

COMPENDIO ESTADÍSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA

Mayo 2024



COMPENDIO ESTADÍSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA 2023-2024
EDICIÓN Y DIAGRAMACIÓN
UNIDAD DE COMUNICACIÓN Y RELACIONES PÚBLICAS

RESUMEN EJECUTIVO

Usted tiene en sus manos el “**Compendio Estadístico del Sector Eléctrico de Guatemala, 2024**”, preparado **por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE**.

En las siguientes páginas podrá conocer **cuál es la situación actual del sector eléctrico de Guatemala**, teniendo acceso a información relevante para los usuarios, participantes del Mercado Mayorista y público en general.

El presente documento describe cómo ha sido el comportamiento del mercado de electricidad, los detalles de las transacciones internacionales realizadas, cuál ha sido la evolución de las tarifas y los principales esfuerzos de fiscalización implementados de conformidad con las funciones establecidas en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.

Como ente regulador del sector eléctrico nacional, la CNEE trabaja día a día para velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, con el propósito de que los usuarios reciban **un servicio de calidad a precios competitivos**, protegiendo sus derechos.

En este compendio usted encontrará información de interés, datos estadísticos e infografías cuyo conjunto constituyen una verdadera radiografía del sector eléctrico nacional en términos de indicadores económicos y técnicos para las actividades de generación, transporte, distribución, comercialización y consumo de energía eléctrica.

La CNEE agradece el trabajo realizado por todos y cada uno de los actores del sector eléctrico nacional, ya que éste ha permitido que **continúe siendo competitivo y eficiente, en el marco de un proceso fluido de desarrollo y modernización** caracterizado por la institucionalidad y la certeza jurídica.

El futuro de Guatemala se construye con energía.



Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez
Presidente



Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director



Tabla de Contenido

GLOSARIO 05

1. MERCADOS ELÉCTRICOS 07

2. TARIFAS 27

3. FISCALIZACIÓN Y NORMAS 70

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

1.

MERCADOS ELÉCTRICOS

ÍNDICE MERCADOS ELÉCTRICOS

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
1.2.4.	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	21
1.4.	Generación Distribuida Renovable (GDRs)	24
1.4.1.	Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE)	25

Índice de Gráficas

Gráfica 1.	Tasa de cambio frente al dólar estadounidense, 2019-2023	9
Gráfica 2.	Distribución de la población de Guatemala por grupos de edad y género, 2023	10
Gráfica 3.	Composición de la demanda Regulada y No Regulada, 2023	11
Gráfica 4.	Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala, 2019-2023	13
Gráfica 5.	Matriz de generación eléctrica, 2019-2023	14
Gráfica 6.	Precio de Oportunidad de la Energía, promedio mensual por banda horaria	15
Gráfica 7.	Potencia disponible para el despacho, 2019-2023	16
Gráfica 8.	Evolución de la demanda firme total por participante consumidor, 2019-2023	17
Gráfica 9.	Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual, 2019-2023	18
Gráfica 10.	Inyecciones y Retiros de energía en el MER, 2019-2023	19
Gráfica 11.	Inyecciones y retiros con los países integrados del MER	20
Gráfica 12.	Cargos de operación en el MER	21
Gráfica 13.	Cargos por regulación en el MER	21
Gráfica 14.	Importación de energía por Contratos Firmes desde la interconexión Guatemala – México, 2019-2023	22
Gráfica 15.	Importación de energía de oportunidad, 2019-2023	23
Gráfica 16.	Exportación de energía de oportunidad, 2019-2023	23
Gráfica 17.	Potencia Instalada de GDRs por tecnología, 2023	24
Gráfica 18.	Total de UAEE por distribuidora, 2023	25
Gráfica 19.	Capacidad instalada de UAEE por distribuidora, 2023	26

Índice de Tablas

Tabla 1.	Densidad de consumo por usuario, 2023	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.

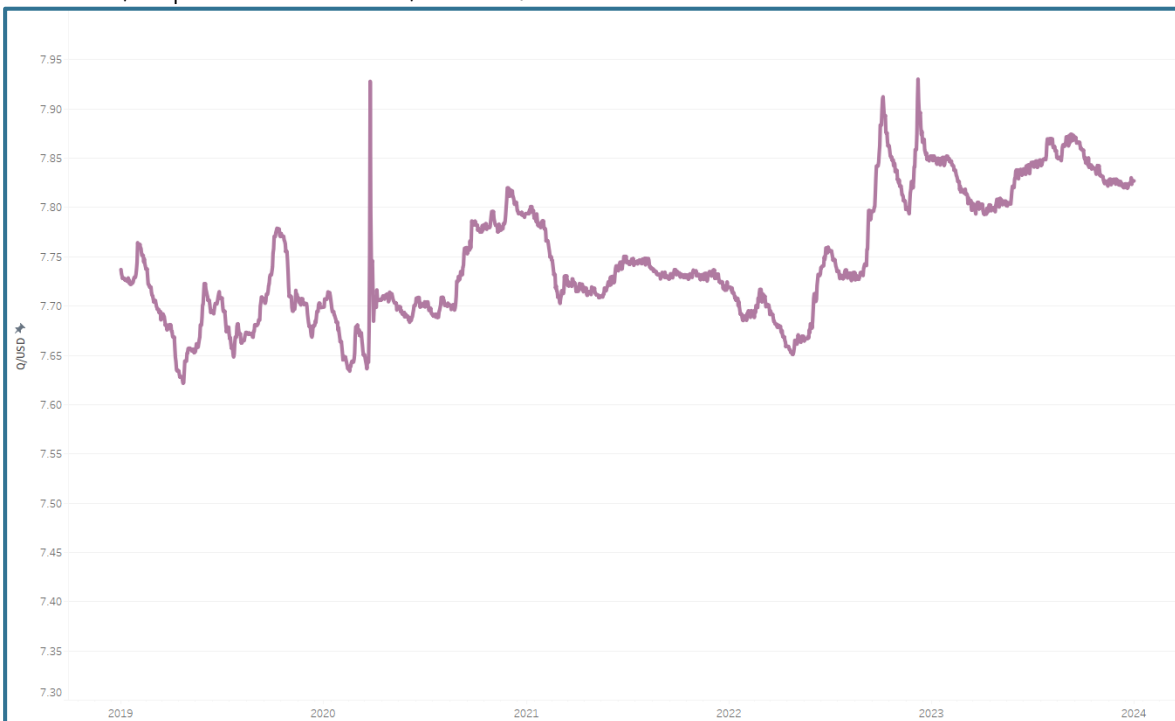
Nombre Oficial: República de Guatemala.

Población (2023)¹: 17,602,431 habitantes.

PIB Nominal (2022)²: USD 94,996.0 millones

PIB per cápita (2022)³: USD 5,472.8

El tipo de cambio ha experimentado variaciones entre 7.62 Q/USD y 7.93 Q/USD durante el período de 2019 a 2023. La tasa de cambio promedio para el año 2023 presentó una variación, respecto al año 2022, de 1.09%.



Gráfica 1. Tasa de cambio frente al dólar estadounidense, 2019-2023

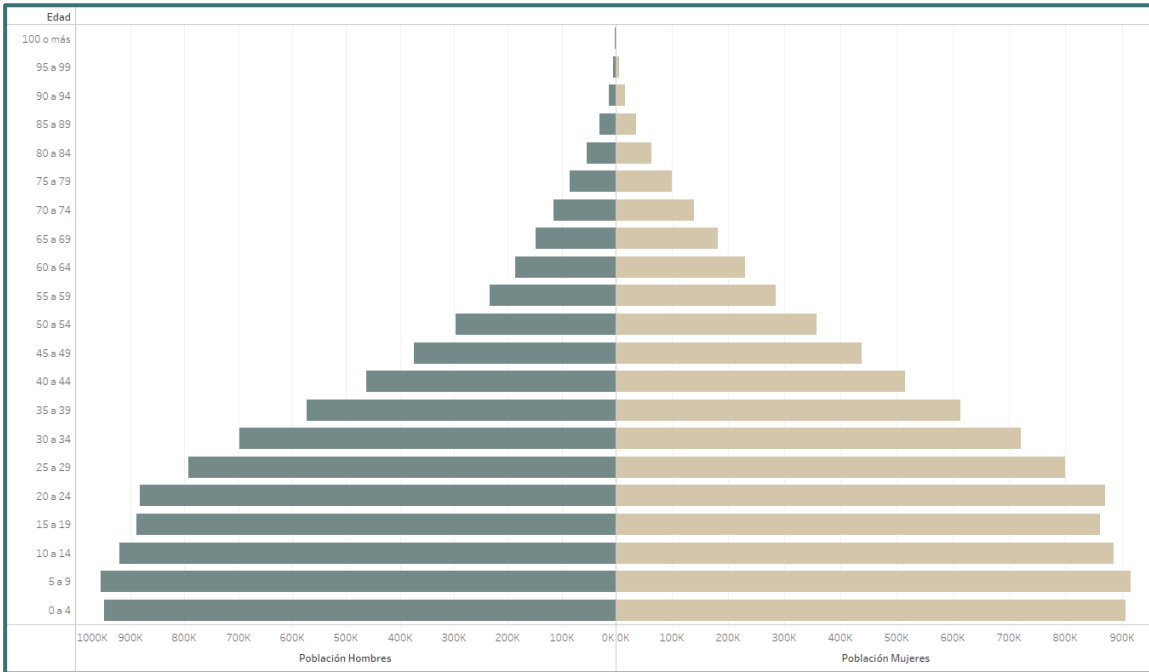
Fuente: Elaboración propia con información del Banco de Guatemala. Consultado en mayo de 2024.

Para el año 2023, cerca del 95 % de la población total se ubicaba en el rango de edad por debajo de los 64 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 mayo de 2024.

² Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2023, consultado en mayo de 2024.

³ Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2023, consultado en mayo de 2024.



Gráfica 2. Distribución de la población de Guatemala por grupos de edad y género, 2023
Fuente: Elaboración propia con información del Instituto Nacional de Estadística (INE). Proyecciones Nacionales 1950-2050. Consultado en mayo de 2024.

Con relación al año 2022, el consumo promedio general de energía de los usuarios de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA) y de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA), ha experimentado una disminución de 16.16% y 34.64%, respectivamente. Por otro lado, el consumo promedio de los usuarios de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA), no ha variado. Para el año 2023, el consumo promedio industrial para EEGSA, DEOCSA y DEORSA experimentó una disminución.

Distribuidora	Consumo Promedio General kWh-mes	Consumo Promedio Residencial kWh-mes	Consumo Promedio Comercial kWh-mes	Consumo Promedio Industrial kWh-mes
EEGSA	200	144	5,291	30,528
DEOCSA	83	73	5,532	30,183
DEORSA	113	94	6,216	28,644

Tabla 1. Densidad de consumo por usuario, 2023⁴Fuente: CNEE. 2024.

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 a 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:

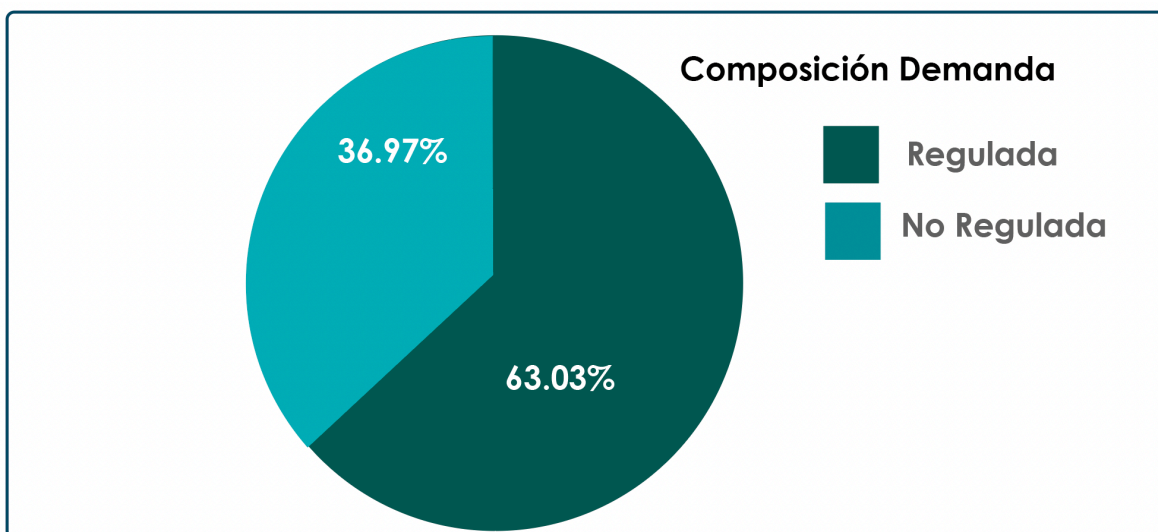
- Residencial: usuarios de Tarifa Social y Tarifa BTS
- Comercial: usuarios de Tarifas BTDP, BTDFP y BTH

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, 2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

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.

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

- 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	2019	2020	2021	2022	2023
Producción de Energía (GWh)	13,341	12,177	13,142	13,469	14,122
- Energía producida SNI	12,228	11,122	11,943	12,025	12,223
- Energía importada total	1,113	1,008	1,141	1,413	1,900
Consumo de Energía (GWh)	12,845	11,709	12,619	12,912	13,601
- Energía consumida localmente total	10,676	10,580	11,454	11,824	12,548
- Energía exportada total	2,169	1,063	1,116	1,035	1,053
Consumo Propio Generadores (GWh)	78	85	87	90	79
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	8	8	8	8	8
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	12,021	9,672	10,497	10,601	12,224
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	825	2,037	2,121	2,310	1,377
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,786	1,787	1,830	1,923	1,970
Factor de Carga Anual del SNI	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
Pérdidas en el SIN (GWh)	408.8	347.7	427.5	457.0	455.5
Promedio del Precio SPOT de la energía - USD/MWh	63.3	41.1	63.4	86.2	105.2
Promedio del Precio del Desvío Positivo - USD/kW mes	0.3	0.5	0.5	0.9	1.72
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - USD/kW mes	3.2	3.6	3.7	4.4	4.6
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - USD/kW mes ⁵	0.5	0.5	0.6	0.8	0.8
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - USD / kW mes	2.4	2.7	3.0	3.5	3.3
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - USD/kW mes	2.0	2.0	2.0	2.5	2.0
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - USD/kW mes	2.0	2.1	2.2	2.5	2.6
Número de Grandes Usuarios – aproximado a miles	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final – millones	3.3	3.4	3.7	4.0	4.1

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 mayo de 2024.

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 2023 fue de 14,195.25 GWh, de los cuales 14,122 GWh fueron producción de generadores para cubrir demanda y una cantidad de energía inadvertida de 73.25 GWh.

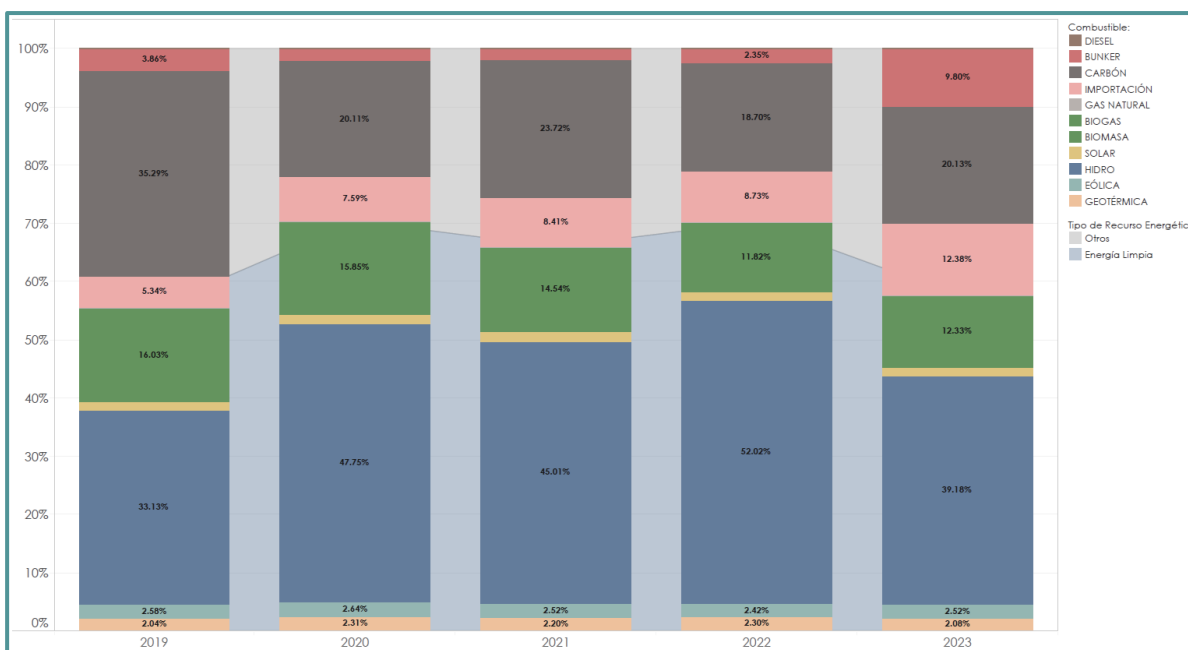
Se observa un aumento en el consumo local de energía con relación al año anterior, llegando a un consumo de 12,548.22 GWh. Las exportaciones representaron 1,052.93 GWh, lo que da un total de consumo de energía de 13,601.15 GWh. Además, se registraron consumos propios de generadores y transportistas de 79.01 GWh y 8.42 GWh, respectivamente. La siguiente gráfica muestra la relación entre la energía consumida y la producida.



Gráfica 4. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

El año 2023 registró un aporte de generación con energía limpia del 57.63% para el período de 2019-2023. En contraste, en 2022, este registro fue del 70.03%. 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 12.84% de un año a otro. El comportamiento del aporte de generación con energía limpia en 2023 fue similar al de 2019, debido a que ambos años fueron afectados por el Fenómeno del Niño.



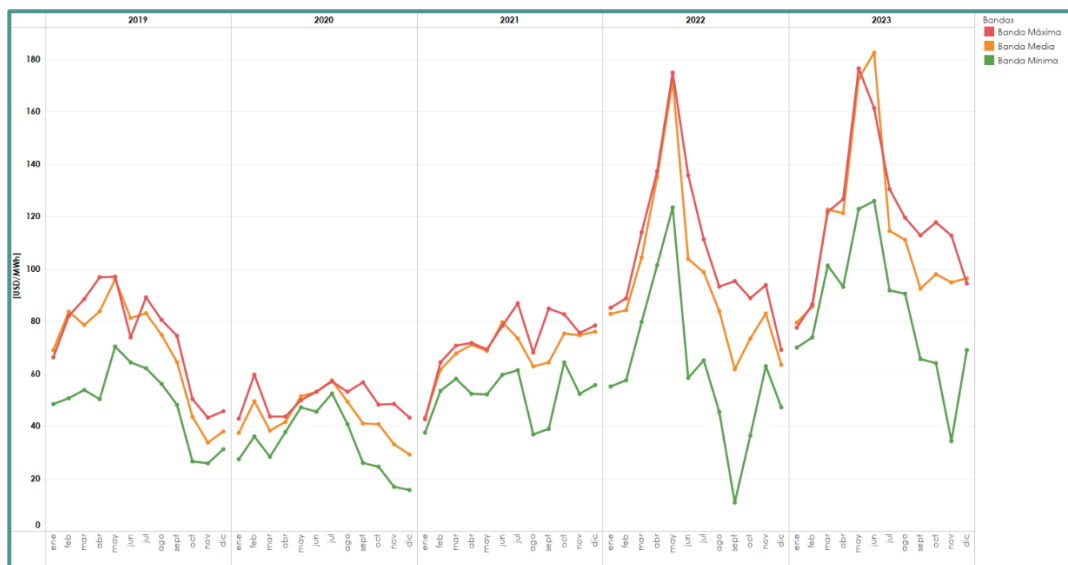
Gráfica 5. Matriz de generación eléctrica, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

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 2023, 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 mayo de 2024.

1.2.2.3. Generación Forzada

En 2023 las causas con mayor incidencia en los costos de Generación Forzada fueron restricciones de arranque y parada y por inflexibilidad de la oferta de importación⁶.

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 junio año 2023, con aproximadamente 84,717,935 millones de dólares estadounidenses⁷.

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 máxima en las centrales. En el año 2023, la capacidad efectiva total en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) aumentó en 8.8 MW en comparación con el año anterior, gracias a la incorporación de las centrales GDR Hidroeléctrica El Edén, Planta Extractora de Aceite Palma Sur y Parque Solar Don Jorge, con 1 MW, 3 MW y 4.8 MW de capacidad autorizada respectivamente.

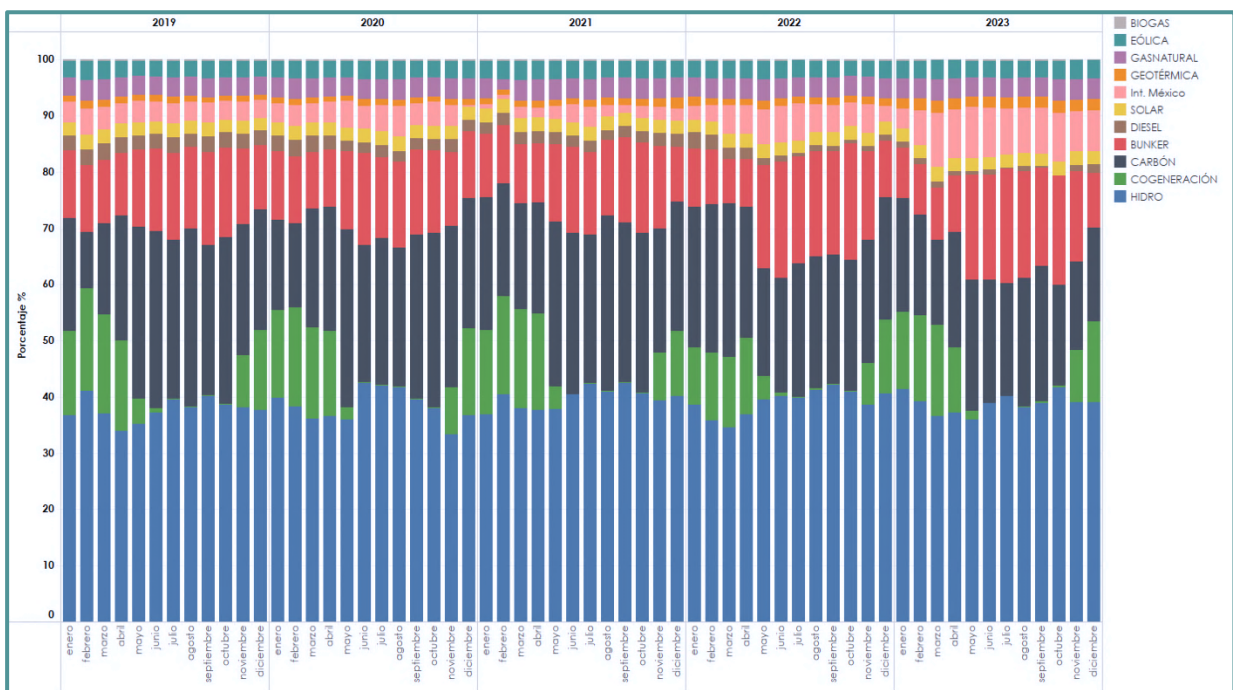
⁶ Información disponible en el Informe Estadístico 2018-2022. (2022). Guatemala. <https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=9226>

⁷ Idem.

1.2.3.1. Oferta

En el año 2023, la capacidad efectiva del sistema es de 3,385.14 MW y estuvo disponible en promedio en un 87.47 % del tiempo total.

A continuación, se presenta el porcentaje de Potencia Disponible, por tipo de tecnología, durante el período de 2019 a 2023. 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.

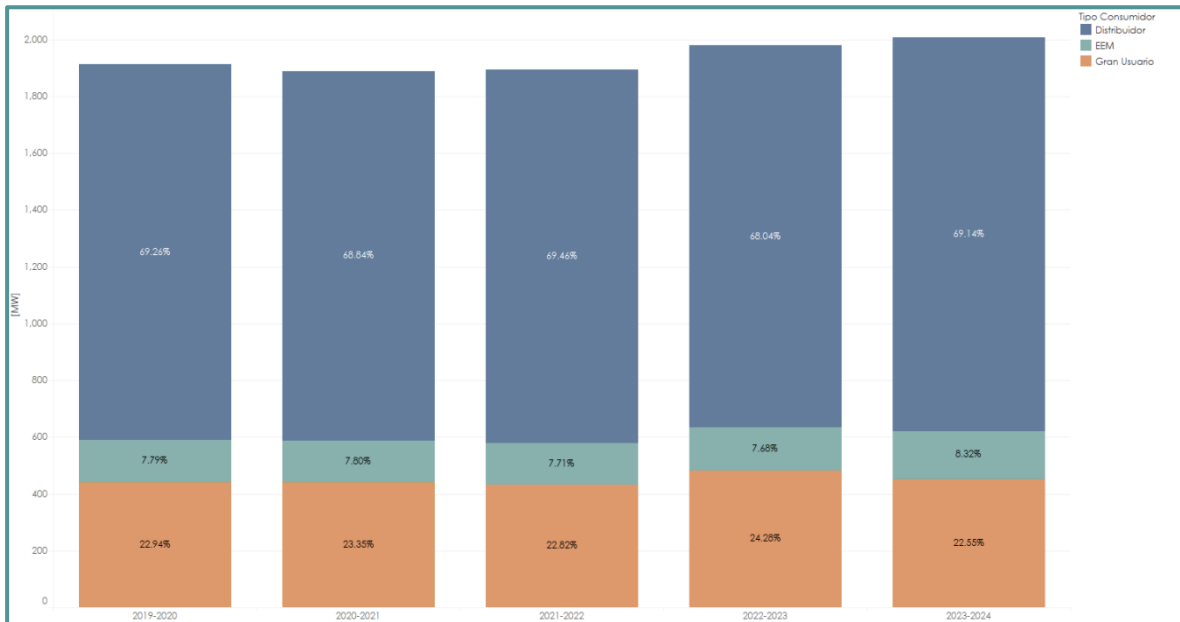


Gráfica 7. Potencia disponible para el despacho, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

1.2.3.2. Demanda

En el Año Estacional 2022-2023, la Demanda Firme correspondiente a las empresas distribuidoras se dividió de la siguiente manera: EEGSA (34.92 %), DEORSA (16.21 %) y DEOCSA (18.33 %), lo que representa un total del 69.46 % de la Demanda Máxima Proyectada. Para las Empresas Eléctricas Municipales, hubo un aumento del 0.64 % en la Demanda Firme, mientras que para los Grandes Usuarios se registró una disminución del 0.1 % en comparación con el año 2022-2023. Esta información se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 8. Evolución de la demanda firme total por participante consumidor, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

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 noviembre y diciembre de 2023 se registraron los desvíos de potencia negativos más significativos de los últimos 5 años, siendo diciembre el mes más relevante con una potencia de -172 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

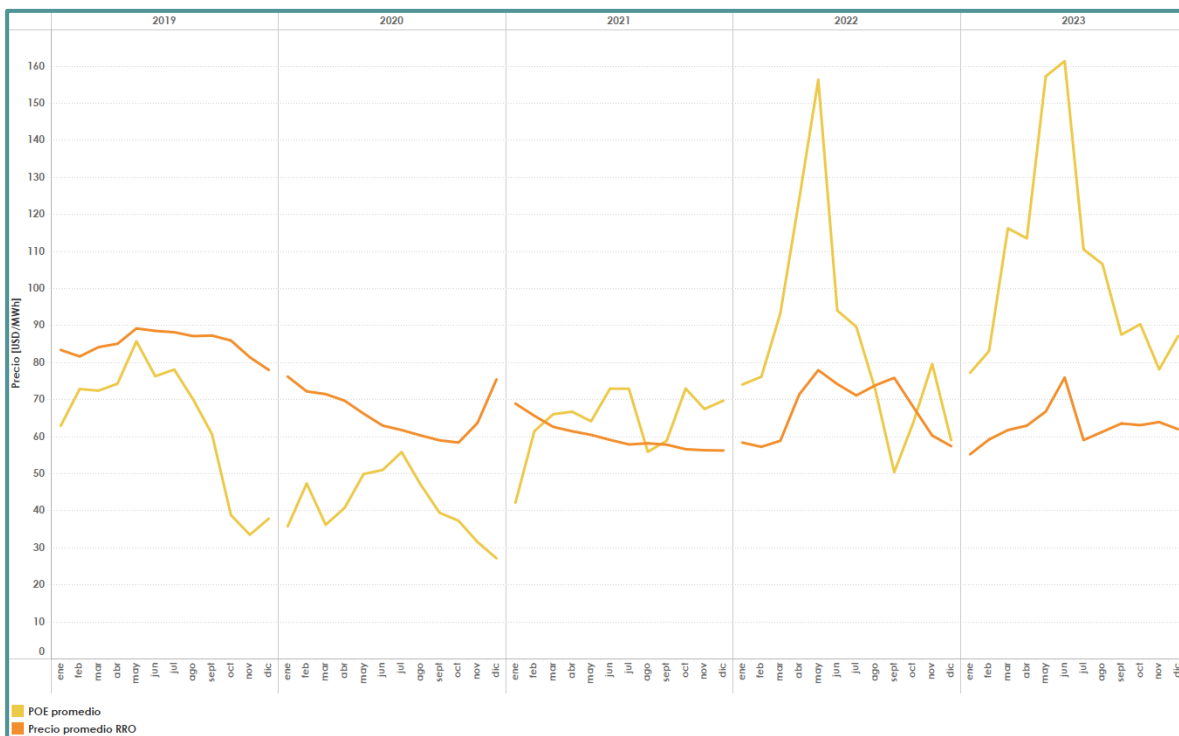
Los servicios complementarios son necesarios para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y se establecen en las Normas Técnicas y de Coordinación. Estos servicios garantizan el nivel de calidad y el margen de confiabilidad requeridos.

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 la demanda, el precio promedio por RRO era mayor que el precio SPOT. Sin embargo, entre los años 2019 y 2021, se ha observado una reducción en los precios promedio de oferta de

⁸ Idem.

RRO. En el año 2022 se tuvo un precio promedio de RRO de 66.44 USD/MWh, mientras que para 2023 fue de 63.03 USD/MWh, por lo que se observa una disminución de -5.13% en los precios ofertados durante el 2023. Para el año 2023 se tuvo un coeficiente de correlación de 0.74 entre el POE promedio y el precio promedio de RRO, es decir, durante el año 2023 se tuvo una correlación positiva fuerte entre el POE y los precios de la RRO.



Gráfica 9. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

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 2023, el monto por generación forzada asociada a RRO se incrementó en un 1.59 % aproximadamente en comparación con el año 2022⁹.

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 2023, la potencia asignada para el servicio de RRA ha experimentado un incremento en comparación con años anteriores, con un promedio de alrededor de 163.2 MW, un aumento de 11.63% respecto al año 2022. La potencia promedio para el período de 2019 a 2023 oscila entre 120 MW y 165 MW. En el año 2023, la central TAMPA fue la que recibió la remuneración más alta por el servicio de RRA, con un monto de USD 4.95 millones¹⁰.

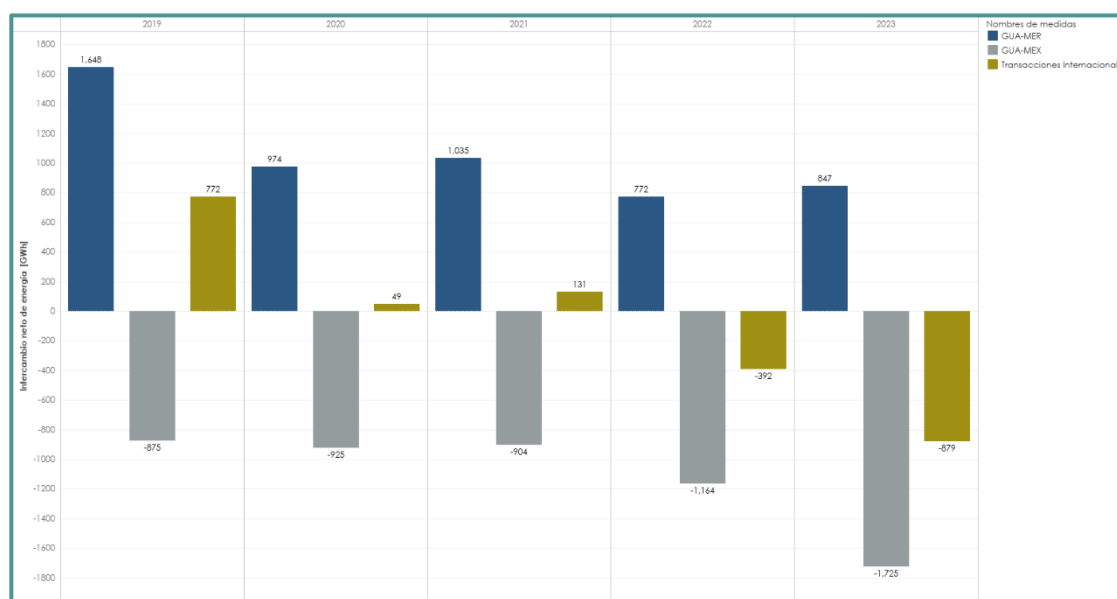
⁹ *Idem.*

¹⁰ *Idem.*

Los participantes consumidores son responsables de pagar por el servicio de RRA y se observa que, para el año 2023, el 63.72 % 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 2023, se registra un intercambio neto negativo en el volumen de las transacciones internacionales, con un total de 1725 GWh. Además, se observa un aumento del 48 % en el intercambio neto desde México en comparación con el año 2022.



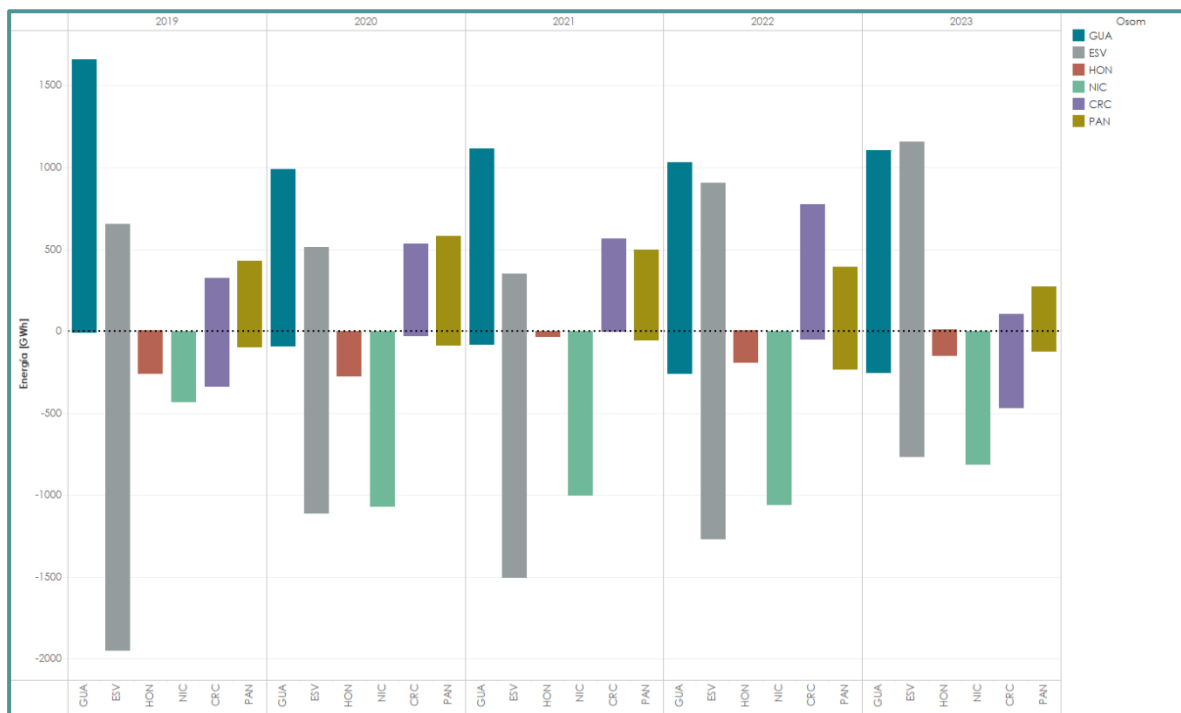
Gráfica 10. Inyecciones y Retiros de energía en el MER, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional (EOR) y del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en mayo de 2024.

La inyección de energía desde Guatemala ha disminuido desde el año 2019 y en el año 2023 se registró una disminución del 48 % en comparación con dicho año. Por otro lado, Costa Rica experimentó el mayor incremento en su retiro, con más del triple de retiro en el año 2023 en comparación con el año 2022.

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

Informe Estadístico del Mercado Mayorista 2018-2022
<https://www.cnee.gov.gt/wordpress/?p=9226>



Gráfica 11. Inyecciones y retiros con los países integrados del MER

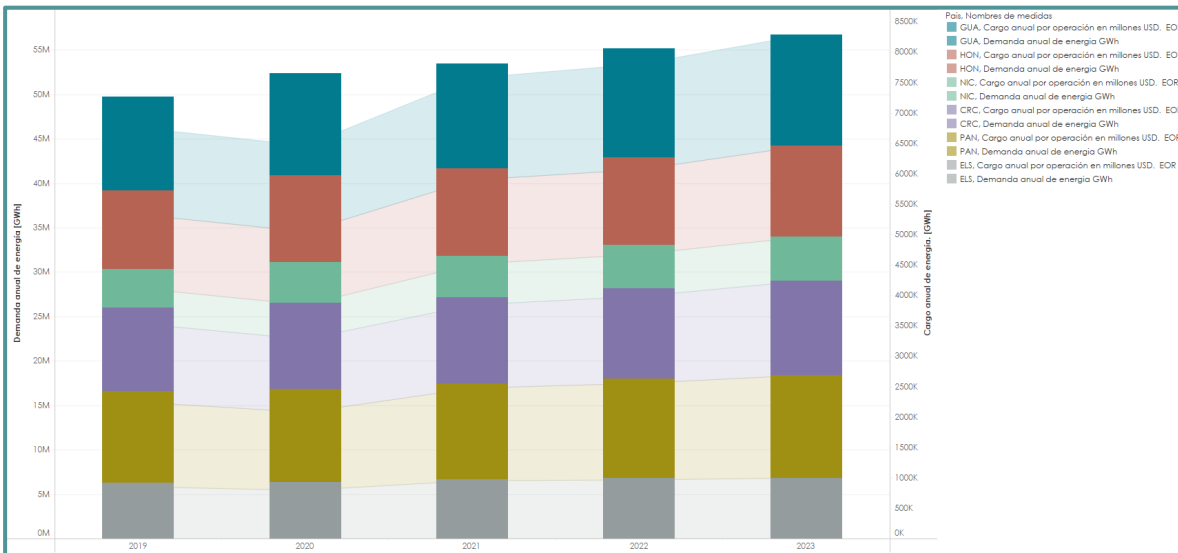
Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional (EOR). Consultado en mayo de 2024.

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 siguiente tabla se presentan los cargos de 2023 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). En el caso de Guatemala, el cargo complementario considera para el 2023 la reasignación del tramo Aguacapa-La Vega como No Interconector en cumplimiento de la resolución CRIE-80-2019.

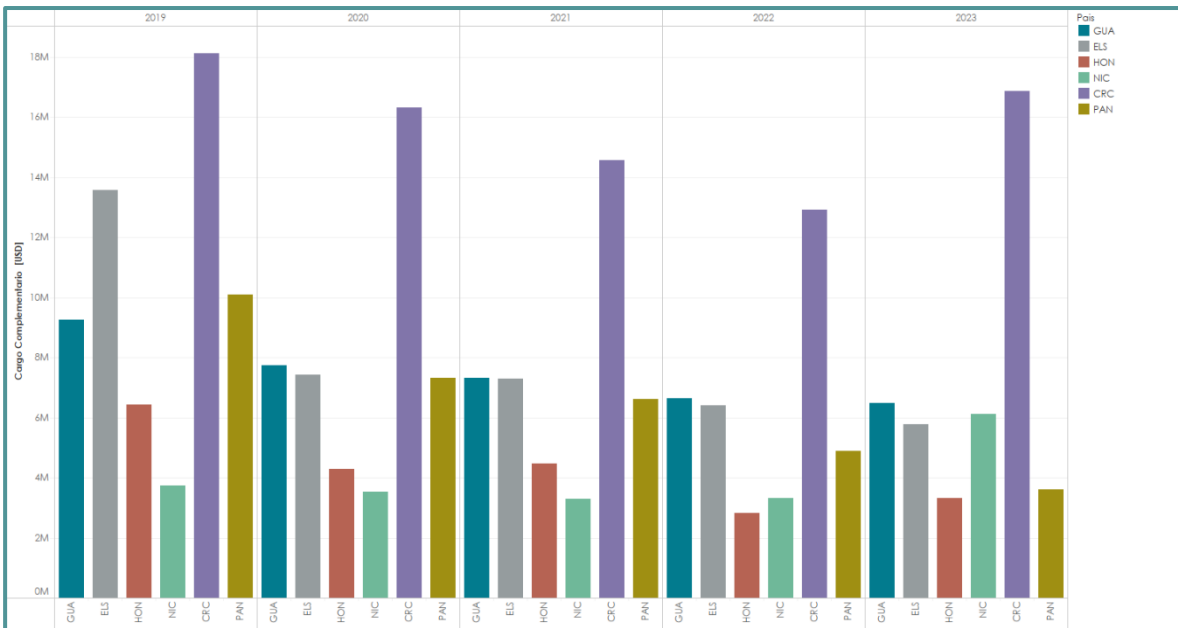
Tabla 3. Cargos Regionales, 2023

País	Cargo por Regulación (USD)	Cargo por Operación (USD)	Cargo Complementario (USD)
Guatemala	943,293	1,834,827	6,473,037
El Salvador	512,662	997,193	5,777,944
Honduras	766,765	1,491,458	3,331,285
Nicaragua	373,056	725,642	6,114,931
Costa Rica	799,742	1,555,601	16,878,719
Panamá	868,357	1,689,066	3,611,167
Total	4,263,875	8,293,787	42,187,083



Gráfica 12. Cargos de operación en el MER

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional. 2023. Consultado en mayo de 2024.



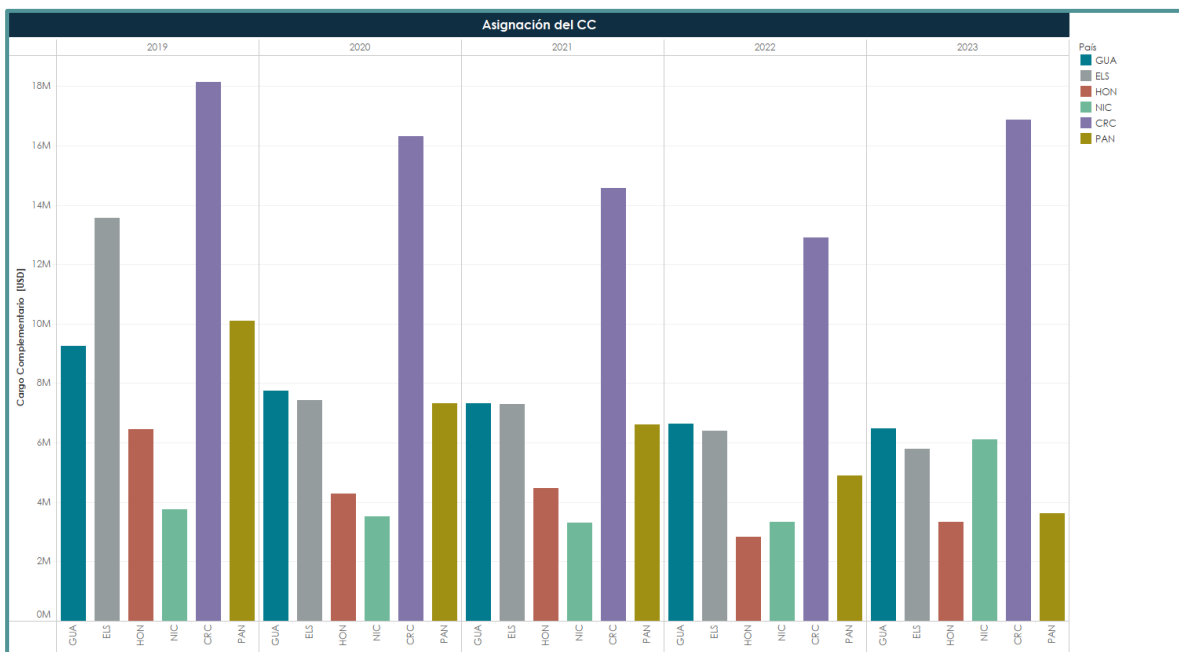
Gráfica 13. Cargos por regulación en el MER

Fuente: elaboración propia con información del Ente Operador Regional. 2024. Consultado en mayo de 2024.

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).

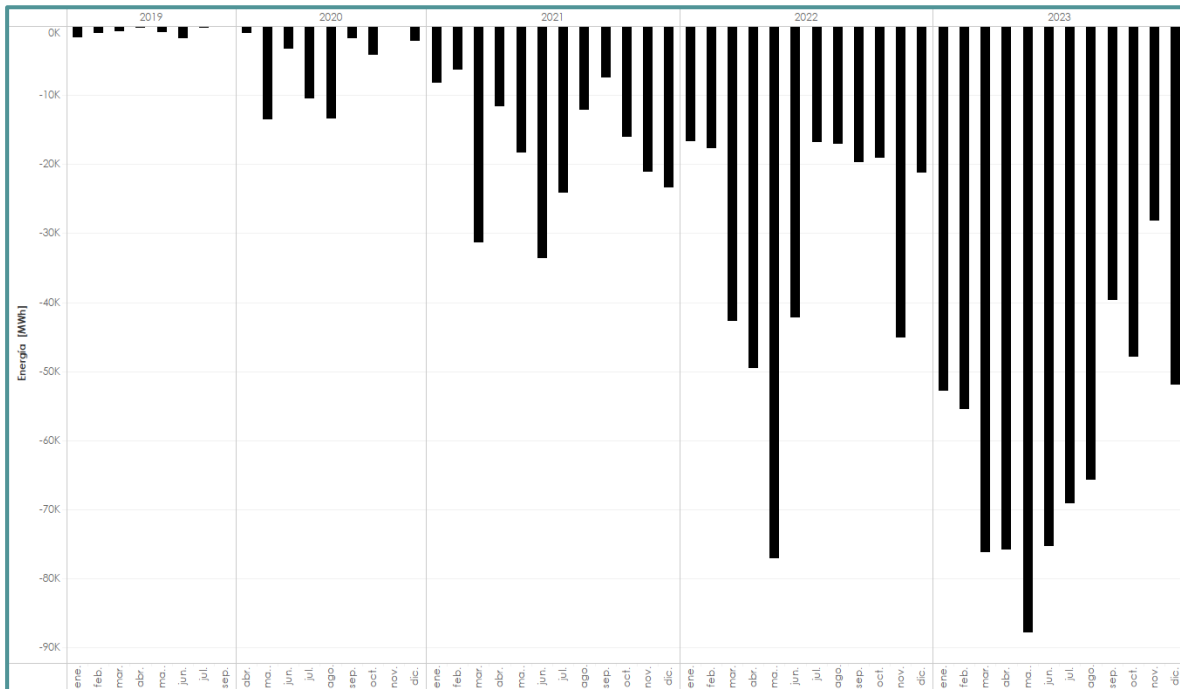


Gráfica 14. Importación de energía por Contratos Firmes desde la interconexión Guatemala – México, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

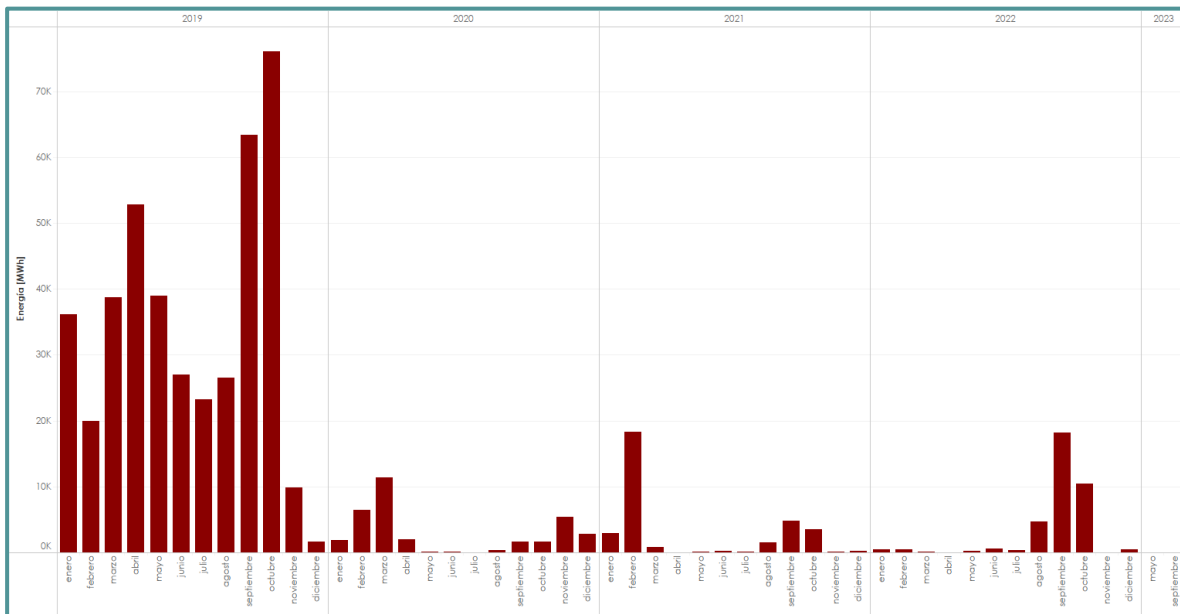
Las transacciones de oportunidad, ya sea de inyección o retiro, se programan diariamente de acuerdo con los Convenios Maestro y de Coordinación entre Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México y el AMM. Las importaciones de oportunidad se han incrementado considerablemente desde 2019, año en el cual se importaron aproximadamente 6 GWh, mientras que en 2023 se importaron 726 GWh. En el 2023, se exportaron 6 GWh y fue en los meses de mayo y septiembre. En el 2019, se exportó un total de 414.5 GWh¹².

¹² Información adicional y detallada sobre las Transacciones Internacionales de Guatemala, se encuentra disponible en el siguiente enlace:
Informe Estadístico de Transacciones Internacionales 2019-2023
<https://www.cnee.gov.gt/wordpress/?p=11396>



Gráfica 15. Importación de energía de oportunidad, 2019-2023

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista. Consultado en marzo de 2024.

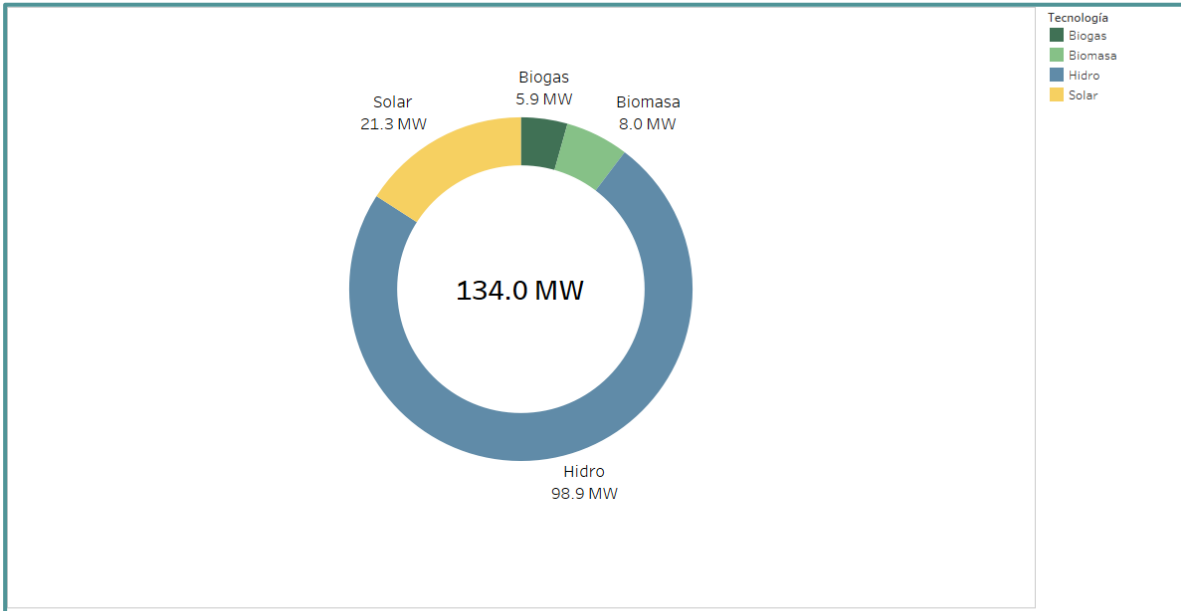


Gráfica 16. Exportación de energía de oportunidad, 2019-2023

Fuente: elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista. Consultado en marzo de 2024

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 134 MW al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de las redes de distribución. En la actualidad, se encuentran conectadas al SIN cuatro tecnologías de Generación Distribuida Renovable: hidroeléctrica, fotovoltaica, biogás y biomasa. Estas tecnologías están distribuidas de la siguiente manera:

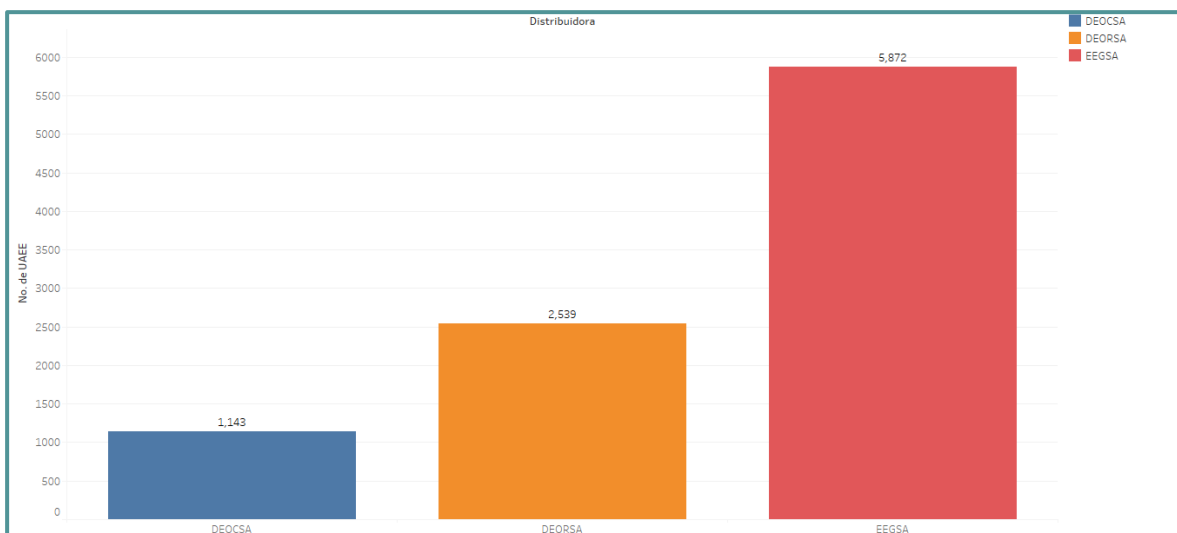


Gráfica 17. Potencia Instalada de GDRs por tecnología, 2023

Fuente: elaboración propia. CNEE. 2023.

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 2023, se han instalado un total de 9,554 UAEE. A continuación, se presenta el total por distribuidora en el año 2023:

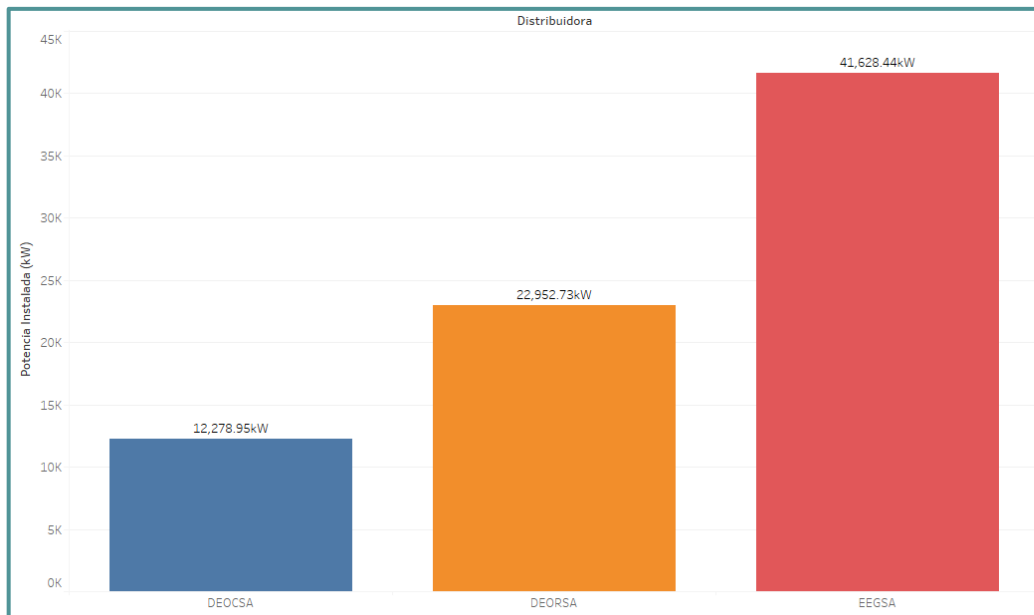


Gráfica 18. Total, de UAEE por distribuidora, 2023

Fuente: elaboración propia. CNEE. 2023.

EEGSA es la distribuidora con la mayor capacidad instalada de UAEE, alcanzando un total de 41.6 MW, lo que representa el 54 % de la potencia instalada. Le sigue DEORSA y, en último lugar, DEOCSA. En conjunto, estas tres distribuidoras suman aproximadamente 76.8 MW hasta el año 2023¹³.

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>



Gráfica19. Capacidad instalada de UAEE por distribuidora, 2023

Fuente: elaboración propia. CNEE. 2023.

2.

TARIFAS

ÍNDICE TARIFAS

2.	TARIFAS	27
2.1.	Evolución Histórica de La Tarifa Social y No Social del 2017 a 2023	31
2.1.1	Composición de la Tarifa Social y No Social del 2021 al 2023	36
2.2	Usuarios, Consumos y Facturación Del Servicio	39
2.2.1.	Distribución de usuarios por Departamento año 2023	39
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 2023, EEGSA (GTQ)	42
2.3.2	Montos anuales facturados por Ventas de Energía y Potencia 2023, DEOCSA (GTQ)	43
2.3.3	Montos anuales facturados por Ventas de Energía y Potencia 2023, DEORSA (GTQ)	44
2.4	Aporte INDE	45
2.4.1	Monto Total de Aporte Social INDE en el 2023 por departamento en MQ	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	52
2.5.3	Consolidado de compras mensuales de energía y potencia	53
2.6	Costos correspondientes a DEOCSA	54
2.6.1	Compras de energía mensual por tipo de contrato	55
2.6.2	Compras de potencia mensual por tipo de contrato	56
2.6.3	Consolidado de compras mensuales de energía y potencia	58
2.7	Costos correspondientes a DEORSA	59
2.7.1	Compras de energía mensual por tipo de contrato	59
2.7.2	Compras de potencia mensual por tipo de contrato	61
2.7.3	Consolidado de compras mensuales de energía y potencia	62
2.7.4	Contratos de suministro vigentes para las Dsistribuidoras	62
2.8	Empresas Eléctricas Municipales – EEMs –	66

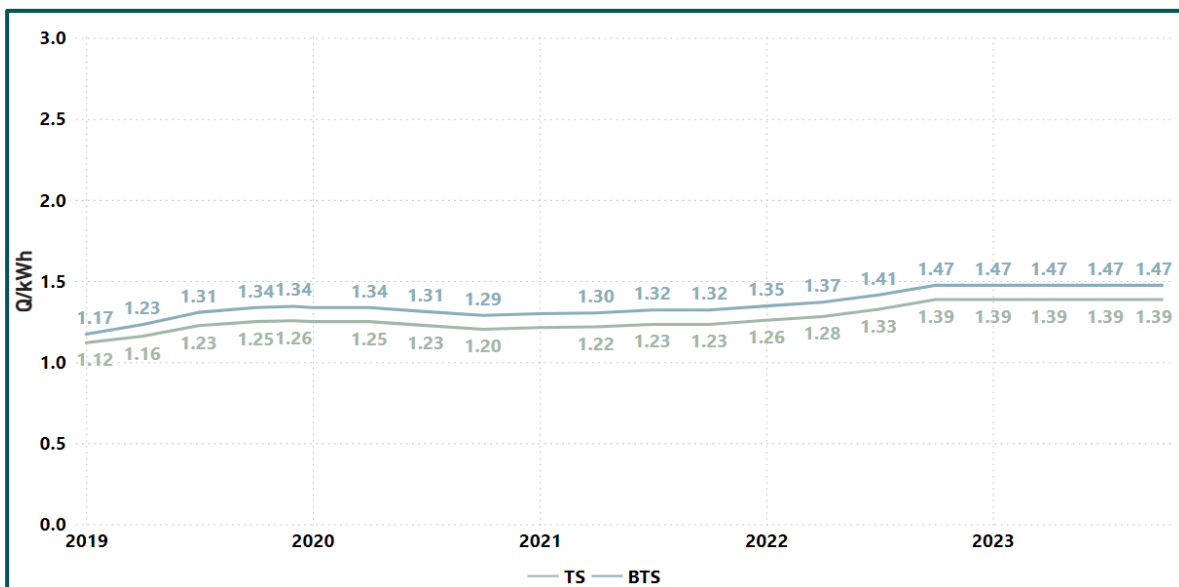
No. de Gráfica	Nombre	Pág.
Gráfica 1.	EEGSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	31
Gráfica 2.	DEOCSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	32
Gráfica 3.	DEORSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	32
Gráfica 4.	EEM de Gualán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	33
Gráfica 5.	EEM Guastatoya Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	33
Gráfica 6.	EEM Huehuetenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	33
Gráfica 7.	EEM de Jalapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	33
Gráfica 8.	EEM de Joyabaj Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 9.	EEM Puerto Barrios Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 10.	EEM Quetzaltenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 11.	EEM de San Marcos Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 12.	EEM San Pedro Pinula Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 13.	EEM San Pedro Sac. Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	34
Gráfica 14.	EEM de Tacana Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 15.	EEM Santa Eulalia Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 16.	EEM de Zacapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 17.	EEM de Patulul Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 18.	EEM de Retalhuleu Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 19.	EEM de Ixcán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh	35
Gráfica 20.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de EEGSA del 2021 al 2023	36
Gráfica 21.	Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de EEGSA del 2021 al 2023	36
Gráfica 22.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEOCSA del 2021 al 2023	37
Gráfica 23.	Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEOCSA del 2021 al 2023	37
Gráfica 24.	Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEORSA del 2021 al 2023	38
Gráfica 25.	Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEORSA del 2021 al 2023	38
Gráfica 26.	Distribución espacial del Total de Usuarios de las Distribuidoras (en miles de usuarios)	39
Gráfica 27.	Distribución espacial de Usuarios de la Tarifa Social para las Distribuidoras (en miles de usuarios)	40
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
Gráfica 31.	Ventas de Energía [GTQ]	43
Gráfica 32.	Ventas anuales de Potencia máxima [GTQ]	44
Gráfica 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 2023 con Aporte INDE, EEGSA	48
Gráfica 39.	Compras de Energía EEGSA para el año 2023 en GWh	49
Gráfica 40.	Compras de Energía EEGSA para el año 2023 en Millones de Quetzales	50
Gráfica 41.	Compras de Potencia EEGSA para el año 2023 en MW	52
Gráfica 42.	Compras de Potencia EEGSA para el año 2023 en Millones de Quetzales	52
Gráfica 43.	Evolución de costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de EEGSA para el año 2023	53
Gráfica 44.	Compras de Energía DEOCSA para el año 2023 en GWh	55
Gráfica 45.	Compras de Energía DEOCSA en Millones de Quetzales para el año 2023	55
Gráfica 46.	Compras de Potencia DEOCSA para el año 2023 en MW	56
Gráfica 47.	Compras de Potencia DEOCSA para el año 2023 en Millones de Quetzales	57
Gráfica 48.	Evolución de costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEOCSA para el año 2023	58
Gráfica 49.	Compras de Energía DEORSA para el año 2023 en GWh	59
Gráfica 50.	Compras de Energía DEORSA en Millones de Quetzales para el año 2023	60
Gráfica 51.	Compras de Potencia DEORSA en MW para el año 2023	61
Gráfica 52.	Compras de Potencia DEORSA en Millones de Quetzales para el año 2023	61
Gráfica 53.	Evolución de costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEORSA para el año 2023	62
Gráfica 54.	Cantidad de usuarios en Tarifa Social y Tarifa no Social para las Empresas Eléctricas Municipales	67
Gráfica 55.	Demanda Firme y Facturación media de Energía de las Empresas Eléctricas Municipales durante el año 2023	67
Gráfica 56.	Evolución del Peaje anual de transmisión del Sistema Principal y Sistema Secundario	68
Gráfica 57.	Monto de Peaje Máximo resultante de la gestión de expedientes durante el año 2023	68

2. Tarifas

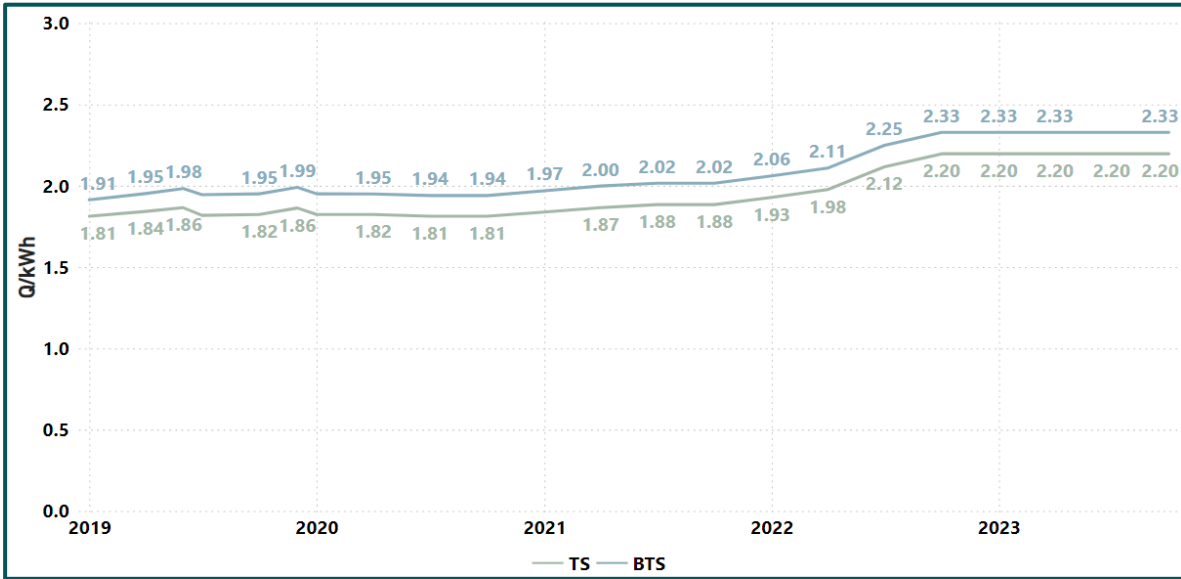
2.1 Evolución Histórica de La Tarifa Social y No Social del 2017 a 2023

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.

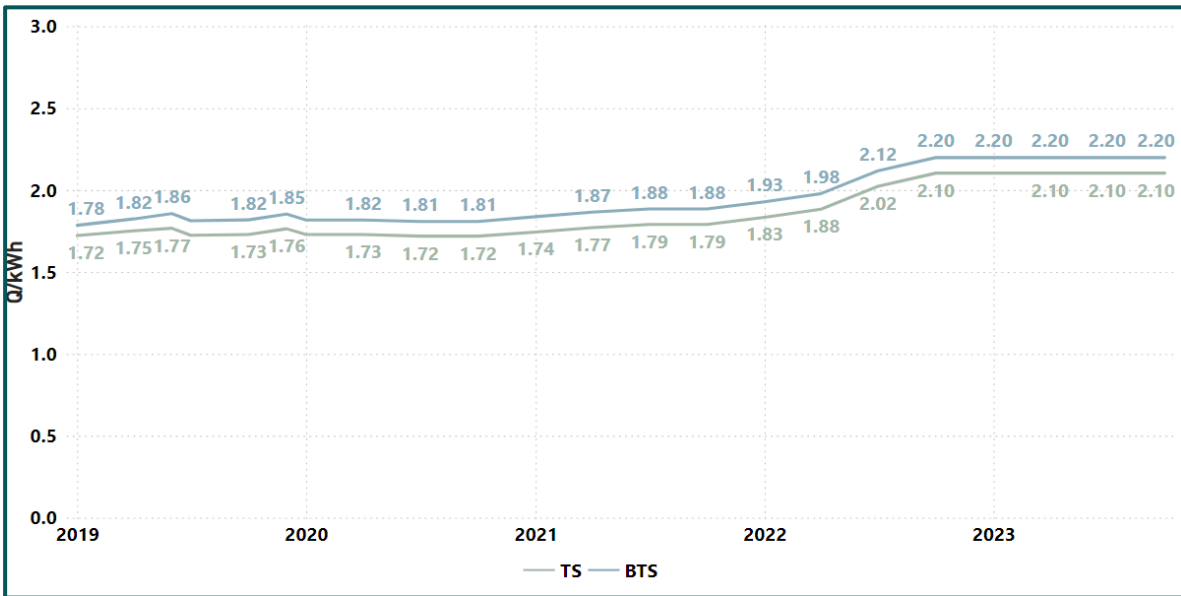


Gráfica 1. EEGSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 2. DEOCSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



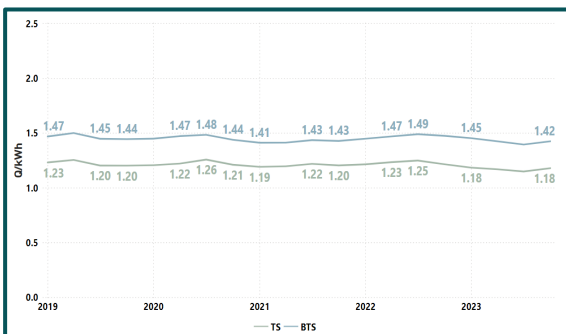
Gráfica 3. DEORSA Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.

Las gráficas presentadas corresponden a las tres principales distribuidoras, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. -EEGSA-, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. -DEOCSA- y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A., -DEORSA- las cuales abarcan aproximadamente el 94% de los usuarios regulados del país. Se observa que estas tres distribuidoras no tuvieron variaciones en sus tarifas, **registrado un comportamiento estable durante todo el 2023**, manteniendo prácticamente las mismas tarifas del segundo semestre de 2022, vale la pena hacer notar las significativas tendencias alcistas en los mercados internacionales en los combustibles utilizados en la generación térmica (carbón térmico y

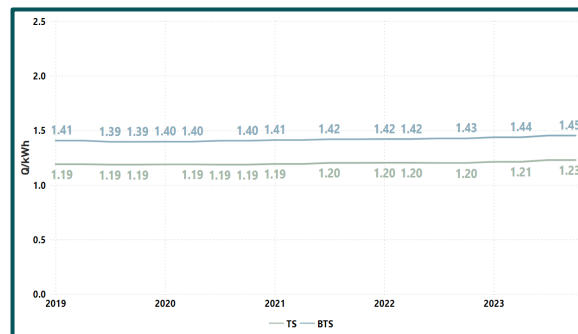
gas natural) durante el 2021 y 2022, y que condicionaron en buena medida a nivel global el precio de la energía eléctrica.

En cuanto a las empresas eléctricas municipales, se observa de la misma forma que para la Distribuidoras grandes, (EEGSA, DEOCSA y DEORSA), un comportamiento estable en las tarifas de las mismas, 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 la mayoría de los contratos durante la vigencia de los mismos, tendiendo oscilaciones mínimas en las tarifas básicamente en función del comportamiento de las ventas de las distribuidoras.

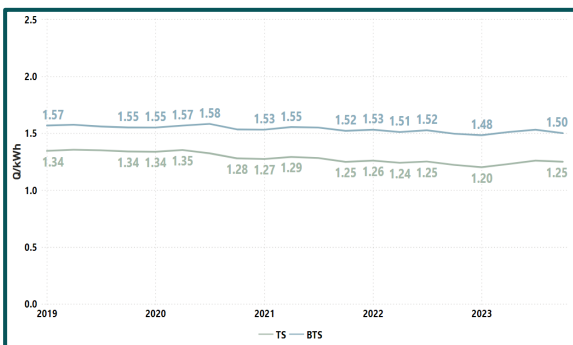
Un caso particular que vale la pena señalar es la empresa eléctrica municipal de Quetzaltenango, que tiene un contrato de suministro de energía y potencia con el INDE con una característica de precios incrementales, dicho contrato suscrito en 2020, y parte de valores relativamente bajo la media hasta alcanzar precios de suministro de energía y potencia similares a los de las demás empresas eléctricas municipales en el 2025.



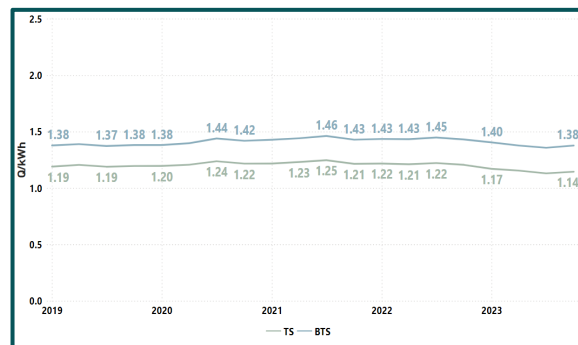
Gráfica 4.
EEM de Gualán Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



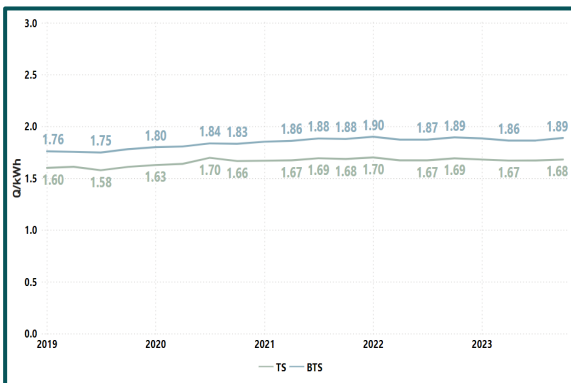
Gráfica 6.
EEM Huehuetenango Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 5.
EEM Guastatoya Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



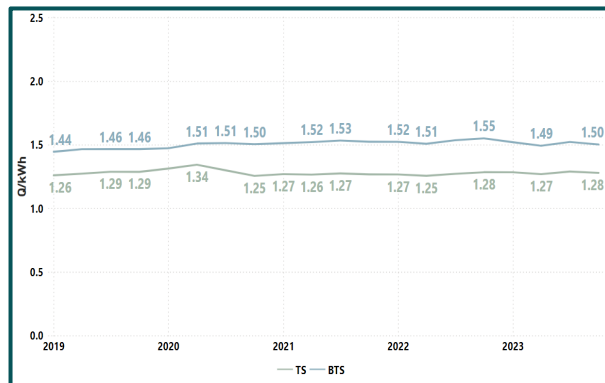
Gráfica 7.
EEM de Jalapa Tarifas: Baja Tensión Simple Social -TS- y Baja Tensión Simple -BTS- Q/kWh
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 8.

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

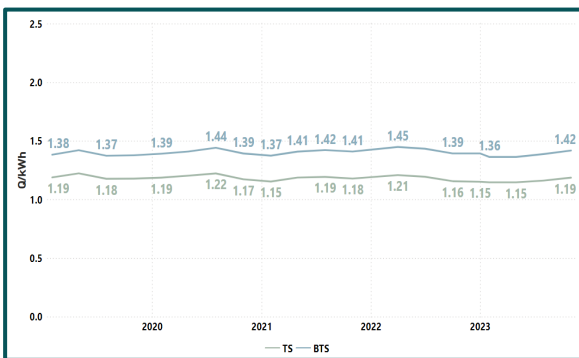
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 11.

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

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 9.

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

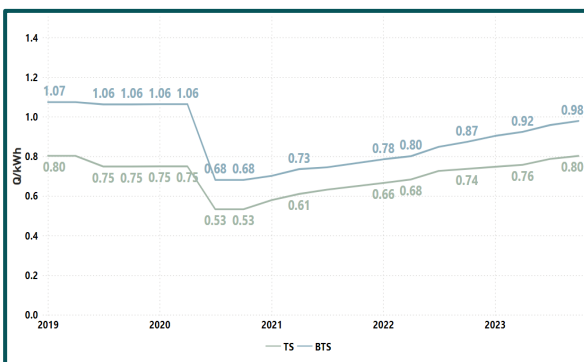
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 12.

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

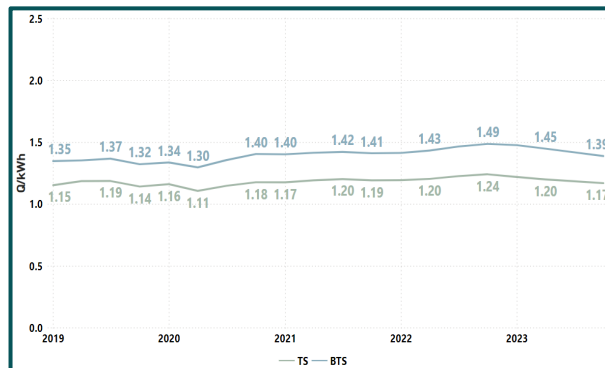
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 10.

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

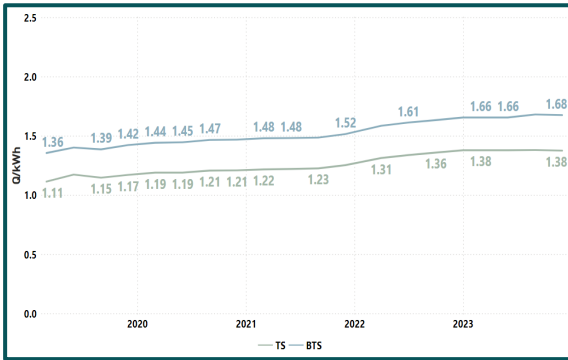
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 13.

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

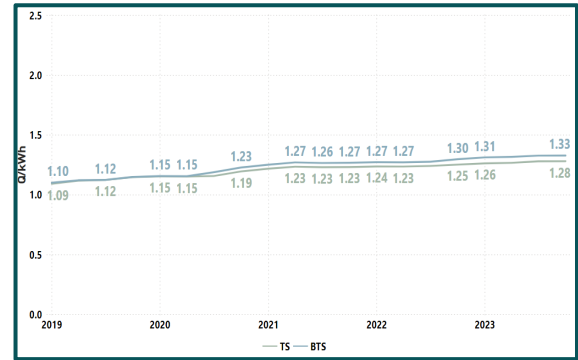
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Grafica 14.

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

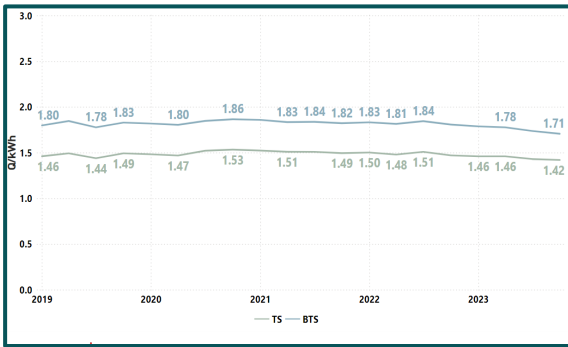
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Grafica 17.

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

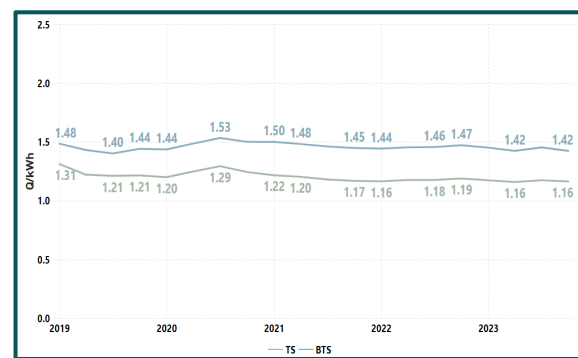
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024



Grafica 15.

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

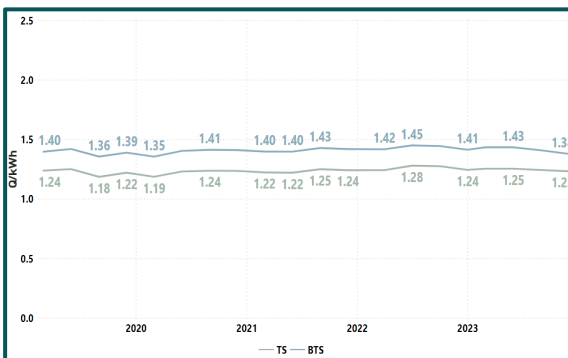
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Grafica 18.

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

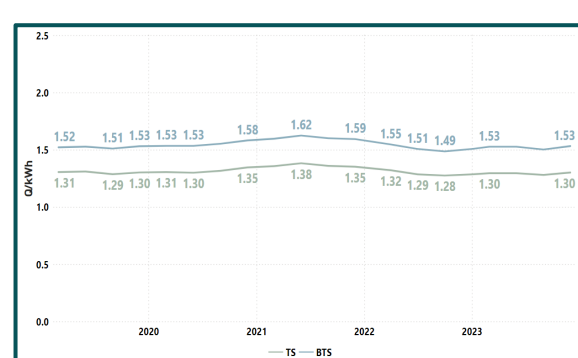
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Grafica 16.

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

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



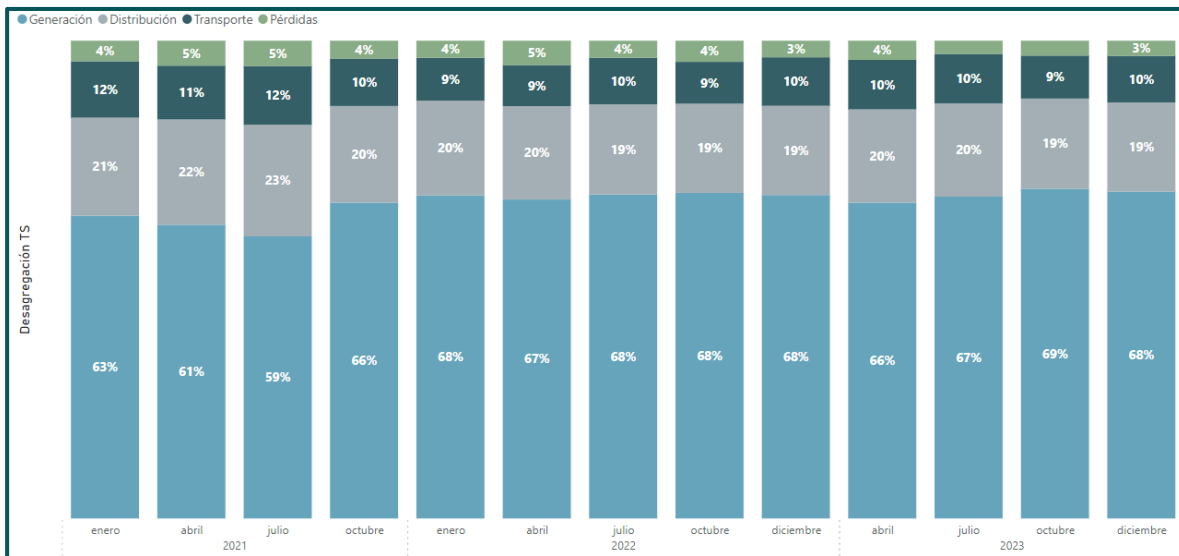
Grafica 19.

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

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.

2.1.1 Composición de la Tarifa Social y No Social del 2021 al 2023

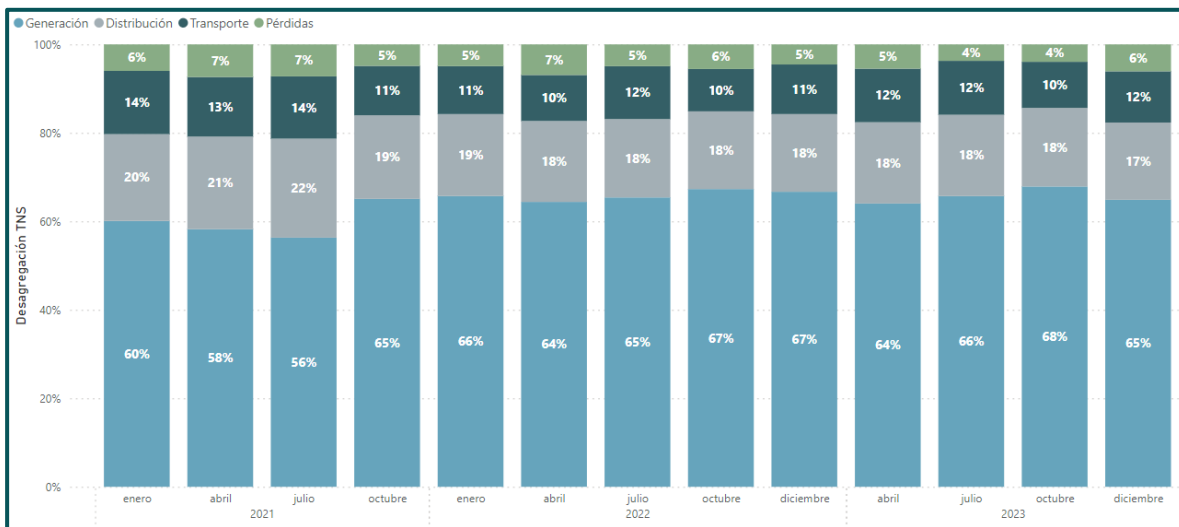
En las tarifas eléctricas se incluyen los costos de cada etapa de la cadena de suministro del servicio eléctrico, de tal forma que comprenden los costos de generación, transmisión y distribución, así como un componente de pérdidas durante la transmisión y distribución de la energía eléctrica. A continuación, se presenta la evolución histórica de estos componentes en las tarifas eléctricas de las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, que se ven condicionadas por la estacionalidad y variaciones de los precios de energía.



Gráfica 20.

Desagregación Porcentual de Tarifa Social de EEGSA del 2021 al 2023

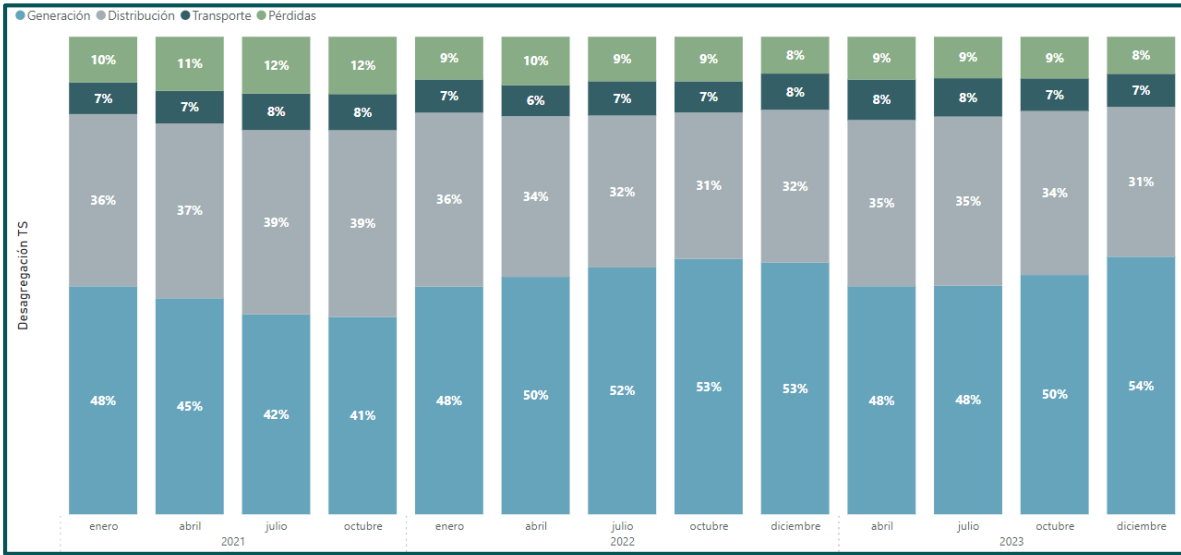
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 21.

Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de EEGSA del 2021 al 2023

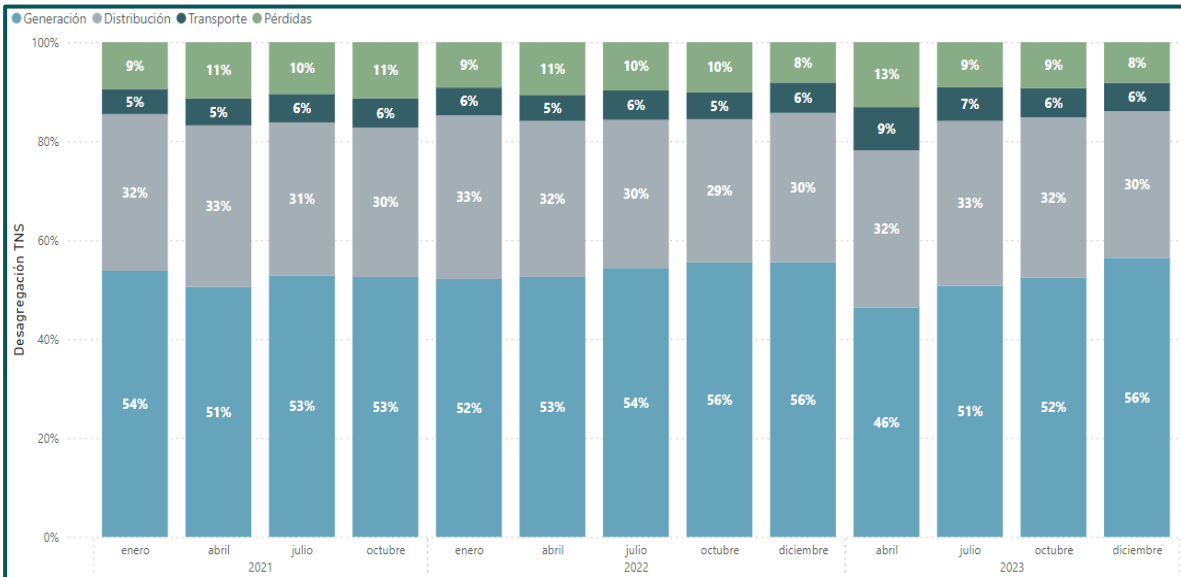
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 22.

Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEOCSA del 2021 al 2023

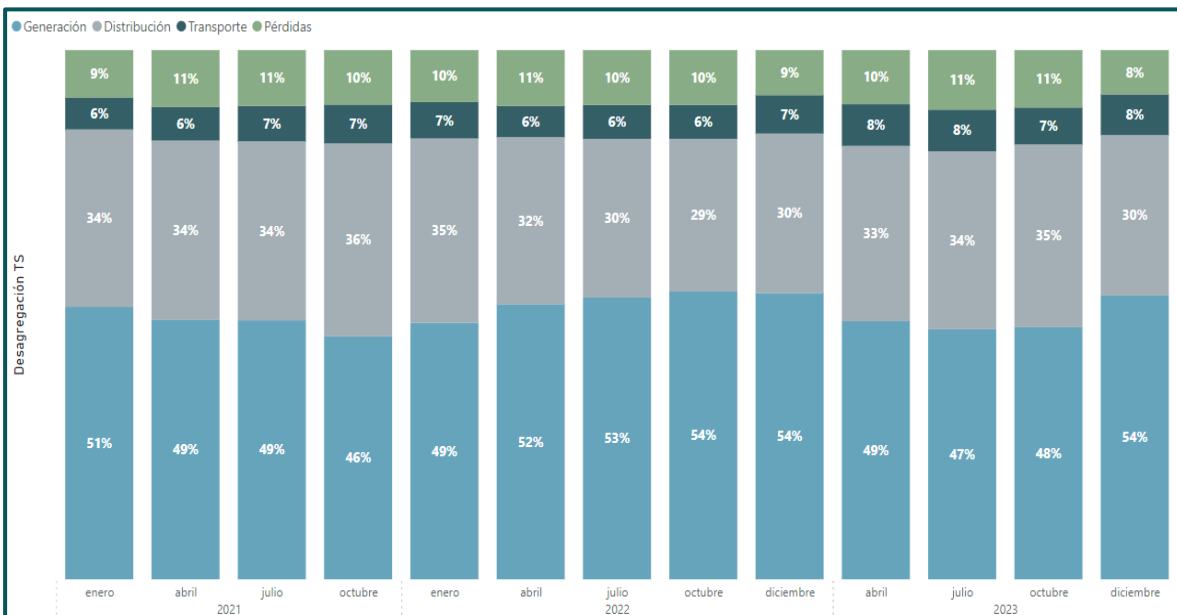
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 23.

Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEOCSA del 2021 al 2023

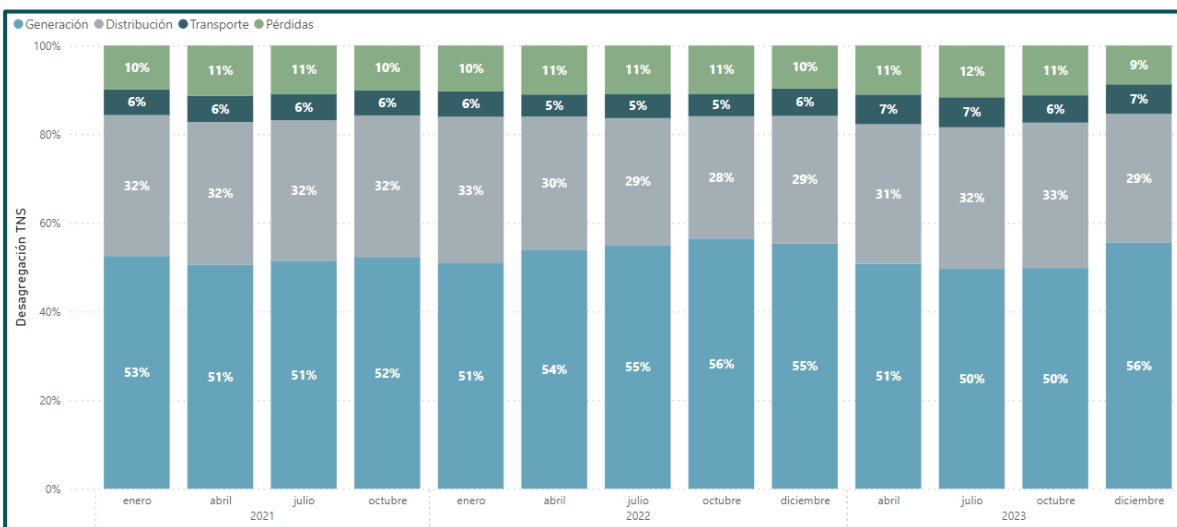
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 24.

Desagregación Porcentual de Tarifa Social de DEORSA del 2021 al 2023

Fuente: Elaboración propia, mayo 2024.



Gráfica 25.

Desagregación Porcentual de Tarifa No Social (Baja Tensión Simple) de DEORSA del 2021 al 2023

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.

De las gráficas anteriores, se puede destacar lo siguiente:

- Los costos de generación son los que tienen mayor peso, variabilidad e incidencia entre las 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 distribución de energía eléctrica. Para el año 2023, este componente mantuvo un comportamiento relativamente estable en comparación

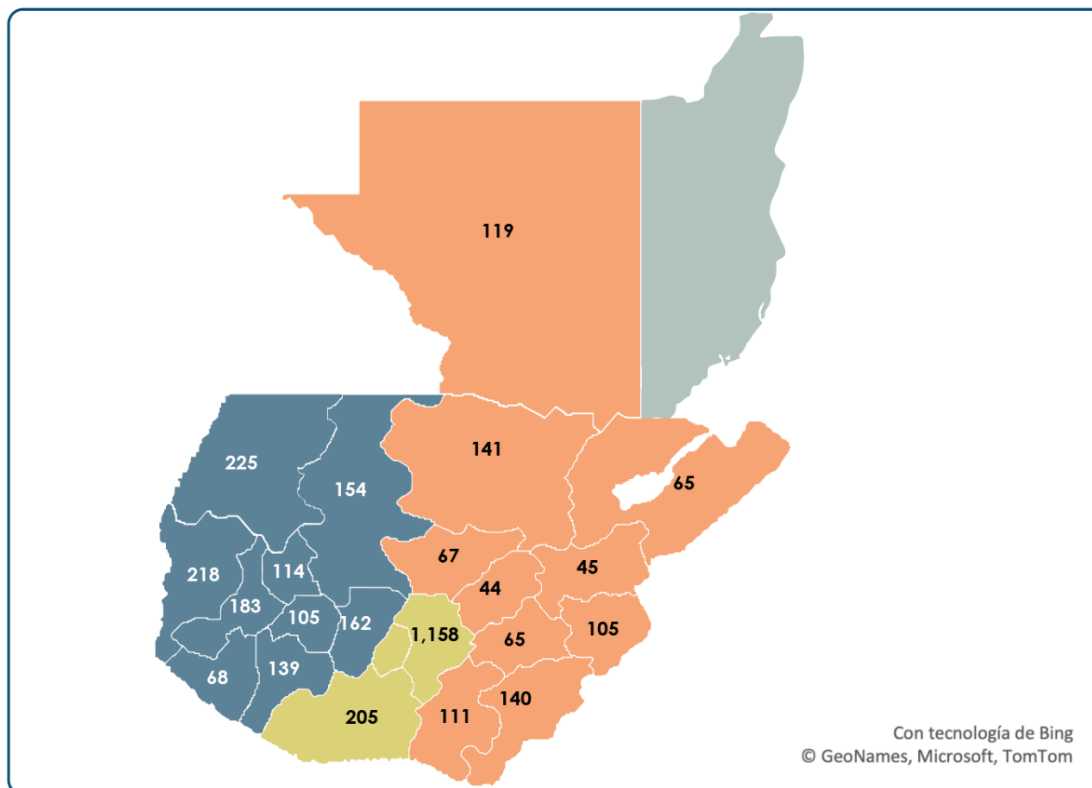
con el bienio 2021 y 2022, sin embargo, presento algunas fluctuaciones, principalmente durante la parte del verano, que es condicionada por el fenómeno del Niño.

- El resto de los componentes de costo tiene una participación relativamente menor y ha mantenido un comportamiento estable a lo largo del tiempo. Sin embargo, se pueden observar algunas diferencias en la participación de estas variables entre las diferentes distribuidoras. Un ejemplo de esto es la representatividad de los componentes de Transporte y Pérdidas, los cuales varían entre las tres distribuidoras, considerando que las topologías de sus redes presentan considerables diferencias, redes con densidades más altas en el área central del país y redes amplias y de baja densidad de carga en el interior de la República.

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.

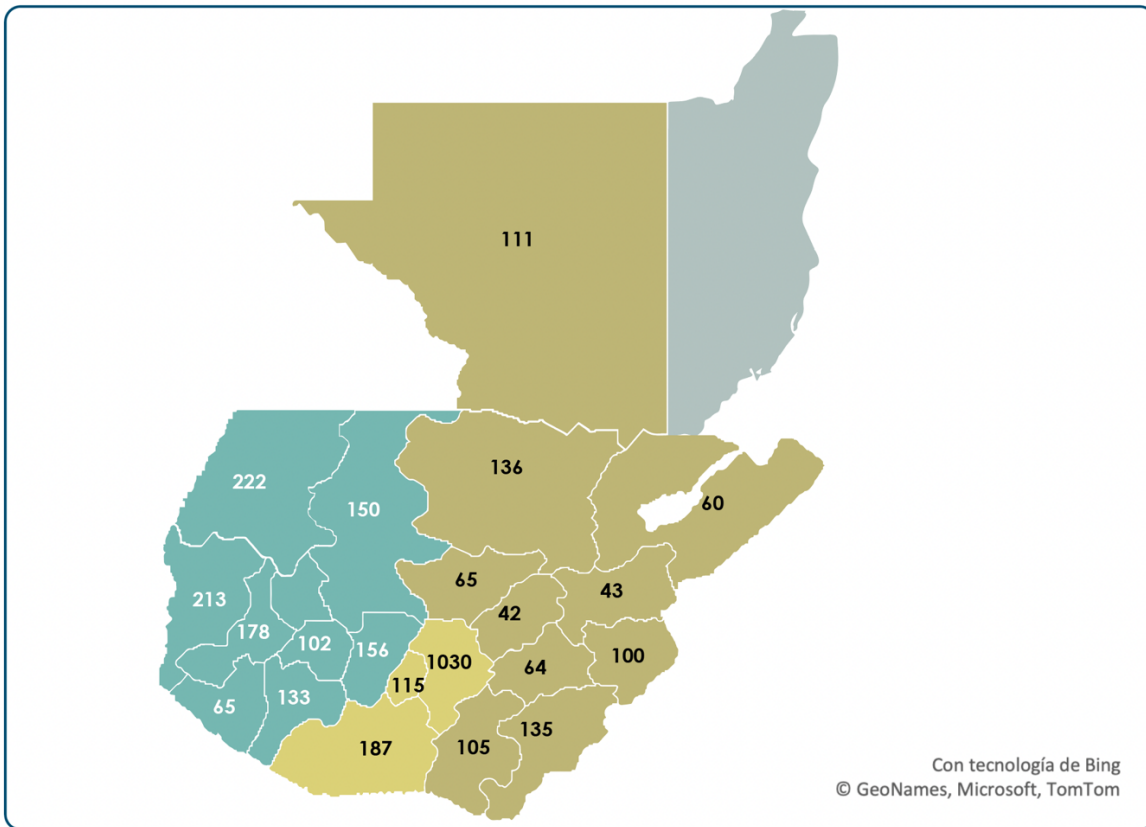
2.2.1 Distribución de usuarios por Departamento año 2023



Gráfica 26.

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

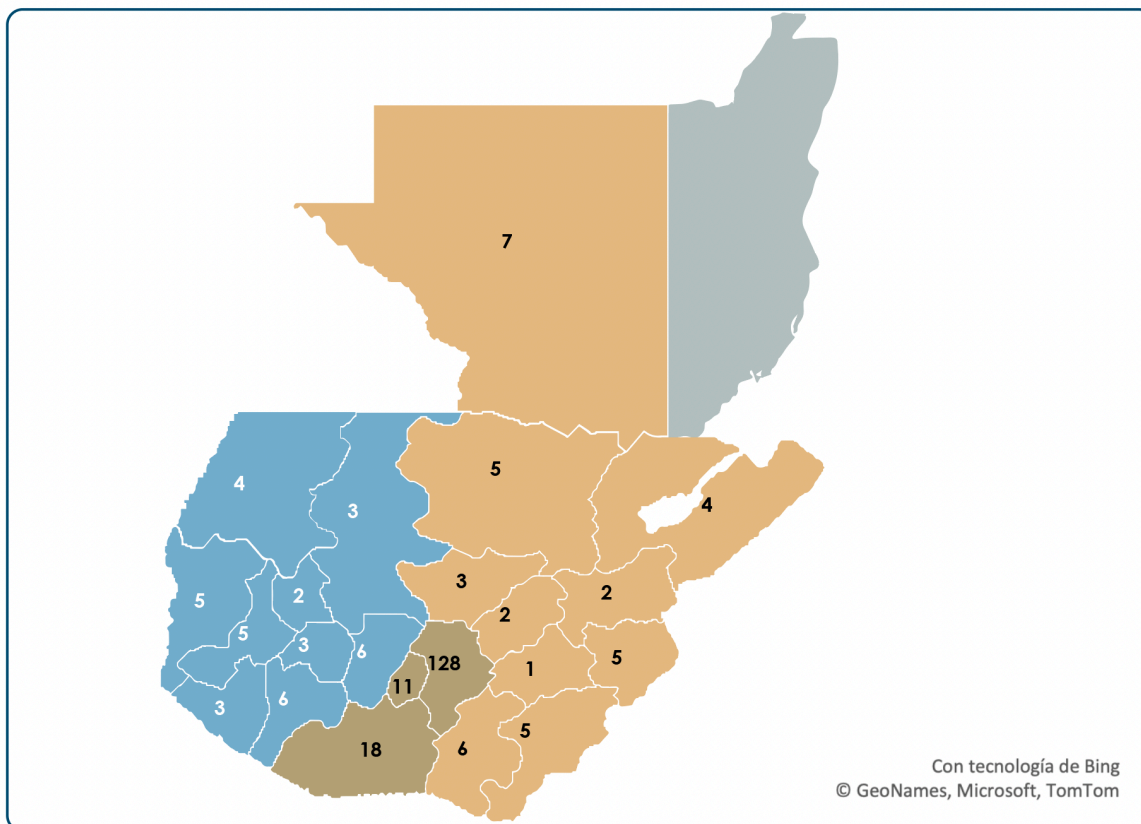
Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.



Gráfica 27.

Distribución espacial de Usuarios de la Tarifa Social para las Distribuidoras (en miles de usuarios)

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.

**Gráfica 28.**

Distribución espacial de Usuarios de la Tarifa No Social para las Distribuidoras
(en miles de usuarios)

Fuente: Elaboración propia, mayo 2024.

Se destaca el hecho que la distribuidora con mayor densidad de usuarios es EEGSA, seguida a una considerable distancia por DEOCSA y finalmente DEORSA.

Para la empresa de distribución EEGSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios corresponde al Departamento de Guatemala, superando el millón de usuarios con una proporción notablemente mayor de usuarios en tarifa social, aproximadamente el 89% del total de usuarios.

Respecto de la empresa de Distribución de DEOCSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios es el departamento de Huehuetenango, en el cual predomina la categoría de tarifa social alcanzando el 99% de los usuarios. Para DEORSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios es el departamento de Alta Verapaz, en el cual predomina la categoría de tarifa social alcanzando un valor cercano al 96% del total de usuarios.

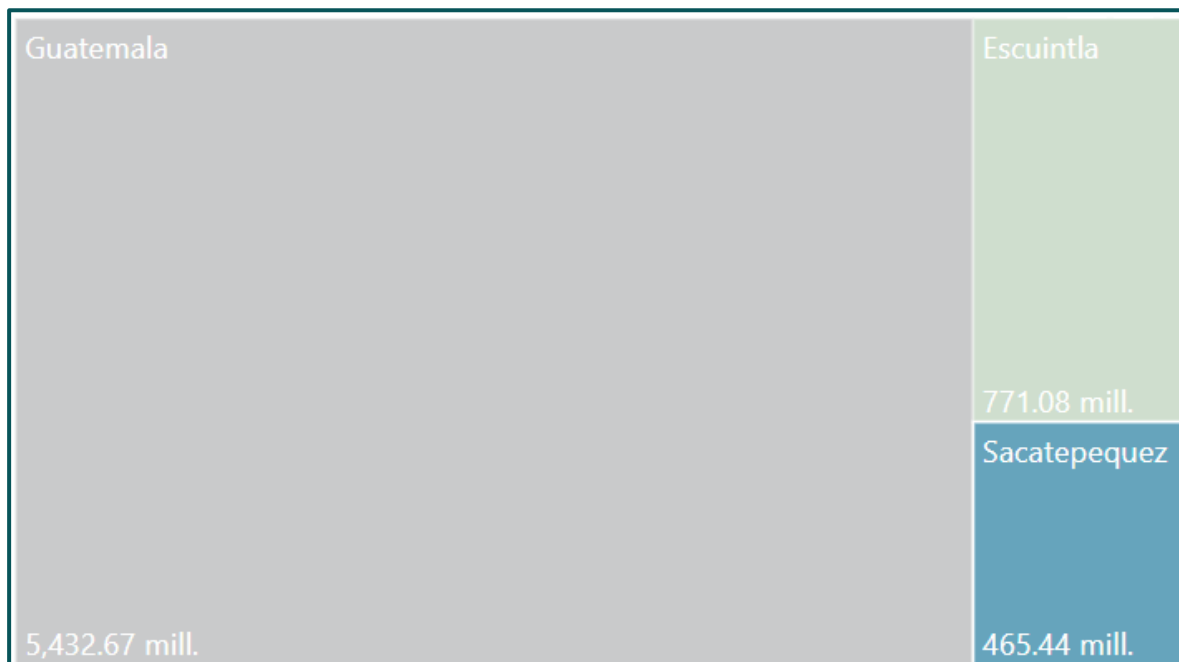
La participación casi total de los usuarios en la tarifa social en DEOCSA y DEORSA es notoria. Para el caso de EEGSA, aunque los usuarios de tarifa social son también una amplia mayoría, existe un número significativo de usuarios de tarifa no social.

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 gráficos 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.

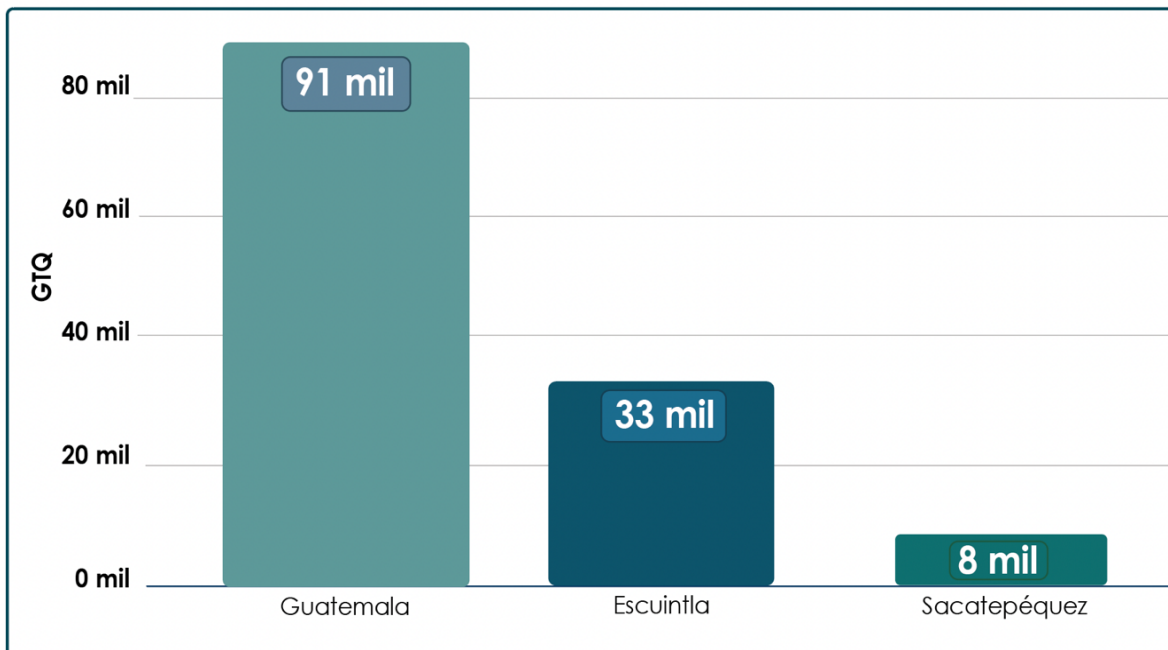
Nuevamente se visualiza como el departamento de Guatemala presenta el mayor consumo y facturación de energía, en función de la alta densidad de carga existente en esa área.



Gráfica 29.

Ventas anuales de Energía [GTQ]

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.

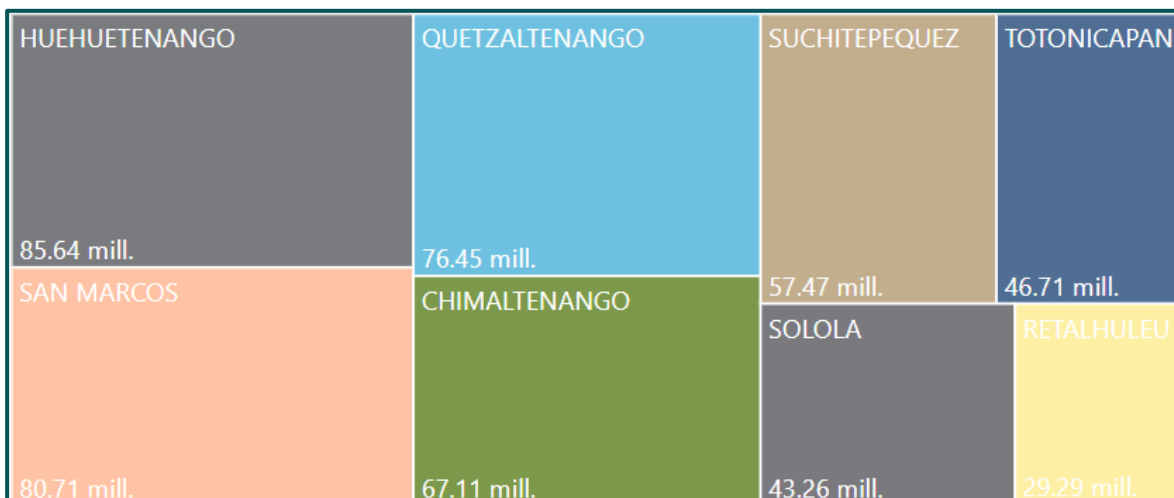


Gráfica 30.

Ventas anuales de Potencia máxima [GTQ]

Fuente: Elaboración propia, mayo de 2024.

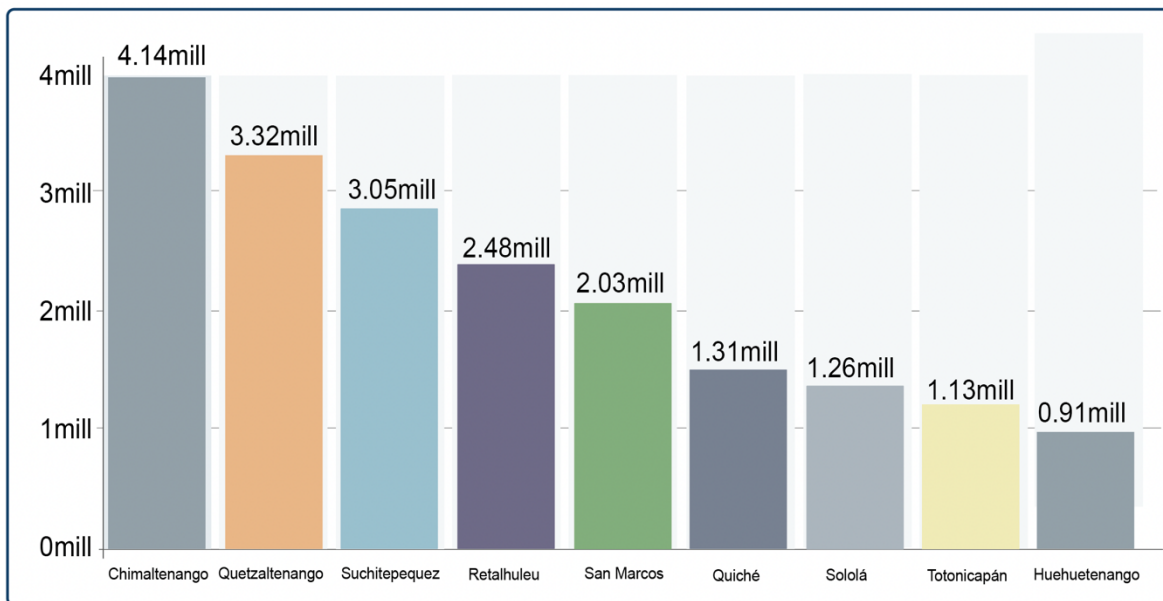
2.3.2 Montos anuales facturados por Ventas de Energía y Potencia 2023, DEOCSA (GTQ)



Gráfica 31.

Ventas de Energía [GTQ]

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024

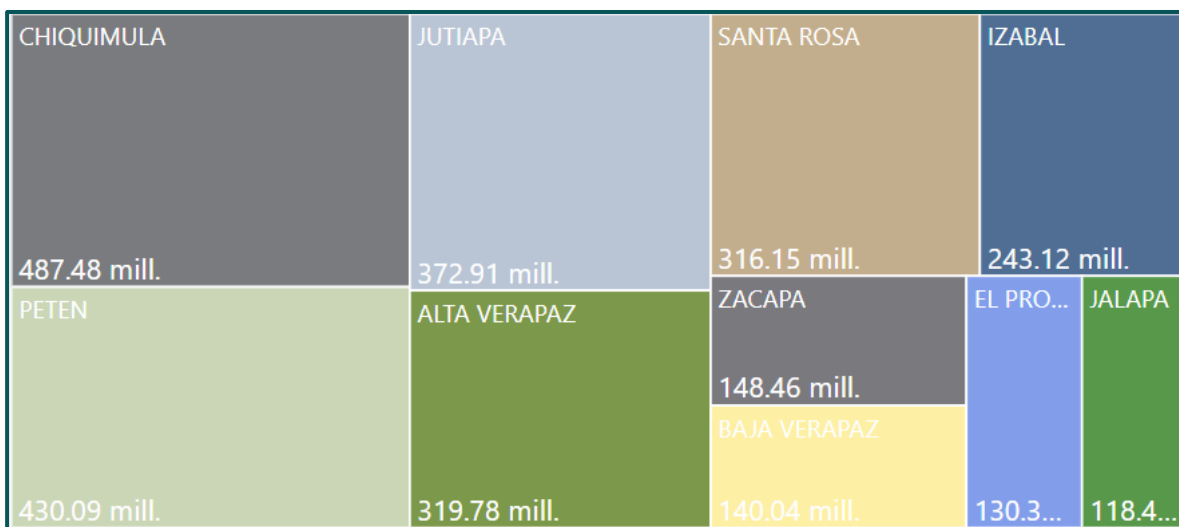


Gráfica 32.

Ventas anuales de Potencia máxima [GTQ]

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024

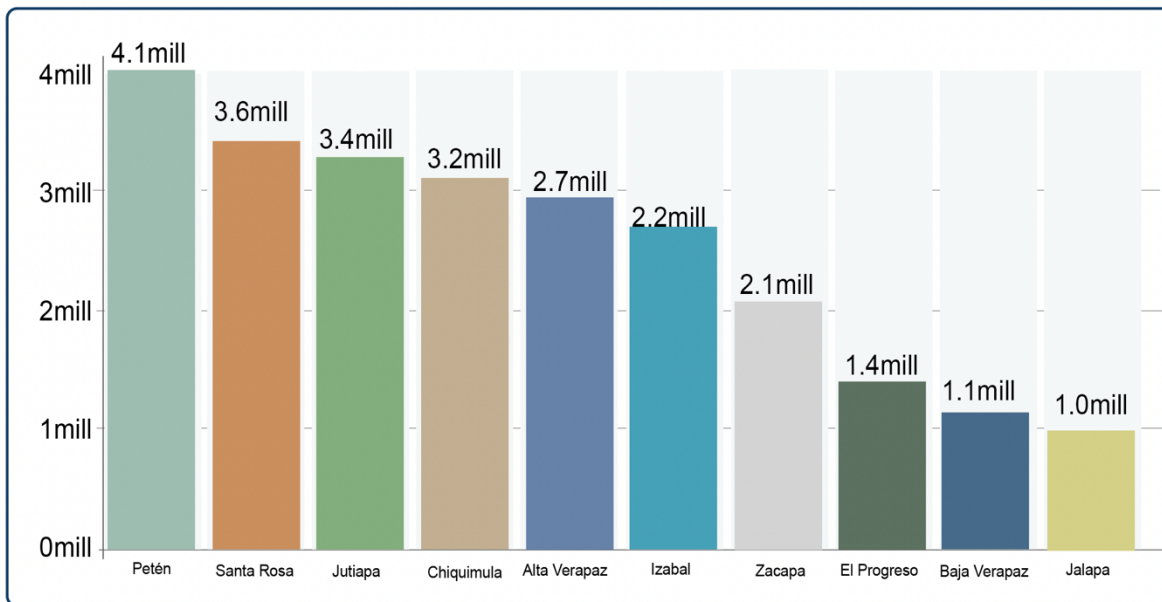
2.3.3 Montos anuales facturados por Ventas de Energía y Potencia 2023, DEORSA (GTQ)



Grafica 33.

Ventas de Energía [GTQ]

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.



Gráfica 34.

Ventas anuales de Potencia máxima [GTQ]

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

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 los departamentos donde las distribuidoras tienen los niveles de recaudación más altos y más bajos, que lógicamente en función de lo que se ha venido comentando, esta alineado con una mayor densidad en el área central del país con respecto al interior de la república.

2.4 Aporte INDE

En el presente apartado se realiza un resumen general del aporte que otorga el INDE a la tarifa social. Es importante hacer una distinción entre la Tarifa Social y el llamado Aporte INDE a la Tarifa Social. Mientras que 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 el Instituto Nacional de Electrificación 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 variado durante el año 2023 pero podemos indicar que han sido 0-60 kWh; 61-88 kWh y 89-125 kWh (de acuerdo con los criterios definidos por el INDE).

El INDE destina los fondos necesarios para realizar el descuento directo en la facturación de los usuarios, reduciendo así el monto de la factura que deben pagar. 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 previamente 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 2023, las tarifas objetivo definidas por el INDE son las siguientes:

Mes	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh	89 a 125 kWh
Enero 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Febrero 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Marzo 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Abril 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Mayo 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Junio 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Julio 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Agosto 2023	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Septiembre 2023	Q0.50	Q0.9228	No Aplica
Octubre 2023	Q0.50	Q0.9228	No Aplica
Noviembre 2023	Q0.50	Q0.9856	No Aplica
Diciembre 2023	Q0.50	Q0.9856	No Aplica

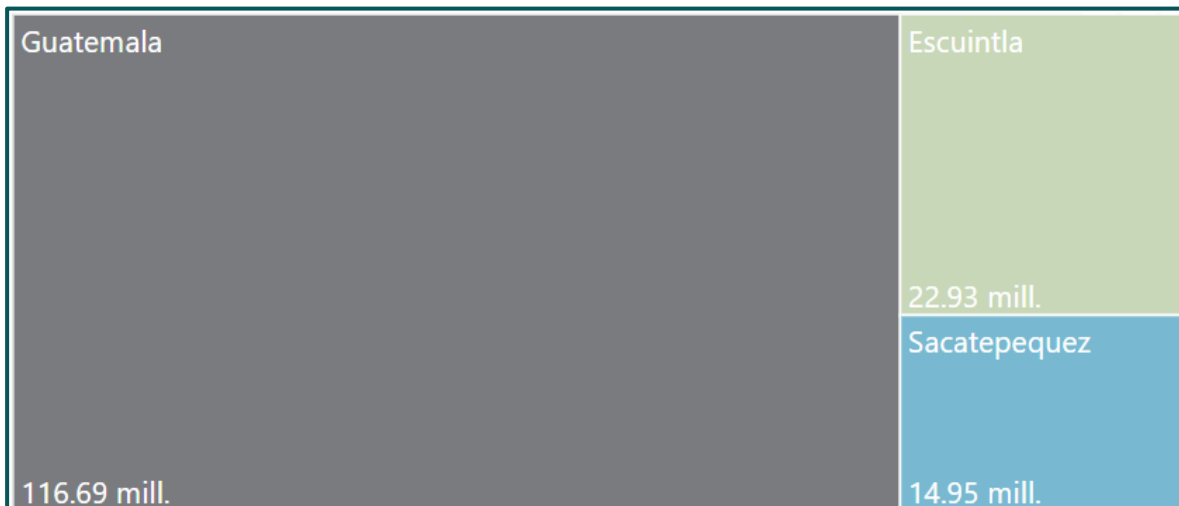
Tabla 1.

Tarifas Objetivo en Q/KWh por Rangos de Consumo Mensual para Aporte Social INDE

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

En la gráfica, se presenta el detalle del Aporte INDE y la cantidad mensual promedio de usuarios beneficiados con dicho aporte para cada distribuidora, distribuido por departamento dentro de su área de cobertura, puede observarse que derivado de la existencia de consumos promedio mas bajos en el interior de la Republica, el Aporte INDE se concentra en dichas areas:

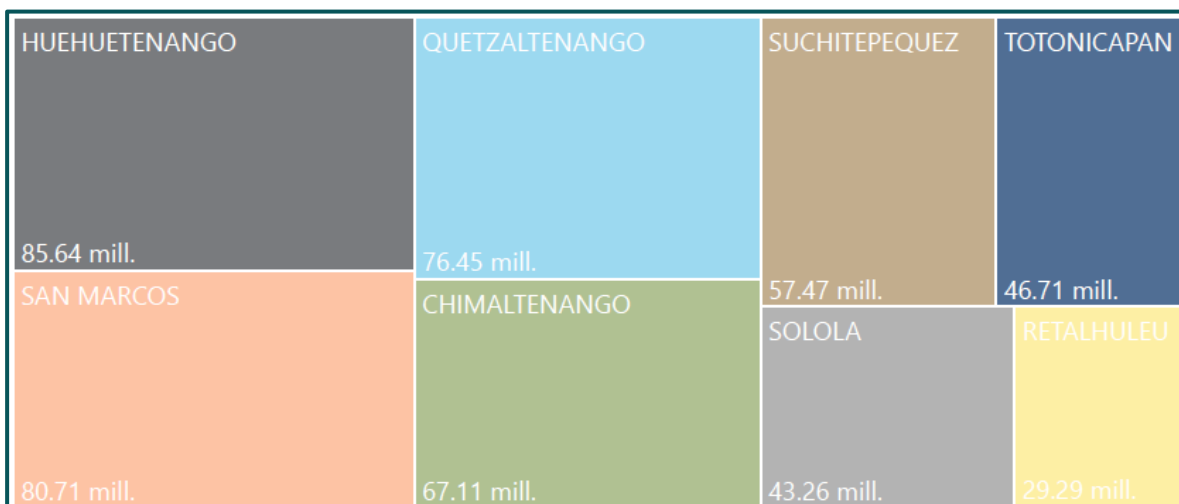
2.4.1 Monto Total de Aporte Social INDE en el 2023 por departamento en MQ



Gráfica 35.

Aporte EEGSA [MQ]

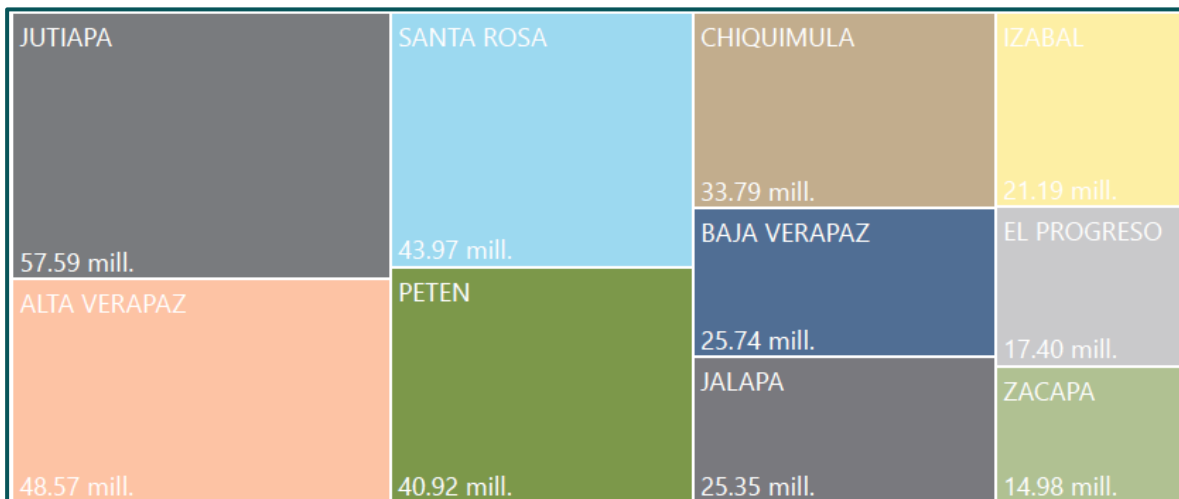
Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.



Gráfica 36.

Aporte DEOCSA [MQ]

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

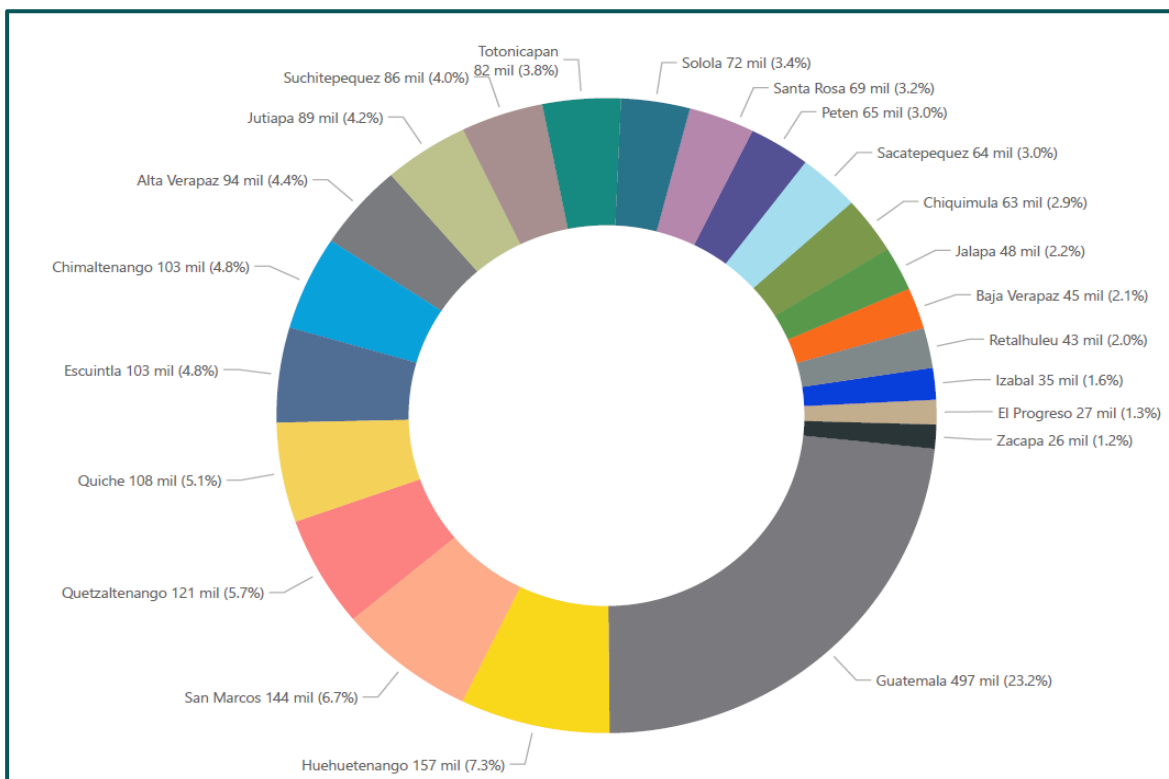


Gráfica 37.

Aporte DEORSA [MQ]

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

2.4.2 Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE



Gráfica 38.

Promedio de Usuarios beneficiados mensualmente durante 2023 con Aporte INDE, EEGSA

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

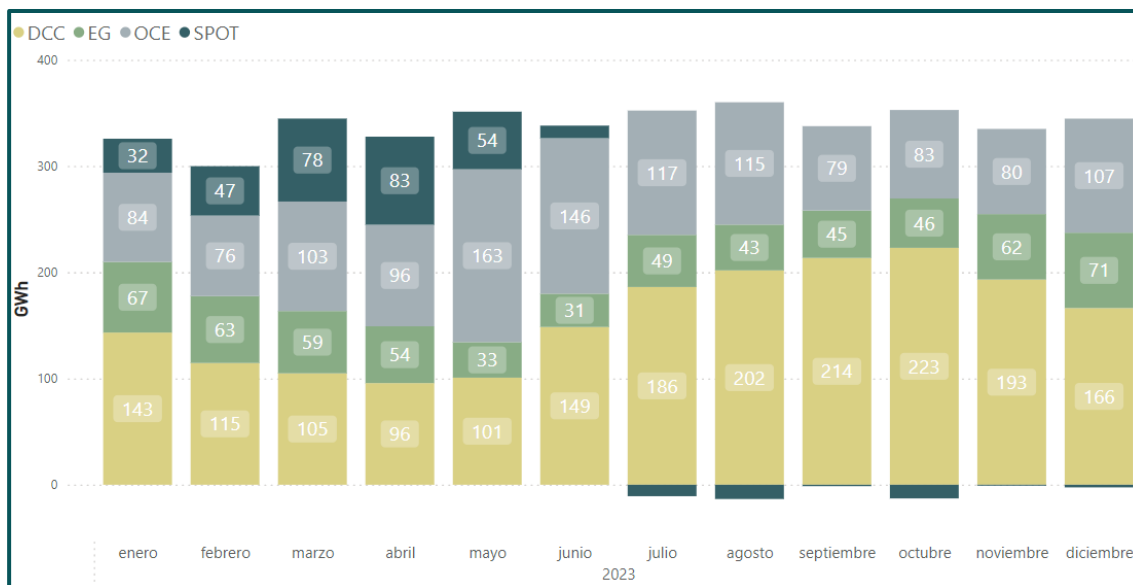
- Se observa que en aquellos departamentos donde el consumo promedio es bajo, hay una predominancia de usuarios dentro del rango de Tarifa Social, lo que se traduce en una mayor cantidad de aporte y beneficiarios.
- Esto se confirma al ver que DEOCSA es la distribuidora con la mayor cantidad de aporte y usuarios beneficiados. Además, esta distribuidora tiene una alta concentración de usuarios con bajos consumos y la mayoría de los departamentos con niveles de demanda de potencia más bajos.

2.5 Costos correspondientes a 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 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

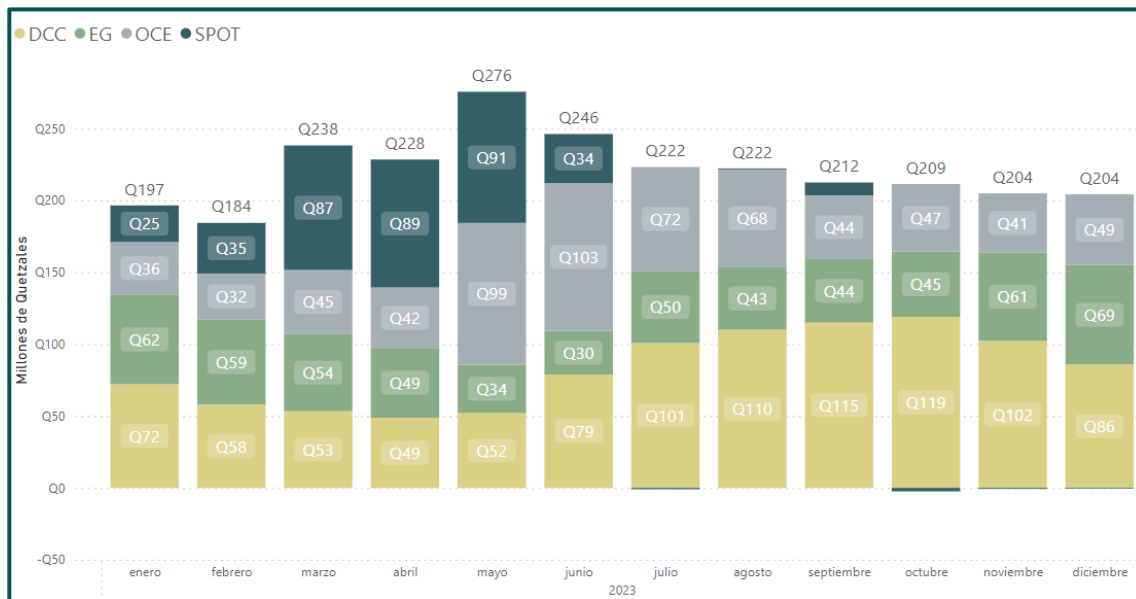
2.5.1 Compras de energía mensual por tipo de contrato



Gráfica 39.

Compras de Energía EEGSA para el año 2023 en GWh.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024



Gráfica 40.

Compras de Energía EEGSA para el año 2023 en Millones de Quetzales.

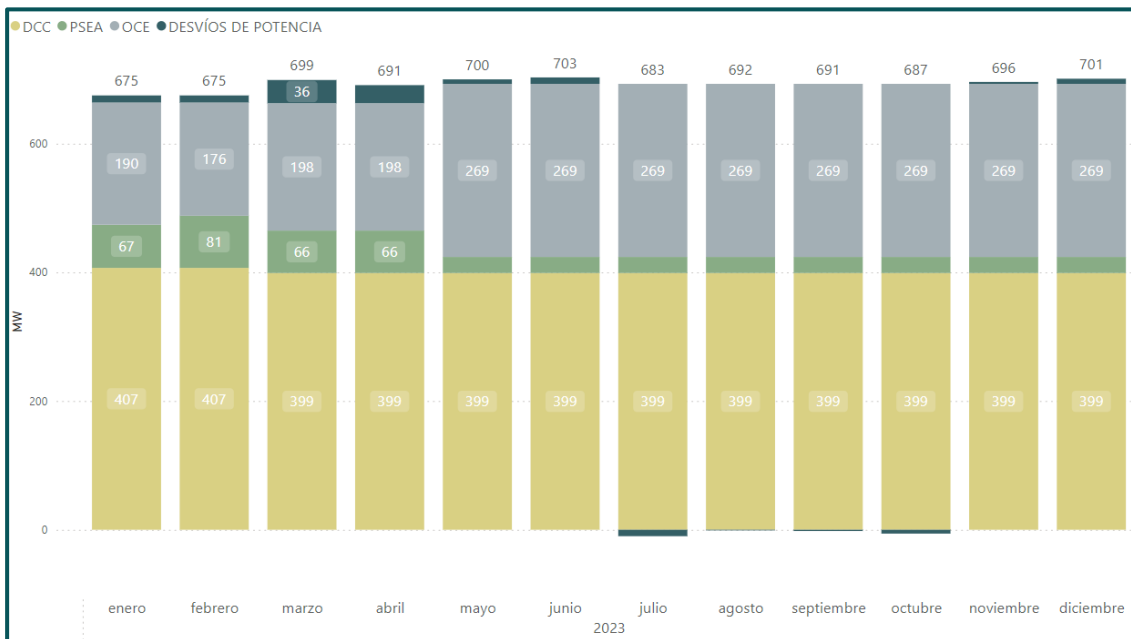
Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

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

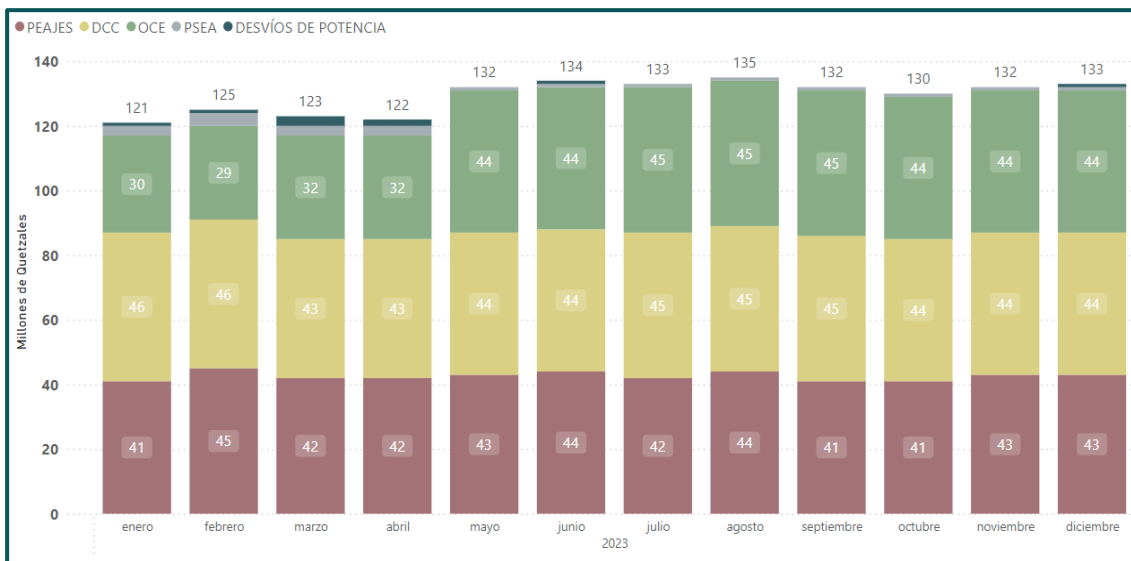
- Se aprecia la influencia de la estacionalidad en las adquisiciones de energía durante los meses tradicionalmente asociados al invierno dado que la demanda es abastecida de forma muy significativa por contratos DCC (Diferencias con curva de carga). Estos contratos están mayormente abastecidos por instalaciones hidroeléctricas. Por otro lado, los contratos EG (Energía Generada) desempeñan un papel crucial al proveer la mayor cantidad de energía a la distribuidora durante el comienzo y el final 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 2023 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), además de ser el mes en el que se tiene una demanda de energía mayor al promedio anual. Estas condiciones llevaron a adquirir energía faltante en el mercado de oportunidad a un precio elevado. Además, el precio spot alcanzó el segundo promedio mensual más alto del año: 157 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, principalmente debido a la mayor generación eólica. Estos patrones en las cantidades de energía adquirida se traducen directamente en los costos correspondientes.
- Durante el año 2023 se adquirieron aproximadamente 4,027 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 2023 en MW.
Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

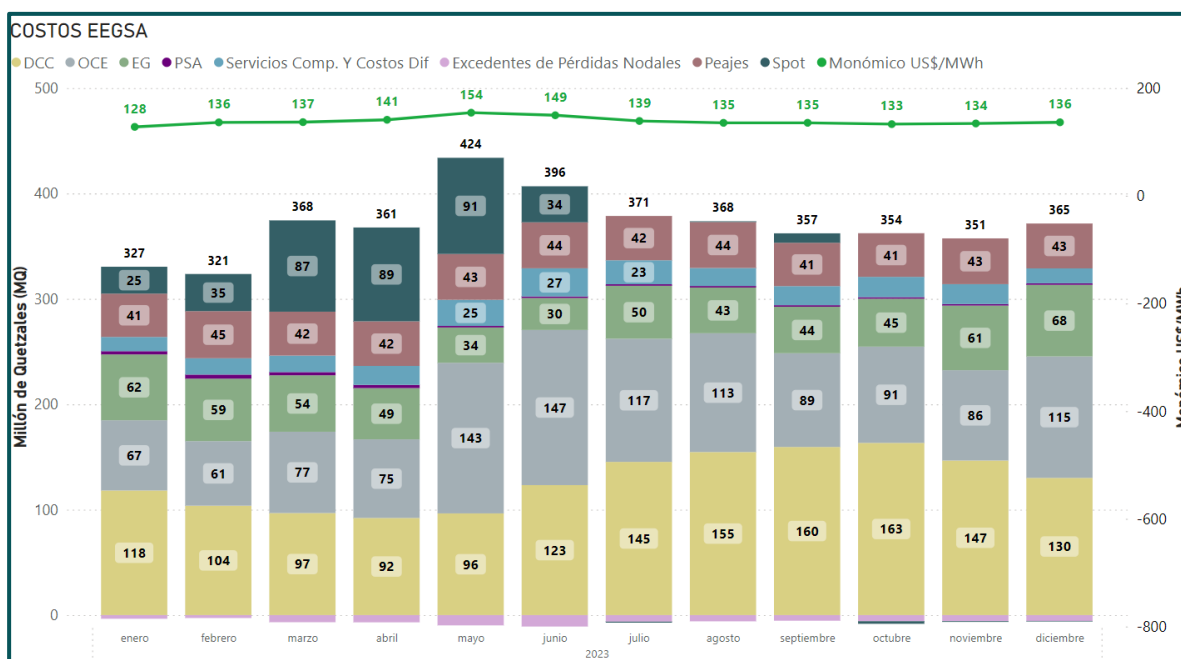


Gráfica 42.
Compras de Potencia EEGSA para el año 2023 en Millones de Quetzales.
Fuente: Elaboración Propia

Respecto a las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados, se puede indicar lo siguiente:

- 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.
- Es relevante destacar que a lo largo de todo el año 2023 no se observaron excedentes de potencia como en años anteriores.

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 2023.

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 2023, se registraron fluctuaciones considerables en los niveles de costo, siendo el mes de mayo el período con el mayor costo monómico alcanzado. En ese mes, el precio monómico promedio fue de 154 USD/MWh, mientras que el costo monómico promedio durante todo el año fue de 138 USD/MWh, con una desviación estándar de 7.1 USD/MWh. Los altos costos se explican por las condiciones del precio spot de la energía y los precios internacionales de los combustibles, especialmente el carbón térmico y el gas natural utilizados en la generación de electricidad.

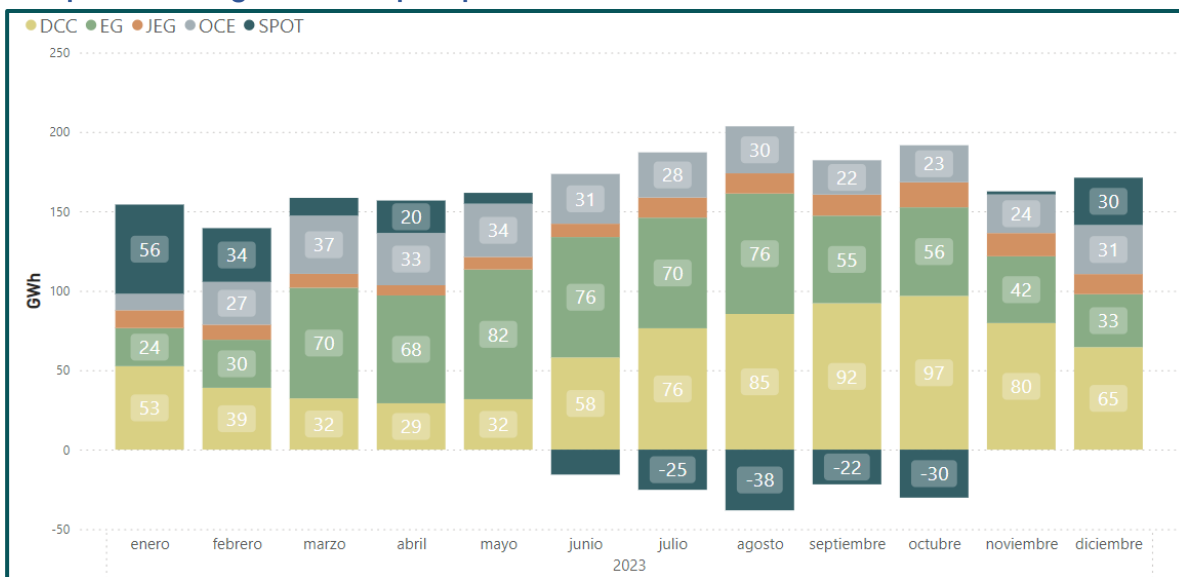
- Se puede observar que los contratos DCC tienen una participación importante en la composición del suministro para la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., representando aproximadamente el 35% de los costos totales.

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

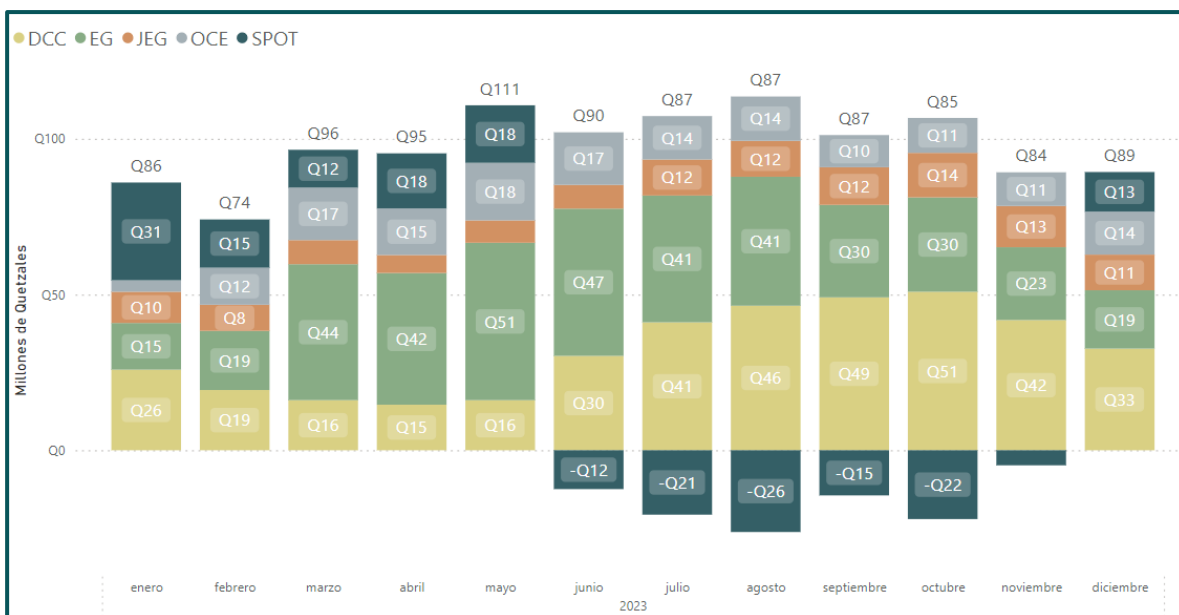
2.6.1 Compras de energía mensual por tipo de contrato



Gráfica 44.

Compras de Energía DEOCSA para el año 2023 en GWh.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.



Gráfica 45.

Compras de Energía DEOCSA en Millones de Quetzales para el año 2023.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

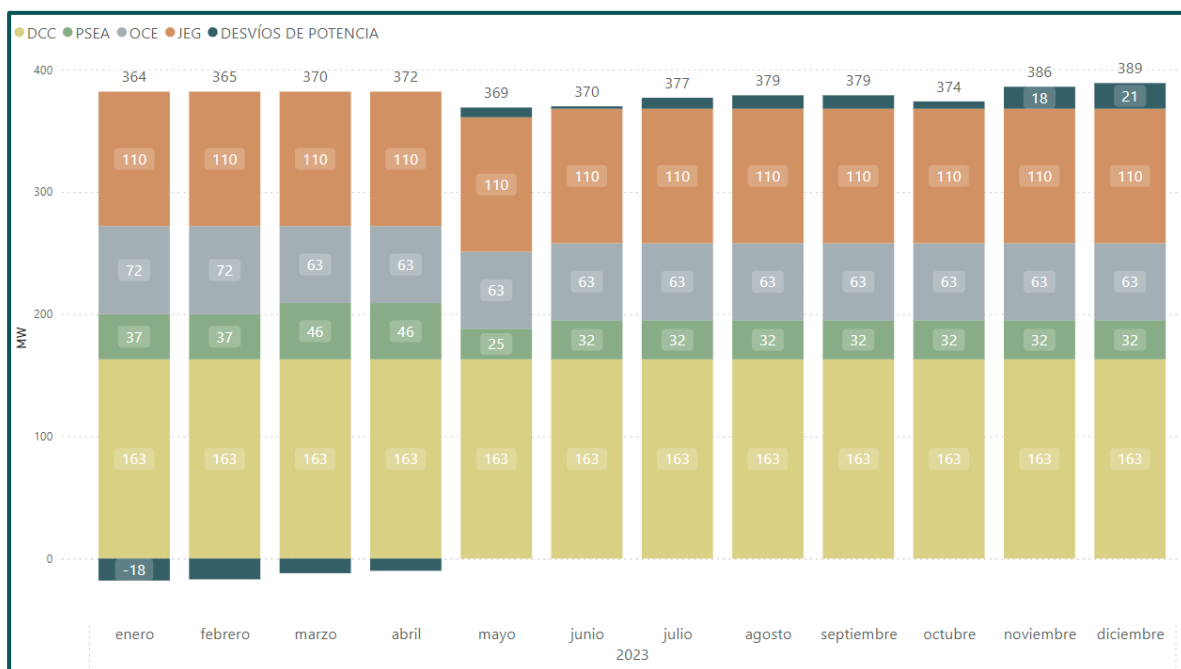
Considerando las gráficas anteriores, se pueden destacar los siguientes puntos:

- En el año 2023, se observa la existencia de excedentes de energía que fueron vendidos en el mercado spot durante ciertos períodos del año. Estos excedentes alcanzaron su nivel más alto durante los meses lluviosos, cuando los contratos por diferencias con curva de carga (DCC) proveen un mayor despacho de energía debido a las lluvias propias de la estacionalidad. Aunque estos

excedentes representan ingresos que amortiguan los costos de las tarifas, generalmente se venden a un precio inferior al promedio de compra de la Distribuidora en el mercado a término.

- Se observa una tendencia al alza en los costos de adquisición de energía desde enero hasta mayo de 2023, 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) y al mercado de oportunidad de la energía.
- Es importante destacar la participación de Jaguar Energy en el abastecimiento de esta distribuidora, que representó aproximadamente el 35% del suministro durante 2023.
- Durante el año 2023, se adquirieron 1,910 GWh de energía, siendo diciembre el mes con la mayor compra, alcanzando los 171 GWh.
- Se evidencia una importante participación de los contratos de Energía Generada a lo largo del año, con un incremento en los meses de invierno, especialmente debido a la generación de pequeñas centrales hidráulicas catalogadas como GDR.

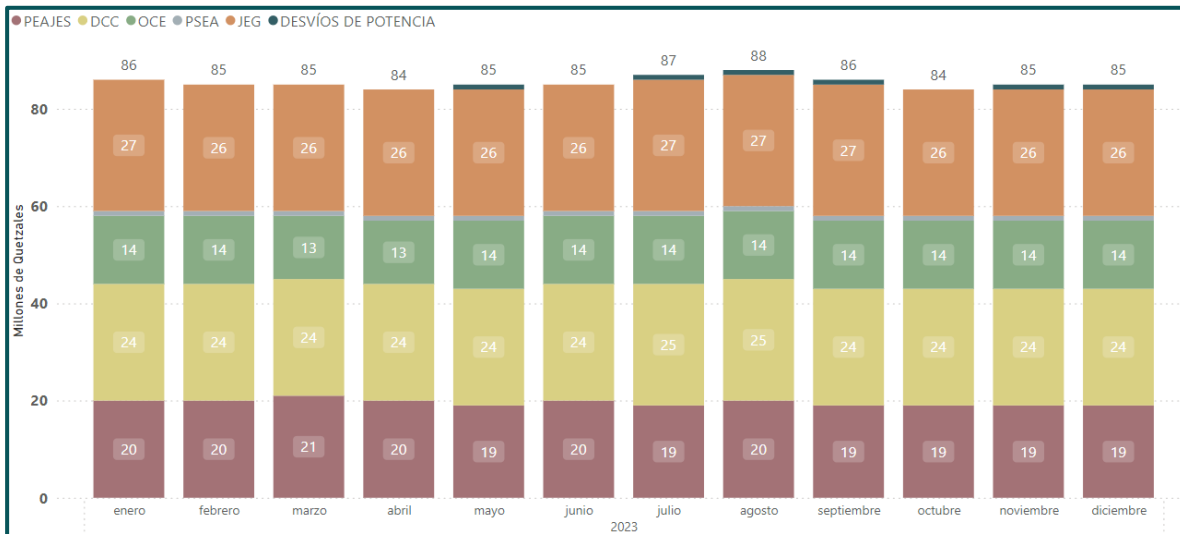
2.6.2 Compras de potencia mensual por tipo de contrato



Gráfica 46.

Compras de Potencia DEOCSA para el año 2023 en MW.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.



Gráfica 47.

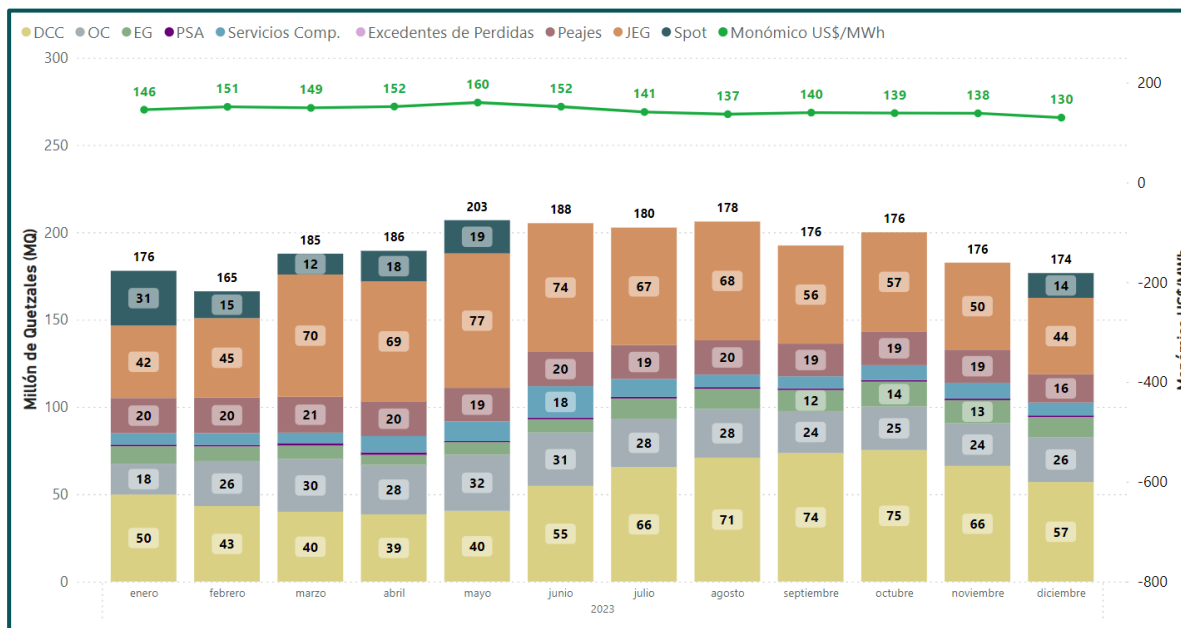
Compras de Potencia DEOCSA para el año 2023 en Millones de Quetzales.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

Respecto de las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados es posible indicar lo siguiente:

- Se corrobora el comportamiento típico de las compras de potencia, las cuales mantienen un notable grado de estabilidad tanto en las cantidades compradas como en los costos de dichas compras.
- En este sentido es necesario resaltar que, a lo largo de todo el año 2023, la Distribuidora ha tenido leves excedentes de potencia, los cuales son comercializados en el mercado de desvíos de potencia. Sin embargo, estos ingresos por la venta de dichos desvíos, tal como se indicó, son mínimos 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 2023.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación de la Distribuidora, es posible indicar que:

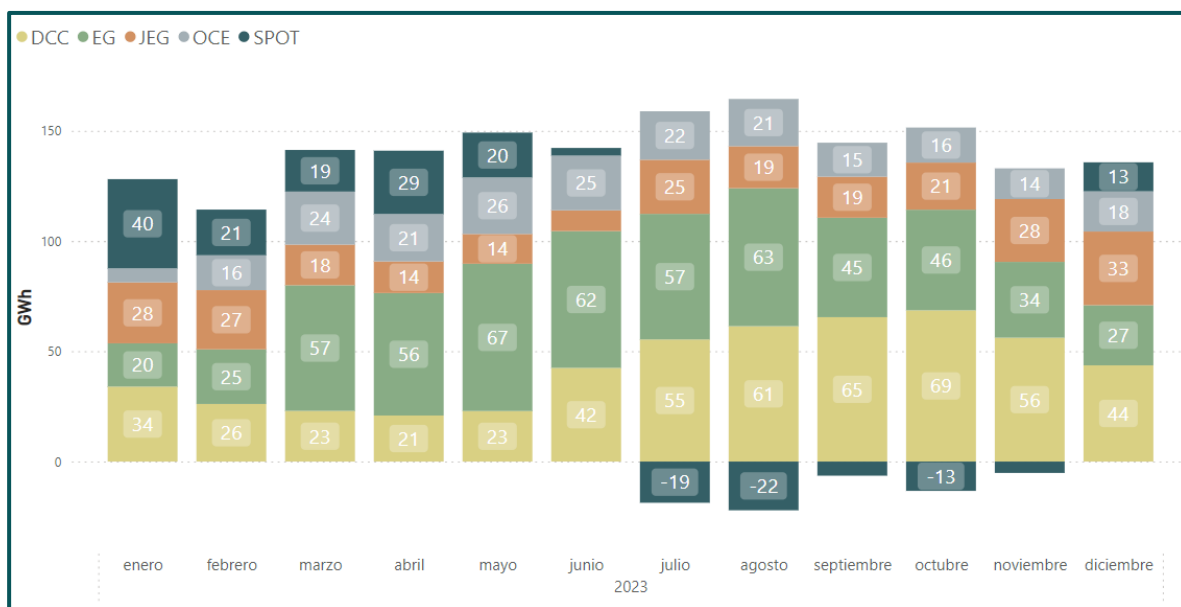
- Durante el año 2023 se observaron niveles de costo con una tendencia al alza y una reducción en los mismos al final de año. Se observó un valor medio alrededor de los US\$145/MWh, con fluctuaciones de magnitud media, con una desviación estándar de 7.89 USD/MWh. El comportamiento de los costos de generación 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 160 USD/MWh.
- En el último trimestre del año se observa una reducción en los costos de generación, siendo el promedio para este trimestre de 137 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

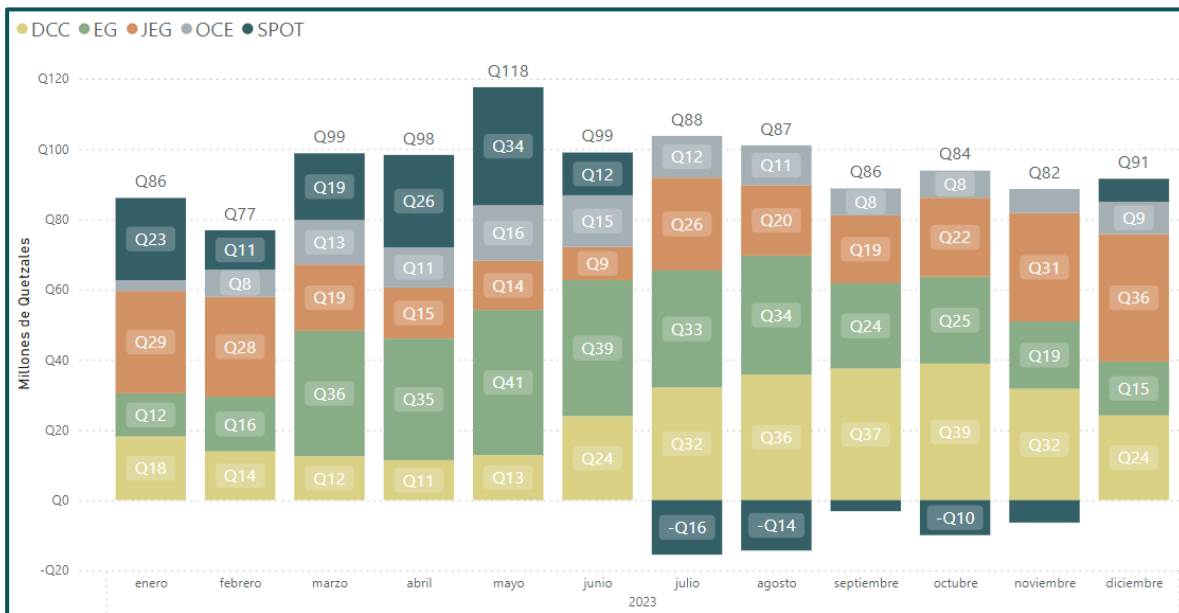
2.7.1 Compras de energía mensual por tipo de contrato



Gráfica 49.

Compras de Energía DEORSA para el año 2023 en GWh

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.



Gráfica 50.

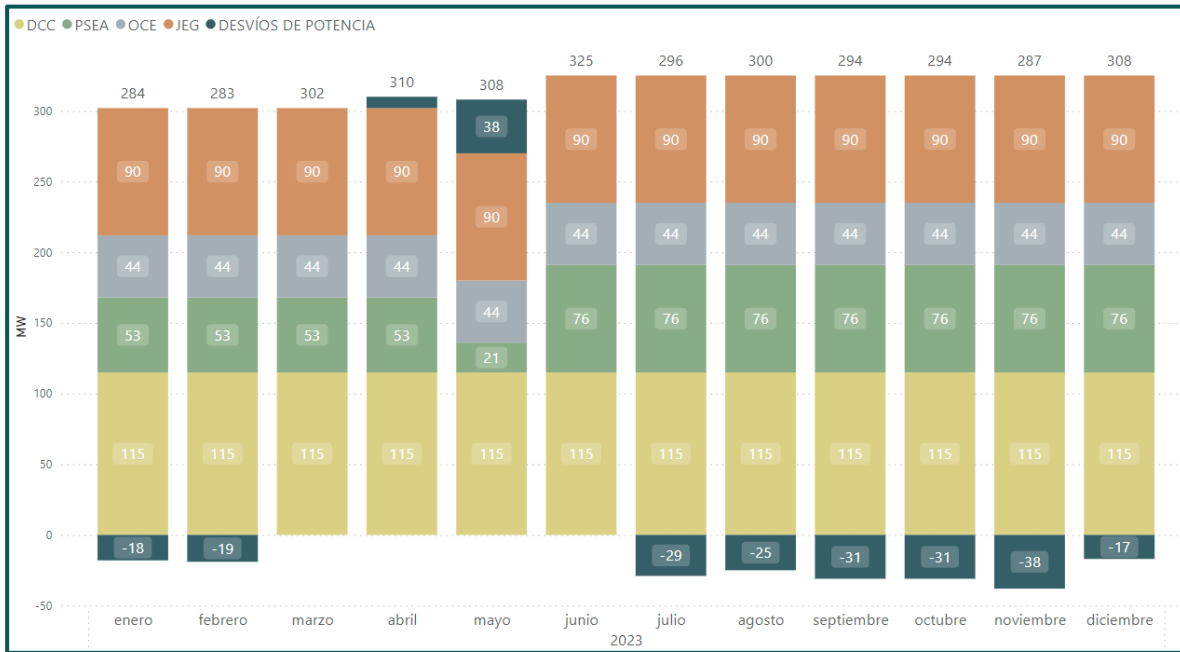
Compras de Energía DEORSA en Millones de Quetzales para el año 2023

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

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 2023 aportó aproximadamente el 34.03% del suministro.
- Durante el año 2023 se compró 1,638 GWh, siendo el mes de mayo el mes con mayores compras de energía, con un valor de 149 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.

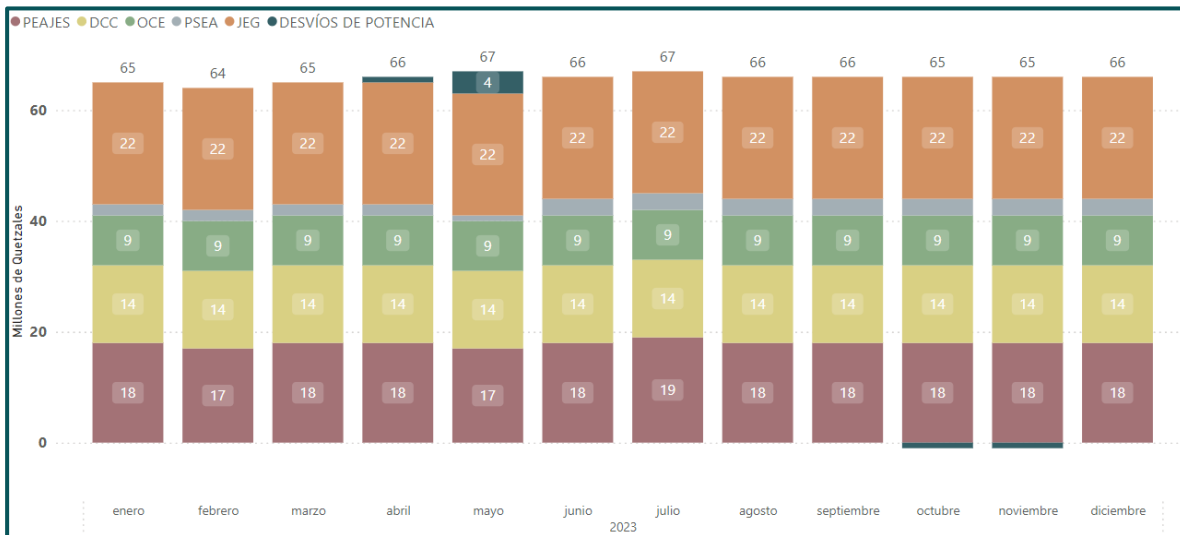
2.7.2 Compras de potencia mensual por tipo de contrato



Gráfica 51.

Compras de Potencia DEORSA en MW para el año 2023

Fuente: Elaboración Propia, abril de 2023.



Gráfica 52.

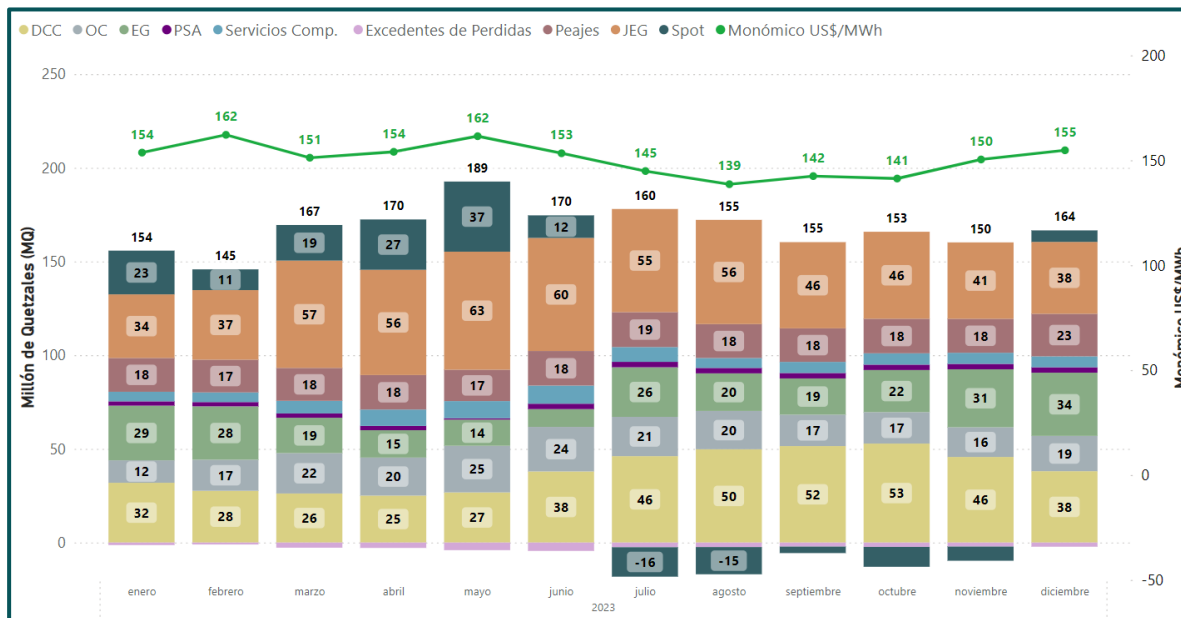
Compras de Potencia DEORSA en Millones de Quetzales para el año 2023

Fuente: Elaboración Propia, abril de 2023.

- Se corrobora 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.

- En este sentido es necesario resaltar que a lo largo de todo el año 2023, 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 2023.

Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

- Durante el año 2023 se observaron niveles de costo alrededor de los 150 USD/MWh, con fluctuaciones considerables a través del año con una desviación estándar de 7.4 USD/MWh.
- En la gráfica se aprecia que el mes con el costo monómico más alto se registró en mayo, alcanzando los 162 USD/MWh.
- El repunte de costos de los contratos de Energía Generada incrementan significativamente su participación, especialmente la generación eólica.

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 2023:

TABLA 4.

Listado de Contratos de suministro de energía y potencia vigentes para el año 2023

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 Uvitas (Escritura Pública No. 9)	EG
EEGSA	OSCANA (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

Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
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
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
DEOCSA	Ingenio Tululá ((Escritura Pública No. 3)	OCE
DEOCSA	RENACE (Escritura Pública No. 29)	DCC
DEOCSA	Anacapri (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	Aguilar 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

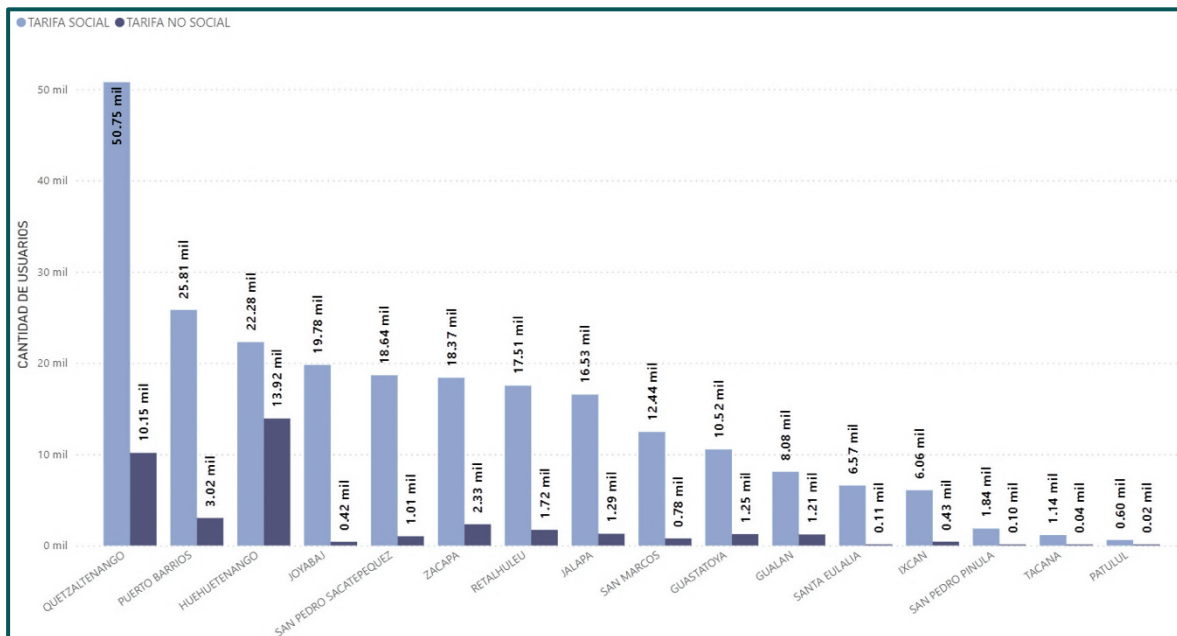
Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
DEOCSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 7)	EG
DEOCSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 9)	DCC
DEOCSA	Energías del Ocosito (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEOCSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 19)	OCE
DEOCSA	Compañía Agrícola O.V. (Escritura Pública No.5)	EG
DEOCSA	Hidrosacpur ((Escritura Pública No. 7)	DCC
DEOCSA	Energía Limpia de Guatemala (Escritura Pública No. 21)	DCC
DEOCSA	HidroXacbal (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
DEORSA	Ingenio Magdalena (Escritura Pública No.24)	OCE
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	Agroforestal El Cedro (Escritura Pública No. 12)	EG
DEORSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 18)	DCC
DEORSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 5)	DCC
DEORSA	Anacapri, S.A. (Escritura Pública No. 17)	EG
DEORSA	RENACE (Escritura Pública No. 12)	DCC
DEORSA	Generadora Eléctrica Las Victorias (Escritura Pública No. 4)	EG
DEORSA	OXEC, S.A. (Escritura Pública No. 18)	DCC
DEORSA	RENACE (Escritura Pública No. 8)	DCC
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	Energía del Caribe (Escritura Pública No. 15)	OCE
DEORSA	Tuncaj S.A. (Escritura Pública No. 05)	EG
DEORSA	OXEC II, S.A. (Escritura Pública No. 19)	DCC
DEORSA	Hidroeléctrica Sac-Ja (Escritura Pública No. 10)	EG
DEORSA	Generadora Nacional S.A. (Escritura Pública No. 08)	EG
DEORSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 23)	DCC
DEORSA	Energías del Ocosito Biomass Energy (Escritura Pública No. 14)	DCC
DEORSA	Biomass Energy (Escritura Pública No. 20)	OCE
DEORSA	Energía Limpia de Guatemala (Escritura Pública No. 22)	DCC
DEORSA	HidroXacbal (Escritura Pública No. 15)	DCC
DEORSA	Generadora Eléctrica del Norte (Escritura Pública No. 1)	OCE
DEORSA	Eólico San Antonio (Escritura Pública No. 12)	EG
DEORSA	Hidroeléctrica El Cobano (Escritura Pública No. 12)	DCC
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

Distribuidora	Adjudicatario / identificación del Contrato	Tipo de Contrato
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	ECOE 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	ECOE del INDE - EMRE-02-2020	Por diferencias por demanda faltante
EEM de Joyabaj TS	EGEE - EEMJOY-01-2021	Por diferencias por demanda faltante
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

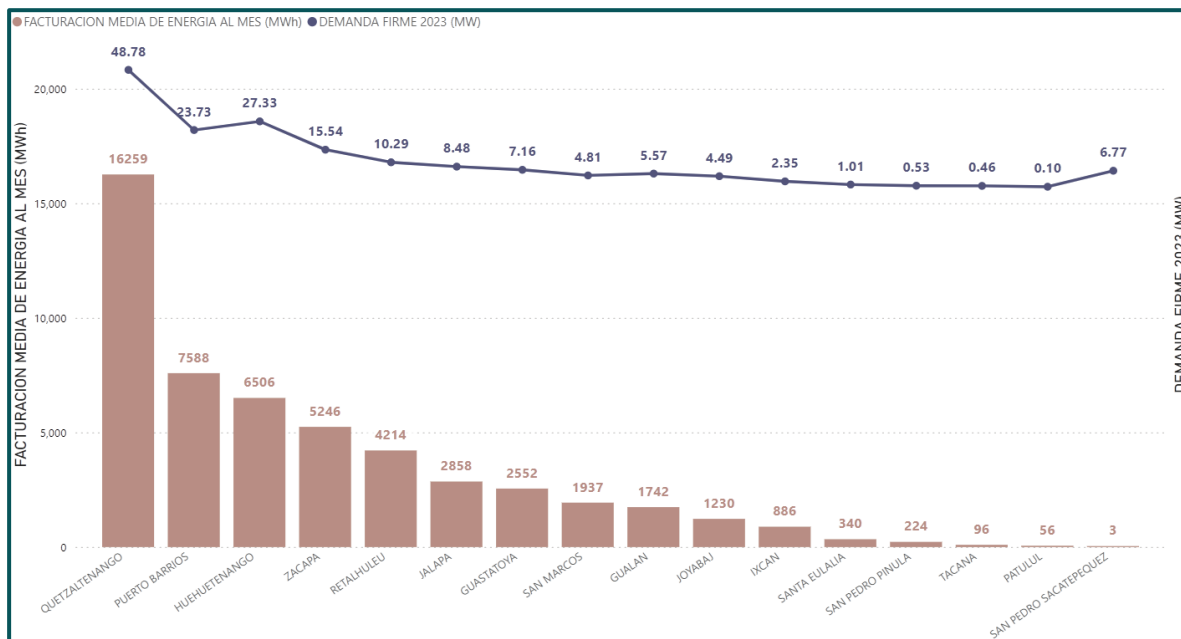
Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

2.8 Empresas Eléctricas Municipales – EEMs –

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



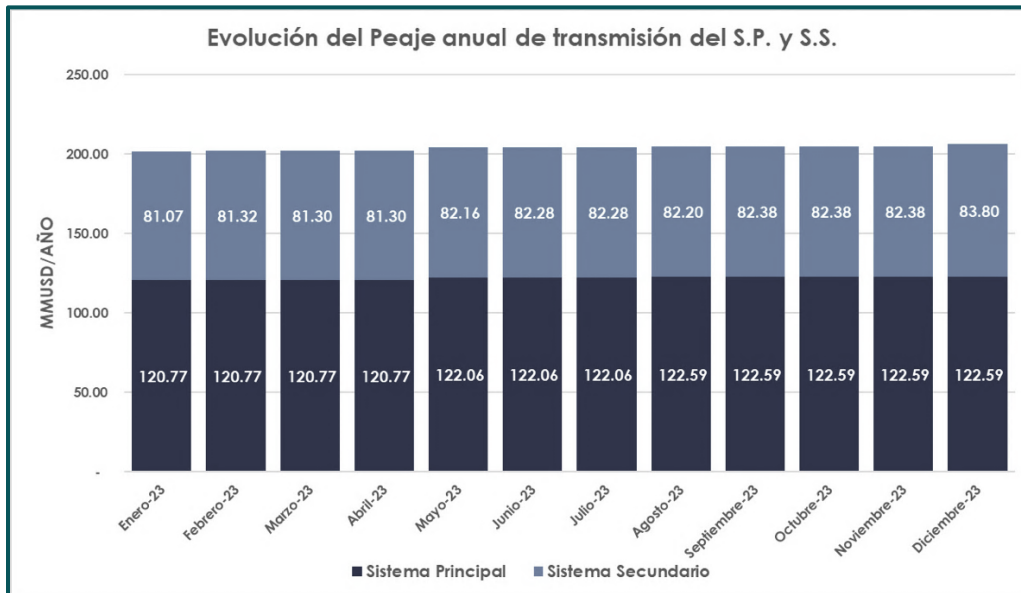
Gráfica 54. Cantidad de usuarios en Tarifa Social y Tarifa no Social para las Empresas Eléctricas Municipales
Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.



Gráfica 55. Demanda Firme y Facturación media de Energía de las Empresas Eléctricas Municipales durante el año 2023.
Fuente: Elaboración Propia, mayo de 2024.

• **Peaje Principal y Secundario**

A continuación, se presenta la evolución del Peaje de Sistema Principal y Secundario durante el año 2023:

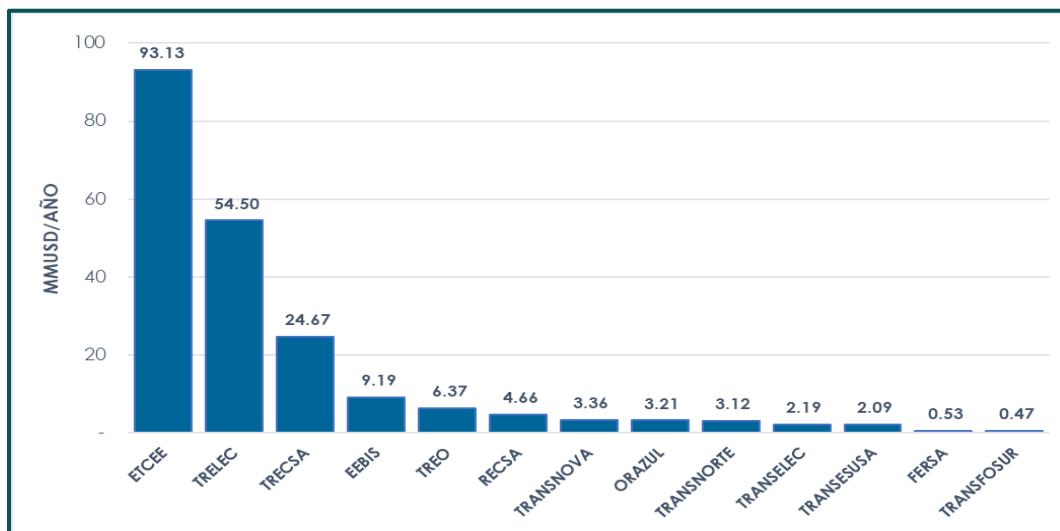


Gráfica 56.

Evolución del Peaje anual de transmisión del Sistema Principal y Sistema Secundario.

Fuente: Elaboración Propia mayo de 2024

Como se puede observar en la gráfica anterior, el peaje para enero 2023 presentaba para el Sistema Principal un valor de 120.77 MMUSD/año y el Peaje del Sistema Secundario global presentaba un valor de 81.07 MMUSD para un total de 201.84 MMUSD. Durante el año 2023 fueron atendidos un total de 28 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 2023:



Gráfica 57.

Monto de Peaje Máximo resultante de la gestión de expedientes durante el año 2023.

Fuente: Elaboración Propia mayo de 2024

Tal y como se observa en la gráfica 56, para el mes de diciembre 2023 el peaje del sistema principal alcanzo un valor de 122.59 MMUSD y el peaje del sistema secundario un valor de 83.80 MMUSD para un total de 206.39 MMUSD, lo que significa una variación de un 3% en el valor total del peaje durante el año 2023. 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 el mes de enero de 2024, fue aplicado el factor de ajuste resultante de la aplicación de la Formula 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**

Se emitieron los Términos de Referencia para el Estudio de Valor Agregado de Distribución (EVAD) de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu en enero de 2023, por medio de la Resolución CNEE-50-2023.

Se emitieron los Términos de Referencia del Estudio de Valor Agregado de Distribución (EVAD) de Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. en octubre 2023, por medio de las Resoluciones CNEE-260-2023 y CNEE-261-2023 respectivamente. Dichos términos, igual que los emitidos para la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, 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.

En octubre de 2023, después de cumplir todos los hitos establecidos en nuestro marco legal se emitió la resolución CNEE-259-2023 que contiene los pliegos tarifarios de Tarifa No Social y Tarifa Social de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., para el quinquenio 2023-2028, manteniendo la premisas de un estudio eminentemente técnico que permita la operación de dicha distribuidora dentro del modelo definido por la LGE y su Reglamento.

En diciembre de 2023, se emitió la Resolución CNEE-283-2023 con los precios eficientes de referencia a aplicar en el EVAD de las distribuidoras. Las revisiones que efectúa la Comisión con respecto a precios de los principales equipos y materiales utilizados dentro de redes de distribución tienen como objeto reflejar por medio de un proceso técnico la realidad de los costos de los equipos (buena parte de ellos adquiridos de manera internacional), así como las eficiencias que pueden tener las distribuidoras en sus procesos de compra masivos, para que la misma pueda ser trasladada a los costos de distribución reconocidos a las distribuidoras.

3.

FISCALIZACIÓN Y NORMAS

ÍNDICE FISCALIZACIÓN Y NORMAS

3.	FISCALIZACIÓN Y NORMAS	70
3.1	Indicadores y estadísticas de calidad	73
3.1.1	Generalidades del control de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica	73
3.2	Calidad del Servicio de Transporte	73
3.2.1	Producto Técnico	73
3.2.2	Servicio Técnico	75
3.3	Calidad de Servicio de Distribución	77
3.3.1	Producto Técnico	77
3.3.2	Servicio Técnico	78
3.3.2.1	Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)	78
3.3.2.2	Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)	79
3.4	Calidad del Servicio Comercial	80
3.4.1	Porcentaje de Reclamos -R%-	80
3.4.2	Tiempo promedio de procesamiento de reclamos -TPPR-	82
3.4.3	Facturación Errónea	82
3.5	Encuesta Anual de Calidad	84
3.6	Fiscalización y control de la calidad en campo	85
3.6.1	Generalidades de la fiscalización y control de la calidad en campo	85
3.6.2	Implementación de tecnología en labores de fiscalización	86
3.6.3	Estadísticas y resultados, año 2023	86
3.7	Denuncias y atención al usuario	89
3.7.1	Generalidades de la gestión de denuncias y atención al usuario	89
3.8	Estadísticas y resultados	89
3.8.1	Gestión de denuncias e investigaciones de oficio	89
3.8.1.1	Expedientes clasificados por su origen	89
3.8.1.2	Finalización de expedientes	90
3.8.1.3	Expedientes por inconformidad de los usuarios	92
3.9	Control y seguridad de presas	93
3.9.1	Generalidades del control y seguridad de presas	93
3.9.2	Principales estadísticas	93
3.9.3	Inspecciones rutinarias	93
3.10	Inspecciones intermedias	94
3.11	Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV-	94
3.12	Fiscalización en campo	95

No. de Gráfica	Nombre	Pág.
Gráfica 1.	Peso ponderado de transportistas por longitud de líneas de transmisión	74
Gráfica 2.	Mediciones de voltaje – regulación de tensión – fuera de tolerancia en cada punto de medición.	75
Gráfica 3.	Indisponibilidades de Equipo de Transformación	76
Gráfica 4.	Tiempo de Indisponibilidades de Equipo de Transformación	76
Gráfica 5.	Indisponibilidades de Líneas de Transmisión	77
Gráfica 6.	Tiempo de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión	77
Gráfica 7.	Resultado de las mediciones de Regulación de Tensión realizadas por los distribuidores durante el 2023	78
Gráfica 8.	Duración promedio en horas, de interrupciones durante 2023.	79
Gráfica 9.	Frecuencia promedio en cantidad de veces, de interrupciones durante 2023	80
Gráfica 10.	Porcentaje de reclamos recibidos por municipio para el segundo semestre 2023	81
Gráfica 11.	Porcentaje de reclamos recibidos por municipio para el segundo semestre 2023	81
Gráfica 12.	Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos al segundo semestre 2023	82
Gráfica 13.	Facturación errónea 2019 – 2023 EEGSA	83
Gráfica 14.	Facturación errónea 2019 – 2023 DEOCSA	83
Gráfica 15.	Facturación errónea 2019 – 2023 DEORSA	84
Gráfica 16.	Encuesta de Calidad 2023. Resultados Generales de la calificación de los usuarios sobre el servicio prestado por las distribuidoras	84
Gráfica 17.	Encuesta de Calidad 2023. Resultados de la calificación de los usuarios sobre el servicio, detallado por áreas de calidad evaluadas	85
Gráfica 18.	Cantidad de kilómetros de red inspeccionados	86
Gráfica 19.	Hallazgos de distribución por categoría	87
Gráfica 20.	Hallazgos de transporte por categoría	87
Gráfica 21.	Otras fiscalizaciones o apoyos a partes interesadas	88
Gráfica 22.	Origen de las denuncias atendidas	90
Gráfica 23.	Expedientes finalizados durante 2023 clasificados por método de finalización	91
Gráfica 24.	Casos de denuncia / investigación de oficio por inconformidad del usuario clasificados por motivo	92
Gráfica 25.	Libros de inspección rutinaria 2023, clasificados por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo	94
Gráfica 26.	Cantidad de fiscalizaciones de campo a instalaciones de presas 2023, clasificadas por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo	96

Índice de Tablas

Tabla 1.	Expedientes DAU abiertos durante 2023 clasificados por su origen	89
Tabla 2.	Expedientes finalizados clasificados por método de finalización durante 2023	91
Tabla 3.	Expedientes de denuncia por consumo fraudulento, clasificadas por forma de finalización	91
Tabla 4.	Motivo de denuncia / investigación de oficio por inconformidad de usuarios, 2023	92

3. FISCALIZACIÓN Y NORMAS

3.1 Indicadores y estadísticas de calidad

3.1.1 Generalidades del control de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica

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.

3.2 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.

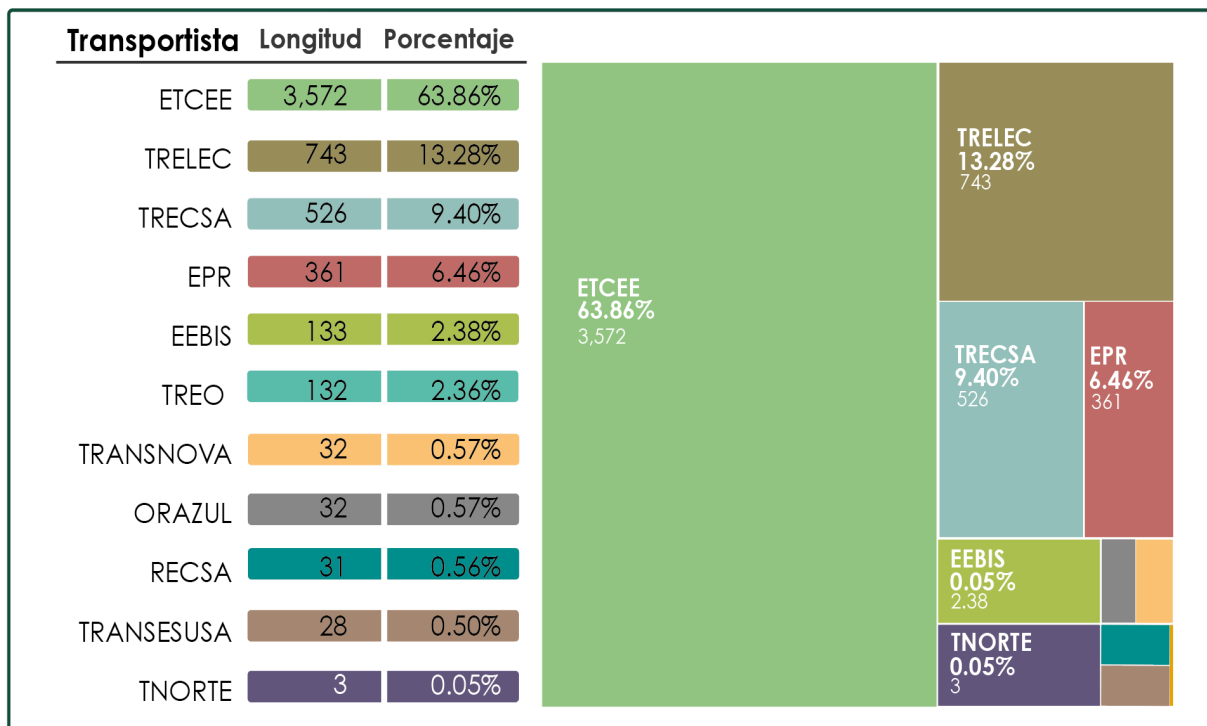
3.2.1 Producto Técnico

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

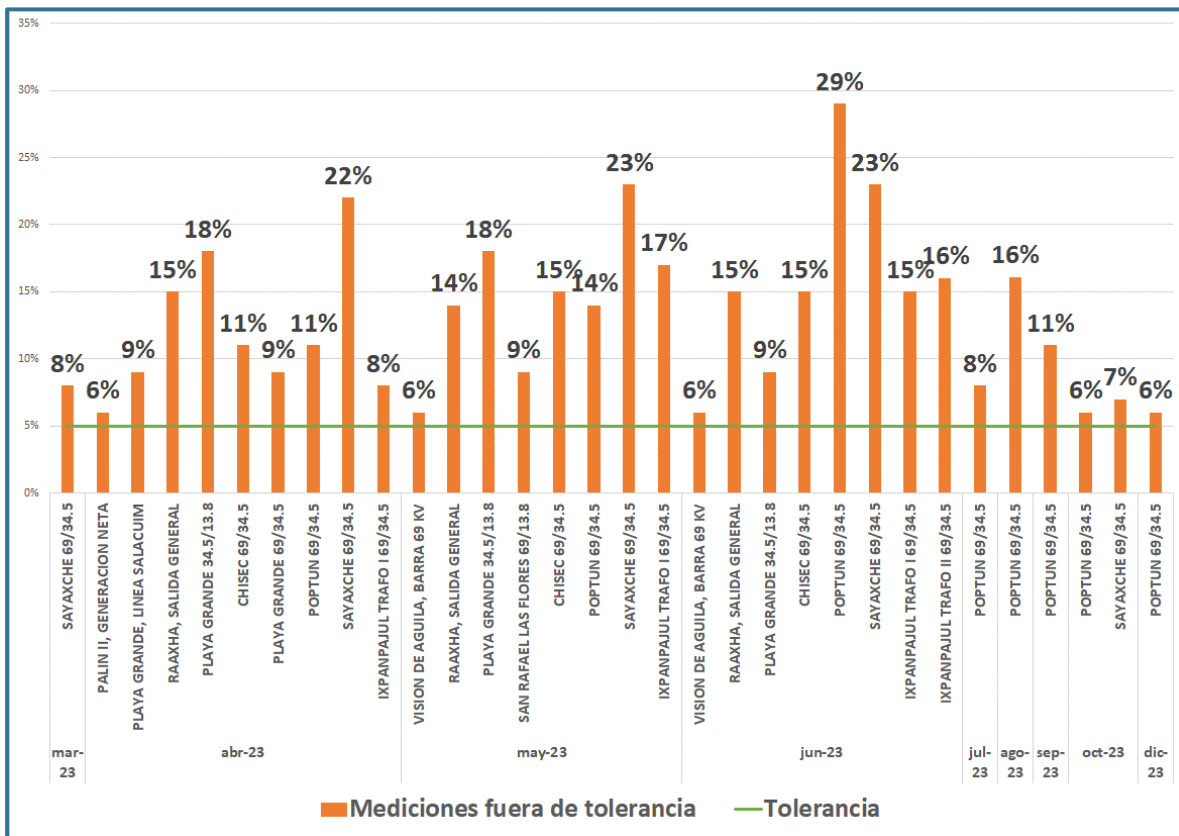
considerar el peso ponderado de cada transportista, se cuenta con el debido contexto para analizar sus indicadores.



Gráfica 1. Peso ponderado de transportistas por longitud de líneas de transmisión
Fuente: elaboración propia 2023.

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

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

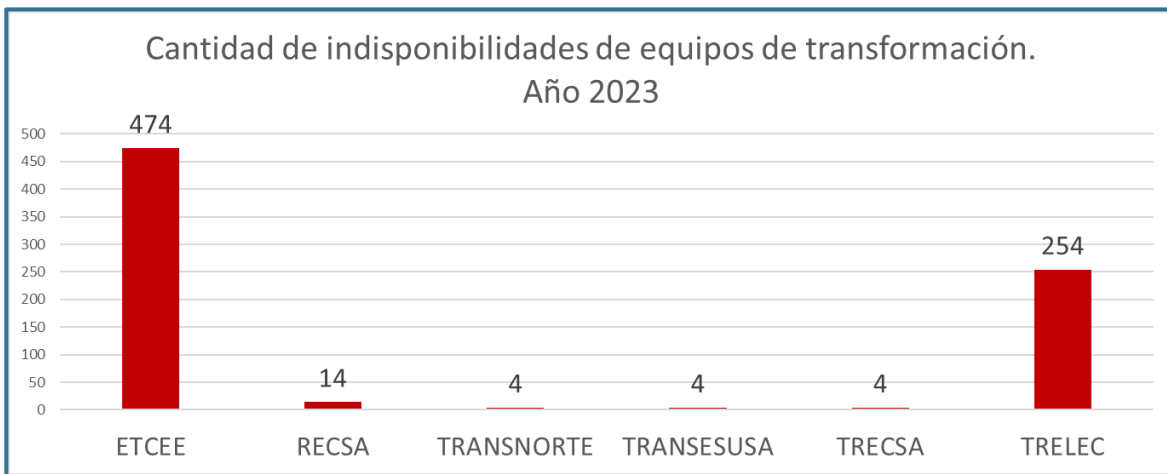


Gráfica 2. Mediciones de voltaje – regulación de tensión – fuera de tolerancia en cada punto de medición.

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

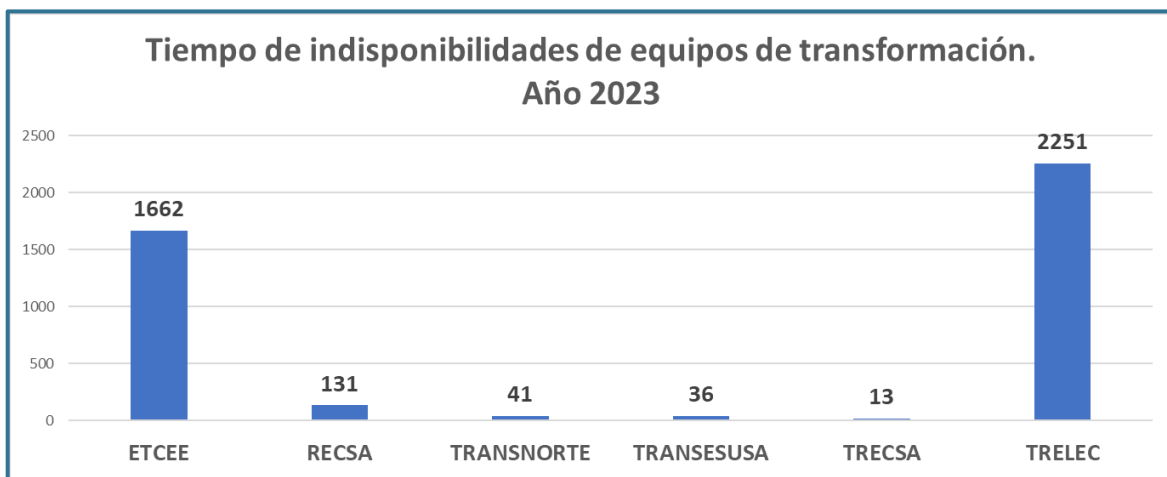
3.2.2 Servicio Técnico

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 2023.



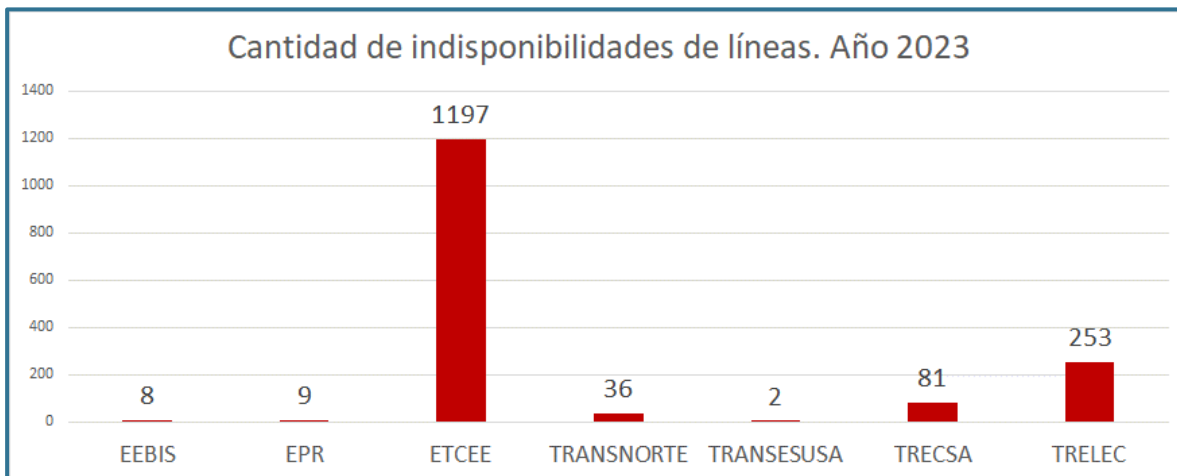
Gráfica 3. Indisponibilidades de Equipo de Transformación

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2023.



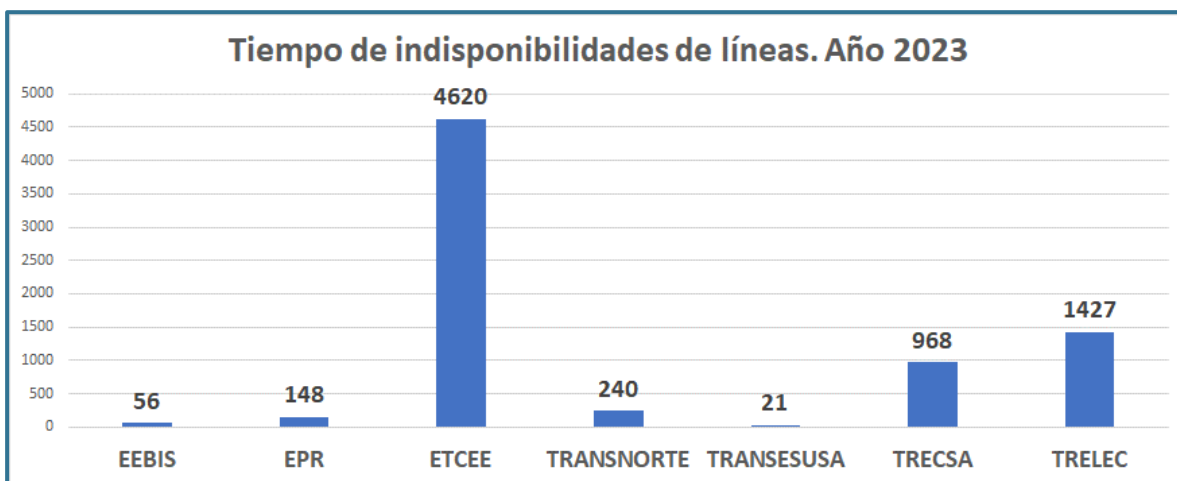
Gráfica 4. Tiempo de Indisponibilidades de Equipo de Transformación

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2023.



Gráfica 5. Indisponibilidades de Líneas de Transmisión

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2023.



Gráfica 6. Tiempo de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión

Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes, disponible para 2023.

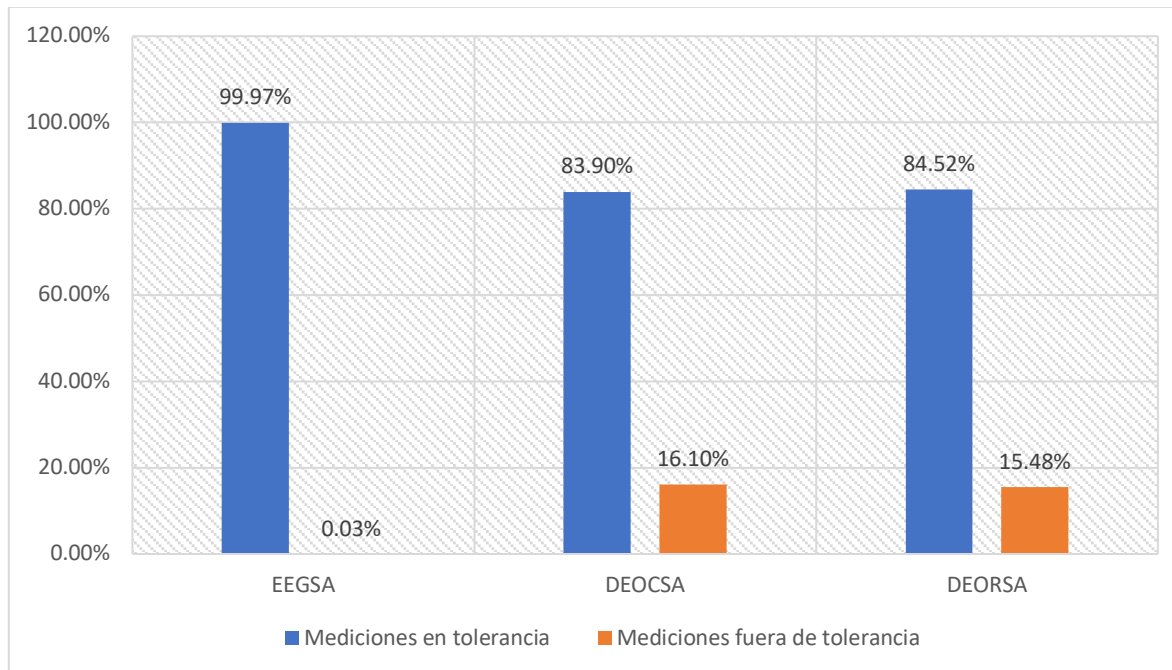
3.3 Calidad de Servicio de Distribución

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, mientras que la confiabilidad está considerada dentro del parámetro denominado Servicio Técnico, y la calidad del relacionamiento con sus usuarios se denomina Calidad Comercial.

3.3.1 Producto Técnico

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 2022,

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 2023.

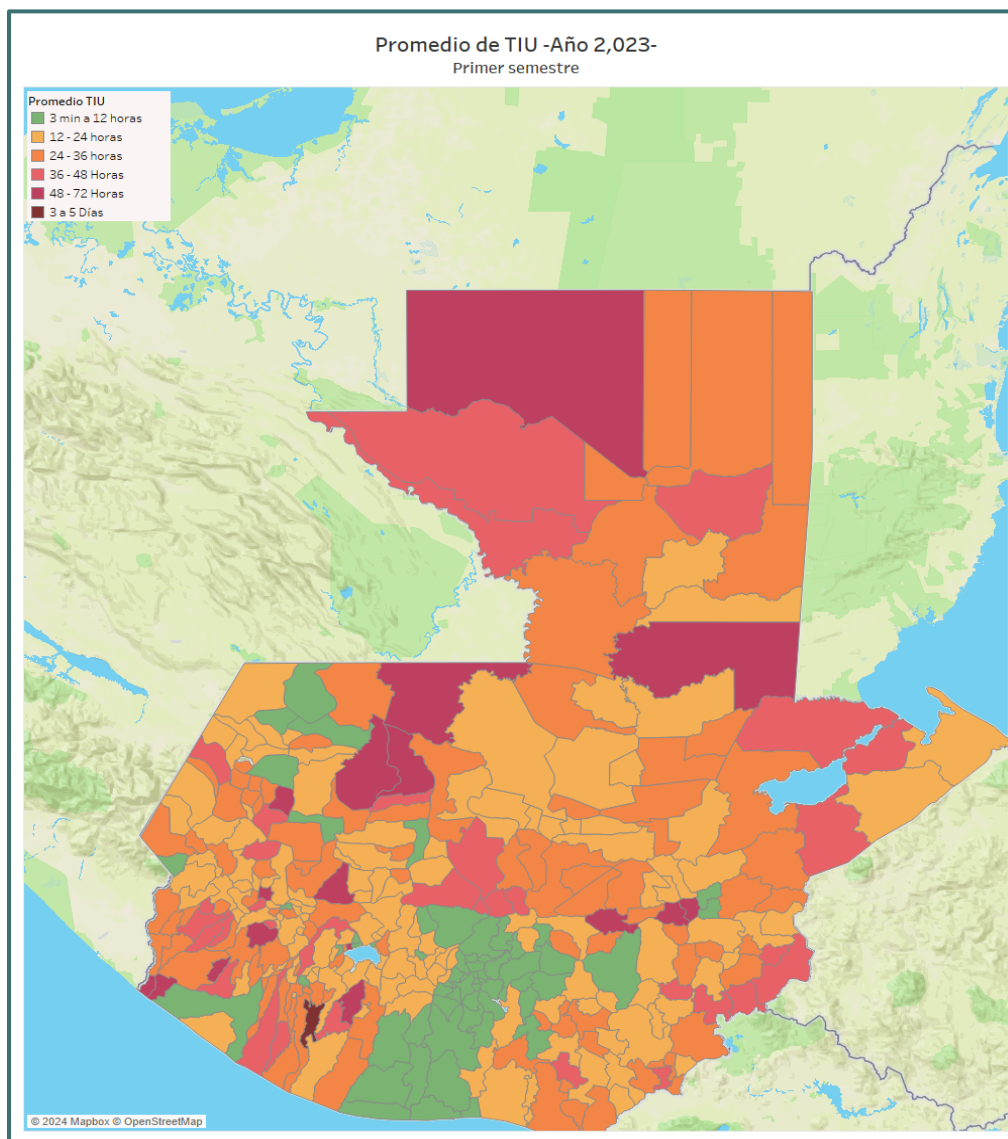
Fuente: cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.3.2 Servicio Técnico

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 las mismas. 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.

3.3.2.1 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 interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2023:

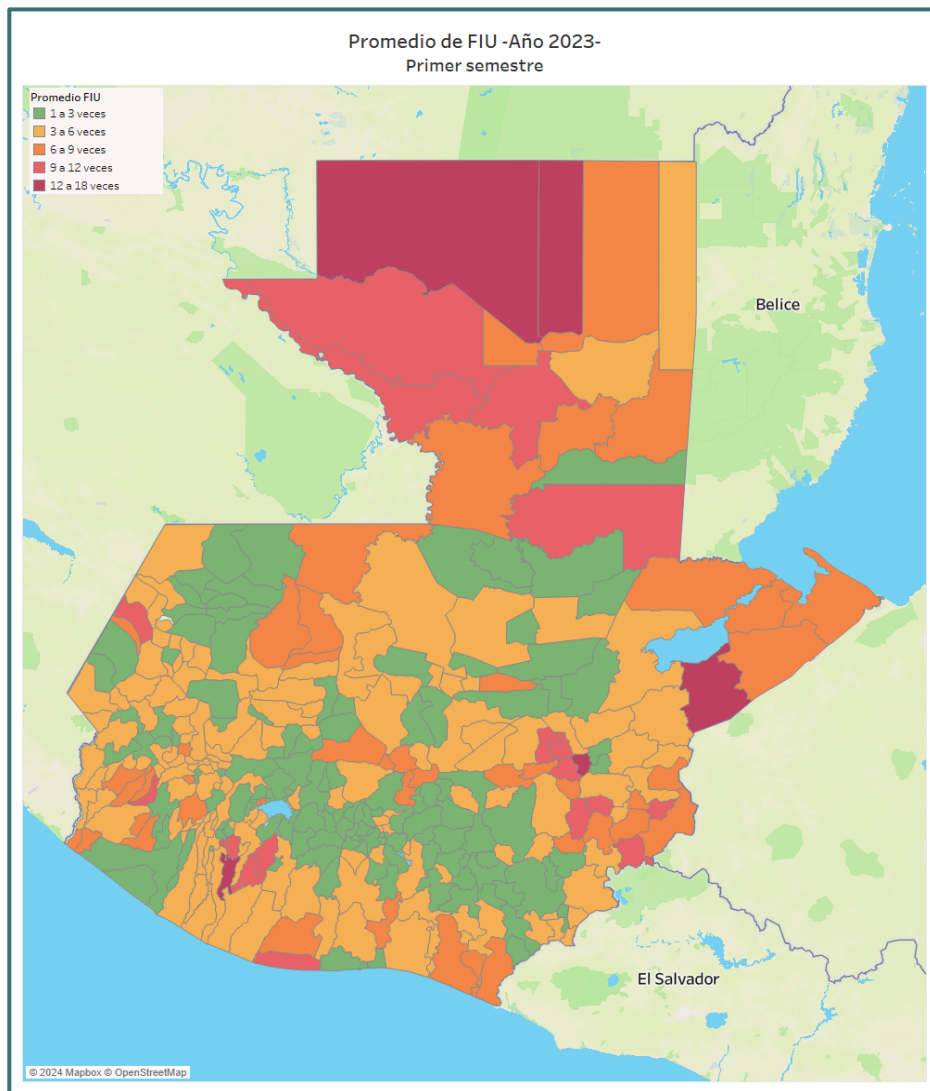


Gráfica 8. Duración promedio en horas, de interrupciones durante 2023.

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

3.3.2.2 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 los semestres del año 2023:



Gráfica 9. Frecuencia promedio en cantidad de veces, de interrupciones durante 2023.

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

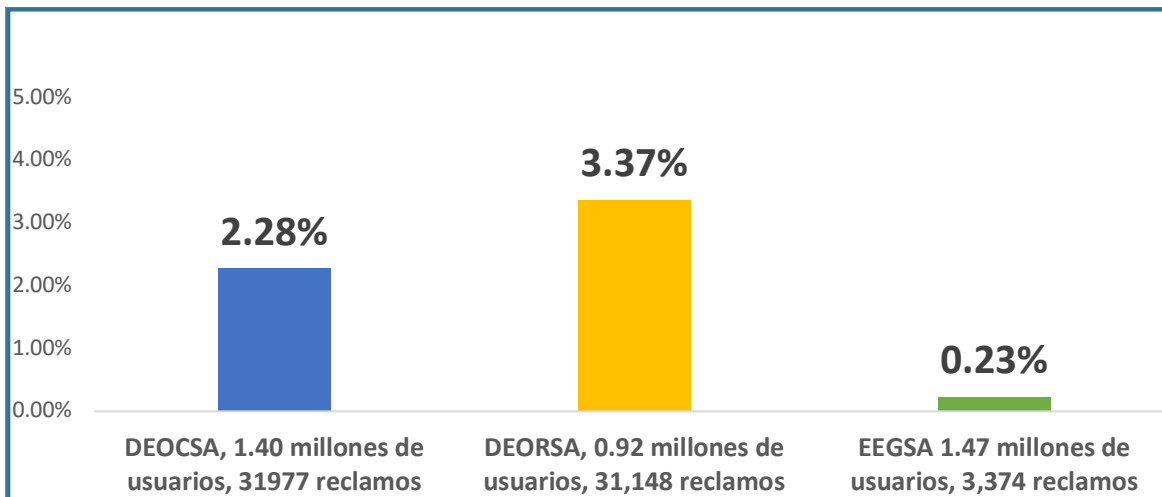
3.4 Calidad del Servicio Comercial

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:

3.4.1 Porcentaje de Reclamos -R%-

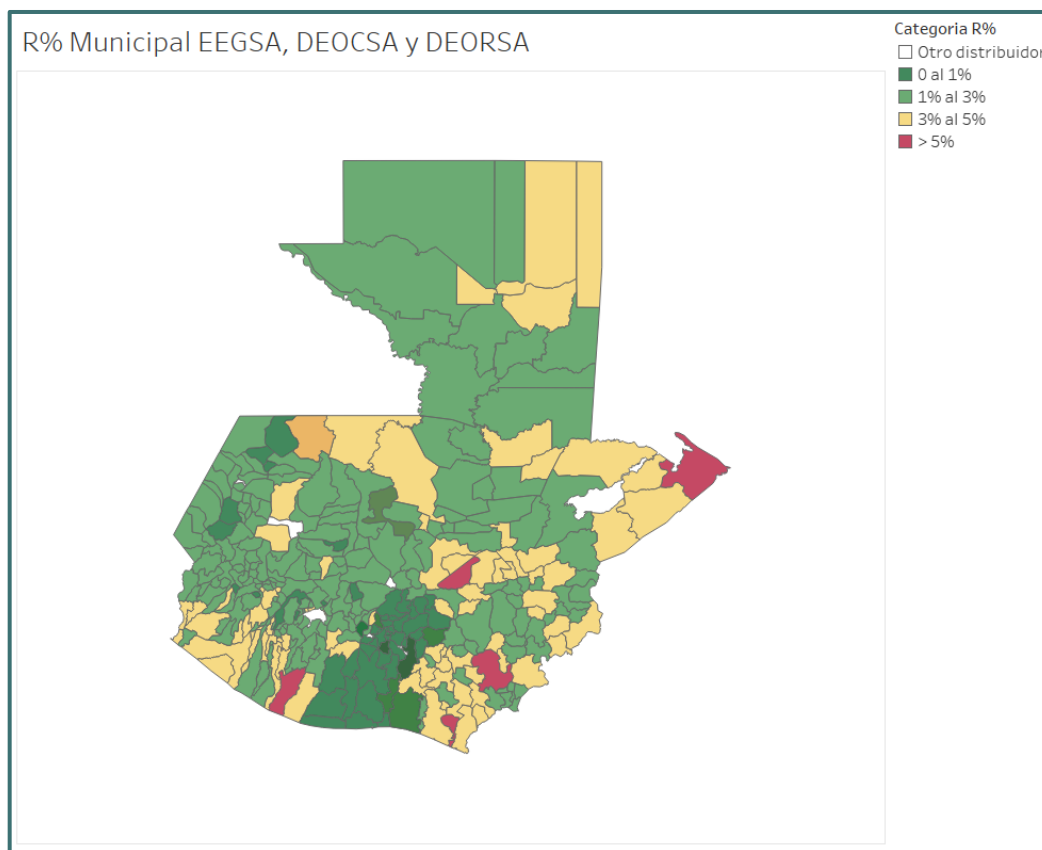
Este indicador mide la cantidad de usuarios que reclamaron durante un semestre determinado, con relación a la cantidad de usuarios de cada distribuidor; para su cálculo

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 por municipio para el segundo semestre 2023.

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

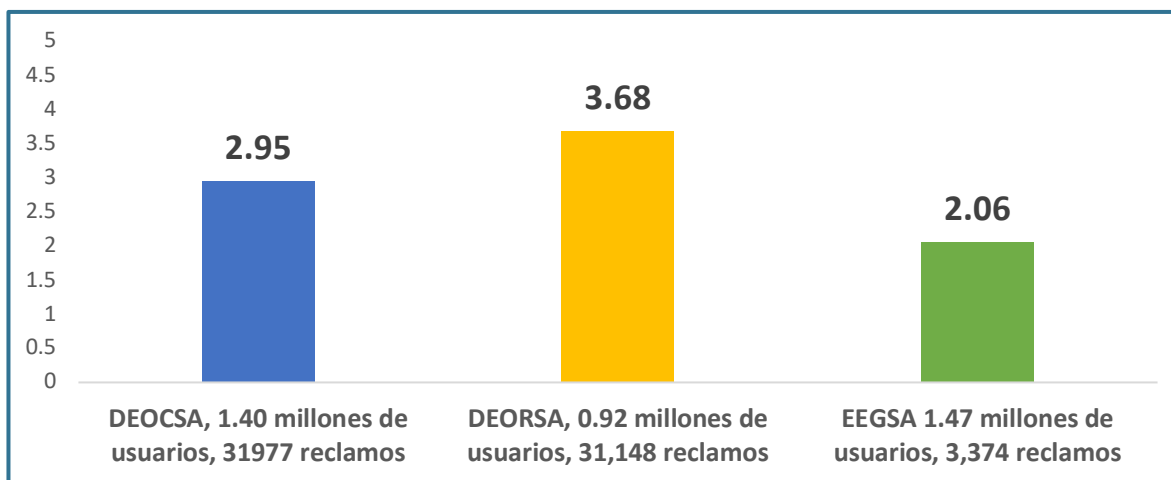


Gráfica 11. Porcentaje de reclamos recibidos por municipio para el segundo semestre 2023.

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

3.4.2 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 2022:

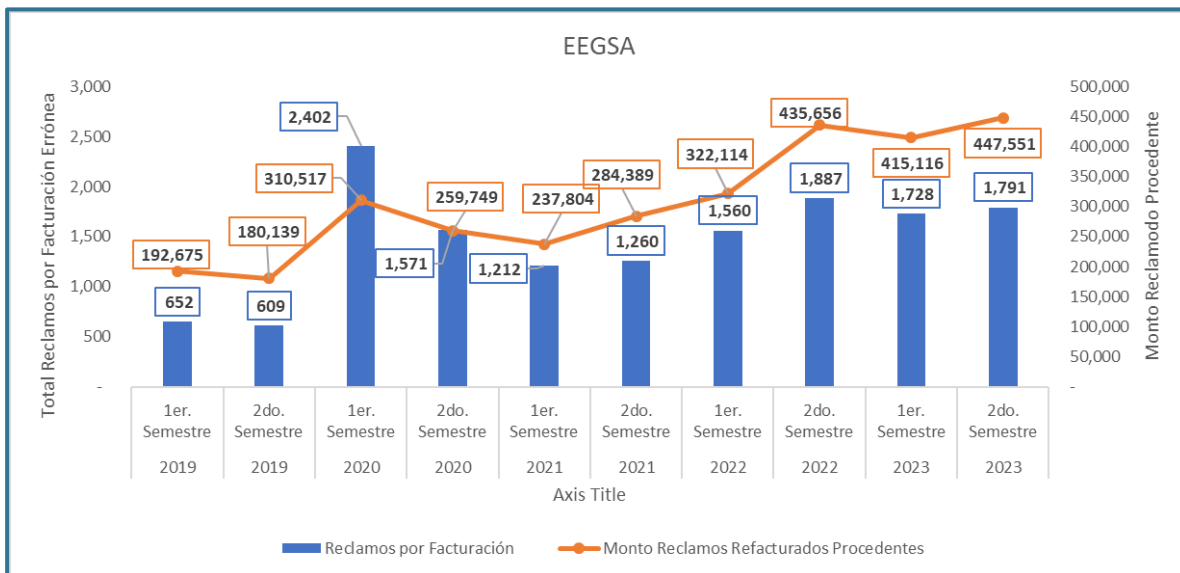


Gráfica 12. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos al segundo semestre 2023

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

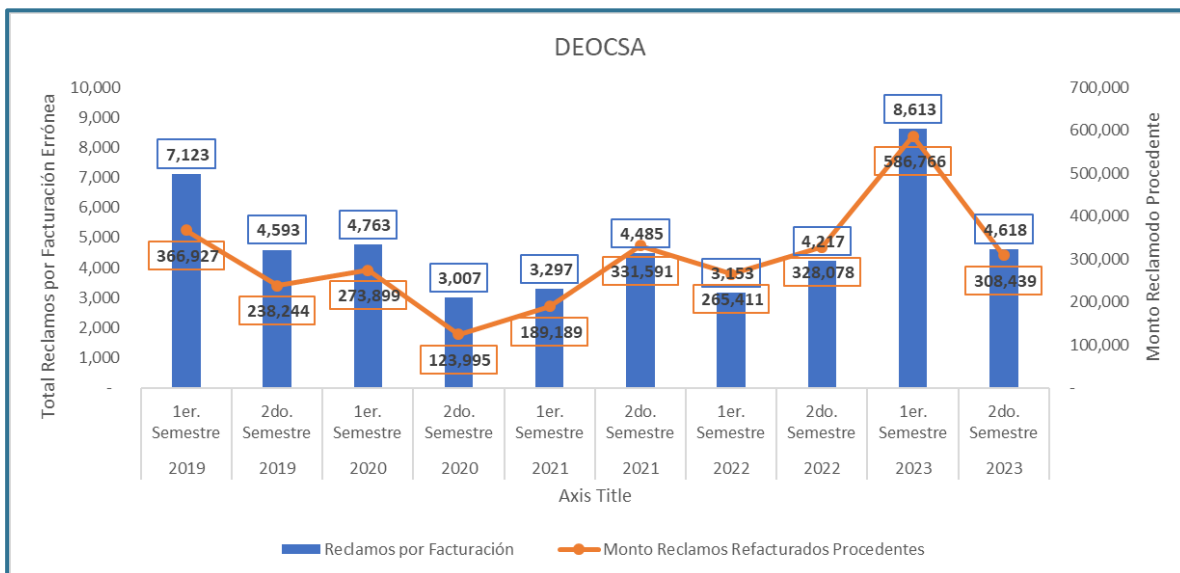
3.4.3 Facturación Errónea

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 2019 a 2023:



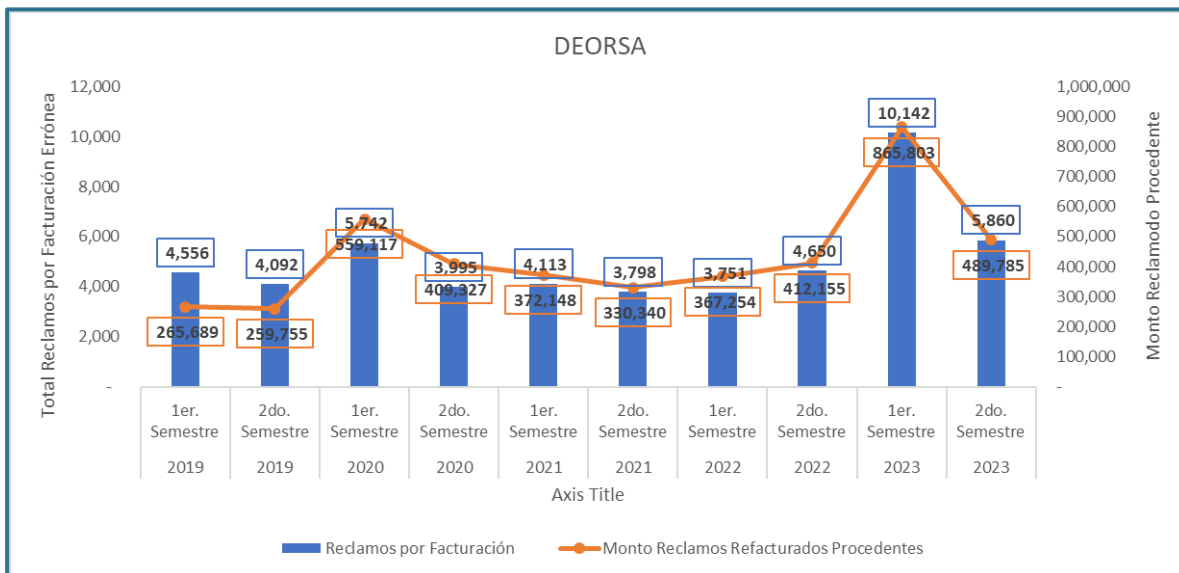
Gráfica 13. Facturación errónea 2019 – 2023, EEGSA

Fuente: Información regulatoria



Gráfica 14. Facturación errónea 2019 – 2023, DEOCSA

Fuente: Información regulatoria

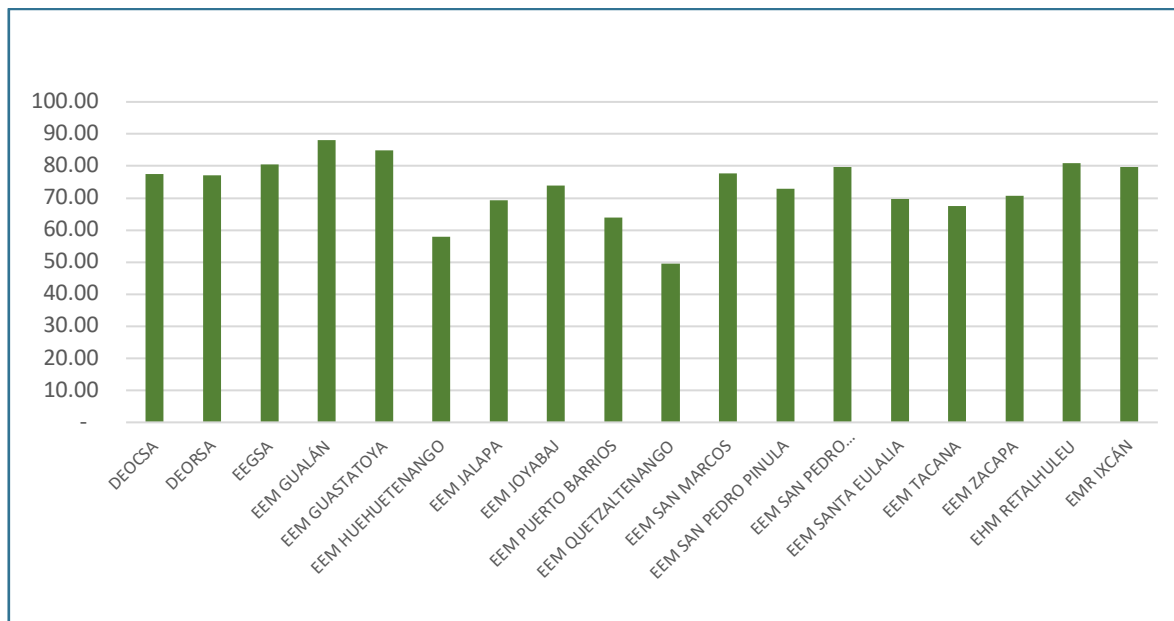


Gráfica 15. Facturación errónea 2019 – 2023, DEORSA

Fuente: Información regulatoria

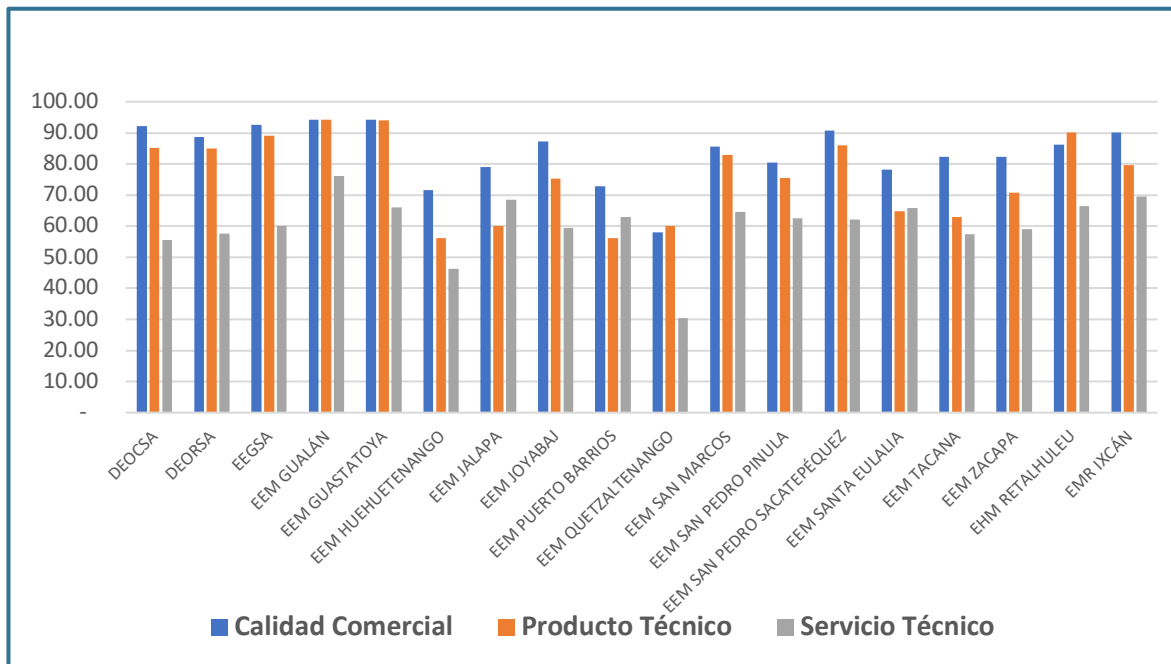
3.5 Encuesta Anual de Calidad

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 de la misma fueron publicados en el mes de diciembre 2023.



Gráfica 16. Encuesta de Calidad 2023. 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 2023. 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

3.6 Fiscalización y control de la calidad en campo

3.6.1 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.

Los principales aspectos verificados en los trabajos de fiscalización en campo han sido:

- Mantenimiento de las redes (poda, reemplazo de componentes en mal estado, aplomado de postes, entre otros).
- Mantenimiento de subestaciones.
- Cumplimiento de distancias de seguridad para prevenir riesgos en contra de las personas, sus bienes y la continuidad del servicio eléctrico.
- Sobrecarga en transformadores de redes de distribución

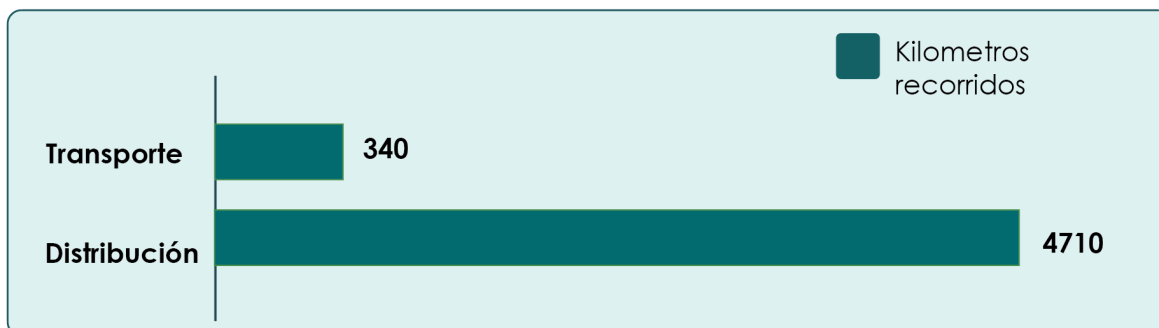
3.6.2 Implementación de tecnología en labores de fiscalización

Durante el año 2023 se tomaron acciones por parte de CNEE para implementar equipos y herramientas tecnológicas a fin de elevar la efectividad y alcance de las labores de fiscalización de campo.

En tal sentido se implementaron aeronaves no tripuladas (Drones), equipados con cámaras termográficas, radares líder y cámaras de alta resolución para fotogrametría. Igualmente, se procedió a reemplazar con equipos nuevos con tecnología actual los medidores de ángulo, medidores de tierras, G.P.S., entre otros.

3.6.3 Estadísticas y resultados, año 2023

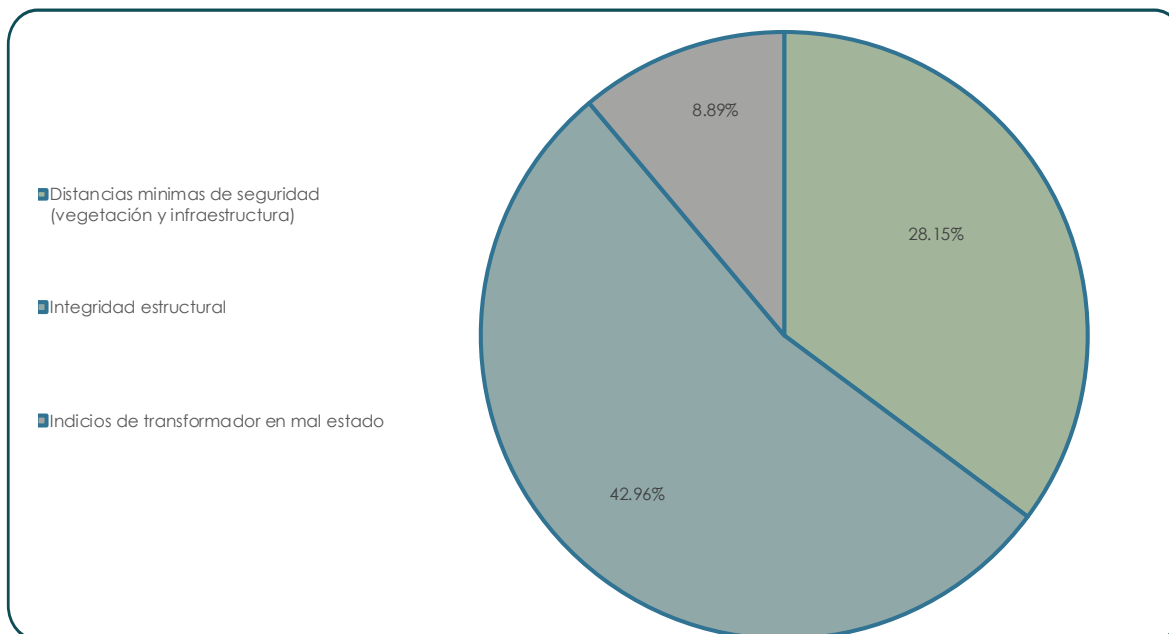
A continuación, se presentan los resultados más relevantes de las labores de fiscalización y control de la calidad en campo.



Gráfica 18. Cantidad de kilómetros de red inspeccionados

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

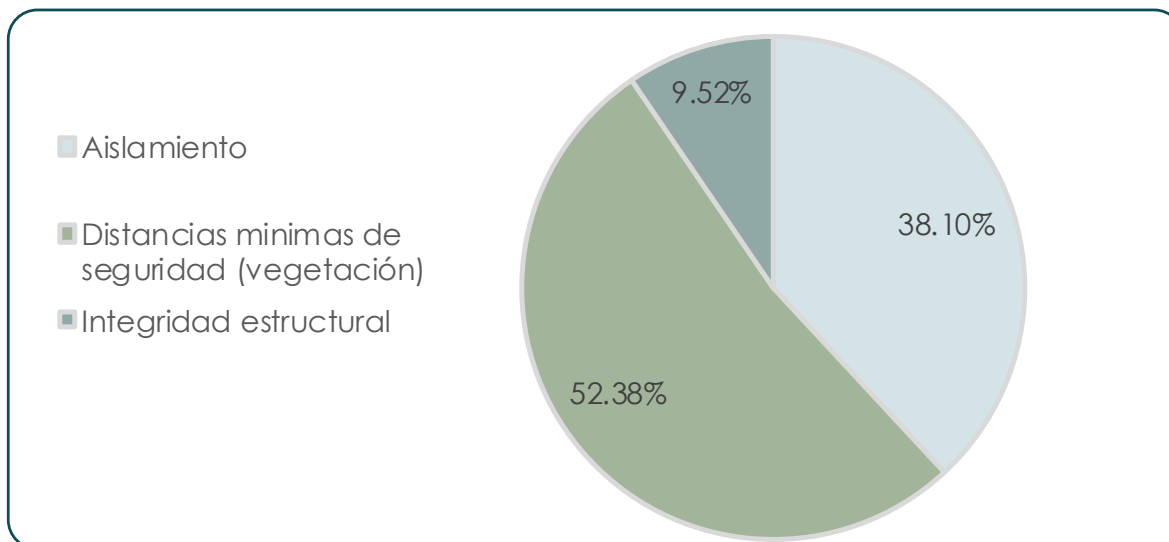
Se verificó *in situ* el cumplimiento de las normas técnicas de instalaciones de distribución y transporte, **recorriéndose alrededor de 5,000 kilómetros de red**, en búsqueda de irregularidades en el cumplimiento de las normas respectivas. Los hallazgos fueron reportados al responsable de las instalaciones para su respectiva atención y corrección.



Gráfica 19: Hallazgos de distribución por categoría

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Se identificaron aproximadamente 135 hallazgos de irregularidades. Como ya se indicó, estos hallazgos se notificaron a los responsables de las instalaciones, requiriéndose los planes de trabajo para subsanarlos. Casi el 43% de los hallazgos corresponde a la Integridad estructural de las redes de distribución.

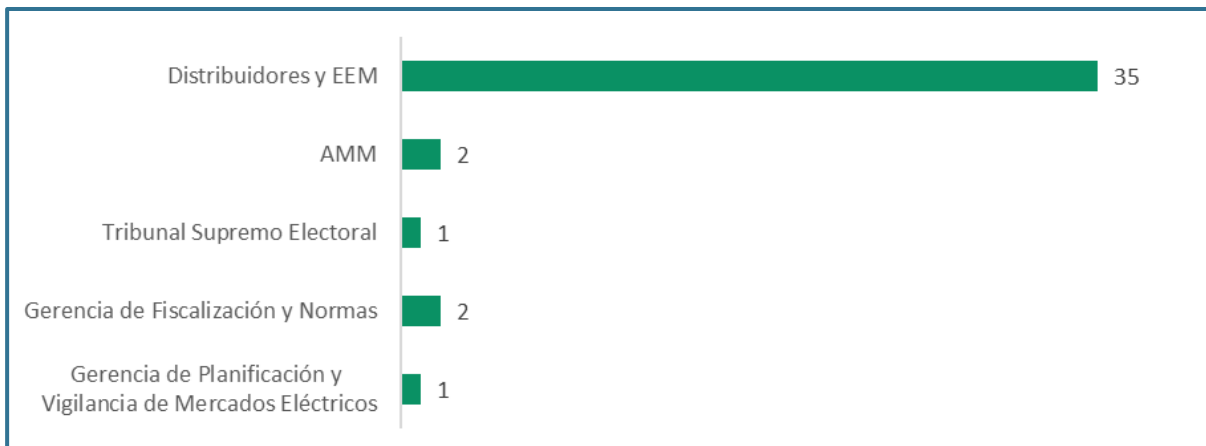


Gráfica 20: Hallazgos de transporte por categoría

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Se verificó *in situ* el cumplimiento de las normas técnicas de instalaciones de transporte, recorriéndose alrededor de 500 kilómetros de red en búsqueda de irregularidades en el cumplimiento de las normas respectivas. Como resultado del trabajo de campo, se

identificaron aproximadamente 21 hallazgos de irregularidades, entre líneas de transporte y 5 subestaciones eléctricas. Los hallazgos fueron reportados al responsable de las instalaciones para su respectiva atención y corrección. Se resalta que más del 52% corresponde a invasión de vegetación.



Gráfica: 21 Otras fiscalizaciones o apoyos a partes interesadas

Fuente: elaboración propia con resultados de trabajo de campo.

Se realizaron:

- Procesos de verificación y mediciones de distancias de seguridad, utilizando aeronaves no tripuladas (drones) en subestaciones eléctricas.
- Visitas a distintas hidroeléctricas del país en apoyo al Departamento de Control y Seguridad de Presas, realizando modelados y mediciones con aeronaves no tripuladas.
- Acompañamiento y verificación a empresas encuestadoras durante 70 encuestas, en el marco del proceso de la Encuesta Anual de Calidad.
- Procesos de verificación y estado eléctrico de aproximadamente 200 escuelas, las cuales fueron utilizadas como centros de votación.

3.7 Denuncias y atención al usuario

3.7.1 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 cursa 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.

3.8 Estadísticas y resultados

3.8.1 Gestión de denuncias e investigaciones de oficio

3.8.1.1 Expedientes clasificados por su origen

Durante el año 2023, la CNEE generó en total 496 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	261	53%
Denuncias / Investigaciones de oficio de distribuidoras contra usuarios por consumo fraudulento	235	47%
TOTAL	496	100%

Tabla 1. Expedientes DAU abiertos durante 2023 clasificados por su origen

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

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



Gráfica 22. Origen de las denuncias atendidas.

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

3.8.1.2 Finalización de expedientes

Cada expediente presentado ante CNEE por usuarios o distribuidoras, sigue un proceso de gestión para la respectiva solución y finalización del mismo 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 las gestiones jurídicas que pueden llevar plazos y procesos más extensos.

En este método, denominado "Método Abreviado", se 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	81	39.51%
Resolución final	124	60.49%
TOTAL	205	100%

Tabla 2. Expedientes finalizados clasificados por método de finalización durante 2023

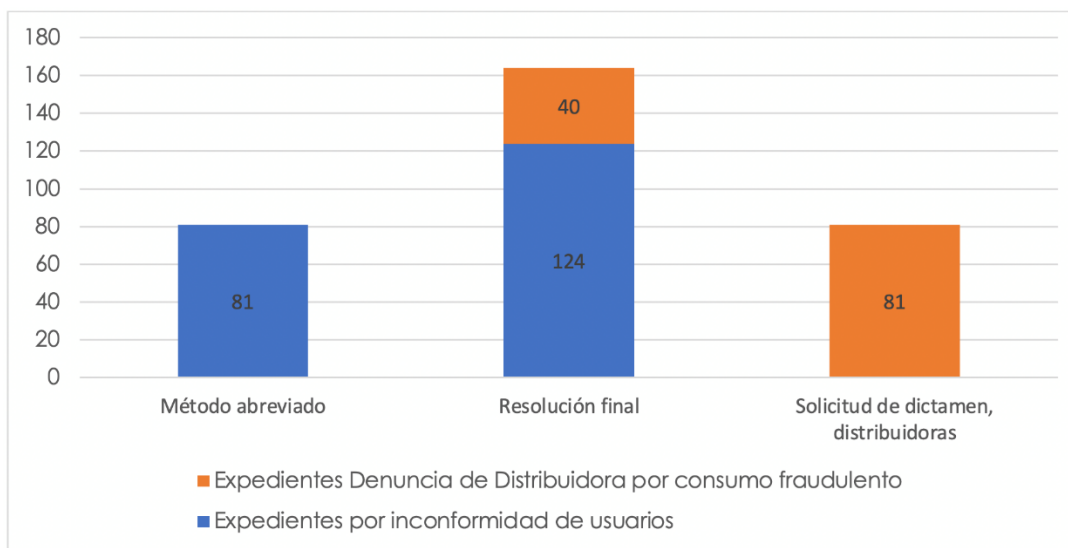
Fuente: elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

Expedientes Denuncia de Distribuidora por consumo fraudulento	Cantidad	%
Resolución final	40	33%
Solicitud de dictamen, distribuidoras	81	67%
TOTAL	121	100%

Tabla 3. Expedientes de denuncia por consumo fraudulento, clasificadas por forma de finalización

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

Nota: 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 23. Expedientes finalizados durante 2023 clasificados por método de finalización

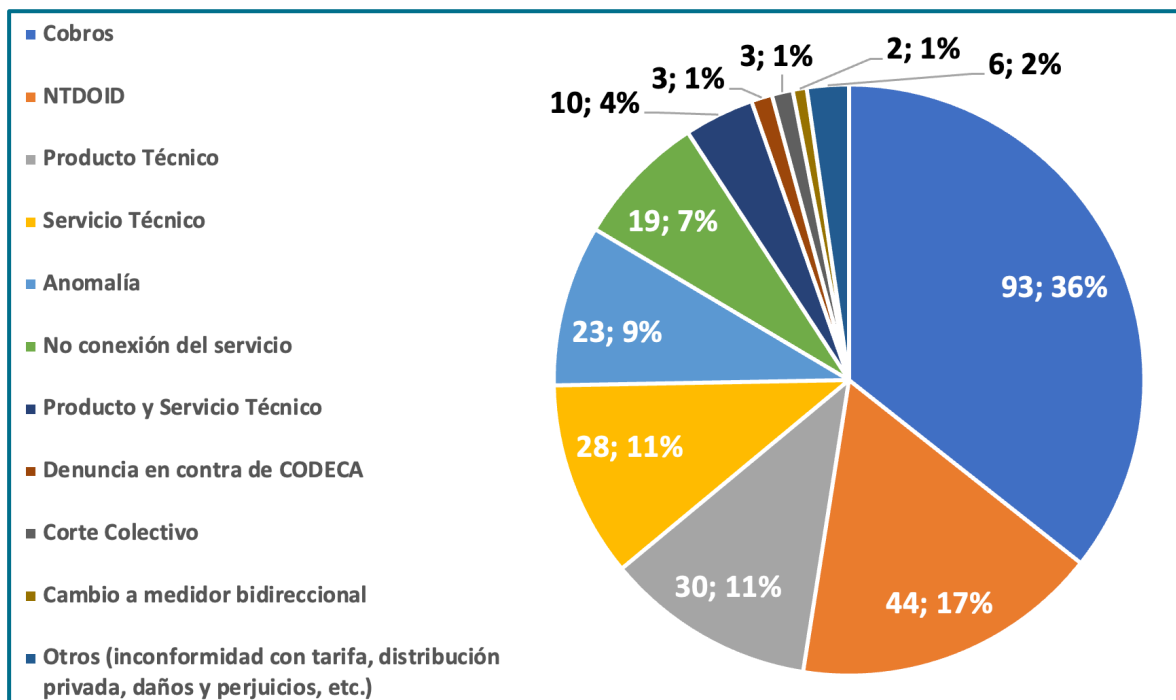
Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

3.8.1.3 Expedientes por inconformidad de los usuarios

Motivos	Cantidad	%
Cobros	93	35.63%
Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, NTDOID	44	16.86%
Producto Técnico	30	11.49%
Servicio Técnico	28	10.73%
Anomalía	23	8.81%
No conexión del servicio	19	7.28%
Producto y Servicio Técnico	10	3.83%
Denuncia en contra de CODECA	3	1.15%
Corte Colectivo	3	1.15%
Cambio a medidor bidireccional	2	0.77%
Otros (inconformidad con tarifa, distribución privada, daños y perjuicios, etc.)	6	2%
TOTAL	261	100%

Tabla 4. Motivo de denuncia / investigación de oficio por inconformidad de usuarios, 2023

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



Gráfica 24. Casos de denuncia / investigación de oficio por inconformidad del usuario clasificados por motivo

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

3.9 Control y seguridad de presas

3.9.1 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 en un formato digital, exclusivamente. 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.

3.9.2 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.

3.9.3 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 (2023), se tiene un cumplimiento del 100% de los responsables de las presas para el registro del Libro de Inspecciones Rutinarias, a diferencia del periodo anterior (2022), el cual corresponde a 87.5%.

En cuanto a los informes de dichas inspecciones, se tiene un incremento en la reportería presentada por parte de las presas, teniendo para el primer trimestre un cumplimiento del 92.5%, al igual que el tercer y cuarto trimestre. El segundo trimestre presenta un cumplimiento del 90%. Esto marca un aumento en el cumplimiento de las NSP respecto al periodo anterior (2022), para el cual se tuvo un cumplimiento de 87.5% en el primer semestre y del 80% y 70% para los últimos trimestres.



Gráfica 25. 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

3.10 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 fin 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 100% cumplieron en el presente periodo (2023), a diferencia del periodo anterior (2022) que registró un cumplimiento del 85%

3.11 Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV-

Las NSP contemplan la presentación bienal del MOMV, alternando dicha presentación con el Plan ante Emergencias -PAE-. Dicho documento es una compilación de las instrucciones

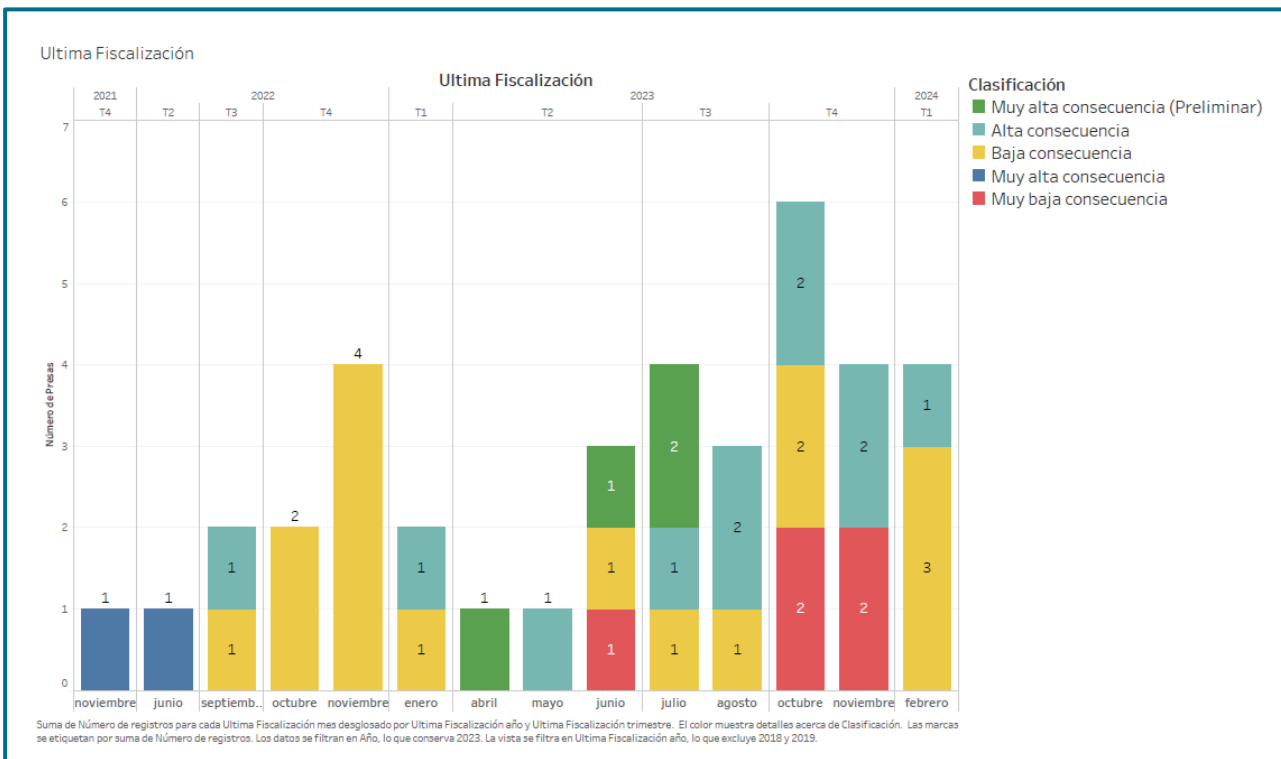
y supuestos para la operación segura de la presa y sus estructuras accesorias, destacando alcances y periodicidad de mantenimientos, pruebas operativas de elementos de control de crecidas y equipo de respaldo, así como los detalles de las acciones de vigilancia que se deban emplear para detectar cualquier anomalía oportunamente y actuar en consecuencia. Para el periodo reportado (2023), se cuenta con un cumplimiento del 95% en la presentación del MOMV, contra un cumplimiento del 90% contra el periodo anterior (2021).

3.12 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 100% de las presas, de las cuales 2 presas corresponden a una clasificación de muy alta consecuencia, 4 presas de muy alta consecuencia (evaluación preliminar), 10 presas de alta consecuencia, 10 presas de baja consecuencia y 5 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, así como la visualización de áreas de difícil acceso e imágenes aéreas, que permiten comprender de forma integral el comportamiento de diversos elementos. A continuación, se muestra un evolutivo anual de la fiscalización en campo realizada desde 2021 a la fecha, referente a las oportunidades de mejora relacionadas con la seguridad de la presa y sus obras.



Gráfica 26. Cantidad de fiscalizaciones de campo a instalaciones de presas 2023, 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



Vista aérea de presa Santa María durante laboras de mantenimiento.

Fuente: Departamento de Control y Seguridad de presas