsables de las presas.

3.4.2.1 Inspecciones Rutinarias

Las Inspecciones rutinarias representan la actividad de vigilancia primaria para monitorear el estado de las obras. La frecuencia de dicha actividad se define de acuerdo con la categoría de la presa.

Para el último periodo (2024), se tiene un cumplimiento del 97.5% de los responsables de las presas para el registro del Libro de Inspecciones Rutinarias, a diferencia del periodo anterior (2023), en el cual se registró un cumplimiento del 100%.

De acuerdo con lo estipulado en las NSP, en su Anexo 7, Cuadro 7, los informes de inspecciones rutinarias se presentan con periodicidad semestral para las presas clasificadas como baja y muy baja consecuencia y con periodicidad trimestral para las presas clasificadas como alta y muy alta consecuencia. Al respecto, las entregas semestrales presentaron un cumplimiento de 91.3% para el primer y segundo semestre. En cuanto a las entregas de informes trimestrales, se registró un cumplimiento del 100% para el primer trimestre, 94.11% para el segundo y tercer trimestre y un cumplimiento del 88.23% para el último trimestre del año 2024.



Gráfica 26.

Libros de Inspección Rutinaria 2023, Clasificados por tipo de Presa Según su Nivel de Consecuencia o Riesgo.

Fuente: elaboración propia con estadísticas del Departamento de Control y Seguridad de presas

3.4.2.2 Inspecciones Intermedias

Las inspecciones intermedias difieren de las realizadas rutinariamente por su alcance, contando con una mayor profundidad al momento de inspeccionar los elementos por parte de un grupo multidisciplinario de ingeniería. En estas inspecciones se incluyen las pruebas operativas del equipo de control de crecidas, con el objetivo de garantizar su operatividad ante el aumento de caudales en el cauce del río.

En cuanto a la presentación de informes de inspección intermedia, cabe destacar que las presas de alta y muy alta consecuencia deben entregar inspecciones intermedias anualmente, de las cuales el 70.58% cumplieron en el presente periodo (2024).

3.4.2.3 Plan Ante Emergencias -PAE-

Las NSP contemplan la presentación bienal del PAE, alternando dicha presentación con el Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (MOMV). Dicho documento establece la organización y planificación de los recursos humanos y materiales para situaciones de emergencia, con el objeto de controlar o reducir distintos factores de riesgo. Para el periodo reportado (2024), se cuenta con un cumplimiento del 92.5% en la presentación del PAE, contra un cumplimiento del 85% contra el periodo anterior (2023).

3.4.3 Fiscalización en Campo

Dentro de las tareas del departamento de Control y Seguridad de Presas, se realizan las actividades de fiscalización en campo a las presas bajo el cumplimiento de las NSP, durante la cual se da seguimiento a las oportunidades de mejora relacionadas con la seguridad de la presa y sus obras. Asimismo, es posible emitir recomendaciones al adjudicatario para propiciar el cumplimiento de las NSP, así como para la mejora de las condiciones de seguridad de las obras.

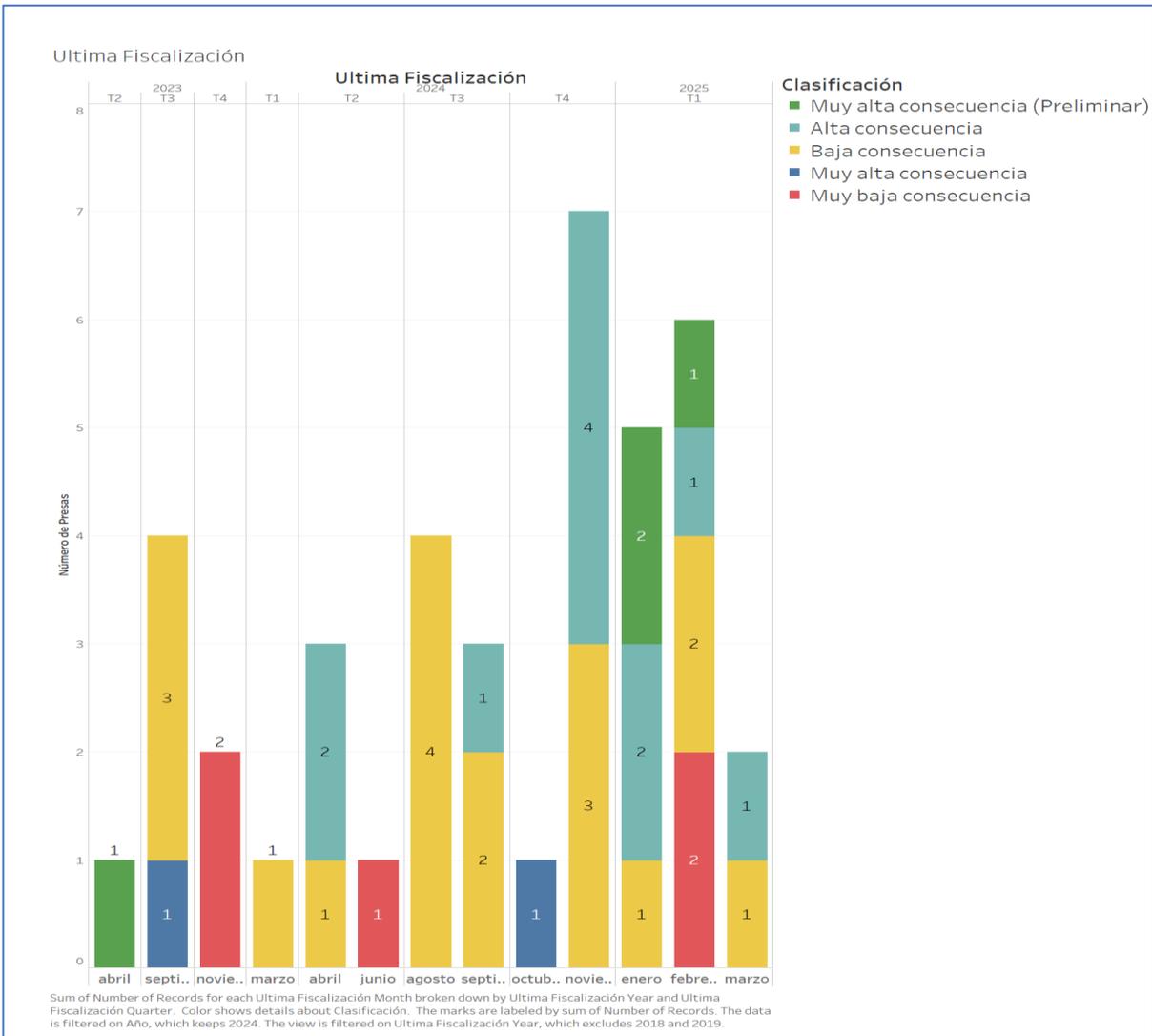
En el último periodo, se fiscalizó el 82.5% de las presas, de las cuales 1 presa corresponde a una clasificación de muy alta consecuencia, 3 presas de muy alta consecuencia (evaluación preliminar), 11 presas de alta consecuencia, 15 presas de baja consecuencia y 3 presas de muy baja consecuencia.

Asimismo, se ha incorporado a las tareas de fiscalización el uso de una aeronave no tripulada (dron), la cual permite realizar levantamientos fotogramétricos, la visualización de áreas de difícil acceso e imágenes aéreas, las cuales permiten comprender de forma integral el comportamiento de diversos elementos.



**Vista aérea de la Hidroeléctrica Aguacapa,
Pueblo Nuevo V durante Labores de Mantenimiento.**

Fuente: Departamento de Control y Seguridad de presas



Gráfica 27.
 Cantidad de fiscalizaciones de campo a instalaciones de presas 2024, clasificadas por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo.

Fuente: elaboración propia con estadísticas del Departamento de Control y Seguridad de presas