



MEMORIA DE **LABORES**

An aerial photograph of a city at dusk, with a large building and a communication tower in the foreground. The image is overlaid with a blue tint. The text "CONTENIDO" is written in large, white, sans-serif capital letters across the center of the image.

CONTENIDO

2

Mensaje del
Administrador Único

4

Accionistas

6

¿Quiénes somos?

8

Nuestra filosofía

9

Estructura organizativa



10

Cifras relevantes del Mercado
Mayorista

16

Nuestros logros

47

Mercado Eléctrico Regional

50

Nuestros retos

53

Gestión financiera

Mensaje del **Administrador Único**



Estimados accionistas:

Es un privilegio dirigirme a ustedes para presentar la Memoria de Labores 2024 de la Unidad de Transacciones.

Este año ha sido fundamental para fortalecer nuestra misión de operar el sistema de transmisión con eficiencia, seguridad y confiabilidad, así como administrar el Mercado Mayorista de manera que contribuya al desarrollo energético y económico del país.

Durante este período, enfrentamos desafíos significativos, como los efectos del fenómeno de “El Niño”, que pusieron en riesgo el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en algunos países de Centroamérica. No obstante, en El Salvador, se implementaron oportunamente disposiciones emitidas por el Gobierno con el objetivo de garantizar el suministro energético y la estabilidad de los precios para los usuarios finales.

Además, asumimos el desafío de realizar ajustes operativos y administrativos en nuestros procesos para cumplir con las reformas aprobadas a la Ley General de Electricidad y a su Reglamento, así como a los acuerdos emitidos por la DGEHM, los cuales fueron diseñados para armonizar dichas reformas con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Este proceso demandó un arduo y coordinado esfuerzo por parte de la UT, que implicó la revisión detallada de las normativas, la actualización de procedimientos internos y la adaptación de plataformas tecnológicas para garantizar una transición ordenada y eficiente. Además, requirió un intenso trabajo de articulación con los Participantes del Mercado, para asegurar que los cambios se implementaran de manera efectiva y en los plazos establecidos.

Por otra parte, logramos avances en la gestión del vertimiento de la generación base y en el análisis de propuestas de modificación al ROBCP orientadas a la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía al Mercado Mayorista. Asimismo, en el marco de nuestras funciones continuaremos trabajando para garantizar la integración eficiente de tecnologías de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética del país, en concordancia con las normativas nacionales e internacionales.

De cara al 2025, reafirmamos nuestro compromiso de afrontar los nuevos desafíos con visión, innovación y responsabilidad. Esto será posible gracias a la capacidad técnica, la proactividad y el compromiso inquebrantable de nuestro equipo. Cada uno de nuestros colaboradores ha desempeñado un papel clave, demostrando profesionalismo, dedicación y una búsqueda constante de la excelencia en el servicio que brindamos. Su esfuerzo, junto con la colaboración y el trabajo coordinado con todos los actores del sector, ha sido fundamental para alcanzar estos logros y fortalecer nuestro rol dentro del mercado eléctrico.

Agradezco la confianza de nuestros accionistas y Participantes del Mercado y reitero nuestro compromiso de seguir impulsando el desarrollo sostenible del sector eléctrico en El Salvador.

Juan Carlos Guevara Jiménez

Administrador Único

ACCIONISTAS



Serie generadores

Acajutla Energía Solar I, Ltda. de C. V.
Capella Solar, S. A. de C. V.
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
Compañía Azucarera Salvadoreña, S. A. de C. V.
Energía Borealis, S. A. de C. V.
Energía del Pacífico, Ltda. de C. V.
Holcim El Salvador, S. A. de C. V.
Ingenio Central Azucarero Jiboa, S. A. de C. V.
Ingenio Chaparrastique, S. A. de C. V.
Ingenio El Ángel, S. A. de C. V.
Ingenio La Cabaña, S. A. de C. V.
Inversiones Energéticas, S. A. de C. V.
LaGeo, S. A. de C. V.
Nejapa Power Company, S. A.
Cenergica Energy El Salvador, S. en C. de C. V.
Providencia Solar, S. A. de C. V.
Proyecto La Trinidad, Ltda. de C. V.
Sonsonate Solar, S. A. de C. V.
Potencia y Energía Corp, S. A. de C. V.
Textufil, S. A. de C. V.
Ventus, S. A. de C. V.



Serie Transmisores

Empresa Transmisora de El Salvador, S. A. de C. V.



Serie distribuidores

AES CLESA y Compañía, S. en C. de C. V.
B&D Servicios Técnicos, S. A. de C. V.
Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S. A. de C. V.
Distribuidora de Electricidad Del Sur, S. A. de C. V.
Distribuidora Eléctrica de Usulután, S. A. de C. V.
Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S. A. de C. V.
Empresa Eléctrica de Oriente, S. A. de C. V.

ACCIONISTAS



Serie usuarios finales

Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados
Alas Doradas, S. A. de C. V.
Avícola Salvadoreña, S. A. de C. V.
Corporación Industrial Centroamericana, S. A. de C. V.
Editorial Altamirano Madriz, S. A.
Empresas ADOC, S. A. de C. V.
Hilanderías de Exportación, S. A.
Industrias Duraflex, S. A. de C. V.
Inversiones Intercontinentales, S. A. de C. V.
La Constancia, Ltda. de C. V.
Plastipak, S. A. de C. V.
Rayones de El Salvador, S. A. de C. V.
Salvaplastic, S. A. de C. V.
Termoencogibles, S. A. de C. V.
Textiles San Andrés, S. A.



Serie Comercializadores Independientes

Electric Power Markets, S. A. de C. V.
Energy Business Retailers El Salvador, S. A. de C. V.
Energía, Desarrollo y Consultoría, S. A. de C. V.
Excelergy, S. A. de C. V.
Infotekne, S. A. de C. V.
Intellergy, S. A. de C. V.
Lynx, S. A. de C. V.
Mercados Eléctricos de Centroamérica, S. A. de C. V.
Origem, S. A. de C. V.

¿QUIÉNES SOMOS?





La Unidad de Transacciones, S. A. de C. V. (UT), es una sociedad privada constituida en abril de 1998 e inició sus operaciones en octubre del mismo año.



Sus funciones están establecidas en el artículo 33 de la Ley General de Electricidad, aprobada mediante el Decreto Legislativo N.º 843 del 10 de octubre de 1996, y se rigen por el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).



Entre las principales funciones se encuentran la administración del Mercado Mayorista y la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, incluyendo sus interconexiones internacionales con los países de Centroamérica y Panamá, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR).



La UT es administrada por la Junta General de Accionistas, su máximo órgano de gobierno, conformada por representantes de las siguientes series: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores independientes y usuarios finales. Asimismo, cuenta con un Administrador Único Propietario y su respectivo suplente, quienes desempeñan su cargo por un periodo de cinco años.

NUESTRA FILOSOFÍA

Visión

Ser reconocidos como un referente que impulsa la transformación del mercado para el desarrollo del sector eléctrico nacional y la integración energética regional.

Misión

Somos la sociedad estratégica del mercado de electricidad que opera el sistema de transmisión en forma eficiente, segura, confiable, y administra las transacciones energéticas al mínimo costo, asegurando a las partes interesadas el acceso a la información.

Valores

- Transparencia
- Excelencia
- Integridad
- Creatividad
- Pasión

Principios

- Servicio al cliente
- Trabajo en equipo
- Integración
- Resiliencia
- Potenciar el talento

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

ADMINISTRACIÓN SUPERIOR



The background features a collage of various business data visualizations. In the top right, there is a pie chart with segments labeled 15%, 12%, 10%, 8%, and 7%. Below it, a bar chart compares 'Factory 1' and 'Factory 2' across categories. Another bar chart shows data for 'Asia', 'Europe', 'Africa', and 'America' across months from April to July. A line graph at the bottom shows trends for 'China', 'America', 'France', 'Japan', and 'Germany' over time. A large, semi-transparent blue circle is positioned on the left side, partially overlapping the text.

CIFRAS RELEVANTES

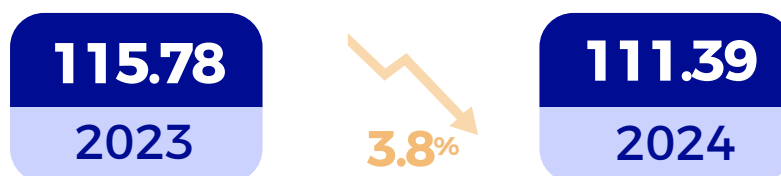
**DEL MERCADO MAYORISTA
DE ELECTRICIDAD**

2025

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA (MW)



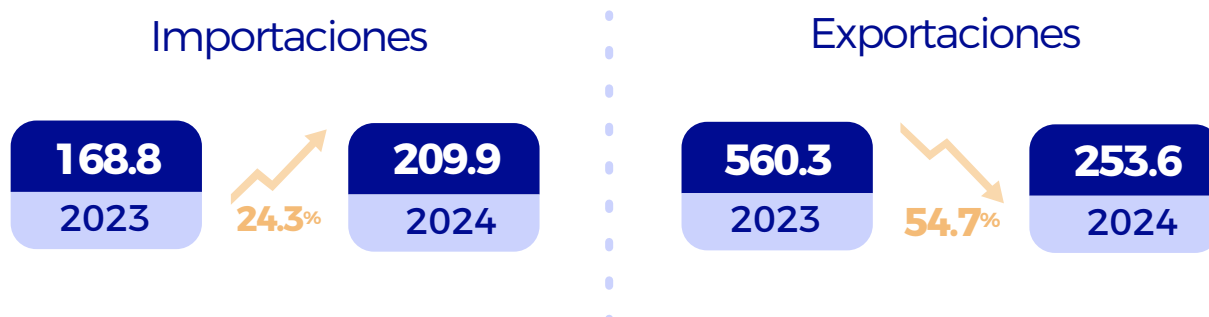
PRECIO PROMEDIO DEL MRS (USD/MWh)



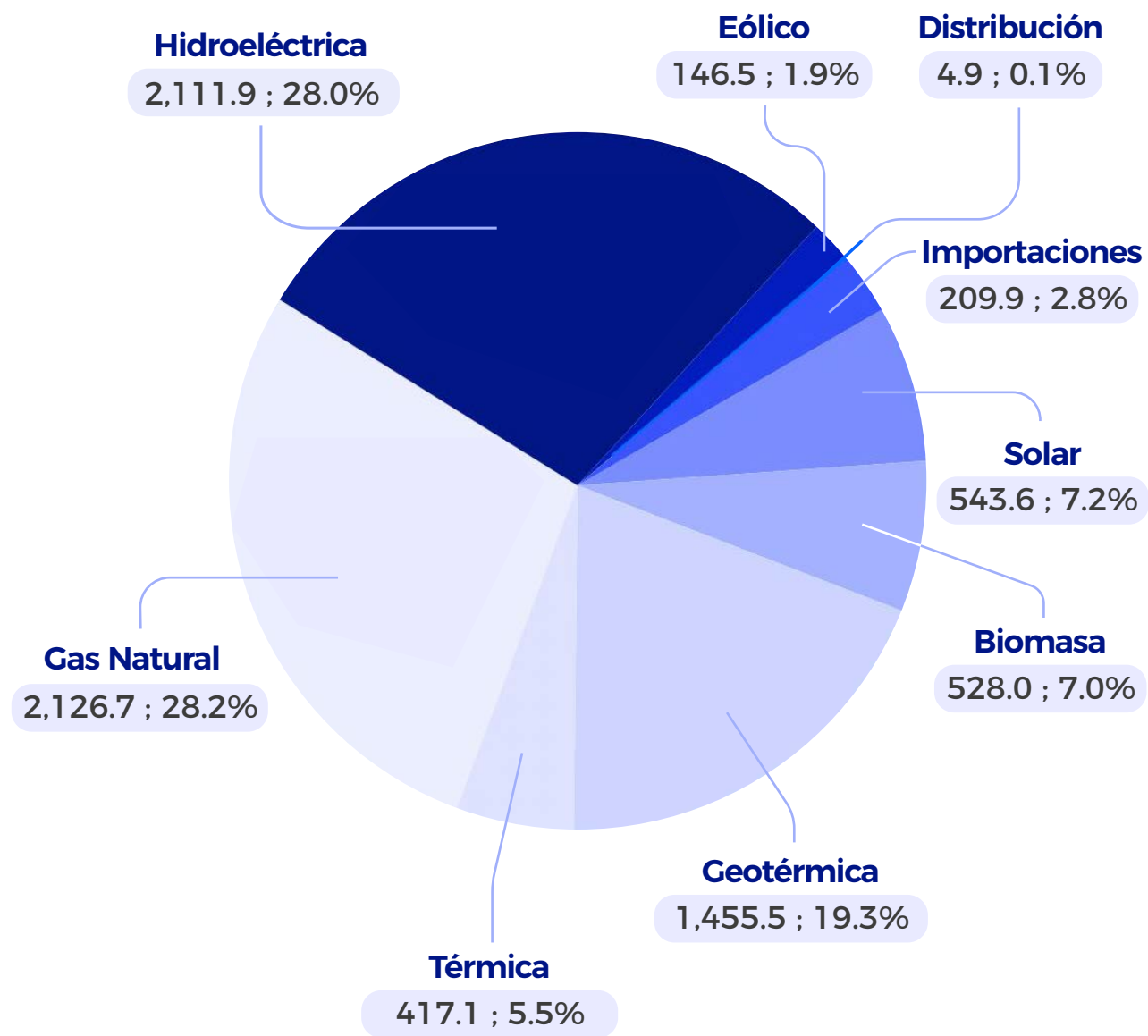
PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN (GWh)



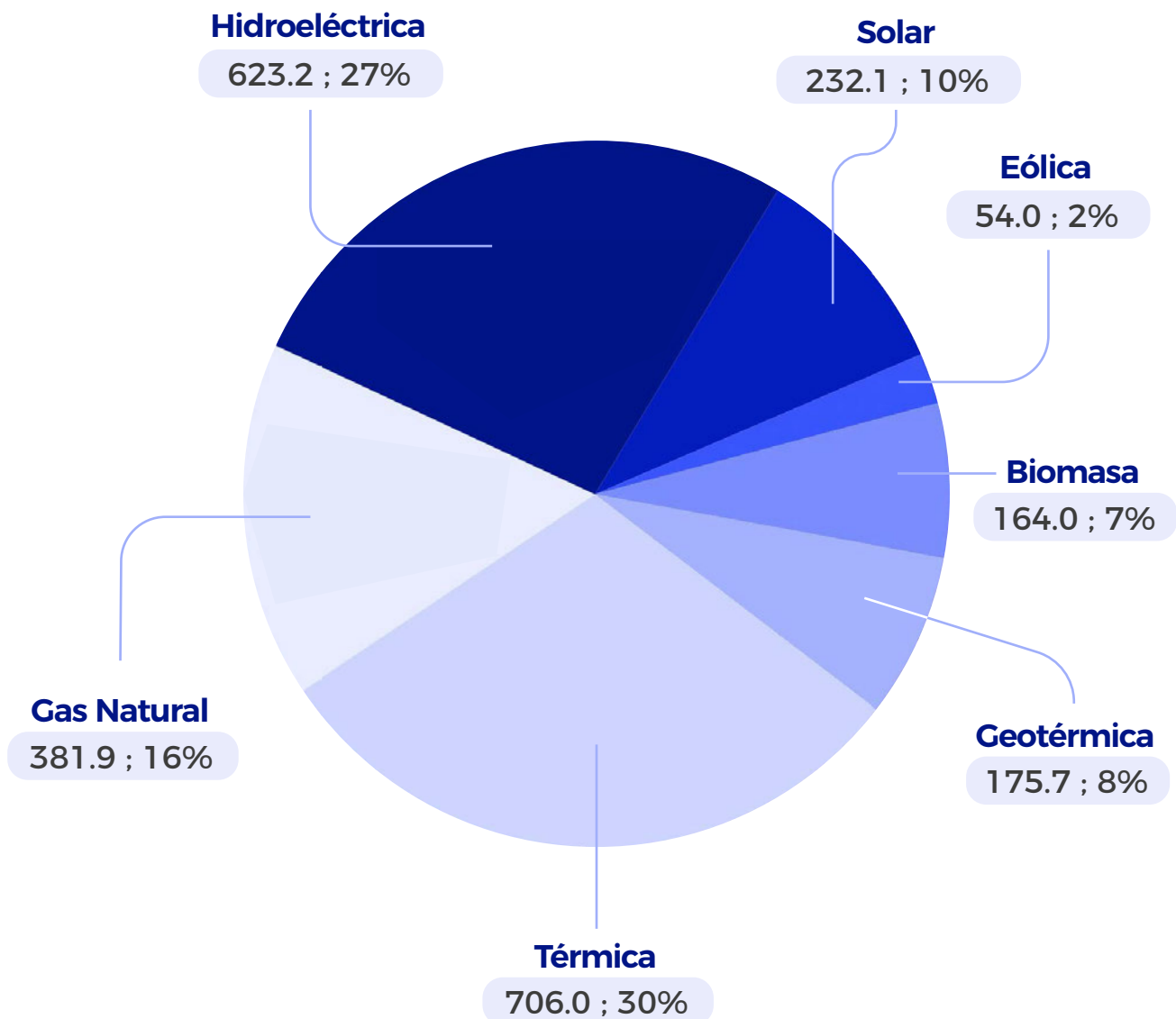
INTERCAMBIOS REGIONALES (GWh)



GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE RECURSO (GWh)



CAPACIDAD DE ENERGÍA POR TIPO DE RECURSO (MW)



DEMANDA DE ENERGÍA POR TIPO DE MERCADO

CONTRATOS: **3,985.2 GWh** (56%)

Contratos Bilaterales

465.5 GWh

Contratos de Libre
Concurrencia

3,167.0 GWh

Contratos de Naturaleza
Pública

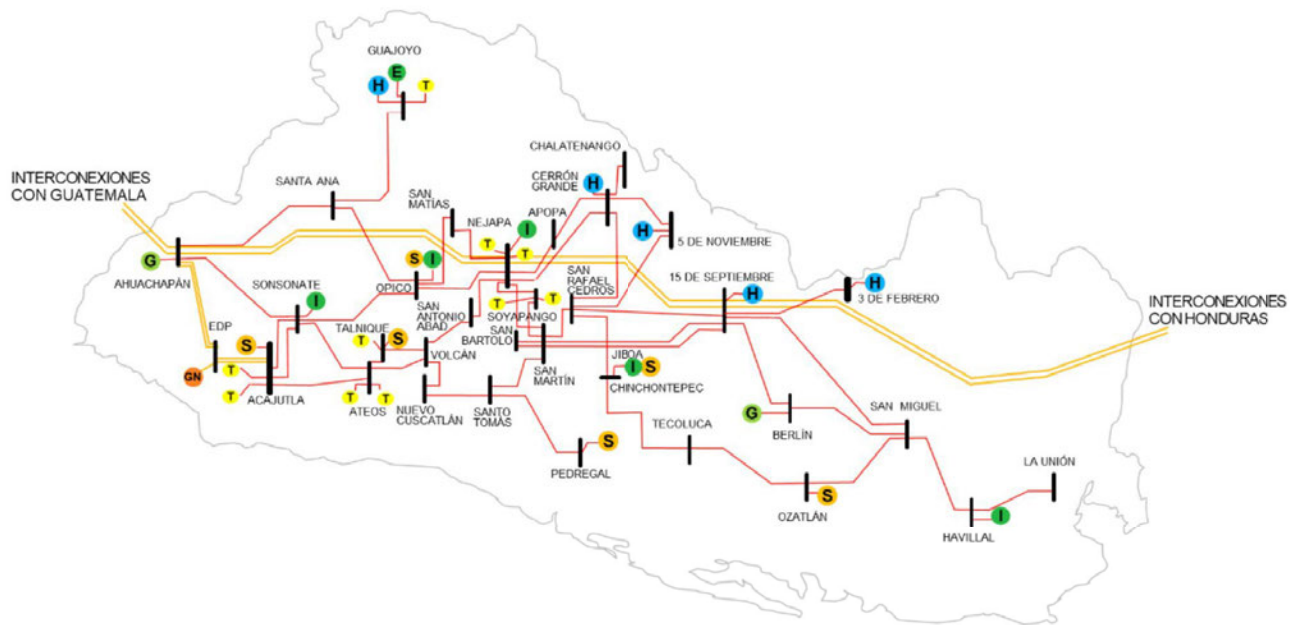
352.7 GWh

MRS*: 3,160.0 GWh (44%)

TOTAL: 7,145.2 GWh

*MRS: Mercado Regulador del Sistema

SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE EL SALVADOR



- 44** Líneas de transmisión a 115kV
- 6** Líneas de transmisión a 230 kV
- 2** Interconexiones El Salvador-Guatemala
- 2** Interconexiones El Salvador-Honduras
- 31** Subestaciones de potencia a 115 kV
- 4** Subestaciones de potencia 115/230 kV



NUESTROS LOGROS

**EN LA ADMINISTRACIÓN Y
OPERACIÓN DEL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD**

UT

ADMINISTRACIÓN SUPERIOR

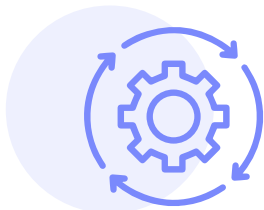
AS



La reforma de la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto Legislativo N.º 49, publicada en el Diario Oficial del 17 de julio de 2024, en su Art. 37 establece que, “La administración de la UT estará a cargo de un administrador único propietario, quien ejercerá la representación legal de la misma y contará con su respectivo suplente. El administrador único propietario y suplente ejercerán sus cargos por un periodo de cinco años....”

Conforme lo estipulado en dicha ley, se ajustó el pacto social de la UT y en la Junta General Ordinaria de Accionistas de la UT realizada el 9 de septiembre de 2024, se nombró al Ing. Juan Carlos Guevara Jiménez como administrador único propietario y a la Ing. Ana María Figueroa de Munguía como su respectiva suplente.

PLAN ANUAL OPERATIVO (PAO)



AVANCE 95.69%

El Plan Anual Operativo es una herramienta fundamental utilizada por cada gerencia para dar seguimiento mensual a los proyectos programados a lo largo del año. Al 31 de diciembre de 2024, se alcanzó un cumplimiento global del 95.69 %, lo que refleja el compromiso de los colaboradores en el logro de los objetivos de la sociedad.

PREVENCIÓN DE LAVADO DE DINERO



PUNTAJE: 97.10

Como parte de su compromiso con la prevención del Lavado de Dinero y Activos y el Financiamiento del Terrorismo (PLDAYFT), la UT capacita a su personal de nuevo ingreso y desarrolla jornadas de sensibilización a lo largo del año. Además, imparte una capacitación evaluada, cuyos resultados alcanzaron un promedio de 97.10 puntos, evidenciando el compromiso institucional con la formación continua en esta materia.

CONVENIO DE COOPERACIÓN TÉCNICA CON EL AMM



CONVENIO UT-AMM

En abril de 2024, la UT suscribió un Convenio de Cooperación Técnica e Intercambio Tecnológico con el Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala (AMM). Este acuerdo tiene como objetivo de fomentar el intercambio de experiencias, promover el desarrollo de actividades de investigación, facilitar la transferencia de tecnología e información técnica no confidencial, y desarrollar programas de pasantías, capacitación y entrenamiento del personal.

FORTALECIMIENTO DE HABILIDADES Y CONOCIMIENTOS



**6 VISITAS TÉCNICAS
85 CAPACITACIONES EJECUTADAS**

A lo largo del año, se continuó con el fortalecimiento de las competencias de los colaboradores, convencidos de que la capacitación es fundamental para mejorar sus habilidades y conocimientos, lo que impacta directamente en el desempeño laboral. Nuestro objetivo es incrementar la productividad, la eficiencia y la calidad del trabajo, y de esta manera contribuir al éxito de la organización.

Entre las capacitaciones más destacadas se encuentra la enfocada a energías renovables y flexibilidad, dirigida a la Gerencia de Operación en Tiempo Real y Estudios. En esta formación se abordaron temas cruciales como el almacenamiento de energía y sus implicaciones en la planificación, operación y control de los sistemas de potencia. Asimismo, se analizaron diversos mecanismos para lograr un sistema eléctrico más flexible y resiliente, lo que facilitaría la integración segura y económica de las energías renovables no convencionales (ERNC).



Adicionalmente, con el objeto de fortalecer la cultura organizacional, mejorar las habilidades de comunicación, fomentar el trabajo en equipo y optimizar la toma de decisiones, se desarrolló la capacitación denominada Power Skills, dirigida a todos los colaboradores, con un enfoque en el liderazgo como un pilar esencial para el éxito tanto individual como organizacional. Durante la formación, se discutieron aspectos clave como la gestión eficiente de procesos y personas, la importancia de motivar al equipo sin perder de vista los objetivos y el rol del líder como un armonizador y potenciador de talentos.

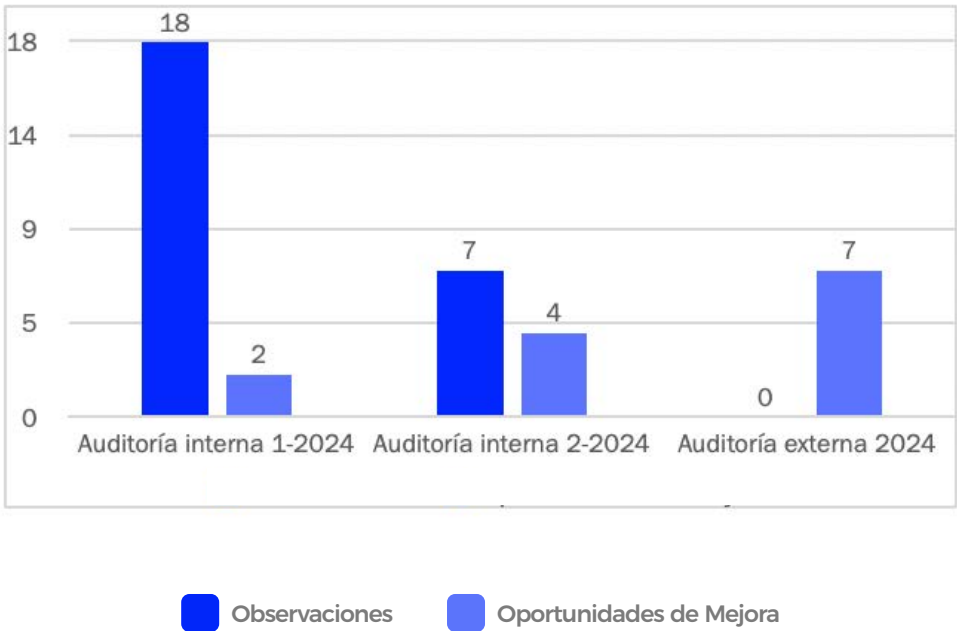
GESTIÓN DE LA CALIDAD

AUDITORÍAS DE CALIDAD

Con el propósito de verificar el correcto funcionamiento del sistema de gestión de calidad de la UT con relación a los requisitos establecidos en la norma ISO 9001:2015, durante el 2024 se realizaron dos auditorías internas y una externa realizada por el ente certificador AENOR.

Como se muestra en la Figura 1, los hallazgos identificaron observaciones y oportunidades de mejora, para las cuales se definieron planes de acción que garantizan su adecuado seguimiento. Es importante destacar que no se detectaron “no conformidades” en los resultados de estas auditorías, lo que confirma que el sistema de gestión de la calidad de la UT cumple con los requisitos de la norma. Esto refleja una implementación y mantenimiento efectivo del sistema, así como el compromiso de la UT con la eficiencia y la mejora continua.

Figura 1.
Resultados de las auditorías de calidad 2024



SATISFACCIÓN DE CLIENTES

La UT desarrolla cada año una encuesta que permite medir la satisfacción de nuestros clientes (PM) y Partes Interesadas con el objeto de conocer sus opiniones y expectativas para mejorar nuestros servicios.

Para el 2024, se obtuvo una calificación del 100 % de satisfacción de Partes Interesadas, las cuales incluyen a la DGEHM, la SIGET, el EOR y los Proveedores, y por parte de nuestros clientes (Participantes del Mercado) el 98.48 %; a partir de estos resultados, se desarrollaron los planes de acción para implementar las oportunidades de mejora identificadas e incrementar la satisfacción de nuestros clientes para el próximo año.

100% Partes
interesadas

98.48% Clientes

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN OPERATIVA

GPO



La GPO, es responsable de elaborar las programaciones de la operación en sus tres horizontes: anual, semanal y diario siguiendo las directrices y plazos establecidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Asimismo, monitorea los precios de los combustibles y las variables hidrológicas, analiza el comportamiento de la demanda y procesa las declaraciones de transacciones nacionales y regionales, actuando como intermediario entre los PM y el EOR. Además, gestiona y valida las auditorías de costos variables no combustibles y curvas de consumo de calor, entre otras funciones claves.

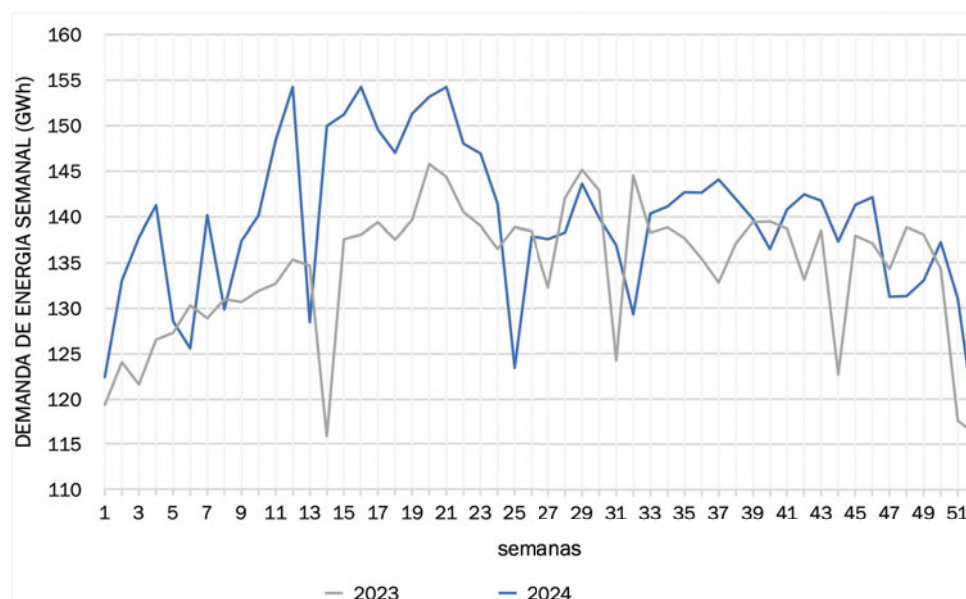
DEMANDA DEL MERCADO MAYORISTA

A lo largo del año, se realiza un seguimiento continuo del pronóstico del comportamiento de la demanda en el Mercado Mayorista mediante actualizaciones mensuales de la programación anual. Este monitoreo permite ajustar el peso de las variables utilizadas en las proyecciones, optimizar su precisión y adaptabilidad ante las condiciones cambiantes del mercado, en particular aquellas influenciadas por el fenómeno de “El Niño” y otros factores relevantes.

Con la consolidación del fenómeno de “El Niño” en el país desde inicios del año, se observó un incremento significativo en la demanda eléctrica. Sin embargo, a partir del segundo semestre esta tendencia mostró una reducción progresiva, lo que reflejó un comportamiento similar al registrado en 2023.

Como se ilustra en la Figura 2, en la semana 16 se registró la máxima demanda semanal del año, con un valor de 154.24 GWh. En términos anuales, la demanda eléctrica en 2024 experimentó un crecimiento del 3 % en comparación con 2023.

Figura 2.
Evolución de la demanda del Mercado Mayorista



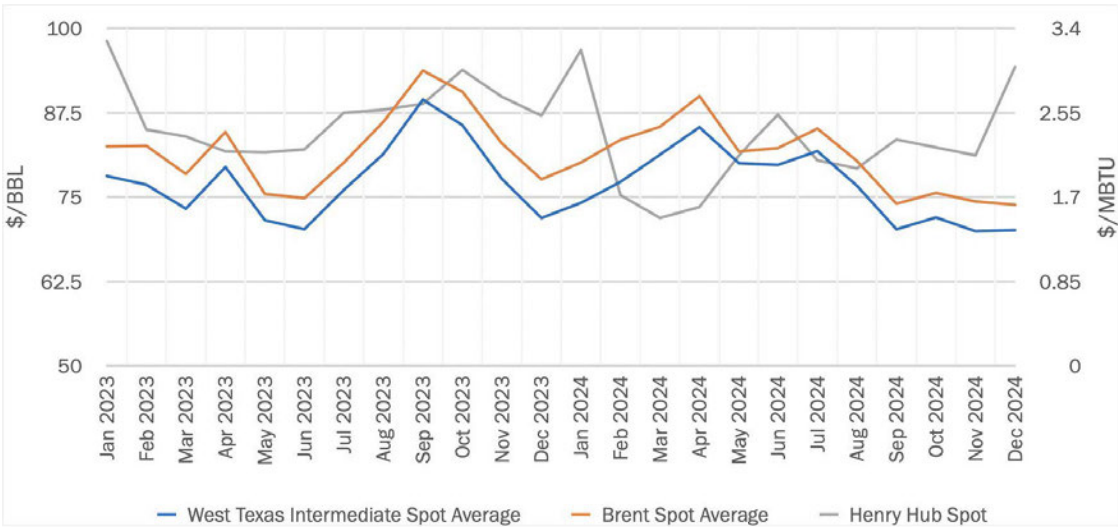
COMBUSTIBLES

Al cierre de 2024, los precios del petróleo registraron una disminución, manteniéndose relativamente estables debido a una demanda global moderada y a una oferta elevada por parte de países no pertenecientes a la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). Esto contribuyó a que el rango de cotización del petróleo crudo se mantuviera estrecho.

El precio promedio del petróleo Brent durante el año se situó en \$80.53 por barril, mientras que el WTI (West Texas Intermediate) promedió \$76.55. Estas cifras reflejan las dinámicas del mercado global, influenciadas por el equilibrio entre oferta y demanda, las tensiones geopolíticas, y la desaceleración de la actividad económica a nivel mundial.

En conjunto, estos factores desempeñaron un papel clave en la configuración de los precios del petróleo y marcaron un período de relativa estabilidad a pesar de los desafíos económicos y políticos observados en el transcurso del año (Figura 3).

Figura 3.
Precios combustibles de referencia



La disminución en los precios del petróleo tuvo un impacto positivo en la reducción de los costos de generación en las plantas termoeléctricas del país, aliviando la presión sobre las tarifas del Mercado Mayorista de Electricidad. Como resultado, los costos marginales de operación promedio anual descendieron un 5 %, de \$102.18 en 2023 a \$96.93 en 2024 (Figura 4).

Figura 4.
Costo Marginal de Operación 2024



MANEJO HIDROLÓGICO

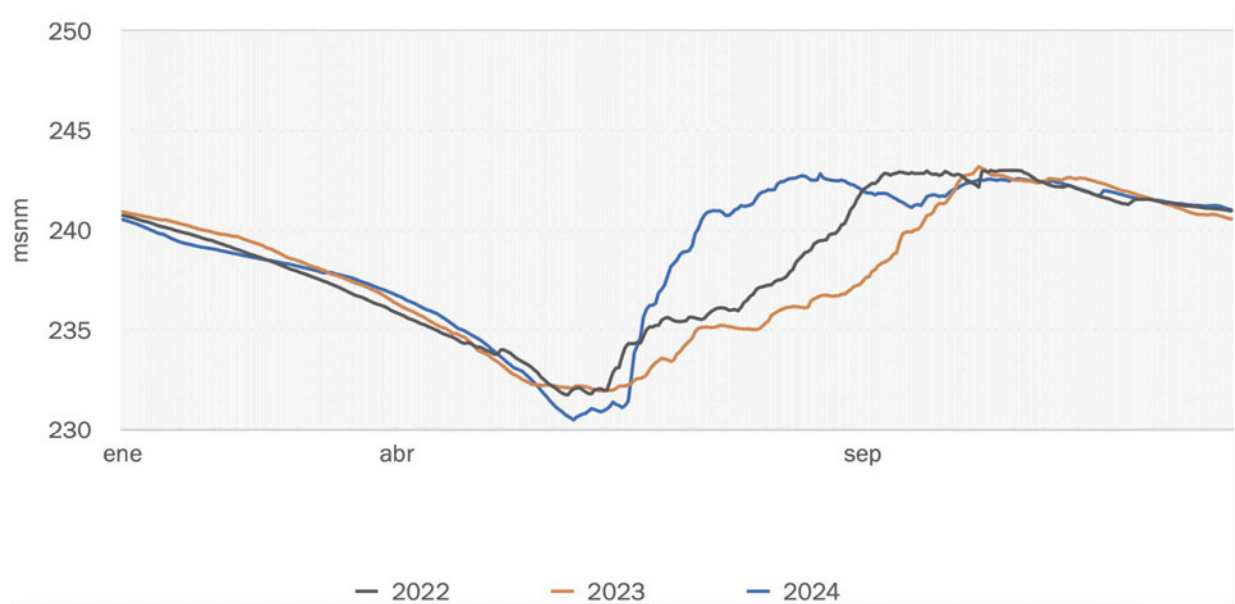
El comportamiento de las variables hidrológicas durante el invierno tiene un impacto significativo en la producción hidroeléctrica anual, lo que resalta la necesidad de un monitoreo constante de las condiciones macroclimáticas. Este seguimiento permite una planificación operativa más precisa, la adecuada gestión de los despachos de las centrales hidroeléctricas y la optimización de la operación de las instalaciones de transmisión. Como resultado, se logran reducir los costos totales de operación y se mitiga el riesgo de déficits en el sistema eléctrico.

Los análisis de las variables macroclimáticas y los pronósticos emitidos a mediados de mayo de 2024 indicaban que, durante los primeros meses del invierno, el país experimentaría condiciones de lluvia neutrales, aún influenciados por la presencia del fenómeno de “El Niño”. No obstante, entre junio y octubre de 2024, se registraron precipitaciones elevadas, asociadas a la transición

hacia una fase climática neutral con tendencia a una condición de “La Niña”. Estas variables fueron incorporadas en las actualizaciones de las condiciones iniciales utilizadas para la programación operativa.

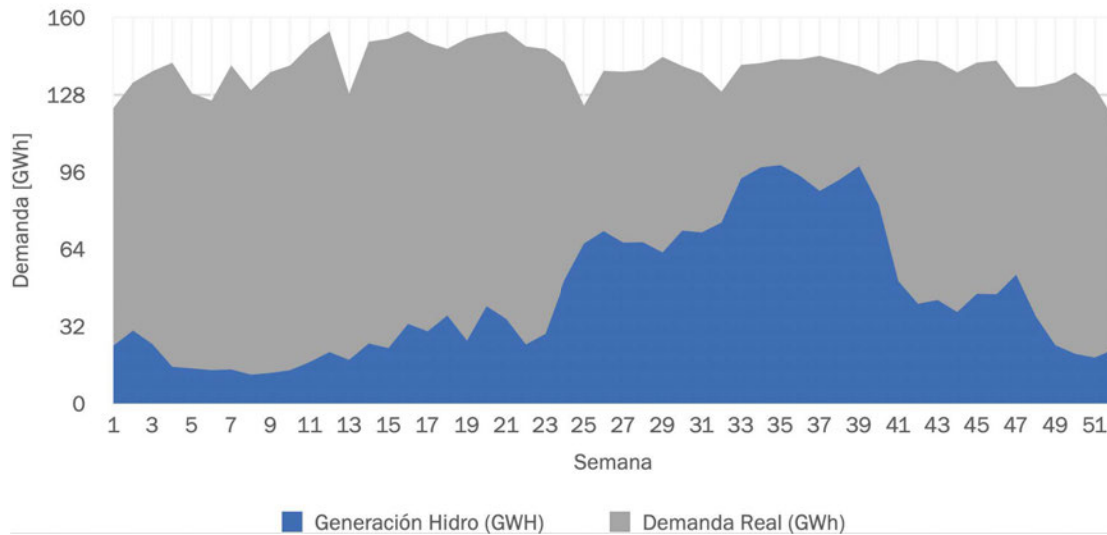
Gracias a un enfoque de optimización implementado desde las etapas tempranas del invierno, el nivel final del embalse Cerrón Grande se mantuvo cerca de su nivel máximo, lo que permitió reducir al mínimo el vertimiento de agua y maximizar el aprovechamiento de los recursos en las plantas aguas abajo.

Figura 5.
Niveles de embalse Cerrón Grande



Durante 2024, la generación hidroeléctrica representó el 28 % de la demanda total anual. Como se observa en la Figura 6, alcanzó su punto máximo en la semana 39 cuando las precipitaciones propias del invierno fueron especialmente intensas, permitiendo que la generación hidroeléctrica cubriera el 70.4 % de la demanda semanal.

Figura 6.
Utilización de generación hidroeléctrica. Semana 1 a 52 de 2024



Demanda [GWh]

Al finalizar el año, el comportamiento hidrológico presentó una probabilidad de excedencia promedio del 40 %, según los registros históricos de influjos. Esto permitió una contribución eficiente de la generación hidroeléctrica al sistema eléctrico, al optimizar los costos de operación y asegurar la estabilidad en el abastecimiento de energía.



Foto de embalse Cerrón Grande

INVENTARIOS DE COMBUSTIBLE

El 12 de agosto de 2024, mediante el Acuerdo N.º 25/2024DE, la Dirección General de Energía Hidrocarburos y Minas (DGEHM) aprobó modificaciones a los numerales 8.2 y 9 del Anexo 04 del ROBCP. Estos cambios establecen un incremento en el inventario mínimo de combustible que los generadores térmicos deben mantener en sus tanques, vinculando dichos niveles mínimos a la cota del embalse Cerrón Grande, y al factor de planta de cada generador en la programación semanal.

El propósito de esta medida es garantizar la disponibilidad de combustible durante las épocas secas; principalmente, cuando la demanda de la generación térmica aumentar. Con este enfoque, se busca prevenir posibles desabastecimientos de combustible y fortalecer la confiabilidad operativa del sistema eléctrico durante los períodos de mayor requerimiento de generación térmica.

GERENCIA DE OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y ESTUDIOS

GOE



Durante el 2024, la GOE continua el desafío de operar en tiempo real ante la creciente incorporación de plantas fotovoltaicas dentro y fuera del Mercado Mayorista el cual es abordado con el respaldo del sistema SCADA y la supervisión continua de las variables asociadas a las energías renovables variables; asimismo, por medio de aplicaciones desarrolladas para optimizar el monitoreo del sistema eléctrico que permiten la detección temprana de desviaciones y la toma de decisiones oportunas para corregirlas. Esto es con el fin de garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad.

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

Se supervisaron los distintos componentes del Sistema Eléctrico de Potencia, así como la generación, transmisión y los puntos de retiro de energía. Esto se realizó mediante la implementación de procesos de gestión de mantenimientos y la aplicación de protocolos para el control, la supervisión y la coordinación de acciones dentro del SEP.

GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS

Se coordinaron y evaluaron los mantenimientos mayores y menores de las unidades generadoras, líneas de interconexión y transmisión, subestaciones; así como las solicitudes de modificación al Plan Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) de conformidad con los parámetros de calidad y seguridad estipulados en el ROBCP.

En lo que respecta al PAMM de generación, se busca maximizar la confiabilidad del sistema. De los 127 mantenimientos mayores programados, 32 fueron reprogramados y 56 suspendidos, principalmente debido a las pocas horas de operación de algunos generadores térmicos y retrasos de proveedores de servicios y repuestos.

Equipos e instalaciones que entraron en operación en el SEP

2 de enero

Transformador de potencia 75 MVA (110/23kV) en subestación San Martín.

•

1 de marzo

Planta de generación fotovoltaica Talnique Solar de 13.2 MW.

•

17 de julio

Circuitos 43-2-81 y 43-2-82 de CAESS en subestación San Martín.

•

26 de julio

Circuitos 55-2-82 y 55-2-83 de CAESS en subestación El Volcán.

•

1 de septiembre

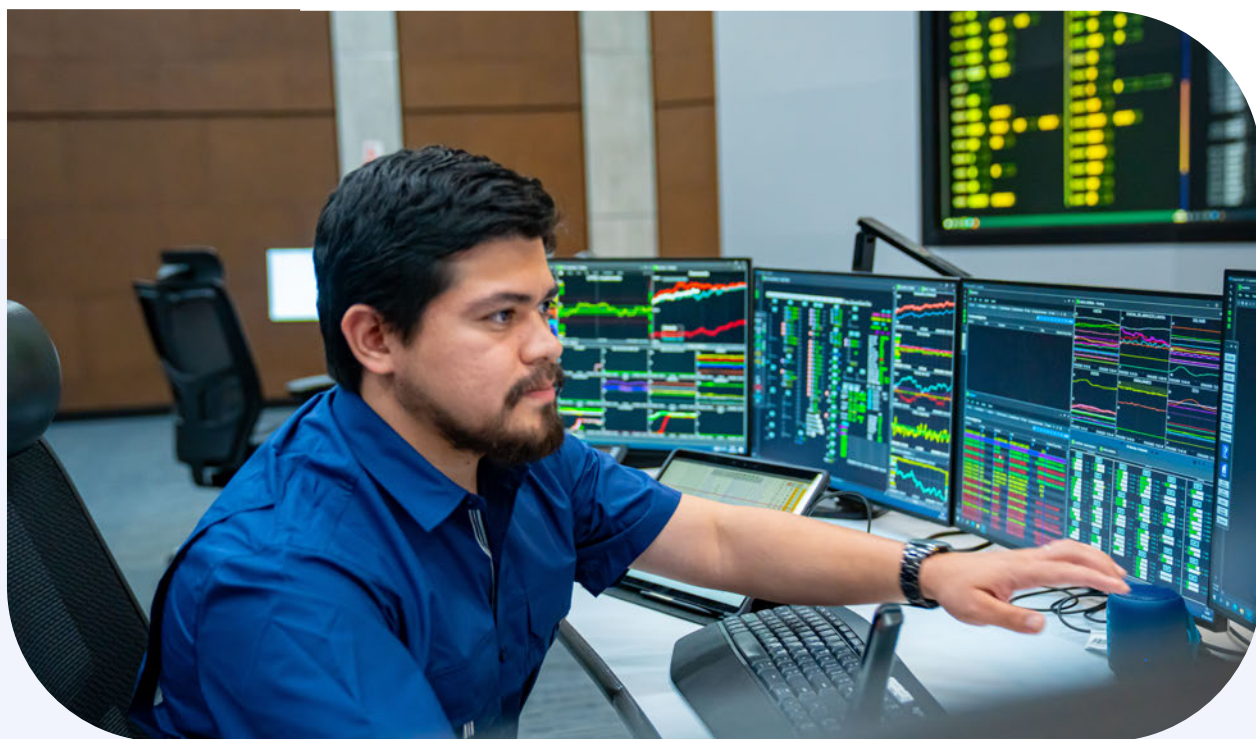
Planta de generación fotovoltaica Ingenio La Cabaña de 5 MW.

EVENTOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

En 2024, se registraron un total de 30 eventos de falla en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Sin embargo, solo uno de ellos activó el estado de alerta con operación de las etapas I, II y III del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCBF).

Este evento ocurrió el 11 de diciembre de 2024, cuando se produjo el disparo de 336 MW de generación en la planta de gas Energía del Pacífico (EDP) y de 30 MW del Ingenio Jiboa, lo que produjo la desconexión de carga en el SEP de El Salvador de 116 MW. Este déficit de generación en el país causó el disparo en cascada de la interconexión México-Guatemala y la separación del Sistema Eléctrico Regional (SER) en dos islas eléctricas: Guatemala-El Salvador-Honduras y Nicaragua-Costa Rica-Panamá. Ante esta situación, las acciones del centro de control de la UT se centraron en garantizar la seguridad del sistema y su restablecimiento.

Por otra parte, durante el año se registraron 11 eventos de vertimiento de generación base debido a la baja demanda en el SEP. Estos eventos ocurrieron en enero, febrero, marzo y diciembre, los cuales se administraron conforme lo estipulado en la normativa vigente, asegurando el balance generación -carga en el SEP.



MEJORAS EN LA GESTIÓN Y VISUALIZACIÓN DE INFORMACIÓN DE TIEMPO REAL

- ◆ Se publica de manera preliminar la bitácora oficial durante fines de semana y días feriados, con esto se logra agilizar la entrega de información sobre la operación del sistema eléctrico a los Participantes del Mercado.
- ◆ Se realizan mejoras en los reportes de bitácora en el sitio web, al incorporar la última fecha de modificación de los registros.
- ◆ Se implementan mejoras en las validaciones de solicitudes dentro del Sistema de Gestión de Mantenimientos (SGM).
- ◆ Se optimiza la aplicación interna de visualización de pronósticos, para mejorar la velocidad con la que se muestra la información a los usuarios y para minimizar posibles fallos de comunicación con los servicios de pronósticos.



FORTALECIMIENTO DEL CONOCIMIENTO Y COLABORACIÓN TÉCNICA

A lo largo del año, se realizaron visitas a diversas plantas de generación y subestaciones con el objetivo de conocer de primera mano los equipos de campo y contrastar su funcionamiento con la información observada en nuestro sistema SCADA en la operación continua de tiempo real. Asimismo, estas visitas permitieron profundizar en el conocimiento de la producción de energía eléctrica a partir de distintas fuentes primarias.

Entre las visitas realizadas, se encuentran la subestación Nejapa ETESAL, el Parque Eólico Ventus, la Central Geotérmica Berlín y las centrales hidroeléctricas: “3 de Febrero”, “5 de Noviembre” y “15 de Septiembre”. Además, se visitó el Ingenio Jiboa para conocer el proceso de generación de energía eléctrica a partir del bagazo de caña, así como su nueva planta fotovoltaica.



Visita de la UT al Ingenio Jiboa y Ventus



Visita de la UT al Ingenio Jiboa y Ventus

Por otro lado, con el propósito de intercambiar experiencias y conocimientos técnicos, recibimos diversas organizaciones del sector eléctrico a nivel nacional y regional. Entre los visitantes se encontraron representantes de la Planta Eólica Ventus, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), el Centro Nacional de Despacho (CND) de Honduras y de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad de Costa Rica (DOCSE-ICE).

Asimismo, recibimos a estudiantes de la Universidad Don Bosco, del programa de maestría en Gestión Energética y Diseño Ambiental, y de la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA). Con esta última, la UT mantiene una colaboración activa en trabajos de graduación, enfocándonos en esta oportunidad en el desarrollo de pronósticos de demanda nacional mediante un modelo de inteligencia artificial y en el análisis del uso de válvulas inteligentes (Smart Valves).

Como parte del programa de formación, a lo largo del 2024 se participó en diversas capacitaciones, incluyendo programación con Python y Matlab, el uso de Power BI y cursos especializados en sistemas eléctricos de potencia y energías renovables. Asimismo, se recibió formación sobre el sistema SCADA, GMS-AGC (por sus siglas en inglés Generation Management System - Automatic Generation Control).



GERENCIA DE CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES

GCT



La GCT, como un componente fundamental del núcleo operativo de la UT, centró sus actividades en cuatro funciones principales:

- ◆ Monitorear, validar y auditar los Sistemas de Medición Comercial (SIMEC)
- ◆ Conciliar y facturar el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.
- ◆ Elaborar información clave como el Documento de Transacciones Económicas (DTE), informes estadísticos, informes de comercialización, factores de forma, entre otros.
- ◆ Atender requerimientos de información de las partes interesadas: Participantes del Mercado, SIGET, DGEHM, EOR, entre otros.

IMPLEMENTACIÓN DE MODIFICACIONES AL ROBCP

Se aprobaron modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) en tres aspectos clave:

- ◆ Desviaciones de contratos de largo plazo que se aplicaron a partir del 16 de agosto de 2024.
- ◆ Metodología de determinación de la Capacidad Firme la cual entró en vigor a partir del 1 de septiembre de 2024.
- ◆ Gestión del Vertimiento de Generación base en periodos de baja demanda, implementada desde el 10 de diciembre de 2024.

La ejecución de estas reformas en un periodo corto representó un desafío significativo debido a su impacto en las metodologías de facturación. No obstante, fueron incorporadas de manera efectiva en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) y el Informe de Comercialización Trimestral (ICT).

Como parte del proceso de adaptación, tras la publicación del DTE de agosto de 2024, la GCT organizó y llevó a cabo una sesión de capacitación dirigida a la SIGET y al Comité de Conciliación de Transacciones con los PMs afectados por la modificación en las Desviaciones de Contratos de Largo plazo. En esta capacitación, se abordó la nueva metodología aplicada conforme la normativa aprobada, lo que permitió a los Participantes del Mercado realizar una correcta revisión de los resultados comerciales.

IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMOS PARA MITIGAR EL ALZA DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA

El 2024 estuvo marcado por el agravamiento de la crisis económica mundial y los efectos del cambio climático extremo, lo cuales representaron un desafío significativo para la estabilidad económica de los países. El aumento en los precios de los bienes y servicios afectó particularmente al sector energético a nivel global, impactando directamente los costos de la electricidad.

En este contexto, la UT, actuando como Operador del sistema de transmisión nacional y administrador del mercado, desempeñó un papel crucial al asegurar la viabilidad y continuidad del sector energético. Para ello, la GCT colaboró en la implementación y ejecución de mecanismos promovidos por el Gobierno mediante Decretos Legislativos, los cuales se operativizaron conforme a los lineamientos y modificaciones transitorias al ROBCP aprobadas mediante acuerdos de la DGEHM y la SIGET. Esto se realizó con el fin de mitigar el impacto del aumento en los precios de la energía que se trasladan a los usuarios finales.

En particular, las modificaciones transitorias al ROBCP, establecidas en el Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023, se prorrogaron trimestralmente en los periodos enero a marzo, abril a junio, julio a septiembre y octubre a diciembre.

Cabe destacar que la DGEHM y la SIGET solicitaron múltiples evaluaciones y análisis de cambios reglamentarios, en los cuales la GCT brindó el apoyo correspondiente en el ámbito comercial, específicamente con la facturación del Mercado Mayorista.

GERENCIA DE ASUNTOS REGULATORIOS

GAR



La GAR, realiza el análisis de la normativa aplicable a la administración y operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador, así como de las propuestas de modificación al ROBCP y al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), a través de los procesos de consultas públicos impulsados por la SIGET y la CRIE, respectivamente.

Se elaboran los informes de hechos relevantes y de regulación, en los cuales se incorporan aspectos sobresalientes registrados en la operación del sistema y la administración del MME. Además, está a cargo del proceso de admisión al Mercado Mayorista de Electricidad.

Asimismo, desarrolla un programa de educación regulatoria dirigido a los Comités Técnicos de los Participantes del Mercado (PMs) y al personal interno, donde se abordan temas operativos de interés.

ANÁLISIS REGULATORIO

El análisis regulatorio se centró en los siguientes aspectos:



Modificaciones a la Ley General de Electricidad (LGE): Se establecieron las generalidades y la participación de instituciones como la DGEHM y la SIGET en las reformas al ROBCP. Además, se determinó que la representación legal de la UT se llevará a cabo a través de la figura de Administrador Único.



Facultades otorgadas a la DGEHM: Se le asignó la responsabilidad de establecer los parámetros y lineamientos técnicos para la fijación tarifaria, incluyendo la metodología para trasladar precios a la tarifa del usuario final, con el objetivo de minimizar el impacto en la tarifa del cargo por energía para los usuarios finales.



Lineamientos sobre distribución de montos de recuperación y diferimiento: Se emitieron acuerdos de la DGEHM para regular la distribución de estos montos en el MRS y en los Contratos, como resultado de las modificaciones aplicadas a la formulación del artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.



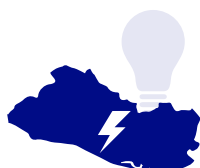
Ajuste de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP): La DGEHM establece lineamientos para regular las transacciones de exportación de energía de El Salvador hacia el MER, con el fin de asegurar el suministro energético nacional y la estabilidad de precios para los usuarios finales.



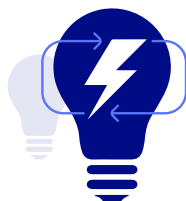
Medidas aplicadas al Mercado de Contratos del ROBCP: Se establecieron disposiciones para las compras en el MRS de la energía comprometida de algunos contratos regulados, que inyectan una energía menor a la comprometida en sus transacciones (desviaciones), siendo la misma valorada al valor máximo entre el Costo Marginal de Operación (CMO), y el costo variable del GGP (Grupo Generador a Programar) o unidad térmica más eficiente según lista de mérito.



Modificaciones al ROBCP: se aprueban cambios en la determinación de la Capacidad Firme y en las condiciones de inventarios mínimos de los combustibles para la generación de energía, con el objetivo de asegurar el suministro energético para los usuarios finales.



Prórrogas de disposiciones al ROBCP: emitidas por medio del Acuerdo SIGET N.º 152-E-2023 en el cual se aprobaron de forma transitoria aspectos relativos al manejo de los sobrecostos de las unidades despachadas para suplir las exportaciones del país, así como ajustes en la forma de cálculo del CMO; siendo éste, asociado al costo de suplir únicamente la demanda nacional y separando el costo de la generación para exportación en cualquier período de mercado.



Administración de vertimiento de generación base del ROBCP: se establecieron modificaciones para precisar el factor de vertimiento en cada intervalo de mercado para las inyecciones en el Sistema Eléctrico de Potencia. Se aclaró, además, la obligatoriedad de incluir la generación obligada, la generación en calidad de prueba y la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

Como parte del análisis de las propuestas de modificación a la normativa nacional que impactan en la operación del Mercado Mayorista, en 2024 la UT participó en tres procesos de consulta pública convocados por la SIGET. En estos procesos, se emitieron comentarios para la consideración de dicha Superintendencia, sobre los siguientes temas:

- ◆ Modificación al Anexo 21 del ROBCP, relacionada con la administración del vertimiento de generación base.
- ◆ Modificación de la Norma para Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica con Recursos Renovables.
- ◆ Propuesta de modificación sobre la participación en la regulación secundaria de frecuencia de los Participantes del Mercado (PMs) generadores conectados en redes de distribución.

EDUCACIÓN REGULATORIA

Con el propósito de fortalecer la educación regulatoria para nuestras partes interesadas, la Unidad de Transacciones llevó a cabo una presentación sobre la “Facturación de Reservas Primaria y Secundaria de Frecuencia en el Mercado Mayorista de Electricidad”, conforme a lo establecido en el ROBCP. Esta presentación estuvo dirigida a los Comités Técnicos de los Participantes del Mercado (PMs).



Asimismo, se abordaron en detalle tanto los aspectos regulatorios como operativos de la normativa aprobada por los entes reguladores en 2024 e implementada por la Unidad de Transacciones. Entre los temas destacados se incluyeron:

- ◆ Determinación de la Capacidad Firme y las Desviaciones a las Transacciones asociadas a los Contratos Regulados aprobados por la DGEHM.
- ◆ Anexo 21 referente a la Administración de Vertimiento de Generación Base, aprobado por la SIGET.

NUEVOS PARTICIPANTES DEL MERCADO (PMs)

Como parte del proceso de inscripción de nuevos Participantes del Mercado, se verificó el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Reglamento de Operación por parte de las sociedades solicitantes. En 2024 la UT aprobó tres solicitudes de inscripción como Comercializador de energía eléctrica quienes suscribieron el respectivo Contrato de Prestación de Servicio.

NUEVOS PMs

**INNOVA TECNOLOGÍA Y
NEGOCIOS, S. A. DE C. V.**

**INVERSIONES APH,
S. A. DE C. V.**

ENERSAL, S. A. DE C. V.

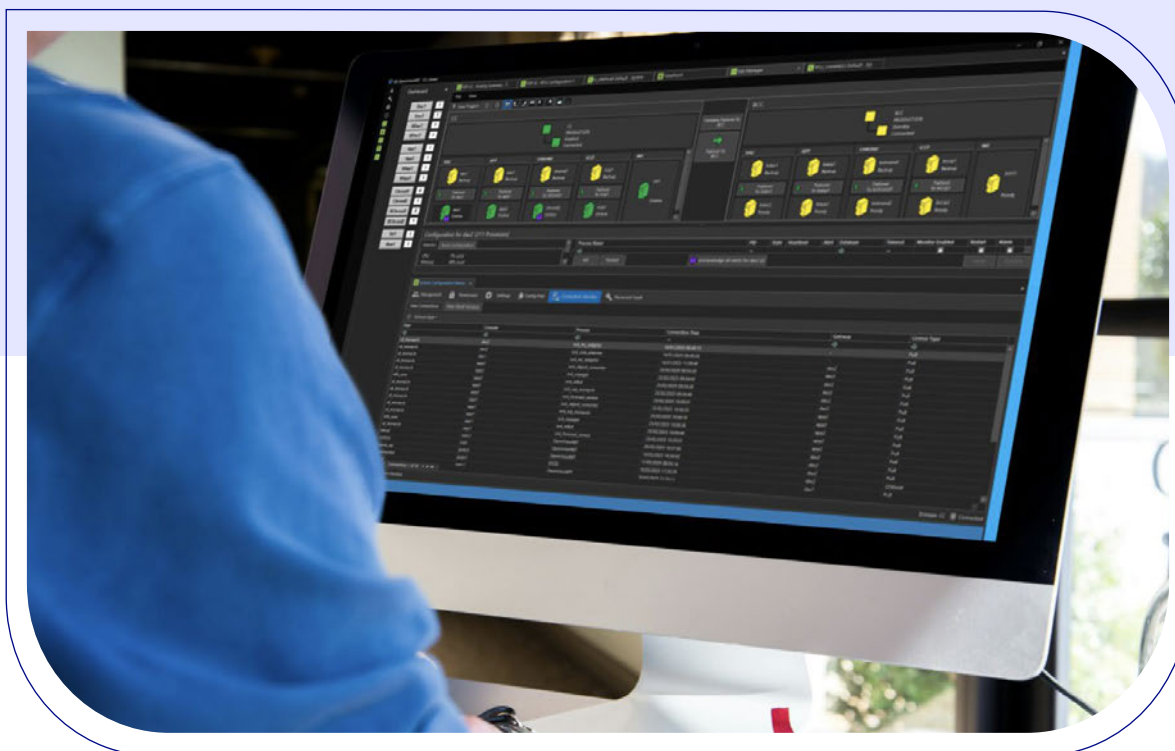
GERENCIA DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGÍA

GIT



La GIT es responsable de la administración y mantenimiento del sistema SCADA/EMS, con el fin de asegurar su óptimo desempeño. Asimismo, supervisa y brinda soporte a la infraestructura tecnológica, desarrolla aplicaciones y gestiona la adquisición de equipos informáticos. Estas actividades tienen como objetivo garantizar que la UT cumpla eficientemente sus funciones en la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y en la operación del sistema de transmisión.

ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA SCADA/EMS



Luego del reemplazo exitoso del sistema SCADA/EMS de la UT, en 2024 nos enfocamos en capacitar al personal técnico responsable de su administración en aspectos como: el proceso de mantenimiento avanzado, el uso de herramientas especializadas. Además, se profundizó en el conocimiento del sistema de contingencia para optimizar la respuesta ante posibles incidentes. Estas capacitaciones se realizaron en las instalaciones del proveedor Aspentech (anteriormente OSI Inc).

Simultáneamente, se continuó con la actualización del sistema SCADA para integrar nuevos equipos e instalaciones que interactúan en el SEP. Entre las incorporaciones más relevantes destacan nuevas plantas de generación solar, así como la integración de nuevas unidades y equipos, que incluyen interruptores, bases de datos de nuevas unidades de generación y bancos de capacitores. Estas actualizaciones tienen como objetivo asegurar que los operadores en tiempo real de la UT dispongan de visibilidad y control adecuado sobre la red de transmisión.

MONITOREO DE DESEMPEÑO DE SERVIDORES CRÍTICOS DE LA RED UT

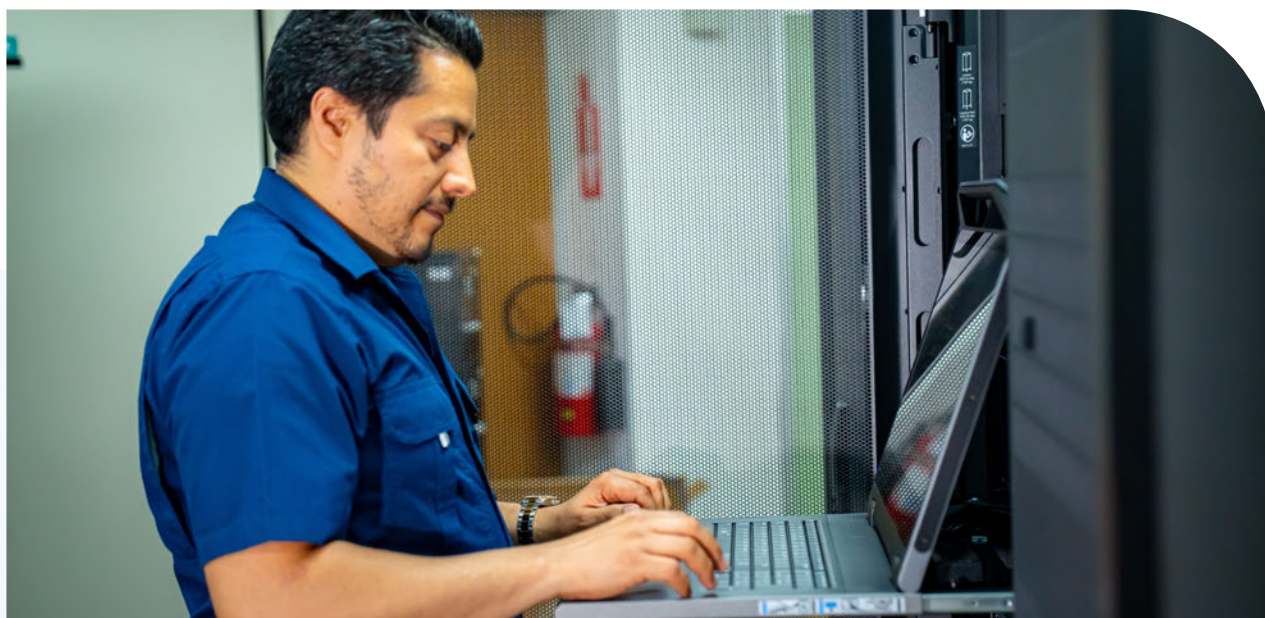
Ante eventos que afectaron el rendimiento del portal web durante 2024, y al considerar su importancia como principal canal de intercambio de información entre la UT y los PM, se implementó un monitoreo preventivo continuo de los servidores que mantienen operativo el portal.

El proceso de implementación se llevó a cabo en tres etapas:

- 1** Selección de la herramienta de monitoreo.
- 2** Instalación y pruebas en un servidor de prueba.
- 3** Implementación de la herramienta en el servidor de producción, con la incorporación de más parámetros de monitoreo.

Gracias a esta iniciativa, se identificaron comportamientos anómalos en el uso de los recursos del servidor en ciertos horarios, así como cuellos de botella que, aunque no interrumpían el servicio, afectaban la velocidad de navegación.

Como resultado del monitoreo, se optimizaron los parámetros de operación del portal web, se redujeron e incluso se eliminaron estos cuellos de botella. Esto mejoró el desempeño del servicio, disminuyó la cantidad de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo, e incrementó la disponibilidad del portal. Tras estos ajustes la herramienta de monitoreo se extendió al resto de los servidores de la red UT.



ADQUISICIÓN DE INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

Durante el último trimestre de 2024, se elaboraron los Términos de Referencia para la gestión de adquisición de los servidores y equipos siguientes:

- ◆ Servidores para base de datos.
- ◆ Equipos de optimización de enlaces entre sedes.
- ◆ Equipos de solución de almacenamiento y alta disponibilidad de datos.

En la primera semana de noviembre se recibieron y evaluaron las ofertas desde el punto de vista legal, técnico y administrativo; se adjudicaron los proyectos de reemplazo de servidores de base de datos y solución de almacenamiento y alta disponibilidad de datos, cuya implementación se ha programado para 2025.

Por otro lado, el proceso para la adquisición de equipos de optimización de enlaces entre sedes, se declaró desierto por lo que se desarrollarán nuevos términos de referencia para realizar la convocatoria.



MERCADO **ELÉCTRICO** REGIONAL

En el ámbito del Mercado Eléctrico Regional (MER), durante el primer semestre del año, El Salvador mantuvo su tendencia como país exportador de energía. Esta dinámica estuvo impulsada por condiciones climáticas adversas, en particular, la escasez de lluvias en Centroamérica, lo que llevó a los países tradicionalmente exportadores a reducir su participación en el MER. Como resultado, los precios de la electricidad en la región se incrementaron, lo que representó una oportunidad para que los PMs aumentaran su participación en el Mercado Eléctrico Regional.

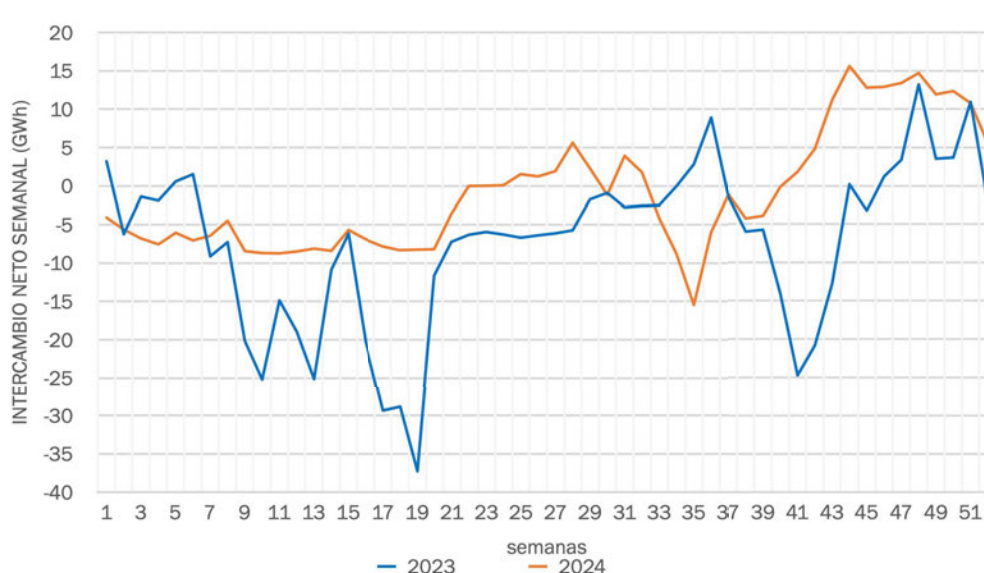
TRANSACCIONES REGIONALES

El comportamiento de las transacciones regionales en 2024 estuvo determinado por las condiciones climáticas y operativas prevalecientes. El año comenzó con restricciones a las exportaciones debido a condiciones climáticas poco favorables; sin embargo, aunque las exportaciones disminuyeron con respecto a 2023, el país mantuvo la tendencia exportadora.

A partir de julio, las restricciones a las exportaciones estuvieron directamente relacionadas con el nivel del embalse Cerrón Grande. Cuando este descendía por debajo de la cota 242 m s. n. m., la máxima exportación permitida se restringía a la suma de la capacidad de los contratos firmes asignados. Estas restricciones contribuyeron a que los niveles de exportación durante el año no alcanzaran valores elevados.

En contraste, las importaciones de energía registraron incremento en la segunda mitad del año, influenciado por condiciones climáticas favorables en la región, producto de la transición hacia un fenómeno neutral con influencia de la condición “La Niña”. Estas precipitaciones regionales hicieron que la importación de energía resultara más atractiva, particularmente hacia el cierre del año, lo que permitió al país abastecer parte de su demanda a precios competitivos. (Ver Figura 7).

Figura 7.
Evolución de las transacciones en el MER



REVISIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO REGIONALES

El Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) está llevando a cabo la consultoría para la “Revisión de los Criterios de Seguridad de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del Mercado Eléctrico Regional: Proyectos de Informes de Regulación y Diagnóstico del MER”.

Como parte de este proceso, en octubre de 2024, la UT participó en el taller organizado por el EOR para la revisión del informe preliminar de la consultoría, donde aportó comentarios y observaciones clave.

Durante la reunión presencial con el consultor y los demás Operadores del Sistema y del Mercado (OS&OM) del MER, la UT presentó su perspectiva sobre las recomendaciones planteadas y propuso ajustes adicionales para garantizar que las propuestas finales sean técnicamente óptimas y alineadas con la regulación nacional.

La consultoría continuará en 2025 con nuevas sesiones de revisión, para evaluar las propuestas del consultor y asegurar su adecuación a los requerimientos del mercado.

PARTICIPACIÓN EN LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA MODIFICACIÓN DEL RMER

A nivel regional, la UT participó en la consulta pública realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) sobre la propuesta de modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Este proceso evaluó ajustes normativos a los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, los cuales están relacionados con los Contratos No Firmes Físico Flexibles y Contratos Firmes.

Como resultado de su participación, la UT formuló observaciones clave para contribuir a la mejora del marco regulatorio del MER, las cuales serán evaluadas por el regulador regional.





NUESTROS RETOS

El dinamismo que caracteriza a los mercados eléctricos implica enfrentar diversos retos que impactan su desarrollo, eficiencia y sostenibilidad. Esto se debe a su evolución constante, impulsada por factores como los avances tecnológicos, la diversificación de la matriz energética, el crecimiento de la demanda, las nuevas regulaciones y los efectos del cambio climático, entre otros.

En El Salvador, estos desafíos presentan particularidades específicas, y la UT como operador y administrador del mercado, tiene la responsabilidad de mantenerse a la vanguardia, anticipando y priorizando estos retos.

Entre los principales retos a enfrentar se destacan:

- ◆ **La incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía en la normativa:** es fundamental incluir en la regulación los sistemas de almacenamiento como proveedores de servicios auxiliares, para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, sin afectar su operatividad ni el cumplimiento con las normativas nacionales e internacionales.
- ◆ **El estudio y modelación de sistemas de almacenamiento conectados a la red:** se continuará con el análisis técnico y económico de estas soluciones estratégicas, enfocándose en mejorar la gestión energética, facilitar la integración de fuentes renovables intermitentes y reducir los eventos de vertimiento de generación base.
- ◆ **El seguimiento de tecnologías emergentes y su aplicación en la matriz energética:** es crucial adoptar un enfoque proactivo en la investigación y evaluación de nuevas tecnologías y sus aplicaciones informáticas para su gestión. Un reto inmediato en la operación en tiempo real es la integración de los SmartValves, implementadas por ETESAL en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

La coordinación con entes del mercado eléctrico nacional y regional para el análisis y revisión de normativas y procedimientos que permitan el adecuado funcionamiento del mercado mayorista de electricidad de El Salvador.

- ◆ A nivel nacional, colaborar en las adecuaciones del ROBCP para incluir los objetivos relacionados con las modificaciones transitorias del Acuerdo N.º 152-E-2023 y garantizar el funcionamiento óptimo del MME.
- ◆ A nivel regional, trabajar con el EOR, en temas como el Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa y participar en las revisiones normativas dentro del Plan Estratégico Institucional de la CRIE en el eje del marco regulatorio, entre otros.
- ◆ **La supervisión de auditorías en el mercado eléctrico:** se debe monitorear el cumplimiento de los procesos de auditoría, asegurando que los auditores autorizados apliquen correctamente las evaluaciones de consumo de calor, costos variables no combustibles y auditorías del SIMEC.

GERENCIA ADMINISTRATIVA FINANCIERA

GAF



La GAF ejecutó con eficiencia los procesos de gestión financiera, facturación y liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), así como la administración financiera y contable de la UT asegurando el cumplimiento de los lineamientos normativos y la transparencia en las operaciones.

Además, tiene a su cargo la gestión de Recursos Humanos, la planificación y ejecución de procesos de compras, así como el mantenimiento y la seguridad física de las instalaciones, con el propósito de garantizar la continuidad operativa, la protección de los activos institucionales y el adecuado funcionamiento de la UT.



PBX: (503) 2218-6400
auditoria@bdo.com.sv
consultoria@bdo.com.sv

17 Av. Norte y Calle El Carmen
Centro de Negocios Kinetika
Nivel 8° Local 13B
Santa Tecla La Libertad,
El Salvador, C.A.

Dictamen de los Auditores Independientes

A la Junta General de Accionistas de
Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.:

Opinión

Hemos auditado los estados financieros de Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., que incluyen el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2024, el estado de resultados, el estado de otros resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas a los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., al 31 de diciembre de 2024, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA) emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC por sus siglas en inglés). Nuestra responsabilidad de acuerdo con dichas normas se describe más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros" de nuestro dictamen. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales Contables (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) desarrollado y aprobado por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (IESBA) y adoptado en El Salvador por el Consejo de Vigilancia de la Profesión de la Contaduría Pública y Auditoría, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con dichos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.



Responsabilidades de la administración de la Compañía con respecto a los estados financieros

La Administración es responsable de elaborar y presentar razonablemente los estados financieros de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y del control interno que la administración considere necesario para permitir la elaboración de estados financieros libres de errores materiales, debido a fraude o error. En la preparación de los estados financieros, la administración es responsable de la valoración de la capacidad de la Compañía de continuar como negocio en marcha, revelando, según proceda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha; excepto si tienen intención de liquidar la Sociedad o cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista. La Administración es responsable de la supervisión del proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestro objetivo es obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de errores materiales, debido a fraude o error, y emitir un dictamen de auditoría que contiene nuestra opinión.

Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC por sus siglas en inglés) siempre detecte un error material cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales, si, individualmente o de forma acumulada, puede preverse razonablemente que influirán en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros. Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de error material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar un error material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.



- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de utilizar, por parte de la Administración, la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre la existencia, o no, de una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se nos requiere llamar la atención en nuestro dictamen de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia obtenida hasta la fecha de nuestro dictamen de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de ser una empresa en marcha.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y los hechos subyacentes de un modo que expresen la imagen fiel.

Comunicamos a los responsables de la Administración de la Compañía en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificada y los hallazgos de la auditoría, así como las condiciones del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.



BDO Figueroa Jiménez & Co., S.A.
Registro N° 215


Oscar Armando Urrutia Viana
Representante Legal y
Socio Encargado de la Auditoría
Registro N° 753



Santa Tecla, 5 de mayo de 2025.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.
Estados de Situación Financiera
Al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(Expresados en dólares de los Estados Unidos de América)

<u>Activos</u>	<u>Nota</u>		<u>2024</u>	<u>2023</u>
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	5	US\$	2,951,701	1,043,487
Efectivo restringido	5		2,730,354	2,575,290
Cuentas por cobrar	6		153,492	163,344
Inversiones temporales	7		<u>457,658</u>	<u>682,658</u>
Total de los activos corrientes			<u>6,293,205</u>	<u>4,464,779</u>
Activos no corrientes:				
Propiedad, planta y equipo - neto	8		<u>9,558,378</u>	<u>10,607,479</u>
Total de los activos		US\$	<u>15,851,583</u>	<u>15,072,258</u>
<u>Pasivos y patrimonio</u>				
Pasivos corrientes:				
Vencimiento corriente de préstamos bancarios a largo plazo	9	US\$	39,581	37,092
Acreedores comerciales propios	10		188,810	149,224
Cuentas por pagar a participantes del mercado	11		2,625,181	2,570,349
Gastos acumulados por pagar	12		100,458	104,026
Impuestos y retenciones por pagar	13		70,842	93,493
Impuestos sobre la renta por pagar	14		<u>349,000</u>	<u>294,201</u>
Total de los pasivos corrientes			<u>3,373,872</u>	<u>3,248,385</u>
Pasivos no corrientes:				
Préstamos bancarios a largo plazo menos vencimiento corriente	9		299,466	339,047
Pasivo por impuesto diferido	14		<u>901,488</u>	<u>926,334</u>
Total de los pasivos no corrientes			<u>1,200,954</u>	<u>1,265,381</u>
Total de los pasivos			<u>4,574,826</u>	<u>4,513,766</u>
Patrimonio:				
Capital social	15		2,460,756	2,460,756
Reserva legal	15		749,634	676,664
Superávit por revaluación			3,592,819	3,573,714
Utilidades acumuladas	15		<u>4,473,548</u>	<u>3,847,358</u>
Total del patrimonio			<u>11,276,756</u>	<u>10,558,492</u>
Total de los pasivos más patrimonio		US\$	<u>15,851,583</u>	<u>15,072,258</u>

Véanse notas que acompañan a los estados financieros.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Estados de Resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Expresados en Dólares de los Estados Unidos de América)

	<u>Nota</u>		<u>2024</u>	<u>2023</u>
Ingresos por administración del MRS	16	US\$	<u>7,929,416</u>	<u>8,033,542</u>
Gastos de operación:				
Gastos de personal	17		(3,699,912)	(3,730,930)
Gasto por servicio y mantenimiento	18		(2,127,967)	(2,230,052)
Gastos institucionales	19		(90,726)	(210,538)
Depreciación de bienes			<u>(1,102,413)</u>	<u>(997,784)</u>
Total de gastos de operación			<u>(7,021,018)</u>	<u>(7,169,304)</u>
Utilidad de operación			908,398	864,238
Otros ingresos	20		161,342	78,395
Otros gastos			-	(47)
Gastos financieros	21		<u>(27,321)</u>	<u>(34,187)</u>
Utilidad antes de impuesto sobre la renta			1,042,419	908,399
Impuesto sobre la renta (nota 14)				
Corriente			(349,000)	(294,201)
Diferido			<u>5,741</u>	<u>1,991</u>
Utilidad neta		US\$	<u>699,160</u>	<u>616,189</u>

Véanse notas que acompañan a los estados financieros.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Estados de Cambios en el Patrimonio

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

(Expresados en dólares de los Estados Unidos de América)

	Acciones en circulación	Capital social (nota 15)	Reserva legal (nota 15)	Superávit por revaluación (nota 8)	Utilidades acumuladas (nota 15)	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2022	204,997	US\$ 2,459,952	613,076	3,556,682	3,294,757	9,924,467
Resultados integrales del año						
Utilidad neta	-	-	-	-	616,189	616,189
Revalúo	-	-	-	49,111	-	49,111
Impuesto diferido	-	-	-	(32,079)	-	(32,079)
Total del resultado integral	-	-	-	17,032	616,189	633,221
Emisiones de acciones	68	804	-	-	-	804
Traslado a reserva legal	-	-	63,588	-	(63,588)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	205,065	2,460,756	676,664	3,573,714	3,847,358	10,558,492
Resultados integrales del año						
Utilidad neta	-	-	-	-	699,160	699,160
Revalúo	-	-	-	-	-	-
Impuesto diferido	-	-	-	19,105	-	19,105
Total del resultado integral	-	-	-	19,105	699,160	718,265
Emisiones de acciones	-	-	72,970	-	(72,970)	-
Traslado a reserva legal	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2024	205,065	US\$ 2,460,756	749,634	3,592,819	4,473,548	11,276,757

Véanse notas que acompañan a los estados financieros.

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.
Estado de Resultados
Por el período del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024
(Expresado en Dólares de los Estados Unidos de América)

INGRESOS		
INGRESOS POR ADMINISTRACIÓN DEL MRS	US\$	7,929,415.93
MENOS:		
GASTOS DE OPERACIÓN		7,021,017.67
GERENCIA GENERAL	US\$	710,956.29
GERENCIA ADMINISTRATIVA FINANCIERA		1,095,110.46
GERENCIA DE OPERACIONES Y ESTUDIOS		1,224,790.28
GERENCIA DE PLANIFICACIÓN OPERATIVA		607,083.54
GERENCIA DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGÍA		827,374.58
GERENCIA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES		479,833.25
GERENCIA DE ASUNTOS REGULATORIOS		188,350.83
SITIO ALTERNO DE RESPALDO		154,870.68
CONSULTORIAS		626,258.97
OTROS GASTOS DE OPERACIÓN		3,975.54
DEPRECIACIÓN		<u>1,102,413.25</u>
UTILIDAD DE OPERACIÓN		908,398.26
OTROS INGRESOS		70,278.85
INGRESOS FINANCIEROS		91,062.22
GASTOS FINANCIEROS		<u>(27,320.51)</u>
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA		1,042,418.82
IMPUESTO SOBRE LA RENTA		
CORRIENTE		(349,000.33)
DIFERIDO		5,741.61
UTILIDAD NETA	US\$	<u>699,160.10</u>


Juan Carlos Guevara Jiménez
REPRESENTANTE LEGAL




AUDITOR OSCAR ARMANDO URRUTIA VIANA
INSCRIPCIÓN No. 753
CVPCPA
BDO Figueira Jiménez & Co., S.A.
AUDITORES EXTERNOS


Claudia Guadalupe Herrera Ramos
CONTADOR GENERAL
CONTADOR
CLAUDIA GUADALUPE HERRERA RAMOS
INSCRIPCIÓN No. 881
CVPCPA
REPUBLICA DE EL SALVADOR

Este estado financiero ha sido preparado para propósitos locales,
en cumplimiento de exposiciones legales y las cifras aquí
mostradas están conforme con los registros legales de la
Compañía. Nuestra opinión sobre los estados financieros se
presenta en un documento por separado.



MEMORIA DE **LABORES** 2024

Unidad de Transacciones S. A. de C. V.

KM 12 1/2 Carretera al Puerto de La Libertad,
desvío a Nuevo Cuscatlán.

Nuevo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, C. A.

PBX: (503) 2521 7300



www.ut.com.sv



Unidad de Transacciones, S. A. de C. V.



@UTSV_informa