

Informe Anual 2023



Versión del 25 de abril de 2024



Página en blanco





Contenido

El rescate de la CFE	1
Industria Eléctrica	12
Generación	13
Visión corporativa	13
CFE Generación I	24
CFE Generación II	35
CFE Generación III	42
CFE Generación IV	55
CFE Generación V	64
CFE Generación VI	76
Laguna Verde	85
Intermediación de Contratos Legados	91
Combustibles	98
CFEnergía y CFE International	99
Transmisión	116
Distribución	132
Suministro de electricidad	155
Suministro básico	156
CFE Calificados	173
Telecomunicaciones e Internet	178
Gestión corporativa de recursos	189
Finanzas	190
Ingeniería y proyectos	213
Planeación	235
Administración	241
Negocios comerciales	260
Control Interno	271
Transparencia	275
Consejo de Administración	277
Actividades e integración del Consejo y sus Comités	278
Auditoría Interna	283
Evaluación que realiza el Consejo de Administración	286
A N E X O S	299
Cuadros estadísticos de generación	300
Anexos de Control Interno	312
Nota metodológica sobre los saldos de la Cartera Vencida	316
Anexo de Políticas Contables	317





Página en blanco



El rescate de la CFE

El fortalecimiento de la CFE ha sido la directriz que ha conducido cada una de las acciones de esta administración. La exitosa consecución de este objetivo, se debe al respaldo decidido que se ha recibido del Gobierno Federal, así como al permanente respaldo de los trabajadores que componen esta institución.

Desde diciembre de 2018, la administración de la Comisión Federal de Electricidad, se ha dedicado a retirar obstáculos en contra de la empresa y a fortalecerla en todas sus líneas de trabajo.

Para ello fue necesario modificar su gestión, impulsar cambios en el entorno y emprender un decidido fortalecimiento interno de sus áreas sustantivas.

La CFE vuelva a ser la institución que garantiza el servicio eléctrico a todos los mexicanos, recuperando su vocación social, produciendo energía sustentable y llevándola a las poblaciones y las familias a través de una sólida y eficiente red.

Algunas de las líneas de acción más destacadas en este rescate, han sido:

- Las compras que hace la CFE son naturalmente indispensables para allegarse insumos y servicios. El procedimiento de adquisiciones tenía serias deficiencias que fueron detectadas, diagnosticadas y modificadas. Fue implantado un Nuevo Modelo de Adquisiciones. Administrativamente, las compras materiales se trataban con el mismo procedimiento que la construcción de infraestructura. Así se puso en marcha un Nuevo Modelo de Contratación de Obras, separado de las adquisiciones, y por ende, especializado. Esto ha permitido el cierre de oportunidades para la discrecionalidad y la corrupción y una renovada eficiencia administrativa.
- En un intento de la anterior administración por desvanecer la posibilidad de imprimir rumbo y futuro a sus operaciones, la CFE fue despojada de sus instrumentos de planeación, que hoy ha recuperado, volviendo al rol central que nunca debió perder, como la institución pública encargada de asegurar un suministro eléctrico confiable y accesible a todos los sectores del país.
- Entre los medios sin los cuales no puede desarrollarse una empresa de infraestructura y servicio están los recursos para invertir. La

Comisión desplegó sus potencialidades como fuente de ingresos propios, poseedora de activos de alto volumen y manejo de flujo diario. Con ellos, y con la solvencia que tiene en el servicio eléctrico, sostuvo un esquema de autofinanciamiento a través de fideicomisos que, primero, concentran y, después, dispersan el capital que hace posible pagar la construcción de obra nueva. En este sentido, destaca el Fideicomiso Maestro de Inversión, que cuenta con un gobierno corporativo que vigila y califica la rentabilidad de las inversiones y asegura las fuentes de aportaciones, y el aprovechamiento de la Fibra E, que, junto con emisiones de bonos, extrae provecho de los mercados de capital más sofisticados y especializados.

- La estrategia y el diseño de los nuevos proyectos de la CFE hace posible acceder a créditos de alta calidad y condiciones muy favorables, otorgados por agencias de desarrollo a proyectos orientados a energías limpias (“verdes”) y en los cuales participan empresas de tecnología de los países de origen de las agencias.

La actual administración ha logrado imprimir una visión de la CFE renovada, innovadora y acorde a los imperativos de un servicio público esencial.

En estos importantes rubros, el Informe Anual hace detallado recuento de avances y logros. Cabe adelantar algunos de los más significativos que se desarrollarán en el cuerpo del documento.

Empresa de energía

Las modificaciones de mayor calado en el modelo de gestión de la CFE durante la presente administración se relacionan con la conversión de la CFE en una verdadera empresa de energía, en la cual sus líneas de producción operan con lógica económica, industria y estrategia, alineadas para conseguir soberanía y seguridad energéticas para el país.

Al inicio de la gestión, en el terreno de la llamada “procura”, es decir, el abastecimiento de fuentes primarias para producir electricidad, primordialmente combustibles, las filiales encargadas de ello estaban inmersas en una lógica extractiva que buscó maximizar las ganancias de las contrapartes privadas, haciendo pagar a CFE los riesgos y desbalances provocados.

Actualmente, en cambio, las filiales CFEEnergía y CFE International son los brazos más influyentes del cambio de modelo.

Después de haber sido un punto de fuga de recursos y productora de pérdidas, la procura de energéticos reestructurada por la actual administración ha permitido que, entre 2019 y 2023, se haya logrado comercializar 2.5 veces más de transporte de gas natural que en 2018, lo que ha representado un ingreso de alrededor de 136 mil millones de pesos, en promedio 27 mil millones de pesos al año.

Esto fue posible gracias a un extenso programa de renegociación de contratos y establecimiento de acuerdos nuevos que llegó a las primeras alianzas estratégicas reales establecidas por la CFE.

El resultado más pernicioso de una política contraria a los intereses de la CFE fue la contratación de capacidad de transporte que excedía en mucho las necesidades de las centrales propias y hacía prácticamente imposible su comercialización. La nueva política logró que el uso de los gasoductos se incrementara de 25% en 2018 a 42% en 2023, con fundadas expectativas de lograr un 84% para 2025.

Ahora, la comercialización de combustibles se ha convertido en una palanca de desarrollo que llevará nuevas oportunidades a las penínsulas de Baja California y de Yucatán; que garantiza el suministro de gas a más de 90 centrales de generación de electricidad; y que es el núcleo de la nueva estrategia financiera que dirige utilidades a nuevas inversiones en infraestructura eléctrica.

Fortaleza Financiera

La fortaleza de la CFE impidió que los planes para su demérito alcanzaran puntos sin retorno. Uno de los pilares que lo evitó fue su capacidad para un manejo financiero que en la presente administración lograra niveles de alto desempeño, que respaldan y dan sustancia a los objetivos prioritarios del servicio eléctrico y de la comercialización de energéticos.

En 2023, los resultados de cierre muestran una mejoría significativa respecto del ejercicio 2022 al obtenerse una utilidad neta de 96,192 millones de pesos, revirtiendo una pérdida de 15,667 millones de pesos del año anterior. Esto representa el retorno a resultados positivos desde 2019, el último año antes de la pandemia, conflictos bélicos y eventos extraordinarios.

Para el 2023, los ingresos totales de la empresa ascendieron a 639,844 millones de pesos -cifra 3.1% superior a la observada en 2022-,

resultado de un incremento en los ingresos por venta de energía de 11%, combinado con una reducción de los costos operativos de 16%.

Las virtudes del nuevo manejo financiero de la CFE se aprecian en aspectos como la reducción de 22,333 millones de pesos de la deuda, lo que representa 6% menos que en 2022. Al mismo tiempo, se logró un desendeudamiento por 9,949 en la deuda PIDIREGAS. A esto hay que agregar el sostenimiento de una política de coberturas que redujo en 20% la participación de monedas extranjeras en el portafolio de la deuda.

En el Balance Financiero presupuestal se obtuvo un resultado positivo por 13,783.7 mdp. Esto fue posible gracias al incremento en los ingresos por venta de energía, logrados a pesar de la contención de las tarifas domésticas, en virtud de un mayor consumo eléctrico, factor que se sumó a un adecuado manejo fiscal y eficiente control de gastos

La fuerza financiera ha permitido que se mantenga el ritmo de construcción de infraestructura que requiere el rescate de la CFE. En 2023, se pudieron pagar 537 millones de pesos a contratistas que ejecutan obra pública

El adecuado manejo de los recursos de la empresa eléctrica es a la vez causa y resultado de su reconocida solvencia y reputación, en un círculo virtuoso que le permitió en 2023 obtener recursos mediante dos emisiones de CEBURES, en el mercado mexicano, por 10,000 millones de pesos cada una. Un tramo de estas emisiones fue innovador en México pues logró la etiqueta “sustentable” por incorporar objetivos y compromisos ambientales, sociales y de gobernanza (“ASG”).

Se logró mejorar el perfil de la deuda asociada a infraestructura mediante la búsqueda de condiciones más propicias, alcanzándose horizontes de amortización cercanos a 30 años a tasas fijas de interés, lo que hizo que esos compromisos alcanzaran congruencia con la vida útil de los activos que amparan.

Otra muestra de confianza de los mercados es la continuidad de la línea de captación de recursos de Agencias de Desarrollo (ECA's). Durante 2023, se firmaron tres contratos con la agencia MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency) del Banco Mundial por 334 mdd y dos con la Agencia austriaca OeKB (Oesterreichische Kontrollbank Aktiengesellschaft) por un monto conjunto de 292 mdd.

La estrategia financiera aplicada por la actual administración hizo posible obtener los recursos necesarios para financiar el programa de inversión, cubrir de manera oportuna y eficiente las necesidades de capital de trabajo; implementar esquemas alternativos de

financiamiento en condiciones competitivas y favorables, reduciendo costos financieros y disminuyendo la contratación de deuda.

Fortalecimiento de la generación

Para que la CFE recuperara su situación de liderazgo en la generación de electricidad, se desplegaron una serie de acciones orientadas al mismo fin.

Entre las primeras acciones se impulsó la construcción de nuevas centrales y la recuperación de capacidades con mantenimiento y modernización de centrales existentes. En la actual administración, se ejecutan 36 proyectos de generación, que consideran un ambicioso proyecto de energías limpias, con centrales fotovoltaicas, el rescate de centrales hidroeléctricas y el equipamiento de presas existentes; proyectos prioritarios que aprovechan gas natural y financiamiento innovador; proyectos de “corto plazo” que capitalizan activos ya existentes para construir centrales nuevas. La inversión total se calcula en aproximadamente de 9,170 millones de dólares para lograr una adición conjunta de capacidad de generación del orden de 9,100 MW, un programa sin precedentes en el horizonte de una sola administración federal.

La Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde ha sido sometida a un intenso programa de excelencia que buscó, y logró llevarla a niveles de desempeño que había perdido. En 2023, Laguna Verde logró la mejor Generación Neta registrada en un año con recarga (12.04 TW-H), lo que representó una Disponibilidad Propia de 90.19%. El conjunto de avances le permitió a la central mejorar su calificación en la revisión de pares que efectúa WANO, pasando de su anterior nivel de “planta en enfoque” a una “planta en monitoreo”, lo que la vuelve a colocar al nivel de las mejores nucleoeléctricas del mundo.

El compromiso de la CFE con las energías limpias es otra de sus fortalezas históricas, con el portafolio hidroeléctrico más amplio del país. Durante el año 2023 la CFE inyectó a la red 35,824 GWh de energías limpias, esto representó el 25% de toda la electricidad que produjo en el año. En contraste, las plantas privadas del Sistema Interconectado Nacional sólo generaron un 20% de su producción agregada con fuentes limpias. CFE es, una vez más, el principal generador de electricidad limpia en México

Fortalecimiento de las redes eléctricas

La empresa de Distribución continúa en la construcción de una red de excelencia para mantener el servicio de electricidad en todos los rincones del país.

Al cierre de 2023, se concluyeron 1,207 obras con una inversión ejercida de \$3,175 millones de pesos. Las obras que se concluyeron representan un crecimiento en las Redes Generales de Distribución de 19 subestaciones de distribución y 8 líneas de alta tensión; 488 MVA en subestaciones de distribución; 44 MVA en transformadores de distribución; 12 alimentadores en alta tensión y 72 en media tensión; 65 kilómetros en líneas de alta tensión y 2,827 kilómetros en redes de media y baja tensión.

Destacan las obras de cableado submarino que llevan energía a las poblaciones de Isla Mujeres y de Holbox, que fueron energizadas durante el año del presente informe.

Las obras del presente año y el programa general de obras de la presente administración se han traducido en mejorías operativas y elevación de la calidad del servicio. Los indicadores SAIDI y SAIFI, que miden duración y frecuencia de interrupciones, mejoraron en 2023 e incluso superaron los valores de comparación y referencia internacionales.

Con respecto a los valores anuales, el tiempo que en promedio un cliente no dispuso del suministro eléctrico en el 2023 fue de 17.788 minutos, con una mejora del 7.59% respecto a los 19.248 minutos por cliente del 2022.

Del mismo modo, las pérdidas de energía se redujeron respecto al año 2022.

La modernizaron 1.8 millones de medidores, hizo posible un equivalente de incremento en ventas por 211 GWh y 449 millones de pesos (MDP).

En el proceso de Transmisión destacó el proyecto mutianual de la Red Inteligente, que en 2023 alcanzó un avance de 72%, lo que permitirá grandes mejoras en telemedición y teleoperación de instalaciones y equipos.

Telecomunicaciones

El desarrollo del país no se entendería sin la labor incansable de la CFE llevando electricidad a todos los rincones de México. Así como en el siglo XX una llave del progreso fue la electricidad, en el siglo XXI una nueva llave de la prosperidad es el internet.

Se ha encomendado a la Comisión el proyecto de alto impacto social que busca romper las nuevas barreras que impiden el acceso a satisfactores y posibilidades educativas, culturales y económicas llevando el internet a las regiones y núcleos poblacionales marginados. Para tal propósito, trabaja la subsidiaria “CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos”.

Las inversiones aplicadas durante la presente administración han hecho posibles avances como la puesta en marcha -al cierre de 2023- de 34,827 puntos de atención prioritaria con conexiones de internet gratuito en las 32 entidades de la República.

Se requiere más infraestructura y servicios, por lo que al corte del presente informe han sido instaladas y puestas en operación 1,615 torres de telecomunicaciones; están activos 150 puntos de la Red Nacional de Transporte de Datos; y se acumulan 150 mil usuarios con servicios de movilidad -telefonía, banda ancha e internet de las cosas-.

Recuperación ante emergencias

El año 2023 quedará como uno de los más aciagos en materia de desastres naturales.

Durante el 2023, se presentaron 7 fenómenos naturales que afectaron la infraestructura eléctrica nacional (2 frentes fríos y 5 huracanes), se tuvo un promedio de 1.9 días de restablecimiento al 80% de los usuarios afectados y de 3.8 días al total afectado, con 2,382,019 usuarios afectados en estados del país.

Por estos fenómenos naturales se dañaron: 114 torres, 14,157 postes y 1,281 transformadores de distribución, que se reemplazaron o repararon.

El evento de mayor destrucción fue sin duda el Huracán Otis, que causó graves afectaciones al Estado de Guerrero, especialmente en Acapulco.

Cifras estimadas por parte de las áreas afectadas de la CFE calculan daños que podrán ascender a 4,454.8 millones de pesos, lo que lo

convierte en el siniestro con mayor impacto económico en la historia de la CFE.

La CFE ejecuta la reconstrucción de 21 líneas de transmisión, en un total de 170 estructuras colapsadas. Para ello, bajo la coordinación de la DCIPI, se movilizaron 180 trabajadores de especialidad técnica, en el sitio de la emergencia, y para la reconstrucción se asignaron 11 empresas constructoras certificadas.

Nuevo modelo de adquisiciones y obras

Un área de trabajo detectada como crucial desde el inicio de la administración fue el remodelamiento de los procesos de adquisición y contratación de obras y servicios. Modificaciones normativas y operativas de fondo han puesto a la disposición de las actividades de la CFE de un mecanismo que responde con agilidad, transparencia y profesionalismo a las necesidades de compra.

La Dirección Corporativa de Administración ha sido la responsable de la conducción estratégica del abastecimiento de bienes, prestación de servicios y contratación de obras, con la política de establecer condiciones de equidad en los concursos que realiza la CFE y sus EPS, lo que ha permitido en esta Administración obtener ahorros acumulados por 36,267.0 millones de pesos (MDP). Para dimensionar este importe, cabe compararlo con grandes proyectos de infraestructura, como la modernización de 16 centrales hidroeléctricas y el equipamiento de 4 presas, proyectos emblemáticos cuya inversión es de alrededor de 1,540 millones de dólares (MDD).

Un factor importante para la reacción ante emergencias es el adecuado manejo de inventarios y compras. La respuesta ante el Huracán Otis contó con los equipos necesarios para actuar de inmediato.

En el 2023 se realizaron 10,240 procedimientos de contratación, de los cuales el 92.2% fue mediante concursos abiertos y solo el 7.6% por adjudicación directa, porcentaje sin precedentes en la CFE. A través de los concursos realizados en 2023, se obtuvieron ahorros de 5,295.4 MDP.

Las adjudicaciones directas fueron en su gran mayoría (84%) por condiciones propias de los productos, como proveedor único o marca

determinada, o por circunstancias asociadas a la contratación, como casos fortuitos, accidentes o motivos de seguridad.

Otro ejemplo claro de la racionalidad administrativa que se le ha impreso al proceso de contrataciones es que en 2023 se realizaron 42 procedimientos de contratación consolidados, por un monto de 11,107.8 MDP, generando un ahorro con respecto a lo programado de 659.9 MDP.

Proyectos nacionales prioritarios

El Gobierno de la República ha depositado su confianza en la CFE para colaborar en grandes proyectos que buscan resolver necesidades imperiosas, capitalizar oportunidades de desarrollo y emparejar las condiciones de grupos y poblaciones que había sido dejadas al margen del progreso.

Entre otros logros de los programas, a través de CFE Distribución se logró en 2023:

- Apoyar el Banco del Bienestar interconectando 953 sucursales y dotar de conectividad satelital a 1,420 sucursales;
- Continuar el reforzamiento de las instalaciones eléctricas del Sistema Colectivo de Transporte (Metro) de la Ciudad de México;
- Concluir las obras comprometidas para el Tren Maya, consistentes en 506 km de red eléctrica para suministro de 156 servicios que requiere la operación del Tren. Por su parte, el área especializada de ingeniería (Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura) al cierre del año tuvo un avance del 87% de los trabajos de supervisión de ingeniería y construcción de 78 obras de cruce de las vías del tren, con líneas de transmisión de alta tensión.
- Acumular 61,235 puntos de acceso para el programa “Internet para Todos”.

La combinación de trabajos de áreas y empresas de la CFE permitió que la subsidiaria dedicada al programa lograra en 2023 la puesta en marcha de 34,827 puntos de atención prioritaria con conexiones de internet gratuito en 32 estados de la República, superando la meta establecida. En ese mismo año, se alcanzó un total de 1,439 torres de telecomunicaciones en operación, y un acumulado de 1,615 torres, lo que representa un avance del 63.5% del proyecto a cargo de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos.

En otros dos grandes programas de la subsidiaria, se registraron notables avances: la Red Nacional de Acceso y Agregación llegó a 4,666.8298 kilómetros de Fibra Óptica Oscura, distribuidos en 331 municipios y en 8,768 localidades; mientras que la Red Nacional de Transporte de Datos alcanzaron un avance de 150 puntos de presencia.

El Presidente Andrés Manuel López Obrador encomendó a la CFE el proyecto " de la infraestructura eléctrica para la operación del acueducto Cuchillo-Monterrey II, ubicado en Nuevo León. Para ello, entre 2023 se construyeron 3 subestaciones eléctricas con una capacidad de transformación de 100 MVA, 6 alimentadores en 115 kV, así como 3 líneas de transmisión. La inversión para estas obras fue de 382 millones de pesos, los cuales fueron proporcionados por Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey. Con esta infraestructura eléctrica, se llevarán 5,000 litros por segundo de agua de la presa El Cuchillo a la ciudad de Monterrey.

En la mina Pasta de Conchos (Coahuila), al cierre de 2023, se han excavado 137 metros, de 146 programados en la lumbrera 1 y 99 metros de 160, en la lumbrera 2, así como se tiene excavado 443 metros de 951 en la rampa de ventilación y 439 metros de 941 en la rampa de acceso.

En la mina Pinabete (Coahuila) en 2023 se concluyó un bloque de trabajos iniciados en 2023 que permitieron la excavación de un tajo a cielo abierto (corte de terreno) que implicó el retiro de 2.6 millones de m³ de material. Gracias a este avance, iniciaron los trabajos de búsqueda y recuperación que ya logaron las primeras localizaciones de objetivos humanos

Una empresa para todos los mexicanos

El esfuerzo que despliegan el Gobierno de México y los más de 90 mil trabajadores de la empresa eléctrica nacional cobra su sentido final cuando consigue llevar energía a todos los mexicanos, la razón de ser de esta empresa pública.

Al cierre de 2023, la CFE atiende a 48 millones 200 mil clientes. Detrás de cada cliente hay familias, empresas, escuelas, centros de trabajo y productivos que aprovechan la electricidad para vivir, educarse y desplegar sus potencialidades económicas y culturales.

El consumo total de los clientes de la CFE en 2023 fue de 222,892 Gigawatts hora (GWh), lo que se tradujo en ingresos por **458,570 millones de pesos**.

Por su parte, en el segmento de grandes usuarios (“calificados” según la terminología legal), la filial dedicada a este grupo registró un año histórico en utilidades. Las causas fueron mayores ventas, combinadas con disminuciones notables en el precio del gas, lo que permitieron una utilidad neta de 3,169 millones de pesos, muy elevada para este segmento.

CFE Calificados ha logrado captar clientes que están saliendo del esquema de autoabasto por conclusión de contratos de interconexión y por migración de usuarios que se encontraban en dicho esquema que tiene modalidades ilegales. Entre 2021 y 2023, CFE Calificados ha firmado 66 contratos de suministro eléctrico con 32 empresas distintas, que representan alrededor de 1,141 MW (755 MW de cobertura), lo que se traduce en aproximadamente 500 GWh mensuales de energía eléctrica, y una facturación mensual esperada superior a los 709 MDP.

Sin embargo, la mayor satisfacción y el más alto objetivo fue llegar en 2023 a otra cifra histórica en electrificación: se logró 99.43% de cobertura, lo que supera la meta y vuelve a mejorar el índice del año previo, con la apartación significativa de un año en que se realizaron 4,648 obras de electrificación, con inversiones por 3,328 millones de pesos beneficiando a 3,482 localidades y 300,735 habitantes, tan solo ese año.

Esta cima del desarrollo del sector eléctrico mexicano es producto de una historia de trabajo y constancia de miles de mexicanos, de la decisión de seguir un sendero nacionalista, preocupado ante todo por extender oportunidades y prosperidad a cada vez más personas.

El presente informe hace detallado recuento de actividades de un año que recoge frutos de un esfuerzo sin precedentes para recuperarle al pueblo de México una empresa que abre camino a un mejor futuro.

Es posible concluir, a cinco años del Gobierno del Presidente López Obrador, que se ha cumplido la misión de rescatar a la CFE y que se dejan sentadas sólidas bases para que continúe como la gran empresa pública de todos los mexicanos.



INDUSTRIA ELÉCTRICA

Las cifras financieras de las empresas productivas subsidiarias y filiales son datos preliminares del cierre anual. Están sujetas a variaciones por el cierre definitivo de los estados financieros de cada empresa.



Generación

VISIÓN CORPORATIVA

Acciones para el rescate de la CFE

En 1999, la CFE aportaba el 100% de la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para 2015 su participación se había reducido a un 59%, derivado de los efectos de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, que permitió la participación de privados bajo los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción. Además de la adición del esquema de Productor Independiente de Energía (PIE), mediante el cual se proporciona capacidad y energía de centrales privadas.

Con la implementación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) del 2014, se incrementó la participación de generadores privados hasta ocasionar que, en el año 2018 la participación de CFE fuera de 54%, con tendencias de llegar al 29% en 2024 y seguir disminuyendo hasta alcanzar un 16% en 2029.

El fortalecimiento en la capacidad de generación de la CFE considera la construcción de nuevos proyectos, con la cual se estima incrementar la participación en la generación de energía eléctrica en el SEN a un estimado de 56% en el 2024, hasta de 60% en años futuros.

Adicionalmente, se incrementará la flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la generación de energía eléctrica, reduciendo los costos operativos para el sistema eléctrico, al instalar tecnologías de generación de alta eficiencia, limpias y que son colocadas en sitios estratégicos.

Como parte de las acciones que se llevan a cabo por la CFE se encuentra el desarrollo de 14 nuevas centrales de generación convencional, 2 centrales fotovoltaicas; en materia de centrales hidroeléctricas se iniciaron 16 proyectos de rehabilitación, repotenciación y modernización; el equipamiento de 3 presas para contar con 3 nuevas centrales y se ejecuta la obra del proyecto hidroeléctrico Chicoasén II.

Programa Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas

Para el caso de los proyectos hidroeléctricos, la CFE llevó a cabo un diagnóstico en varias de sus centrales, identificando 16 sitios para llevar a cabo la renovación y sustitución de equipos con un promedio de antigüedad aproximado de 65 años, por componentes de última tecnología para incrementar su periodo de vida útil hasta por 50 años, entre los que se incluyen generadores eléctricos, turbinas, transformadores y sistemas de control con el propósito de mejorar la eficiencia de 4 centrales sin aumento de capacidad e incrementar capacidad instalada en 12 centrales.

Al 31 de diciembre de 2023, los proyectos Humaya, El Fuerte, Sanalona y El Novillo se encuentran concluidos.

Se encuentran en distintas etapas de avance los proyectos:

- Zimapán.
- La Villita.
- Infiernillo.
- Portezuelo I.
- Portezuelo II.
- El Caracol.
- Angostura.
- Malpaso.
- Mazatepec.
- Peñitas.
- Encanto.
- Minas.

Asimismo, se equiparán 3 presas para instalar tres nuevas centrales hidroeléctricas en el estado de Sinaloa, actualmente se lleva a cabo la obra civil y electromecánica de los proyectos:

- Santa María.
- Picachos.
- Amata.

Los avances se reportan en la sección de Planeación.

Por otra parte, se reactivó la construcción del proyecto hidroeléctrico Chicoasén II, en el estado de Chiapas. Actualmente se encuentra en ejecución su obra civil y electromecánica.

Con las nuevas centrales hidroeléctricas, se prevé agregar una capacidad del orden de 559 MW, que, en conjunto con los 1,007 MW de las centrales fotovoltaicas, abonan al compromiso de la CFE para el cumplimiento de los compromisos internacionales adquiridas por el Estado Mexicano en la materia, así como de los objetivos establecidos en la Ley General de Cambio Climático y la Ley de Transición Energética.

Mantenimientos de Generación

Se estableció el programa de mantenimiento 2023, que considera las Centrales Eléctricas y las Unidades Móviles de Emergencia. Con este fin, se incrementaron los recursos para ser aplicados en la mejora de la disponibilidad de capacidad, confiabilidad, del régimen térmico y de flexibilidad operativa en el despacho. Con lo anterior se busca la:

- Mejora de los procesos de producción y mantenimiento en la atención a la demanda y necesidades del Sistema Eléctrico Nacional.
- Optimización de programas de mantenimiento para asegurar alcances conforme a diagnóstico de condición.
- Priorización de actividades de mantenimiento en función de desempeño de la Unidad de Central Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.



- Actualización y homologación de especificaciones técnicas para la contratación de bienes y servicios.
- Soporte técnico a la gestión de los mantenimientos y análisis de riesgos en la operación de Centrales Eléctricas (reuniones periódicas y visitas técnicas).
- En colaboración con CENACE, se implementan acciones estratégicas en el proceso de generación, para contribuir a la disponibilidad y confiabilidad ante contingencias y alertas del SEN.
- Fortalecimiento de los procesos gerenciales y operativos.

Los principales resultados son:

- La generación bruta en el año 2023 de 150,461 GWh es 6.45% mayor a la generada en el 2022, donde se generaron 141,342 GWh.
- 561 mantenimientos realizados.
- Aplicación de mantenimientos al 75% de los 44,846 MW de la capacidad instalada del parque de generación.
- Recuperación de capacidad de 1,989 MW y 248 kJ/kWh de recuperación en régimen térmico, correspondiente a 354 mantenimientos evaluados a unidades del proceso termoeléctrico concluidos al 31 de diciembre de 2023.
- Ejecución efectiva de mantenimientos a unidades del proceso hidroeléctrico, así como mantenimientos a otras tecnologías de generación.

Capacidad de Generación de la CFE

La CFE, cuenta con una matriz tecnológica diversificada. Durante 2023, presentó un resultado de 44,846 MW de capacidad, lo que significó un aumento de 772 MW¹ durante 2023, derivado de la entrada en operación de los siguientes proyectos:

- CFV Rafael Maldonado (Puerto Peñasco Sec. I) 120 MW
- CCI Mexicali Oriente 441.5 MW
- CCI Altar 205.3 MW
- CTG Nonoalco U1 con la adición de capacidad de 5.7 MW pasando de 32 a 37.7 MW

Adicionalmente, la EPS CFE Generación V reporta un incremento por:

- CCC Topolobampo III 765.76 MW

¹ Capacidad Bruta Efectiva. Agregando las plantas propias y las administradas por la EPS V, la capacidad asciende a 61,449.5 MW y el incremento anual llega a 1,538 MW.





Tecnología	Capacidad en MW	
	Bruta Efectiva 2022	Bruta Efectiva 2023
Hidroeléctrica	12,125.36	12,443.6
Vapor Convencional	9,747.60	9,747.60
Ciclo Combinado	10,912.38	10,912.38
Carboeléctrica	5,463.45	5,463.45
Turbogás	2,953.33	2,942.00
Geotermoeléctrica	808.08	808.08
Combustión Interna	362.44	1,009.30
Eoloeléctrica	85.70	85.70
Solar Fotovoltaica	6.00	126.00
Nucleoeléctrica	1,608	1,608
Total CFE	44,073.34	44,846.1
Eoloeléctrica	612.85	612.85
Ciclo Combinado	15,224.77	16,050.94
PEE	15,837.62	16,603.40
Total CFE (CFE + PEE)	59,910.96	61,449.5

Evolución de la capacidad 2019-2023

A diciembre de 2023, se reporta la entrada en operación de la Secuencia 1 de la Central Fotovoltaica Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco), adicionando 120 MW al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la instalación de poco más de 278 mil paneles solares y un sistema de almacenamiento de energía el cual tiene capacidad de proporcionar servicios de respaldo de 12 MW por 2 horas.

Asimismo, en Sinaloa y Sonora se concluyeron cuatro proyectos de Repotenciación y Modernización de las centrales hidroeléctricas Humaya (10 MW), El Fuerte (2.2 MW), Sanalona (1 MW) y El Novillo (10 MW), con lo que se adicionaron cerca de 23.2 MW, beneficiando a una población de 428 mil habitantes

El 19 de diciembre de 2020, inició la operación del proyecto “327 Azufres III Fase II Unidad 18”, a fin de contar con nueva capacidad de generación que reemplaza 10 MW de tecnología menos eficiente y aporta 17.4 MW adicionales al Sistema Eléctrico Nacional. Con este proyecto, la central Los Azufres quedó integrada por 8 unidades generadoras sumando una capacidad instalada bruta total de 242 MW.

Adicionalmente, a partir del 4 de noviembre de 2020, entró en operación comercial la unidad 11 de la Central de Generación Humeros III Fase A, con 25 MW de capacidad. La nueva central, suma en promedio una generación neta anual de 223.2 GWh/año

Como parte de la estrategia establecida por la CFE para garantizar la disponibilidad de energía eléctrica en la Baja California, de junio 2021 a junio de 2023, entraron en





operación las Centrales de Turbogás González Ortega (6 unidades) y González Ortega II (2 unidades), con lo que se adicionaron cerca de 184 MW. Asimismo, entraron en operación las Centrales de Combustión Interna Mexicali Oriente y Altar, adicionando una capacidad de generación de 647 MW.

Adicionalmente, para atender la problemática de falta de energía en Baja California y Baja California Sur, en medio de la crisis mundial por COVID-19, la CFE instaló en 2020 en la ciudad de La Paz, Baja California Sur, 4 nuevas unidades de generación de tecnología turbogás aeroderivadas, con una capacidad en conjunto de 115 MW y realizó la reubicación y rehabilitación de 2 turbinas de gas desde Lechería, Estado de México, hacia La Paz, Baja California Sur, aportando 69 MW adicionales.

Por lo que respecta a centrales de generación pendientes de concluir por la anterior administración, en la región central del país, se concluyeron 3 proyectos, con la entrada en operación comercial en los años 2020, 2021 y 2022 de las Centrales de Ciclo Combinado Tula, en Hidalgo, Centro, en Morelos y Valle de México II, en el Estado de México, respectivamente, aportando en conjunto un total adicional de 1,838 MW a la generación de energía eléctrica de CFE.

Generación Bruta (GWh)

La generación bruta de energía eléctrica se vio influida por el crecimiento de la Industria y la temporada de estiaje, que causó mayores temperaturas en el país. Durante el año 2023, se generaron 9,440 GWh más que en el año 2022, donde se obtuvo un resultado de 141,343 GWh y en 2023 de 150,462 GWh.

Ver anexo estadístico: [Generación agregada CFE.](#)

Utilización de Fuentes Primarias de Energía en Tera Jules (TJ)

Las centrales generadoras de la CFE, por la diversificación de tecnologías con que cuentan, utilizan diversas fuentes de energía para la generación de energía eléctrica, dándole flexibilidad operativa en su participación para atender la demanda de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La modernización del parque de generación de la CFE y adopción de medidas ambientales ha modificado el uso de los derivados del petróleo, privilegiando el uso del gas, combustible de la transición hacia energías limpias.

Cifras en terajules ver anexo estadístico: [Fuentes primarias.](#)

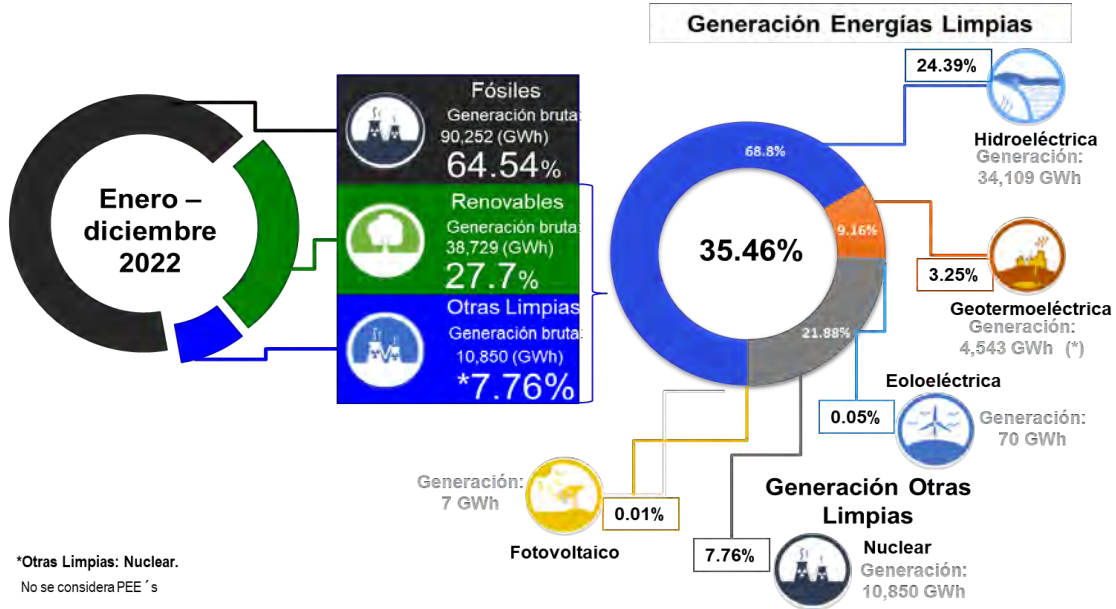


ENERGÍA LIMPIA 2022 – 2023

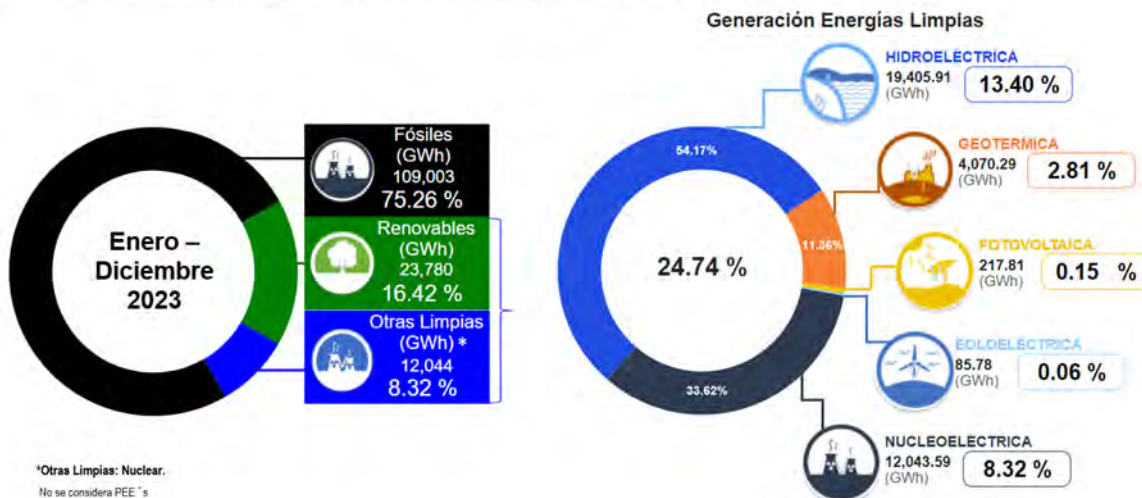
Durante el año 2023 la CFE inyectó a la red 35,824 GWh de energías limpias, una reducción del 13,755 GWh respecto al 2022, debido principalmente a la temporada de estiaje que impactó la generación hidroeléctrica.

Aun considerando lo anterior, el 24.7% del total de energía generada por la CFE fue energía limpia, mientras que en los privados únicamente representa el 19.7% del total de su generación.

La CFE durante el 2022 (enero–diciembre) generó **139,831 GWh** de energía eléctrica, siendo **35.46% de energías limpias**.



La CFE durante el 2023 (enero–diciembre) generó **144,826 GWh** de energía eléctrica, siendo **24.74% de energías limpias**.



INDICADORES DE GENERACIÓN

La generación neta obtuvo un mejor desempeño en la misma proporción que el factor de planta, derivado de una mayor participación en el mercado con la entrada en operación de centrales más eficientes; la falta de lluvias impactó en la disponibilidad de agua lo cual resultó en una mayor participación de centrales termoeléctricas, impactando en la generación con fuentes de energía limpia y en la eficiencia térmica.

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2021	2022	2023	2022 / 2021	2023 / 2022
1.-Capacidad Mantenida (MW)	33,852.93	33,158.88	32,733.87	-2.05	-1.28
2.-Disponibilidad Propia (%)	83.63	78.65	80.05	-5.95	1.78
3.-Eficiencia Térmica Neta (%)	34.35	34.62	34.43	0.79	-0.53
4.-Factor de Planta (%)	34.44	36.53	38.49	6.08	5.35
5.-Generación Neta (GWh)	127,721.16	136,972.38	145,172.08	7.24	5.99
6.- Indisponibilidad por Causa Externa (%)	10.18	7.34	7.89	-27.90	7.48
7.- Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	8.14	9.71	8.71	19.33	-10.36
8.- Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	1.03	2.95	2.83	187.89	-4.20
9.-Número de Mantenimientos Concluidos (Núm.)	557	567	510	1.80	-10.05
10.-Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	38.65	35.97	24.74	-6.93	-31.23

ACCIONES DE LA DIRECCIÓN CORPORATIVA DE OPERACIONES

La Dirección Corporativa de Operaciones está orientada a consolidar a la CFE como una empresa que se mantenga generando valor al estado mexicano, fortaleciendo el proceso de generación mediante la recuperación de sus activos e integrando nuevos proyectos de generación para satisfacer la demanda; contribuyendo con la soberanía energética a través de su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y con una transición energética bajo criterios de planeación y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Durante la presente administración la DCO diagnosticó, propuso, estableció y promovió programas, estrategias y mecanismos, obteniendo como principales logros orientados al desarrollo óptimo de la actividad de generación; dentro de los que destacan:

Mejora Regulatoria

Se continúa impulsando la revisión de aquella regulación que no fomenta la competencia y el desarrollo del MEM y que no reconoce la totalidad de los costos eficientes de la cadena de valor y actúa en detrimento de las finanzas de la empresa.

- Promoción de modificaciones al marco regulatorio para una mejor operabilidad del Mercado Eléctrico, donde se regule la totalidad de los servicios requeridos para una operación eficiente y confiable del Sistema Eléctrico Nacional.
- Participación y cumplimiento de objetivos en mesas de trabajo con órganos reguladores.
- Participación y promoción en grupos de trabajo sobre confiabilidad de la Red.

De lo anterior, se tienen como principales resultados:

- CFE solicitó incluir la figura de Mandatario Común en las reglas del Mercado; de tal manera que, se dé certidumbre legal a esta figura que sustenta la operación financiera de las empresas de CFE en el MEM, en pagos y garantías requeridas.
- En el año 2023, se publicó después de siete años de operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el Manual de Servicios Conexos no Incluidos en el MEM y se encuentra en desarrollo la normatividad para su retribución a las centrales que brindan estos servicios para dar confiabilidad al Sistema Eléctrico.
- Se encuentra ya en revisión por parte de la Secretaría de Energía y la CRE, una nueva versión del Manual de Liquidaciones y del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos para eliminación de doble facturación de Transacciones Bilaterales Financieras (TBFins), así como y la retribución para unidades generadoras que operan como condensador síncrono².

Comisión del Manejo de Presas del Río Grijalva

Ante riesgos de inundación en la planicie tabasqueña con afectaciones directas a la población, despacho económico sin sentido social ni de protección a la población, solo

² Equipo que puede regular la tensión y potencia en la red al funcionar como motor.

con beneficio a intereses privados y con un riesgo latente de acumulación de grandes volúmenes de agua y escurrimientos, el 01 de diciembre del año 2020 se emitió un Decreto Presidencial relativo al manejo de las presas del Grijalva con sentido social y de protección civil; posteriormente en enero del año 2021 se creó de la Comisión del Manejo de Presas del Río Grijalva.

La CFE preside la Comisión del Manejo de Presas del Río Grijalva, la cual está integrada por la Secretaría de Energía (SENER), el CENACE, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Secretaría de Marina (SEMAR), la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), la CONAGUA e instituciones como la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU), el Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), el Instituto Nacional de los Pueblos Indígenas (INPI), la Secretaría de Bienestar, la CONANP y Protección Civil estatal, entre otras.

En el marco de esta Comisión se ha logrado controlar el vaciado de las presas y mantener en niveles seguros las mismas en la temporada de lluvias. Durante los años 2021, 2022 y 2023, se han realizado manejo de crecidas ocurridas en la cuenca de la presa Peñitas.

Se generó el Manual del Sistema de Alertamiento Hidrometeorológico del río Grijalva, mediante el cual se establecen las medidas y acciones que deben de llevar a cabo las instituciones a fin de anticipar y reducir los efectos negativos de las inundaciones.

Se realizaron trabajos de dragado en la Presa Peñitas (desembocadura del río Sayula) con un volumen acumulado de 1,145,000 m³. Adicionalmente, en el embalse de Peñitas, en octubre del presente año se concluyeron los trabajos de extracción de lirio acuático con un total de 64,500 m³, el cual es donado a productores del programa Sembrando Vida, quienes utilizan el lirio acuático procesado para retener agua y para nutrir sus sembradíos.

Así mismo, se realizaron trabajos de retiro de palizada y material flotante en el embalse de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres “Chicoasén” con un volumen acumulado de 20,100 m³. Este material es aprovechado en la elaboración de productos de artesanos de los Ayuntamientos de los municipios de Chicoasén y Chiapa de Corzo.

Actualmente, la red de estaciones de la CFE opera al 100%, derivado de la modernización de la red de 34 estaciones hidrometeorológicas automáticas y 22 estaciones hidrométricas convencionales y se cuenta con la aplicación móvil de la plataforma de información de la cuenca de río Grijalva. Esta aplicación nos permite visualizar la red de estaciones hidrometeorológicas y consultar la información de sus variables.

Convenio de financiamiento y cooperación técnica con la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) y Electricidad de Francia (EDF)

En octubre del año 2021 la CFE firmó un convenio de financiamiento y cooperación técnica con la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) y Electricidad de Francia (EDF) para impulsar la expansión y modernización del parque de generación a través de fuentes limpias, renovables y estables, a diciembre del 2023 se han realizado estudios como proyectos de desarrollo territorial o el análisis de viabilidad para el desarrollo de una Central Hidroeléctrica reversible (STEP) en México.

El objetivo principal de la Cooperación Técnica entre CFE y EDF es apoyar a CFE en una mejor gestión de sus centrales hidroeléctricas en la cuenca del Grijalva.

Los servicios solicitados se desglosan en 8 componentes:

- Apoyo para finalizar/ajustar la documentación de licitación.
- Gestión optimizada de la cascada de Grijalva.
- Prestaciones de hidrología con el objetivo a medio plazo de un seguimiento en tiempo real.
- Prestaciones de auscultación con el objetivo de un seguimiento en tiempo real.
- Prestaciones de implementación/seguimiento de un desarrollo territorial responsable y sostenible al perímetro del embalse Angostura.
- Estudio de oportunidad para el desarrollo de central hidroeléctrica reversible (STEP) en México.
- Gestión de proyecto.
- Viaje de estudio.

Entre los resultados obtenidos se encuentran:

- Recomendaciones para la operación de la presa de Angostura
- Comparación de previsiones hidrológicas que la CFE realiza en los embalses de Chicoasén, Malpaso y Peñitas.
- Propuesta de plan de acción de mejora en el proceso de auscultación de CFE.

Fortalecimiento del Proceso de Generación

La administración actual recibió el parque de generación con zonas de carga deficitarias y con una prospectiva negativa de incorporación de unidades generadoras. En el período enero 2019 a diciembre 2023, hubo un incremento de capacidad de generación que corresponde al 9.4 % de incremento con respecto a la que se tenía a inicios del 2019.

Operación comercial de proyectos de generación inconclusos

En la presenta administración, se recibieron varios proyectos de construcción con retrasos importantes y que mermaban la capacidad de oferta de generación de la CFE. Entre los más relevantes, se encontraban: CC Empalme I y CC Empalme II, CC Centro, CC Valle de México II, CC Tula II, CG Los Azufres U18 y CG Los Humeros fase II U11. A la fecha se logró la entrada en operación comercial de los proyectos con una adición de capacidad de 3,166 MW.

Fortalecimiento del Programa de Mantenimiento a Centrales Generadoras

Entre 2016 y 2018 se registró una insuficiente asignación de presupuesto para mantenimientos del parque de generación, lo cual repercutió en el incremento de los índices de falla, decremento y mantenimiento extendido a finales del año 2018, reflejando también un rezago de mantenimiento, repercutiendo en baja disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del parque de generación termoeléctrico. Sin embargo, con la aplicación del Programa Nacional de Mantenimiento se obtuvieron beneficios importantes con la mejora de la disponibilidad y eficiencia de las Unidades generadoras.

Repotenciación y Modernización de Centrales Hidroeléctricas y equipamiento de presas

Así mismo, la falta de presupuesto oportuno, que se hubiera requerido en la administración federal anterior, ocasionó baja disponibilidad y pérdida de eficiencia de las Centrales de Generación hidroeléctrica por falta de mantenimiento, obsolescencia y fin de la vida útil de sus equipos y sistemas. Ante ese estado de cosas, la presente

administración determinó rehabilitar y/o modernizar 16 centrales hidroeléctricas, además del equipamiento de 3 embalses y la construcción de una nueva central hidroeléctrica, “Chicoasén II”. Se estima que con los trabajos de estas 16 centrales se aportarán 2 Tera Watt hora por año.

Seguimiento de Proyectos

Durante la presente administración, al interior de la DCO se les han dado seguimiento y supervisión no invasiva a los proyectos Prioritarios y de Corto Plazo que forman parte de la estrategia general de la CFE.

Comité Nacional de Confiabilidad (CNC)

La DCO encabeza el Comité de Confiabilidad (CNC), integrado por diversas áreas de la CFE.

El Comité de Confiabilidad es una respuesta organizada y estratégica para enfrentar los desafíos y riesgos inherentes al suministro eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional.

Programa Operativo Anual (POA)

La actual administración elaboró un sistema para evaluar los indicadores operativos, y una metodología para estructurarlos en el Programa Operativo Anual y alinearlos estratégicamente con los indicadores del Plan de Negocios. Gracias a esta medida, fue posible el seguimiento puntual de los indicadores a fin de actuar preventiva o correctivamente ante las desviaciones de los resultados, con respecto a sus metas.

Seguridad Física del Personal y las Instalaciones estratégicas de la CFE

Para que las actividades sustantivas de la DCO puedan llevarse a cabo trabajadoras y trabajadores del Cuerpo de Seguridad Física desde el año 1994, día a día, enfrentan el gran desafío de garantizar la seguridad física del personal y de las instalaciones estratégicas e infraestructura crítica de la CFE, manteniendo el desempeño de sus funciones bajo los principios de disciplina, profesionalismo, lealtad, integridad, eficacia y eficiencia que rigen el servicio público de nuestra actual administración.

En esta administración se logró el reconocimiento de su labor con la consolidación del Reglamento de trabajo específico que mejora sus condiciones laborales y les proporciona un régimen certero de su calidad como trabajadores de la CFE.

Protección contra incendio

En la DCO, como parte de las medidas de seguridad industrial y debido a la identificación de equipos principales de las instalaciones operativas que no contaban con infraestructura de protección contra incendio, de acuerdo con la normatividad vigente, se desarrolló una plataforma informática para conocer el estado operativo de las mismas, e implementar un indicador del nivel de protección contra incendio.

CFE GENERACIÓN I

Objetivo de la EPS CFE Generación I

La EPS CFE Generación I, con una visión estratégica de ser una empresa líder de generación de energía eléctrica a nivel nacional, rentable y con fortaleza financiera; contribuyendo al servicio público de electricidad, con transparencia, honestidad, calidad en sus procesos, capacidad de su personal y aplicación de criterios de desarrollo sustentable; impulsó mejoras en el año 2023 bajos los siguientes objetivos estratégicos:

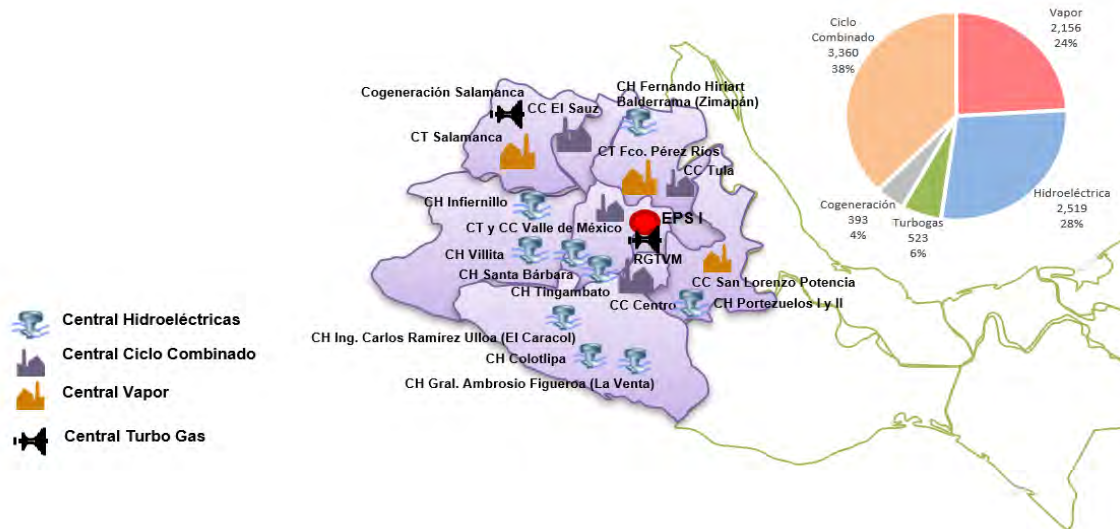
1. Mantener actualizados los parámetros técnicos y de costos de las Centrales Eléctricas asociadas al Contrato Legado vigente para incrementar el valor económico.
2. Reducir los costos operativos y de mantenimiento, para mejorar la rentabilidad financiera de la CFE Generación I
3. Mejorar la aplicación de mantenimientos rutinarios con la finalidad de incrementar la eficiencia y se vea reflejado en beneficios económicos de las UCE's.
4. Fortalecer el proceso de contratación y ejecución de los mantenimientos, para reforzar el control interno de los procesos esenciales para la CFE Generación I.
5. Continuar con la gestión de la actualización de los parámetros técnicos de referencia de las UCE's con la finalidad de incrementar los beneficios económicos.
6. Dirigir el desarrollo y asimilación de prácticas, metodologías, herramientas de análisis y supervisión de ingeniería de los nuevos proyectos de inversión para incrementar la participación de CFE Generación I a nivel Nacional en generación, contribuyendo a la expansión de la capacidad de CFE, al desarrollo sostenible y asegurando el cumplimiento del marco normativo de la ley de cambio climático.
7. Evaluar el desempeño operativo de nuestras centrales en términos de disponibilidad, producción, eficiencia, confiabilidad e impacto al medio ambiente, mediante el seguimiento mensual de los indicadores del Programa Operativo Anual para orientar la toma de decisiones.
8. Mantener la contribución del capital humano con el adecuado desempeño y desarrollo de competencias.
9. Fortalecer el Sistema de Control Interno, mediante la gestión integral de los riesgos en la Generación de Energía Eléctrica, combate a la corrupción y gestión institucional de la CFE Generación I, procurando el desarrollo de su capital humano.

Resumen ejecutivo

Durante el año 2023, la EPS CFE Generación I tuvo cambios sustanciales que permiten mejorar, con acciones y directrices enfocadas a llegar a ser reconocida como la mejor EPS de Generación, bajo el cumplimiento de sus objetivos y mediante la administración de riesgos estratégicos, así como de su control y mitigación, teniendo como logros más relevantes los siguientes:

- Ejecución de 129 mantenimientos programados a una capacidad de 6,769 MW, logrando una recuperación de capacidad de 237 MW y una mejora en régimen térmico equivalente de 203 kJ/kWh.
- Reducción de 1.84 puntos porcentuales en el indicador de Indisponibilidad por Falla con respecto al año anterior, producto de las reuniones de seguimiento de problemática relevante, continuidad a las verificaciones técnicas, aplicación de la metodología de causa raíz, análisis de Pareto para identificación de fallas recurrentes, así como, corrección de fallas y mantenimiento basado en condición y, de manera relevante a partir del segundo semestre se realizó el análisis preciso de la aplicación del presupuesto de inversión de manera certera, responsable y transparente aplicándolo en los equipos principales que realmente lo requerían.
- Fortalecimiento de las finanzas de la EPS CFE Generación I, por la participación en el año de 19 Centrales de Generación dentro del Contrato Legado vigente con CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- Se mantuvo el 100% de los Certificados Industria Limpia de las Centrales eléctricas que participan en el Programa Nacional de Auditoría Ambiental.
- Continuación de la construcción del C.C. El Sauz II, con una capacidad neta contratada de 256.16 MW para su entrada en operación comercial durante el segundo semestre de 2024.
- Continuación de la construcción del C.C. Salamanca, con una capacidad neta contratada de 927.10 MW para su entrada en operación comercial durante el segundo semestre de 2024.
- Continuación de los trabajos para la Repotenciación y Modernización de las Centrales Hidroeléctricas Infiernillo, Caracol, Villita, Zimapán, Portezuelo I y Portezuelo II, con lo que se contribuye a las políticas y objetivos en materia de energía renovables, optimizando con ello el potencial del activo actual de la CFE e incrementando su vida útil hasta por 30 años, adicionando 42 MW de capacidad de generación de energía limpia al Sistema Eléctrico Nacional para el segundo semestre de 2024.
- Entrada en operación comercial del Proyecto C.TJ. Nonoalco con 75.43 MW de capacidad de generación.

Escenario tecnológico del año 2023



Centrales Eléctricas de la CFE Generación I en 2023. Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Escenario Tecnológico 2022

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	5	23	3,360.01
Vapor	Gas Natural / Combustóleo	3	7	2,155.60
Hidroeléctrica	Agua	10	31	2,518.65
Turbogas	Gas Natural	14	16	517.72
Cogeneración	Gas Natural	1	3	393.00
Total		33	80	8,944.97

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Nota: Las unidades 4 de CH. Portezuelos I, 1, 2 y 3 de C.T. Valle de México, 1, 2, 4 y 5 de la C.C.C. Tula, 3 de C.T.J. Nonoalco, no son consideradas en la cuantificación de número de unidades, toda vez que su capacidad efectiva es cero MW, aunque presentan en SIACIG valores de capacidad de placa. En la tecnología de Turbogás, se incluye a la C.T.J. Nonoalco y se considera a la C.T.G. Coyotepec 1 y 2 como una sola central.

Escenario Tecnológico 2023

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	5	23	3,360.01
Vapor	Gas Natural / Combustóleo	3	7	2,155.60
Hidroeléctrica	Agua	10	31	2,518.65
Turbogas	Gas Natural	14	16	523.43
Cogeneración	Gas Natural	1	3	393.00
Total		33	80	8,950.69

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Nota: Las unidades 4 de CH. Portezuelos I, 1, 2 y 3 de C.T. Valle de México, 1, 2, 4 y 5 de la C.C.C. Tula, 3 de C.T.J. Nonoalco, no son consideradas en la cuantificación de número de unidades, toda vez que su capacidad efectiva es cero MW, aunque presentan en SIACIG valores de capacidad de placa. En la tecnología de Turbogás, se incluye a la C.T.J. Nonoalco y se considera a la C.T.G. Coyotepec 1 y 2 como una sola central.

La EPS CFE Generación I está conformada por 33 Centrales Eléctricas, de las cuales 3 Centrales son de Vapor Convencional, 5 Centrales de Ciclo Combinado, 14 Centrales de Turbogas, 1 Central de Cogeneración y 10 Centrales Hidroeléctricas; mismas que en su totalidad suman 80 unidades con una capacidad efectiva de 8,950.69 MW.

En el año 2023, se tuvo un incremento en la capacidad efectiva, pasando de un valor de 8,944.97 MW a 8,950.69 MW, por la entrada en operación comercial del Proyecto C.T.J. Nonoalco en el mes de diciembre de 2023, que adiciona 5.72 MW de capacidad al parque de generación de la EPS CFE Generación I.

Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

[Ver anexos estadísticos EPS I](#)

La generación total en el 2023 tuvo una diferencia menor al 0.1% con respecto a la generación total de 2022, así mismo, se puede observar una baja en la generación con tecnología hidroeléctrica de al rededor del 50% por tres factores principales, como son: la ejecución de los proyectos de mantenimiento para repotenciación y modernización (RM) de las Centrales Hidroeléctricas, la falta en algunas zonas de recurso hídrico para generación y una baja generalizada para esta tecnología en el despacho de CENACE. Lo anterior, se compensa con un mayor despacho por parte de CENACE en las tecnologías de Ciclo Combinado, Vapor Convencional y Turbogás, esperando para el siguiente periodo, un incremento de generación con la culminación de las RM y la entrada en operación comercial de los nuevos proyectos de corto plazo.

Principales proyectos de infraestructura

- Proyectos de Construcción en proceso.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDD)	Objetivo
C.C. Salamanca	627.3	Construcción de un Ciclo Combinado de 927.10 MW de capacidad de generación neta en condiciones de verano.
C.C. El Sauz II	291.5	Construcción de un Ciclo Combinado de 256.16 MW de capacidad de generación neta en condiciones de verano.
Total	928.8	

- Proyectos de RM de Centrales Hidroeléctricas 2022-2024

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDD)	Objetivo
RM C.H. Carlos Ramírez Ulloa	97.59	Modernización de generadores de potencia para un incremento de 200 a 210 MW de las Unidades 1, 2 y 3.
RM C.H. Villita	44.76	Proyecto de modernización para el incremento de confiabilidad con cambio de estator de generador de las Unidades 1, 2, 3 y 4



Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDD)	Objetivo
RM C.H. Infiernillo	15.72	Proyecto de modernización de turbinas para mejorar la eficiencia de las Unidades 5 y 6.
RM C.H. Fernando Hiriart Balderrama	73.24	Proyecto de modernización de generadores de potencia para un incremento de 146 a 152 MW de las Unidades 1 y 2.
RM C.H. Portezuelo I	4.45	Modernización y Repotenciación de Unidades 1 y 3 para un incremento de 2.00 a 3.20 MW.
RM C.H. Portezuelo II	2.58	Proyecto de modernización de turbina para mejorar la eficiencia de la Unidad 1.
Total	238.34	

- Proyectos indicativos.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.C. Tula II Fase I	6,411.73	Construcción de un Ciclo Combinado de 851 MW de capacidad de generación bruta.
C.C. Valle de México III	6,628.56	Construcción de un Ciclo Combinado de 397 MW de capacidad de generación bruta.
SFV C.H. Infiernillo GD	17.52	Construcción de un Sistema Fotovoltaico en Modalidad Generación Distribuida con capacidad de 500 kWp
Total	13,057.81	

- Proyectos en Construcción concluidos.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDD)	Objetivo
Proyecto C.T.J. Nonoalco	62.4	Central Turbogás de 74 MW de capacidad de generación bruta.
Total	62.4	

Indicadores operativos

Indicadores Operativos del Programa Operativo Anual 2023:

INDICADOR	RESULTADO (Datos Observados)		VARIACIÓN (%)	META	CUMPLIMIENTO (%)
	2022	2023	2023/2022	2023	2023/Meta
Adición Programada de Capacidad (MW)	622.85	5.72	-10798.51	26.00	21.98
Factor de Planta (%)	45.47	45.18	-0.63	43.07	104.67
Generación Neta (GW)	34,649	34,364	-0.83	32,682	104.89
Eficiencia Térmica Neta (%)	40.43	39.95	-1.21	42.30	94.10
Emisiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	0.466	0.467	-0.26	0.44	94.37
Disponibilidad Propia (%)	78.58	77.30	-1.66	81.62	94.40
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	8.74	6.56	24.92	4.50	54.07





INDICADOR	RESULTADO (Datos Observados)		VARIACIÓN (%)	META	CUMPLIMIENTO (%)
	2022	2023	2023/2022	2023	2023/Meta
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	2.38	5.10	-114.35	0.79	-442.13
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	2.68	5.10	-90.47	1.02	-302.32
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%) *	21.89	10.51	-108.34	17.83	58.94
Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	155**	138***	-12.32	152	89.86
Número de mantenimientos concluidos (No.)	153**	129***	-18.60	146	86.82
Capacidad Mantenida (MW)	7,151	6,768.71	-5.65	7,790.71	84.90

* No consideran energía UPS

** Se tienen 160 mantenimientos iniciados y 158 concluidos. 155 y 153 POA respectivamente + 5 mantenimientos adicionales realizados

*** Se tienen 141 mantenimientos iniciados y 132 concluidos. 138 y 129 POA respectivamente + 3 mantenimientos adicionales realizados

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Valores de Benchmark por Tecnología

• Indisponibilidad por Falla

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta al 2023	Resultado al 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	0.897	1.217	1.051	2.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	14.216	2.870	4.581	3.62	Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.073	0.096	0.139	0.40	CFE
	Turbogas/Tubojet	3.639	5.600	11.095	4.40	NERC

• Indisponibilidad por Decremento

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta al 2023	Resultado al 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	0.821	0.538	1.204	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	13.777	9.097	12.510	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrica	NA	NA	NA	NA	NA
	Turbogas/Turbojet	3.840	4.195	5.149	0.29	Euroelectric

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019
Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación I y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).



En el año 2023, la EPS CFE Generación I, logró una reducción de 2.18 puntos porcentuales en el indicador de Indisponibilidad por Falla más Decremento, debido en parte a la ejecución de 129 mantenimientos programados y 3 mantenimientos adicionales a las unidades generadoras, a las evaluaciones para aplicación eficiente del presupuesto, así como también por la aplicación de la metodología de causa raíz, análisis de Pareto para identificación de fallas recurrentes, así como, corrección de fallas y mantenimiento basado en condición, lo que permitió tener una mejora en el Factor de Planta, sin embargo, la Disponibilidad resultó afectada por condiciones externas a la operación de la EPS CFE Generación I, teniendo mayor relevancia las Indisponibilidades por Mantenimiento Extendido y por Causa Externa, con eventos que se describen a continuación:

Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido

- C.T. Francisco Pérez Ríos Unidad 1 por cambio de rotor del generador eléctrico al presentar ruido anormal.
- C.T. Francisco Pérez Ríos Unidad 4 debido a la prolongación en la actividad de limpieza de aceite de lubricación de la turbina, por no alcanzar el código de limpieza requerido. Adicionalmente existieron retrasos por prueba de hermeticidad no satisfactoria del generador eléctrico.
- C.T. Valle de México Unidad 4 por atraso en las actividades de la contratista que rehabilitó el turbogruppo.

Indisponibilidad por Causa Externa

- C.T. Francisco Pérez Ríos por falta de infraestructura para consumir más gas y mantener una mezcla de 30% combustóleo y 70% gas; para cumplimiento de la NOM-085-SEMARNAT-2011.
- C.T. Salamanca Unidades 3 y 4 por indisponibilidad de gas debido a falla en una válvula de seguridad de la caseta de regulación y medición de PEMEX.
- C.T. Valle de México Unidad 9 para atención de hallazgos de la Rueda 1 y Rueda 2 de Turbina de Gas por Contrato de Servicios de Garantía en Funcionamiento.
- C.T. Valle de México Paquete II por limpieza en gasoducto que suministra gas a la Estación de Regulación y Medición de la Central a solicitud de CENAGAS, así como atención de fallas de las turbinas de gas dentro del periodo de garantía.

Utilización de fuentes primarias de energía

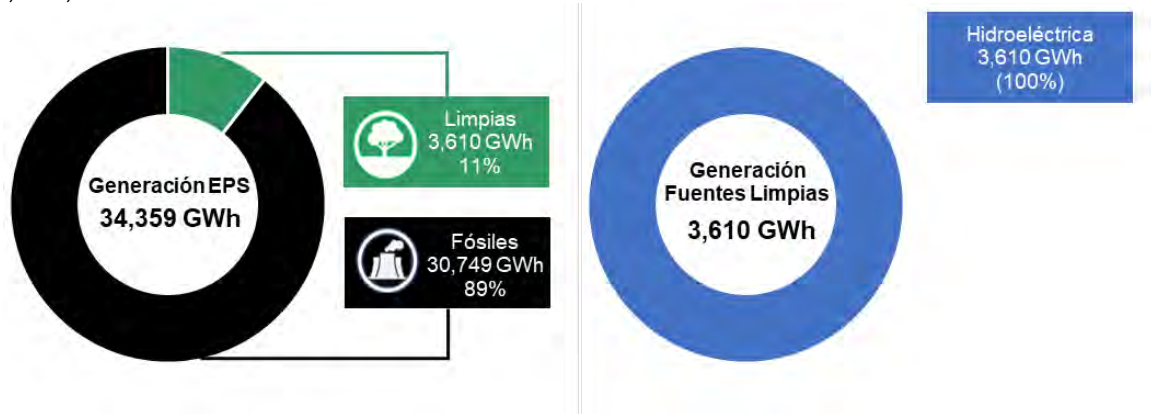
Consumos	Años		Variación (%)
	2022	2023	2023/2022
Combustóleo (Terajoules)	17,532	16,053	-9.21
Gas Natural (Terajoules)	213,222	261,061	18.32
Agua Turbinada (Mm3)	34,098	16,693	-104.26

Comparativo de Consumos de combustibles 2023 vs 2022 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

La EPS CFE Generación I ha reducido durante el año 2023 el uso de combustóleo en más del 9%, disminuyendo el impacto ambiental y reduciendo costos al utilizar gas natural de menor precio, sin que esto represente una baja en la producción.

Energías limpias

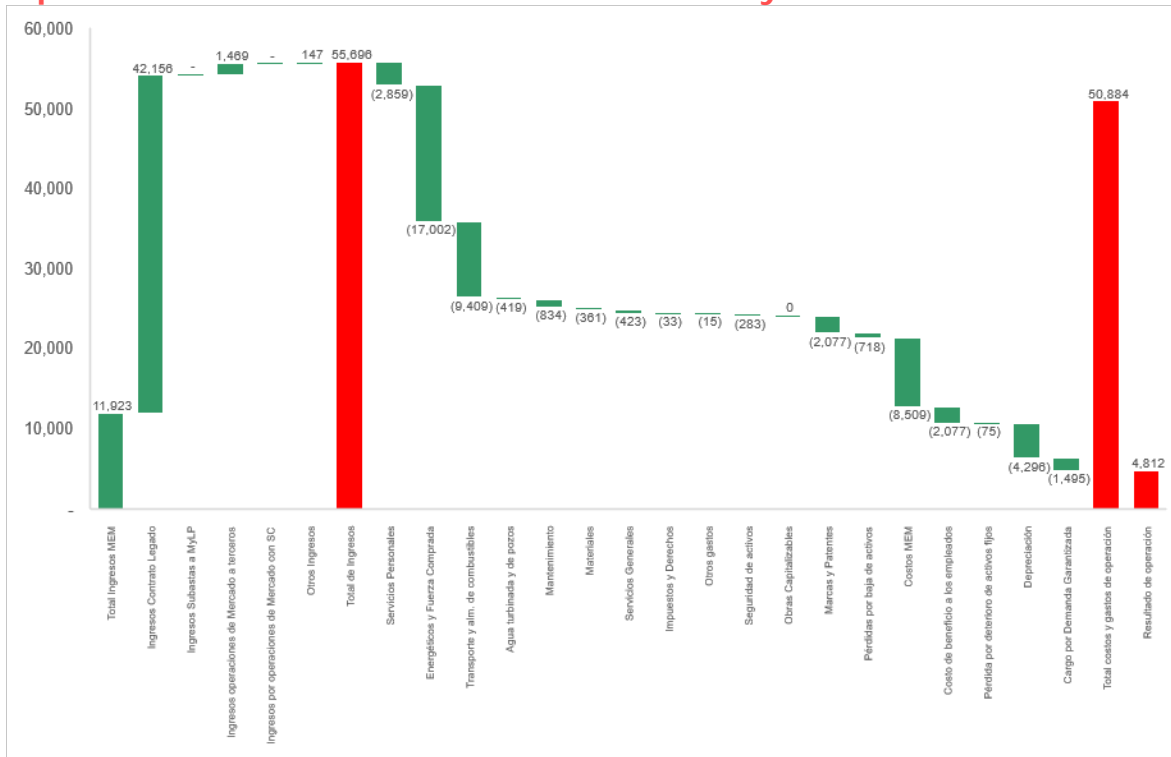
Dentro del ámbito de la EPS CFE Generación I se cuenta con centrales hidroeléctricas como fuente de energías limpias y renovables, que participan con casi el 11% del total de la energía generada en el año 2023, evitando con ello la emisión a la atmósfera de 2,560,898 toneladas de CO2.



Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
C.H. Infiernillo	1,353.50	3.94
C.H. Fernando Hiriart Balderrama (Zimapan)	816.49	2.38
C.H. Villita	640.57	1.86
C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	613.84	1.79
C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)	130.95	0.38
C.H. Colotipa	28.10	0.08
C.H. Tingambato (S.H. Miguel Alemán)	17.69	0.05
C.H. Portezuelos I	4.73	0.01
C.H. Santa Bárbara (S.H. Miguel Alemán)	2.50	0.01
C.H. Portezuelos II	1.70	0.005
Total	3,610.050	10.51



Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación I³

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO. Cifras en millones de pesos.

Durante 2023, la Generación neta de la CFE Generación I fue de 34,364 GWh, lo que representó por su venta en el MEM y en CL, un ingreso de 54,080 MDP, equivalente al 97.10% de los ingresos totales de la EPS.

En el año 2023, los ingresos de las Centrales Generadoras se obtuvieron principalmente por su operación en el Contrato Legado para el Suministro Básico y el Mercado Eléctrico Mayorista, representando el 75.69% y 21.41% respectivamente del total de los ingresos.

Fotos de infraestructura

³ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.





Central Ciclo Combinado Sauz



Central Ciclo Combinado Tula



Central Hidroeléctrica Infiernillo



Central Hidroeléctrica La Villita

CFE GENERACIÓN II

Objetivo de la EPS CFE Generación II

La EPS CFE Generación II tiene como objetivo crear valor económico para la nación, cumpliendo con el mandato de ser una Empresa Productiva del Estado a través de la optimización de los activos de generación, mediante la correcta administración del portafolio de Centrales eléctricas asignadas.

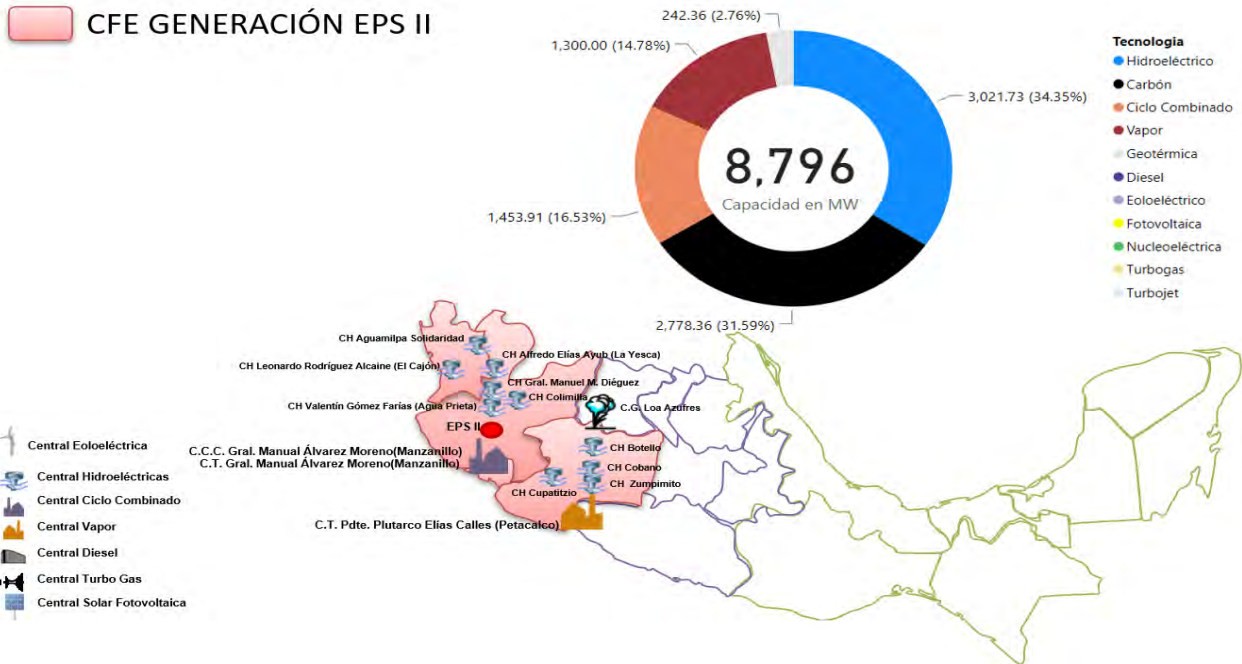
1. Mantener la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, maximizando sus márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.
2. Lograr resultados positivos que permita generar los recursos necesarios para la operación de esta empresa.
3. Lograr un EBITDA favorable.
4. Optimizar el parque de generación mediante la correcta aplicación de los recursos.
5. Mejorar la viabilidad financiera de los mantenimientos, mediante procesos de licitación con contratos, que permitan obtener los mejores precios, servicios y términos para la EPS.
6. Garantizar ingresos para las Centrales que estén fuera del Contrato Legado, comercializando la energía, potencia y CEL's disponibles, mediante contratos bilaterales.

Resumen ejecutivo

- Pese al decremento del Precio Marginal Local promedio en el Mercado Eléctrico Mayorista en un 35%, del ejercicio 2023 en comparación con el 2022, se logró un resultado de operación positivo de 4,094 MDP al cierre del ejercicio como EPS.
- Recuperación de oferta de generación en la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno.
- Comparando los periodos enero – diciembre del 2023 y del 2022, se observó un aumento del 77% en la generación con gas natural, principalmente por la recuperación del Módulo I de Ciclo Combinado y la Unidad 10 de vapor convencional, ambas, pertenecientes a la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno.
- Adicionalmente, se aprecia una disminución del 73% en el costo unitario por MWh generado con gas natural derivado que, al segundo semestre del 2023, comparándolo con el mismo periodo del 2022, se generó 96% más energía con la tecnología disponible más eficiente, Ciclo Combinado, aunado a una disminución en el precio de la molécula de este energético a diciembre del 2023 de 129 \$/GJ durante el 2022 a 36 \$/GJ al cierre del 2023.
- Rehabilitación de los sistemas duales de combustibles primarios en las unidades de vapor convencional de la EPS.
- Como parte de la estrategia de soberanía energética nacional, desde 2022, se comenzó un programa de rehabilitación de las condiciones operativas para utilizar

tanto combustóleo como carbón en las unidades de 350 MW de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles, así como, combustóleo y gas natural en las unidades de vapor convencional de la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno, mismo, que continuará durante el 2024.

Escenario tecnológico del año 2023



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación II en el año 2023.
Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo	1*	4	1,300.00
Ciclo Combinado	Gas Natural	8	8	1,453.91
Hidroeléctrica	Agua	18	40	3,021.73
Carboeléctrica	Carbón / Combustóleo	1	7**	2,778.36
Geotermoeléctrica	Vapor	1	8	242.36
Total		21	67	8,796.36

Resumen de escenario tecnológico 2023 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

* Las tecnologías de Ciclo Combinado y Vapor Convencional están instaladas dentro de la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno.

** Unidad 7 de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles con capacidad de operar únicamente con carbón

Nota: Se mantuvo la misma Capacidad de Generación en el 2022 y 2023.

Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes.

La generación bruta y neta del 2023 se incrementó en 11% comparativamente con el 2022, principalmente por la recuperación de la oferta de generación con tecnología ciclo combinado y vapor, esto, debido a la recuperación de disponibilidad del módulo I y unidad 10 de la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno.

En el proceso hidroeléctrico, se observa una disminución de la generación durante el 2023 que responde a las aportaciones hídricas recibidas durante el ejercicio.

Ver anexo estadístico [EPS II- Generación](#)

Principales proyectos de infraestructura

La EPS Generación II no cuenta con proyectos a reportar que hayan entrado en operación durante 2023, sin embargo, como parte de la estrategia para el restablecimiento del posicionamiento en el mercado por la CFE, en el proceso de generación y en particular en esta CFE Generación II EPS, se reporta que durante el periodo 2019 – 2023, el 19 de diciembre de 2020, inició la operación del proyecto “327 Azufres III Fase II Unidad 18”, a fin de contar con nueva capacidad de generación que reemplaza 10 MW de tecnología menos eficiente y aportando 17.4 MW adicionales al Sistema Eléctrico Nacional. Con este proyecto, la Central Geotermoeléctrica Los Azufres quedó integrada por 8 unidades generadoras sumando una capacidad instalada bruta total de 242 MW. Esta nueva capacidad de generación beneficia a 1.1 millones de habitantes de la ciudad de Morelia, principalmente, así como de Acámbaro, Ciudad Hidalgo y Zinapécuaro, en el estado de Michoacán.

Indicadores operativos

Índ.	INDICADOR	RESULTADO (Datos Observados)		VARIACIÓN	META	CUMPLIMIENTO (%)
		2022	2023	2023 / 2022	2023	2023 / Meta
1	Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00%
2	Factor de Planta (%)	33.82	37.74	3.92	41.16	91.68%
3	Generación Neta (GWh)	24,956	27,701	2,746	30,103	92.02%
4	Eficiencia Térmica Neta (%)	31.22	32.39	1.17	32.70	99.05%
5	Emisiones de CO2 por MWh (tonCO2/MWh)	0.69	0.68	-0.01	0.69	101.47%
6	Disponibilidad Propia (%)	69.93	74.62	4.68	84.16	84.00%
7	Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	20.17	16.81	-3.37	6.51	-59.49%
8	Indisponibilidad por Causa Externa (%)	7.14	1.70	-5.44	2.67	-53.05%
9	Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido ¹ (%)	3.19	2.54	-0.65	0.31	-960.78%
10	Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	30.35	15.49	-14.86	15.78	118.37%



Índ.	INDICADOR	RESULTADO (Datos Observados)		VARIACIÓN	META	CUMPLIMIENTO (%)
		2022	2023	2023 / 2022	2023	2023 / Meta
11	Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	70	70	0.00	85	86.42%
12	Número de mantenimientos concluidos (No.)	68	69	1.00	86	82.93%
13	Capacidad Mantenida (MW)	6,495	8,215	1,720.81	8,645	80.44%

A pesar de que hay indicadores que no cumplieron con su meta, estos mostraron mejoría con respecto al 2022.

Valores de Benchmark por Tecnología

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Vapor Convencional	7.81	3.05	5.99	3.620	Euroelectric
	Carboeléctrica	10.19	2.48	8.62	15.800	VGB
	Ciclo Combinado	8.94	1.48	6.13	2.490	Euroelectric
	Hidroeléctrico	0.52	0.59	0.75	0.400	CFE
	Geotermoeléctrica	2.05	1.26	0.91	3.860	CFE

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Vapor Convencional	6.30	5.35	9.20	2.08	Euroelectric
	Carboeléctrica	18.40	4.34	19.39	2.10	VGB
	Ciclo Combinado	1.17	2.22	2.47	0.49	Euroelectric
	Hidroeléctrico	-	-	-	-	No Aplica
	Geotermoeléctrica	0.29	2.21	0.23	2.70	CFE

Si bien, se lograron resultados mejores que en 2022 y en algunos casos mejores que el benchmarking internacional algunas tecnologías no cumplen con sus metas

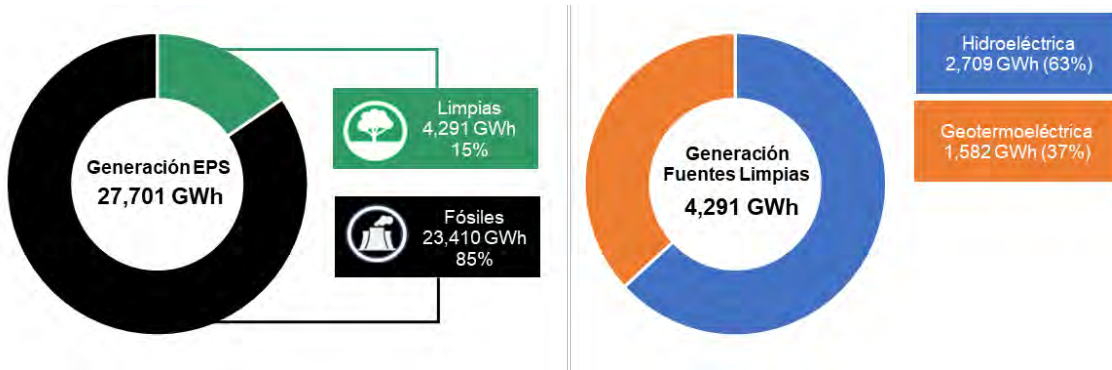
Utilización de fuentes primarias de energía

Consumos	Años		Variación (%)
	2022	2023	2023/2022
Combustóleo (Terajoules)	75,424.29	57,815.12	77%
Diésel (Terajoules)	632.92	667.18	105%
Gas Natural (Terajoules)	66,471.85	113,438.49	171%
Carbón (Terajoules)	36,889.62	69,850.32	176%
Vapor Geotérmico (Terajoules)	39,720.10	35,839.63	97%
Agua Turbinada (Mm ³)	15,640.33	6,795.41	43%



Energías limpias

Dentro del ámbito de la EPS CFE Generación II se cuenta con centrales hidroeléctricas y geotermoeléctricas como fuente de energías limpias y renovables, que participan con casi el 15% del total de la energía generada en el año 2023.



Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
C.G. Los Azúfres	1,581.85	5.71%
C.H. Aguamilpa Solidaridad	647.01	2.34%
C.H. Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón)	516.15	1.86%
C.H. Alfredo Elías Ayub (La Yesca)	383.74	1.39%
C.H. Cupatitzio	382.90	1.38%
C.H. Cóbano	213.91	0.77%
C.H. Gral. Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)	200.83	0.72%
C.H. Valentín Gómez Farías (Agua Prieta)	143.17	0.52%
C.H. Botello	49.06	0.18%
C.H. Colimilla	44.61	0.16%
C.H. Zumpimito	44.22	0.16%
C.H. Platanal	33.31	0.12%
C.H. Puente Grande	26.40	0.10%
C.H. Jumatán	11.83	0.04%
C.H. Luis M. Rojas (Intermedia)	6.19	0.02%
C.H. San Pedro Porúas	1.91	0.01%
C.H. Itzicuaró	1.78	0.01%
C.H. Bartolinas	1.34	0.00%
C.H. Tiro	0.95	0.00%
Total de Energías Limpias	4,291.18	15.49%
Total de la EPS	27,701	100%

Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

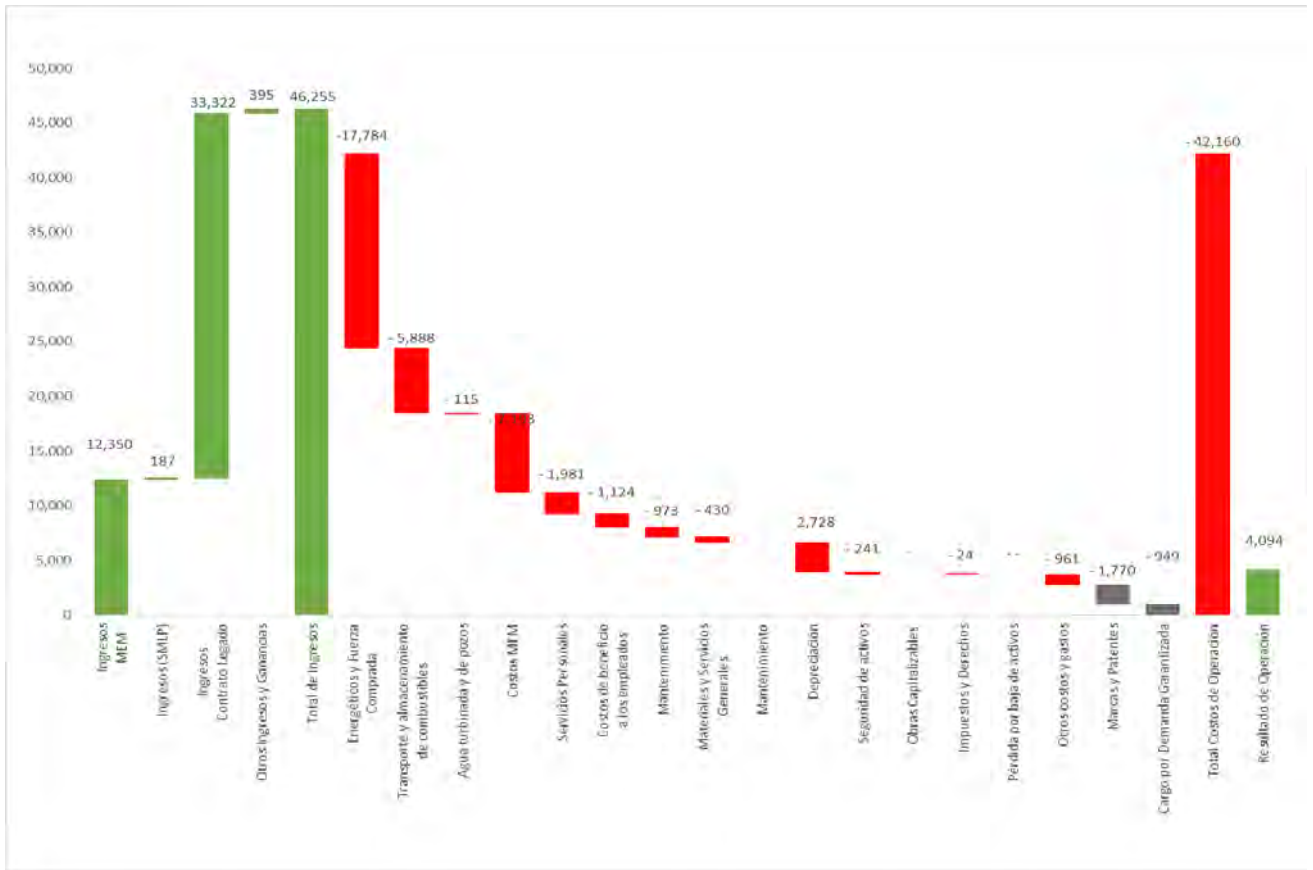
La venta de energía representó el 45% del total de los ingresos con una generación neta 27,701 GWh con un importe de 20,592 MDP.

De los ingresos totales, se tiene un importe de 12,350 MDP que corresponden a los ingresos del mercado de corto plazo (spot), 33,322 MDP que corresponden a los ingresos por Contrato Legado (CL) y un ingreso adicional de 187 MDP que corresponden a los ingresos de la Subasta de Largo Plazo (SMLP).

En el año 2023, los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Contrato Legado para el Suministro Básico y participación directa en el Mercado Eléctrico Mayorista, representando respectivamente el 72% y 27% del total de ingresos de



la EPS CFE Generación II; Adicionalmente, la C.G. Los Azufres, por ser ganadora de una Subasta a Largo Plazo, obtuvo ingresos correspondientes al 0.4% por conceptos de venta de energía y potencia.



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación II

Fuente: Cubos de Essbase FI conforme a lineamiento LN-1020-004 de la DCO; Cifras en millones de pesos.



Fotos infraestructura



C.T.

Pdte. Plutarco Elías Calles, (Petacalco).



C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno, (Manzanillo)

CFE GENERACIÓN III

Objetivo de la EPS CFE Generación III

Generar energía eléctrica mediante cualquier tecnología en territorio nacional con criterios de rentabilidad, suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes y el Mercado Eléctrico Mayorista; a través de la administración, operación, mantenimiento y conservación de los medios de generación de energía bajo criterios de calidad total, máxima eficiencia, continuidad del servicio, seguridad del personal e instalaciones y respeto al medio ambiente.

Resumen ejecutivo

En el período de enero-diciembre de 2023, se llevaron a cabo importantes actividades, entre las principales, se encuentran las siguientes:

- En febrero 2023, entró en operación la primera secuencia de la CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco), ubicada en el estado de Sonora, con una capacidad de 120 MW y 12 MW a través de baterías como respaldo, los cuales son los primeros de un total de 1,000 MW de capacidad con módulos fotovoltaicos y 192 MW a través de baterías como respaldo. Con el desarrollo de esta Central se contribuye a los compromisos que adquirió México para mitigar el cambio climático e impulsa el crecimiento económico de los Sectores industrial, comercial, residencial y de servicios de Puerto Peñasco, Altar, Sonoyta y San Luis Río Colorado, ubicados en los estados de Sonora, así como Ensenada, Tecate, Tijuana y Mexicali, en el estado de Baja California.
- Se continua con la construcción de la secuencia II de la CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco), que adicionará una capacidad de 300 MW, así como 60 MW a través de baterías para respaldo, los cuales serán entregados en el Sistema Eléctrico de Baja California.
- Como parte del fortalecimiento de la CFE, se impulsa la generación de energía con fuentes limpias, mediante la construcción de tres nuevas Centrales Hidroeléctricas Santa María, Picachos y Amata, ubicadas en el estado de Sinaloa, con una capacidad de 30 MW, 6.4 MW y 10 MW, respectivamente. Además de la modernización y repotenciación del generador eléctrico de la Unidad 2 de la CH Humaya, para pasar de 45 a 50 MW en esta Unidad.
- A partir de junio de 2023, entraron en operación dos nuevos proyectos generación: CCI Mexicali Oriente, ubicada en el estado de Baja California con una capacidad de 429 MW, y CCI Altar de 202 MW, en San Luis Río Colorado, Sonora, para atender el déficit de generación en el Sistema Eléctrico Baja California, principalmente en la época de verano.



- Adicionalmente, se tuvo la Participación en el Protocolo Correctivo declarado por CENACE en el Sistema Baja California, asegurando el suministro de Energía Eléctrica en la región, con 8 Unidades pertenecientes a la CTG González Ortega aportando un total de 184 MW.
- Se continua con la construcción de 2 Centrales de tecnología Ciclo Combinado iniciadas en 2022, la primera denominada CCC González Ortega, ubicada en Mexicali, Baja California y la segunda CCC San Luis Rio Colorado, ubicada en Sonora con una capacidad neta de hasta 746 MW, cada una.
- Ejercicio de 1,713.5 MDP para la optimización de programas de mantenimiento con el objetivo de asegurar alcances conforme a diagnóstico de condición, lo que coadyuvó a mejorar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del proceso de generación.
- Evaluación de los programas de mantenimiento, verificando el cumplimiento y la efectividad de su aplicación, con la finalidad de mejorar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades de generación, durante el período enero a diciembre 2023 se iniciaron 134 y concluyeron 129 mantenimientos de 207 programados lo que representa un 62% de cumplimiento del programa establecido y se mantuvieron 6,278 MW que representa un 88% de la Capacidad Efectiva de CFE Generación III, lo que coadyuvó a mejorar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del proceso de generación.
- Con la ejecución de los 129 mantenimientos se logró la recuperación de capacidad de 295.3 MW y una mejora de régimen térmico equivalente de 101.1 kJ/kWh.



Escenario tecnológico del año 2023



Fuente: CFE Generación III

Escenario Tecnológico 2022

Tabla 3. Escenario Tecnológico 2022

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor	Gas Natural / Combustóleo	6	18	2,000.50
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	15	2,979.74
Hidroeléctrico	Agua	11	24	969.20
Turbogas	Gas Natural / Diésel	11	34	1,009.41
Combustión Interna	Combustóleo / Diésel	4	17	342.18
Geotermoeléctrica	Vapor Endógeno	2	11	470.00
Solar Fotovoltaica	Sol	2	2	6.00
Total		40	121	7,777.03

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Escenario Tecnológico 2023

Tabla 4. Escenario Tecnológico 2023

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor	Gas Natural / Combustóleo	6	18	2,000.50
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	15	2,979.74
Hidroeléctrico	Agua	11	24	987.40
Turbogas	Gas Natural / Diésel	11	34	991.41
Combustión Interna	Combustóleo / Diésel	6	63	989.04
Geotermoeléctrica	Vapor Endógeno	2	11	470.00
Solar Fotovoltaica	Sol	3	3	126.00
Total		43	168	8,544.09

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

La Capacidad de la EPS aumentó en total 767.06 MW, debido a la entrada en operación comercial de las Unidades 1 a 24 de CCI Mexicali Oriente, Unidades 1 a 22 en CCI Altar (Parque Industrial) y Unidad 1 de CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco). También se realizaron actividades de modernización en el proceso Hidroeléctrico, aumentando la Capacidad en las Unidades 1 y 2 de CH Plutarco Elías Calles (El Novillo), Unidad 2 de CH 27 de Septiembre (El Fuerte), Unidad 1 de CH Humaya y Unidad 1 de CH Gral. Salvador Alvarado (Sanalona). Adicionalmente se tuvo la baja temporal de la Unidad 1 de CTG Guerrero Negro y la modificación de la Capacidad de la U1 de CTG Culiacán.

Generación Bruta y Neta

En 2023, se tuvo una generación bruta adicional de 1,845.5 GWh con respecto a 2022. Los procesos con mayor diferencia positiva fueron el Vapor con 2,118.8 GWh y Combustión Interna con 1,514.1 GWh, superando su generación en 51% y 133% respectivamente, esto con relación con el año anterior.

En 2023, se tuvo una generación neta adicional de 1,731.1 GWh con respecto a 2022. Los procesos con mayor diferencia positiva fueron el Vapor con 2,016.2 GWh y Combustión Interna con 1,484.5 GWh, superando su generación en 52% y 137% respectivamente, esto con relación con el año anterior.

Ver anexo estadístico. [Generación EPS III.](#)

Principales proyectos de infraestructura

Proyectos de Construcción en proceso y concluidos en 2023		
Nombre del Proyecto	Fuente de Financiamiento	Objetivo
Proyectos Concluidos		
CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco) Secuencia I	Fideicomiso Energías Limpias (FIEL)	En febrero 2023, entró en operación la primera secuencia de la CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco), ubicada en el estado de Sonora, con una capacidad de 120 MW y 12 MW a través de baterías como respaldo, los cuales son los primeros de un total de 1,000 MW de capacidad con módulos fotovoltaicos y 192 MW a través de baterías como respaldo. Con el desarrollo de esta Central se contribuye a los compromisos que adquirió México para mitigar el cambio climático e impulsa el crecimiento económico de los Sectores industrial, comercial, residencial y de servicios de Puerto Peñasco, Altar, Sonoyta y San Luis Río Colorado, ubicados en los estados de Sonora, así como Ensenada, Tecate, Tijuana y Mexicali, en el estado de Baja California.
Proyecto de modernización de generador eléctrico U2 de CH Humaya	Fideicomiso Energías Limpias (FIEL)	Mediante el Fideicomiso Energías Limpias, se logró la contratación de la adquisición de refaccionamiento y supervisión para la modernización del generador, con lo que se incrementará la capacidad de la Unidad 2 de la CH Humaya, para el incremento de la producción de energía eléctrica con fuentes limpias y renovables, adicionando 5 MW al parque de generación.
CCI Mexicali Oriente	Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional (FPGC)	En junio 2023, entra en operación la Central de Combustión Interna Mexicali Oriente, de una Capacidad Neta a Condiciones de Verano de 429.385 MW generando con Gas Natural y 428.721 MW generando con Diesel, está conformada por 24 Unidades, la cual se ubica en un predio colindante con la actual CTG González Ortega, en el municipio de Mexicali, estado de Baja California, atendiendo la instrucción Presidencial referente a la solución de la problemática existente de suministro de energía eléctrica y al incremento de capacidad del Sistema Eléctrico Baja California.
CCI Altar (Parque Industrial)	Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional (FPGC)	En junio 2023, entra en operación la Central de Combustión Interna Altar (Parque Industrial), de una Capacidad Neta a Condiciones de Verano de 201.855 MW generando con Gas Natural y 195.735 MW generando con Diesel, está conformada por 22 Unidades, la cual se ubica en un predio del Parque Industrial del municipio de San Luis Río Colorado, estado de Sonora, atendiendo la instrucción Presidencial referente a la solución de la problemática existente de suministro de energía eléctrica y al incremento de capacidad del Sistema Eléctrico Baja California.



Proyectos de Construcción en proceso y concluidos en 2023		
Nombre del Proyecto	Fuente de Financiamiento	Objetivo
Proyectos Concluidos		
CTG González Ortega II	Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional (FPGC)	En febrero 2023, se concluyó con la Aceptación de la Central con 2 Unidades Aeroderivadas con una Capacidad Neta a Condiciones de Diseño de Verano de 41.26 MW ($\pm 10\%$), las cuales se instalaron como incremento de capacidad a la actual CTG González Ortega, en el municipio de Mexicali, estado de Baja California, atendiendo la instrucción Presidencial referente a la solución de la problemática existente de suministro de energía eléctrica y al incremento de capacidad del Sistema Eléctrico Baja California.
Proyectos En Proceso		
CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco) Secuencia II	Fideicomiso F/1320	Se continua con la construcción de la Secuencia II de la CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco), que adicionará una capacidad de 300 MW, así como 60 MW a través de baterías para respaldo, los cuales serán entregados en el Sistema Eléctrico de Baja California.
CCC González Ortega	Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI)	Continúa la construcción de una Central de Ciclo Combinado de Capacidad Neta de hasta 746 MW (641.4 MW Netos en Condiciones de Diseño de Verano), conformada por 3 Unidades (2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor), la cual se ubica en el municipio de Mexicali, estado de Baja California, atendiendo la instrucción Presidencial referente a la solución de la problemática existente de suministro de energía eléctrica y al incremento de capacidad del Sistema Eléctrico Baja California.
CCC San Luis Río Colorado	Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI)	Continúa la construcción de una Central de Ciclo Combinado de una Capacidad Neta de hasta 746 MW (647.90 MW a Condiciones de Diseño de Verano), conformada por 3 Unidades (2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor), la cual se ubica en el municipio de San Luis Río Colorado, estado de Sonora, atendiendo la instrucción Presidencial referente a la solución de la problemática existente de suministro de energía eléctrica y al incremento de capacidad del Sistema Eléctrico Baja California.
CH Santa María	Fideicomiso Energías Limpias (FIEL)	Continúa la construcción de la nueva Central Hidroeléctrica Santa María, en el municipio de El Rosario, Sinaloa, la cual tendrá una capacidad de 30 MW (2 Unidades, tipo Francis), mediante el equipamiento hidroeléctrico de la presa Santa María, ubicada sobre el cauce del río Baluarte, aproximadamente a 77 kilómetros al Este de la ciudad de Mazatlán, en el estado de Sinaloa. Incrementando la generación de energías renovables de la CFE, con objeto de diversificar sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles.
CH Picachos	Fideicomiso Energías Limpias (FIEL)	Se inició la construcción de una nueva Central Hidroeléctrica de 6.40 MW (2 Unidades de flujo cruzado), mediante el equipamiento hidroeléctrico de la presa Picachos, ubicada sobre el cauce del río Presidio, en los municipios de Mazatlán y Concordia, aproximadamente a 31 kilómetros, en línea recta, al Noreste de la ciudad de Mazatlán, en el estado de Sinaloa. Para incrementar la generación de energías renovables de la CFE, con objeto de diversificar sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles.





Proyectos de Construcción en proceso y concluidos en 2023		
Nombre del Proyecto	Fuente de Financiamiento	Objetivo
Proyectos Concluidos		
CH Amata	Fideicomiso Energías Limpias (FIEL)	Se realizó el procedimiento de contratación para la construcción de una nueva Central Hidroeléctrica de 10 MW, mediante el equipamiento hidroeléctrico de la presa reguladora Amata, ubicada aguas debajo de la CH Prof. Raúl J. Marsal (Comedero), en el municipio de Cosalá, Sinaloa. Para incrementar la generación de energías renovables de la CFE, con objeto de diversificar sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles. Se han iniciado los trabajos de ingeniería de detalle de las obras.

Proyectos por Licitar de nueva infraestructura		
Nombre del Proyecto	Fuente de Financiamiento	Objetivo
CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco) Secuencia III y IV	Fideicomiso Energías Limpias (FIEL)	Con la construcción de la Secuencia III y IV, se adicionarán 580 MW y 120 MW de baterías como respaldo, al Proyecto Integral de la CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco), para alcanzar un total de 1,000 MW de capacidad con módulos fotovoltaicos y 192 MW a través de baterías como respaldo. Por su tecnología será la primera en su tipo en México, la más grande de toda América por su capacidad de generación y la quinta a nivel mundial al considerar la aportación del sistema de almacenamiento.

Indicadores operativos

INDICADOR	RESULTADO (Datos Observados)		VARIACIÓN (%)	META	CUMPLIMIENTO (%)
	2022	2023	2023/2022	2023	2023/Meta
Adición Programada de Capacidad (MW)	135.9	762.2	560.85	944.2	80.72
Factor de Planta (%)	40.25	40.53	100.69	42.31	95.78
Generación Neta (GWh)	26,564.6	28,295.6	106.52	29,287.9	96.61
Eficiencia Térmica Neta (%)	34.71	34.10	98.23	36.40	93.66
Emisiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	0.47	0.50	94.40	0.47	93.18
Disponibilidad Propia (%)	81.87	79.65	97.29	86.29	92.30
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	5.14	9.23	20.40	3.22	-87.04
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	6.85	3.95	142.31	5.02	121.26
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	2.36	3.25	62.13	1.01	-61.71
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	17.07	13.91	81.52	16.53	84.19
Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	160	134	83.75	202	66.34
Número de mantenimientos concluidos (No.)	157	129	82.17	207	62.32
Capacidad Mantenida (MW)	6,707	6,279	93.63	7,166	87.62

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)



Los indicadores de adición programada de capacidad y generación neta presentan mejores resultados con respecto a 2022. Debido a fallas mecánicas y prolongación en trabajos de mantenimiento, los indicadores de indisponibilidad por falla más decremento e indisponibilidad por mantenimiento extendido no mejoraron con respecto a 2022.

Valores de Benchmark por Tecnología

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	2.29	1.07	8.51	2.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	4.42	2.17	5.40	3.62	Euroelectric
	Hidroeléctrico	0.01	0.18	0.03	0.40	Euroelectric
	Turbogas	2.77	1.43	2.61	4.40	NERC
	Combustión Interna	14.22	7.28	7.91	5.09	NERC
	Geotermoeléctrica	3.15	0.63	0.68	3.86	CFE

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Los procesos Geotermoeléctrico, Turbogas e Hidroeléctrico de la EPS, superan los valores de Benchmarking Internacional correspondiente a la Indisponibilidad por Falla resultado de las estrategias establecidas para la aplicación de los mantenimientos con el alcance requerido.

Tabla 6. Comparativo del Indicador de Decremento por Proceso a nivel de la EPS contra Benchmarking Internacional

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	0.65	0.62	3.82	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	3.21	2.38	6.52	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrico	0.00	0.00	0.00	-	NA
	Turbogas	1.24	0.29	0.99	0.29	Euroelectric
	Combustión Interna	15.78	5.87	8.16	1.46	NERC
	Geotermoeléctrica	0.35	0.71	0.18	2.70	CFE

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

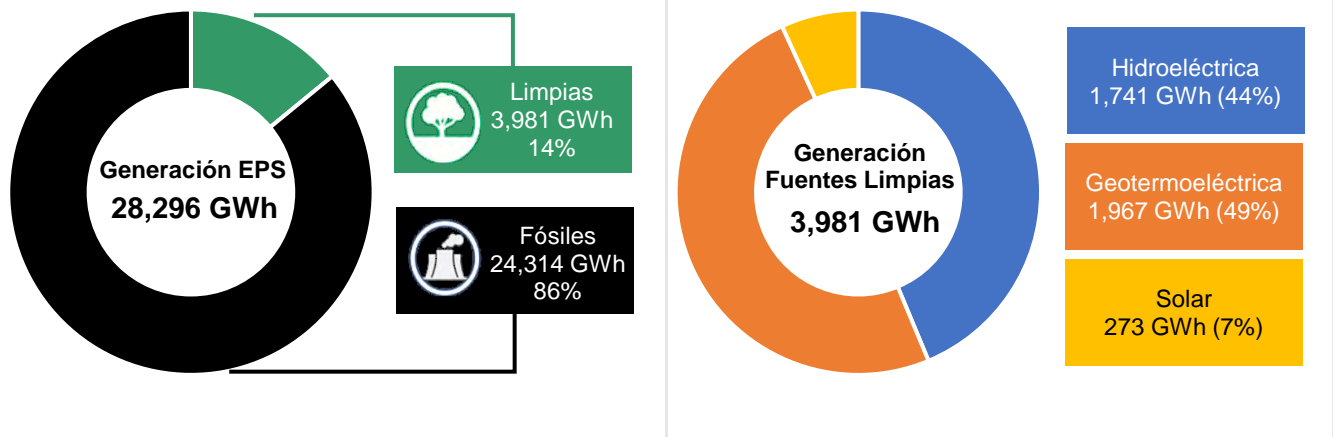
El proceso Geotermoeléctrico de la EPS, supera el valor de Benchmarking Internacional correspondiente a la Indisponibilidad por Decremento resultado de las estrategias establecidas para la aplicación de los mantenimientos con el alcance requerido.

Utilización de fuentes primarias de energía

Consumos	Años		Variación (%)
	2022	2023	2023/2022
Combustóleo (Terajoules)	21,764	23,939	109.99
Diésel (Terajoules)	11,535	17,418	151.00
Gas Natural (Terajoules)	164,100	186,633	113.73
Vapor Geotérmico (Terajoules)	54,310	49,262	90.71
Agua Turbinada (Miles de m3)	12,683	11,268	88.84

En 2023, se tuvo un incremento en el consumo de Diésel y Combustóleo, debido principalmente a la entrada en operación de los nuevos proyectos para atender el déficit de generación en Baja California.

Energías limpias



Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Las Centrales CG Cerro Prieto, CH Luis Donaldo Colosio (Huites), CH Plutarco Elías Calles (El Novillo) y CFV Puerto Peñasco generaron el 75% del total de Generación Neta limpia de la EPS.

En lo que se refiere emisiones evitadas de CO₂ en el año 2023 con la participación de las energías limpias, se pudo evitar la producción de un total de 2,860,991 toneladas de CO₂.

Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
CG Cerro Prieto	1,929	6.82
CH Luis Donaldo Colosio (Huites)	441	1.56
CH Plutarco Elías Calles (El Novillo)	338	1.19
CFV Puerto Peñasco	267	0.94
CH 27 de Septiembre (El Fuerte)	244	0.86
CH Bacurato	191	0.67



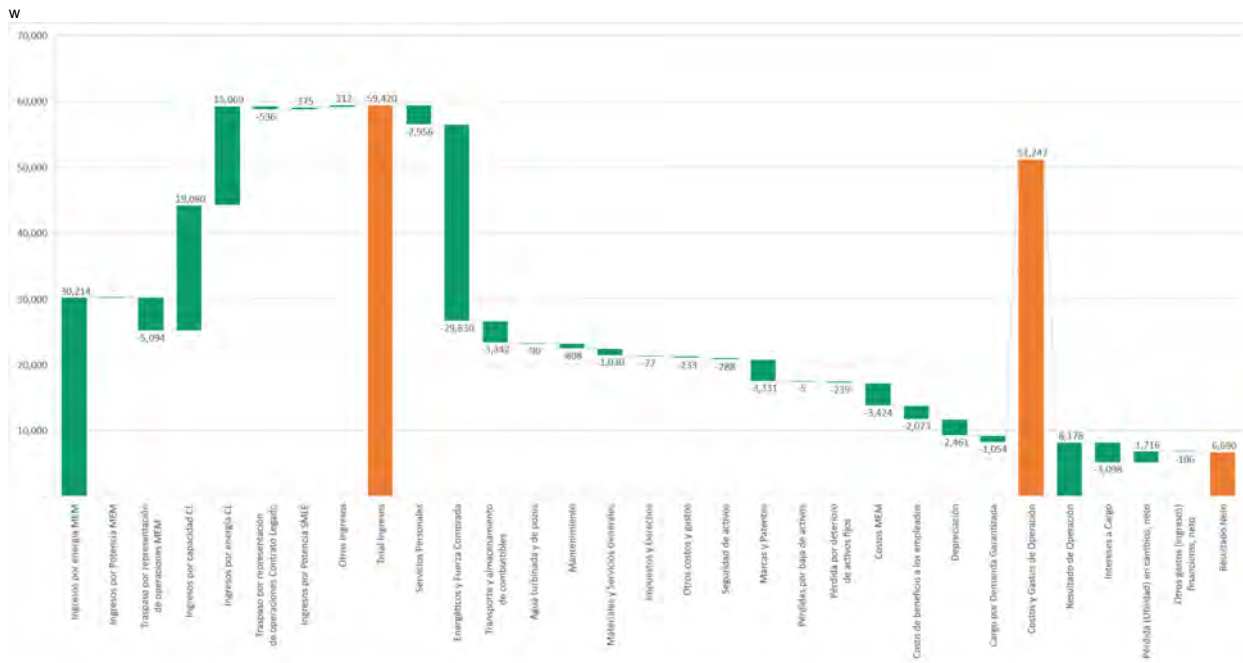
Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
CH Prof. Raúl J. Marsal C. (Comedero)	176	0.62
CH Humaya	124	0.44
CH Boquilla	76	0.27
CH Oviáchic	75	0.27
CH Mocúzari	41	0.15
CG Tres Vírgenes	39	0.14
CH Gral. Salvador Alvarado (Sanalona)	30	0.11
CH Colina	5	0.02
CFV Cerro Prieto	5	0.02
CFV Santa Rosalía	1	0.004
Total Energías Limpias	3,981	14.07
Total CFE Generación III	28,296	

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

La venta de energía representó el 76.21% del total de los ingresos con una generación neta 28,217 GWh con un importe de 45,283.4 MDP.

De los ingresos totales se tiene un importe de 25,120.3 MDP que corresponden a los ingresos del mercado de energía de corto plazo (spot), 33,612.7 MDP que corresponden a los ingresos por Contrato Legado (CL), además de ingresos por mercado de Subastas por 375 MDP y un ingreso adicional de 312 MDP que corresponden a otros Ingresos.



Operaciones del MEM de la CFE Generación III

Fuente: Cubos de Esbasse FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos. Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.



En el año 2023, los ingresos de las Centrales Generadoras se obtuvieron principalmente por su operación en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Contrato Legado para el Suministro Básico, representando el 42.3% y 56.6% respectivamente del total de ingreso de la CFE Generación III;

La EPS cuenta con un Contrato con CFE Suministrador de Servicios Básicos a través de la Subasta a Largo Plazo, el cual fue cedido por CFE Generación II a CFE Generación III derivado de la reasignación de activos en noviembre del 2019.

Mercado Eléctrico Mayorista Venta MDA		
Mes	Número de ofertas realizadas en el MEM	MWh
Enero	2,838	4,265,223.090
Febrero	2,576	3,940,060.650
Marzo	2,852	3,789,708.110
Abril	2,796	3,626,066.210
Mayo	2,998	3,814,813.920
Junio	3,112	4,031,996.900
Julio	3,216	4,744,900.620
Agosto	3,232	4,722,172.300
Septiembre	3,134	4,154,080.360
Octubre	2,976	3,740,091.510
Noviembre	2,880	3,248,417.530
Diciembre	2,938	3,496,379.250

Mercado Eléctrico Mayorista Venta MTR		
Mes	Número de ofertas realizadas en el MEM	MWh
Enero	294	488,390.890
Febrero	214	386,100.320
Marzo	375	858,009.590
Abril	477	1,188,706.240
Mayo	480	1,304,215.680
Junio	472	1,282,771.430
Julio	600	1,607,865.730
Agosto	645	2,028,968.230
Septiembre	546	1,395,737.330
Octubre	560	1,464,311.590
Noviembre	383	986,560.540
Diciembre	340	862,969.580

Contrato Legado CFE Suministrador de Servicios Básicos		
Mes	Número de operaciones	MWh
Enero	39,766	1,373,333.24
Febrero	35,225	1,150,015.70
Marzo	40,951	1,365,114.83
Abril	41,565	1,501,190.89
Mayo	44,425	1,536,205.33
Junio	42,404	1,543,188.15
Julio	46,177	1,766,375.35
Agosto	45,792	1,753,925.58
Septiembre	43,248	1,778,125.78
Octubre	43,321	1,385,605.67
Noviembre	40,756	974,761.20
Diciembre	38,995	708,020.60

Subasta Largo Plazo CFE Suministrador de Servicios Básicos		
Mes	Número de operaciones	MWh
Enero	1	31.25
Febrero	1	31.25
Marzo	1	31.25
Abril	1	31.25
Mayo	1	31.25
Junio	1	31.25
Julio	1	31.25
Agosto	1	31.25
Septiembre	1	31.25
Octubre	1	31.25
Noviembre	1	31.25
Diciembre	1	31.25

Fotos de la infraestructura

CCI Altar



CCI Mexicali Oriente



CFV Puerto Peñasco



CFE GENERACIÓN IV

Objetivo de la EPS CFE Generación IV

Mejorar el desempeño operativo de nuestras Unidades Generadoras de Energía Eléctrica, basados en los objetivos del Plan de Negocios 2022-2026, particularmente en el Objetivo 2, contribuyendo a mantener la participación mayoritaria, con la estrategia de fortalecer la capacidad de generación de la CFE, construyendo y/o adquiriendo nuevas centrales de generación eficientes, así como optimizar el programa de mantenimiento para garantizar la disponibilidad de las centrales de generación, así como al Objetivo 3 con la estrategia de Reducir la intensidad de emisiones de CO₂, atendiendo a criterios ambientales y sociales, además de mantener reguladas las emisiones a la atmósfera en la generación de energía eléctrica a través de la combustión de las fuentes fijas, recuperar la potencia de las unidades con degradación y asegurar la confiabilidad y disponibilidad de las unidades en Centrales ubicadas en el norte y noreste del País, para efecto de contingencias climatológicas adversas.

- Mejorar el Factor de Planta en las Centrales Eléctricas con respecto al periodo anterior.
- Cumplir el indicador de Falla más Decremento negociado como meta.
- Adquisición de carbón de diseño en el esquema plurianual 2023-2024.
- Reducir el consumo de combustible diésel para el arranque y estabilización de la combustión a bajas cargas de las unidades de las Centrales carboeléctricas con respecto al periodo anterior.
- Recuperar la potencia de las unidades de generación con decremento de 407.83 MW.
- Modernizar partes de combustión, reemplazo de alabes de turbina y compresor axial de nueva tecnología, para incrementar el tiempo entre mantenimientos de 8,000 a 24,000 horas de la CCC Chihuahua II paquete 2.
- Modernizar el sistema de combustible de la C.T. Francisco Villa para consumo dual gas natural/combustóleo.
- Recuperar la capacidad máxima y confiabilidad de la Unidad 3 de la C.T. Altamira.
- Asegurar la confiabilidad y disponibilidad de las unidades en Centrales ubicadas en el norte y noreste del País, para efecto de contingencias climatológicas adversas.
- Continuar la gestión de la Inclusión de las centrales eléctricas del Convenio Modificatorio al Contrato Legado.
- Comprometer el 100% del Presupuesto de inversión otorgado.
- Cumplir el Índice de Reemplazo de acuerdo con su meta establecida y dar seguimiento al Programa de Capacitación.

Resumen ejecutivo

Durante el año 2023, CFE Generación IV realizó las siguientes acciones destacadas:

- Modernización de partes de combustión, reemplazo de alabes de turbina y compresor axial de nueva tecnología, para incrementar el tiempo entre mantenimientos de 8,000 a 24,000 horas de la CCC Chihuahua II paquete 2.
- Se concluyeron 51 mantenimientos programados durante el periodo 2023 de los cuales: 5 unidades fueron del proceso de Carbón, 23 unidades de Ciclo Combinado, 12 unidades Turbogás, 6 unidades de Vapor Convencional y 5 unidades Hidroeléctricas, con una capacidad mantenida de 4,395.3 MW (55.95% respecto a la capacidad instalada de 7,854.51 MW).
- Mejora del desempeño financiero con la inclusión al Convenio Modificadorio del Contrato Legado. Se tuvo un incremento significativo en los ingresos de la EPS, con respecto al ejercicio anterior, originado por la operación de dicho convenio.
- El Programa Anual de Capacitación concluyó con 1,300 Actividades-Curso, 5,267 participantes-Curso, 68,347 horas de instrucción y 226,305 horas-Hombre.
- Modernización del sistema de recepción y análisis de calidad del carbón recibido (volcador) mediante camiones en la CT José López Portillo.
- Se realizaron 10 Auditorías por Auditoría Interna de la EPS, con un total de 47 observaciones menores, con 33 observaciones atendidas en el periodo, lo que representa la atención del 70.21% y el resto continua en proceso de atención.
- En proceso la elaboración del convenio para la optimización de 211 plazas de la C.T. Altamira para la reducción de sus costos fijos con la finalidad de mejorar el resultado financiero de la EPS.
- Adquisición de refaccionamiento para modernización de turbina de gas unidad 7 de CCC Huinalá II (cambio de alabes de nueva tecnología)
- Recuperación de 563 MW en capacidad de generación, y recuperación de régimen térmico de 9,365, kJ/kWh gracias a los mantenimientos ejecutados.
- Recuperación de capacidad de 218 MW de la Unidad 3 de la C.T. Altamira
- Rehabilitación del sistema de quemadores dual de la C.T. Francisco Villa durante el ejercicio para su operación dual (combustóleo / gas natural).
- Designación de mejor central a nivel nacional por su tipo (Ciclo Combinado) de la CCC Chihuahua II (El Encino), del Índice del Desempeño de Centrales Generadoras de CFE (IDCG).
- Certificación de 40 instructores bajo el estándar de competencia Norma EC0217.01, referente para la evaluación y certificación de personas que imparten cursos de formación de manera presencial y grupal.
- Certificación internacional de 4 soldadores de acuerdo con el código ASME sección IX edición 2021.
- Con la modernización de partes de combustión, reemplazo de alabes de turbina de gas y compresor axial de nueva tecnología, se incrementó el tiempo entre mantenimientos de 1 a 3 años en la CCC Chihuahua II paquete 2.
- Habilitación de 14 salas de lactancia cumpliendo con el 100% de los centros de trabajo comprometidos en el ámbito de CFE Generación IV.

Escenario tecnológico del año 2023

La EPS CFE Generación IV tiene un total de 26 centrales eléctricas y 66 Unidades Generadoras, con una capacidad efectiva total de 7,855 MW



El portafolio de centrales eléctricas cuenta con 5 tecnologías para su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, siendo el 34% con centrales Carboeléctricas, 31% con centrales de Ciclos Combinados, 28% con centrales de Vapor Convencional, 6% con centrales Turbogás y un 1% con centrales Hidroeléctricas.

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	6	24	2,441
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo	6	10	2,186
Hidroeléctrica	Agua	2	5	98
Carboeléctricas	Carbón	2	8	2,685
Turbogás	Diésel / Gas Natural	10	19	445
Total		26	66	7,855

Resumen de escenario tecnológico 2023 EPS CFE Generación IV
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Bruta y Neta

La Generación Bruta en el año 2023 aumentó 50.27% con respecto al año 2022, principalmente por una mayor disponibilidad de las unidades, aunado al incremento del despacho de centrales eléctricas solicitadas por parte del CENACE, teniendo un factor de planta de 32.66% en el año 2023 contra 21.73% en el año 2022.



En el proceso ciclo combinado en 2023 se obtuvo un factor de planta del 54.24%, contra un 38.16% del año 2022, lo que representó un incremento del 42.14% en la Generación Bruta en este ejercicio.

En el proceso Turbogás, se tuvo un incremento de Generación en el año 2023 obteniendo un valor de 17.07% de factor de planta, contra un valor de 3.29% de factor de planta en el año 2022, lo anterior debido a una mejora en la confiabilidad de arranque de las unidades al ser solicitadas por el CENACE por necesidades del Sistema Eléctrico Nacional.

Para el proceso hidroeléctrico se obtuvo en el año 2023 un resultado de 13.83% de factor de planta en contraste con el resultado de 9.49% de factor de planta en el año 2022, con un incremento del 45.68% en la generación bruta.

Ver anexo estadístico: [Generación EPS IV.](#)

Principales proyectos de infraestructura

El Proyecto de inversión CCC San Luis Potosí, formalizado el 30 de septiembre de 2021 para entrar en operación comercial el 15 abril del 2024, consiste en una Capacidad neta garantizada de 437.2 MW, desarrollándose en el sitio de la actual C.T. Villa de Reyes, ubicado en el municipio de Villa de Reyes, San Luis Potosí.

El proyecto C.C.C. Lerdo, formalizado el 29 de abril de 2022 para entrar en operación comercial el 15 de agosto de 2024, consiste en una Capacidad Neta garantizada de 350 MW desarrollándose en el sitio de la actual C.T. Guadalupe Victoria, ubicado en el municipio de Lerdo, Estado de Durango, en la región Norte del país.

NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO DE INVERSIÓN (MDD)	AVANCE FÍSICO DE LOS PROYECTOS	
		A DICIEMBRE 2023	
		META (%)	RESULTADO (%)
CCC San Luis Potosí	350	99.53	92.58
CCC Lerdo	319	68.15	65.93
Total	669		



Indicadores operativos

Indicador / Resultado	Cifras		Variación	Meta 2023 a DIC	% Cumplimiento
	(Datos observados)		(%)		
	2022	2023	2023 / 2022		
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	250.00	0.00
Factor de Planta (%)	21.73	32.66	10.93	22.46	145.44
Generación Neta (GWh)	14,262.45	21,529.53	7,267.08	15,158.89	142.03
Eficiencia Térmica Neta (%)	35.57	34.56	-1.01	36.29	95.24
Emisiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	0.81	0.72	-0.10	0.77	106.53
Disponibilidad Propia (%)	76.54	83.82	7.28	85.95	97.52
Indisponibilidad Falla + Decremento (%)	9.93	8.23	-1.69	5.01	35.60
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	20.60	25.86	5.26	2.32	-916.59
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	5.67	1.66	-4.00	0.23	-172.45
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias o Diversas (%)	0.56	0.55	-0.01	0.62	88.59
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm.)	54.00	50.00	-4.00	57.00	87.71
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm.)	53.00	48.00	-5.00	61.00	78.68
Capacidad Mantenida (MW)	5,740.37	4,395.30	-1,345.07	5,950.35	73.87

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2023-2022.
 Datos obtenidos del SIACIG. El Factor de Planta considera UPS.

Los indicadores indisponibilidad por falla más decremento e indisponibilidad por mantenimiento extendido presentan desviaciones relevantes respecto a la meta causadas principalmente por fallas y fugas en los equipos de la C.T. Pdte. Emilio Portes Gil así como la extensión de mantenimiento de la C.T. Benito Juárez (Samalayuca).

Valores de Benchmark por Tecnología

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta al 2023	Resultado al 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	4.72	1.55	5.22	2.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	3.16	1.29	8.59	3.62	Euroelectric
	Hidroeléctrico	0.20	0.13	0.04	0.4	CFE
	Carbón	15.23	4.51	2.33	4.12	NERC
	Turbogás	1.62	0.74	9.13	4.4	NERC

En el índice de Indisponibilidad por Decremento, en el proceso de Carbón se obtuvieron mejores resultados con respecto a la referencia internacional, para el resto de los procesos, durante el 2023 se llevaron a cabo acciones para mejorar los resultados para el año 2024.

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta al 2023	Resultado al 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	1.70	3.91	1.83	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	2.13	2.62	7.96	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrico	0.00	0.00	0.00	NA	NA
	Carbón	3.40	1.96	0.35	2.08	NERC
	Turbogas	0.00	0.02	0.04	0.29	Euroelectric

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019
 Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"
 VGB Energy (Asociación Técnica de Operadores de Plantas de Energía)
 CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.
 Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Utilización de Fuentes primarias de Energía

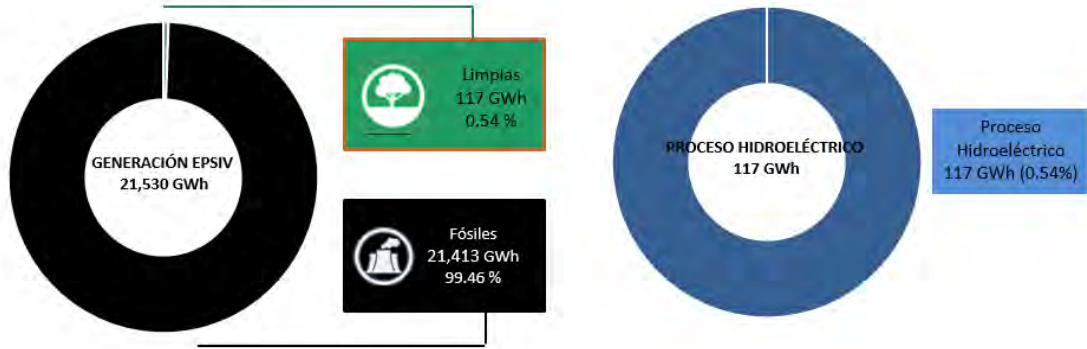
CONSUMOS	AÑOS		VARIACIÓN
	2022	2023	2023/2022
Combustóleo (Terajoules)	3,808	4,280	472
Diésel (Terajoules)	5,373	5,477	104
Gas Natural (Terajoules)	94,000	172,790	78,790
Carbón (Terajoules)	40,224	37,685	-2,539
Agua Turbinada (Mm ³)	930	1,348	418

Comparativo de Fuentes Primarias 2023 vs 2022 EPS CFE Generación IV.
 Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

El incremento en el consumo de combustibles fósiles en 2023 con respecto al 2022 se debe principalmente a un mayor despacho de centrales eléctricas en el proceso termoeléctrico debido a la alta demanda de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), cabe resaltar que el proceso hidroeléctrico (energías limpias) y gas natural aumentaron significativamente su generación.

Energías limpias

Este rubro lo integró la generación del proceso Hidroeléctrico C.H. Falcón y C.H. La Amistad, teniendo una generación neta de 117 GWh, lo que representa 0.54% del total de la EPS, que fue de 21,530 GWh.



CENTRALES	GENERACIÓN NETA (GWh)	APORTACIÓN DE GENERACIÓN (%)
C.H. La Amistad	86	0.40
C.H. Falcón	30	0.14
Total	117	0.54

Con esta generación de energías limpias, durante el año 2023, se evitaron 83,029 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

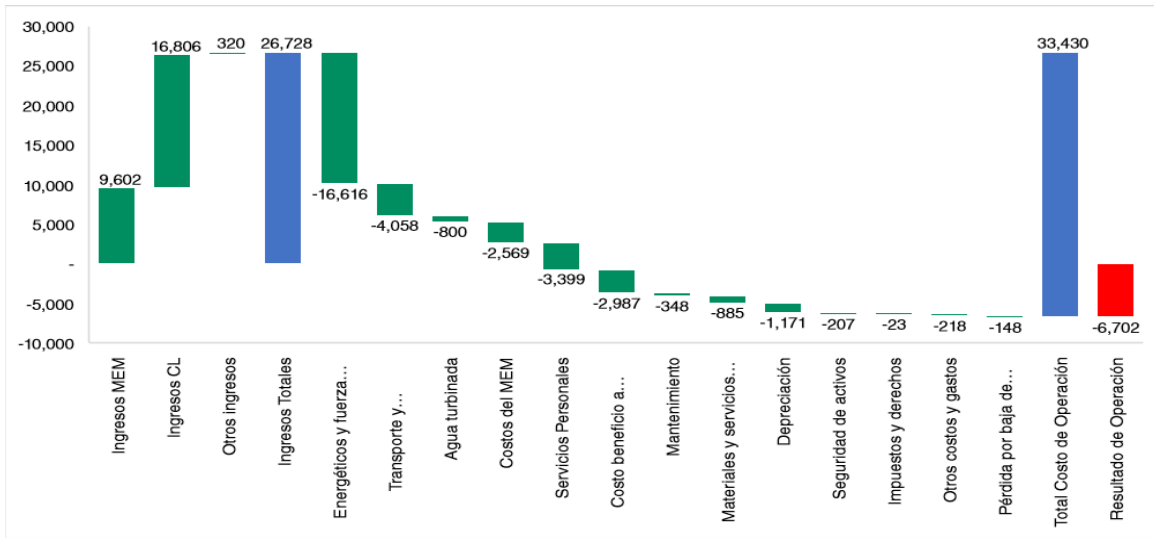
La venta de energía y servicios conexos en el MEM e ingresos del Contrato Legado representó el 98.80% del total de los ingresos con una generación neta 21,268 GWh con un importe de 26,408 MDP, considerándose cifras preliminares.

De los ingresos totales se tiene un importe de \$9,602 MDP que corresponden a los ingresos del mercado de energía de corto plazo (spot), \$16,806 MDP que corresponden a los ingresos por Contrato Legado (CL) y un ingreso adicional de \$320 MDP que corresponden a otros Ingresos.

Los egresos por costos fijos y variables más significativos son en el rubro de los Energéticos (49.70%), Transporte y Almacenamiento de Combustibles (12.13%), Servicios Personales (10.17%) y Costo Beneficios Empleados (8.94%).

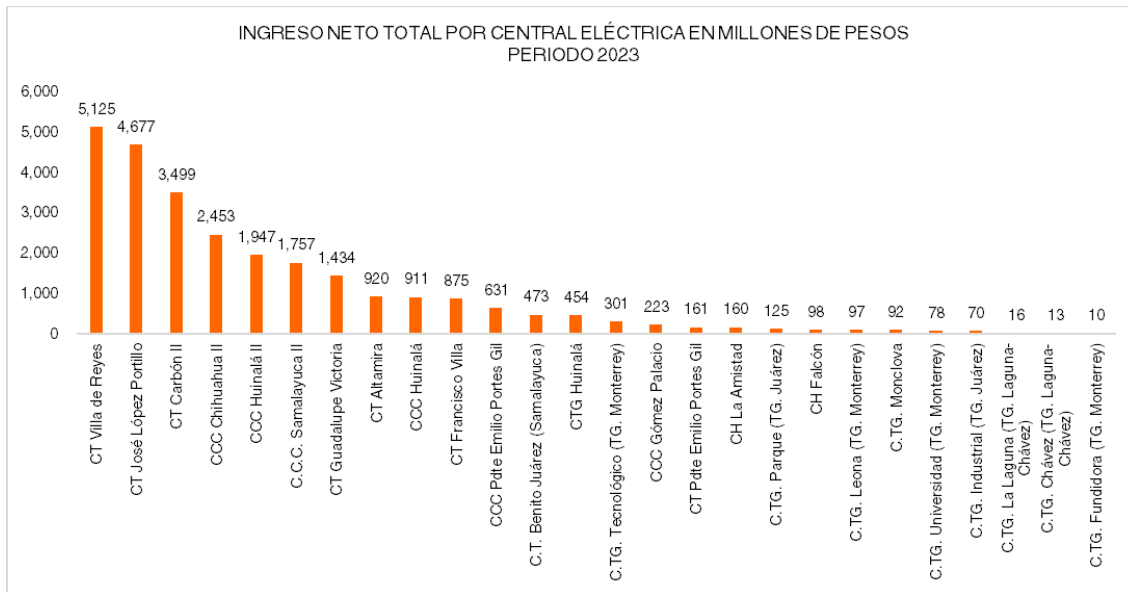
Los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Contrato Legado para el Suministro Básico y el Mercado de Energía de Corto Plazo, representando el 62.88% y 35.92%, respectivamente, del total de ingreso de CFE Generación IV; La EPS no cuenta con contratos de cobertura y de subastas con terceros.





Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación IV⁴
Fuente: Cubos de Essbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

Las centrales de mayores ingresos la C.T. Villa de Reyes, C.T. José López Portillo (Río Escondido), C.T. Carbón II, C.C.C. Chihuahua II, C.C.C. Huinalá II, C.C.C. Samalayuca II, C.T. Guadalupe Victoria.



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación IV⁵
Fuente: Cubos de Essbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

⁴ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

⁵ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.



Fotos de infraestructura



C.C.C. Chihuahua II



C.T. José López Portillo

CFE GENERACIÓN V

Principales objetivos y resultados relevantes durante el año 2023

Objetivos

- Administrar los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada y los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico, celebrados entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los Productores Independientes de Energía (PIE).
- Representar en el Mercado Eléctrico Mayorista, la capacidad y energía que aportan las Centrales Externas Legadas, amparadas en los Contratos celebrados entre la CFE y los PIE con criterios de eficacia y oportunidad.
- Administrar los 34 Contratos Legados formalizados entre la EPS CFE Generación V y la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos con criterios de eficacia y eficiencia.

Resultados

- En cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos celebrados entre la CFE y los PIE, se atendieron las siguientes actividades esenciales:

Actividad	Programado	Realizado
1.- Atención de Reuniones de Comité de Coordinación entre la EPS CFE Generación V y los Productores Independientes de Energía (PIE).	214	238
2.- Calibraciones y Pruebas de Medidores de Energía Eléctrica, con el apoyo del LAPEM y de las Gerencias Regionales de Transmisión de la CFE.	33	34
3.- Coordinación para llevar a cabo las Auditorías del Sistema de Calidad, Sistema de Gestión Ambiental y Administración de Seguridad en el Trabajo a las Centrales Externas Legadas, con apoyo del LAPEM.	162	159
4.- Atestiguamiento de las Calibraciones y Pruebas a las Estaciones de Monitoreo de Variables Ambientales Reales de las Centrales de Ciclo Combinado, con el apoyo de otras EPS de Generación.	43	45
5.- Atención de Reuniones de Notificación y Conciliación de los montos impugnados derivados de cobros en exceso por los Productores Independientes de Energía (PIE) y Conciliación de Gastos Financieros.	107	107
6.- Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin) con el CENACE		27,815
7.- Número de facturas presentadas por los PIE revisadas en cuanto a la información técnica y los montos facturados (incluye facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito).		2,549
8.- Recepción y revisión fiscal y administrativa de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los PIE.		4,118
9.- Revisión, análisis y resolución de eventos notificados como Caso Fortuito o Fuerza Mayor por los Productores Independientes de Energía (PIE).		93



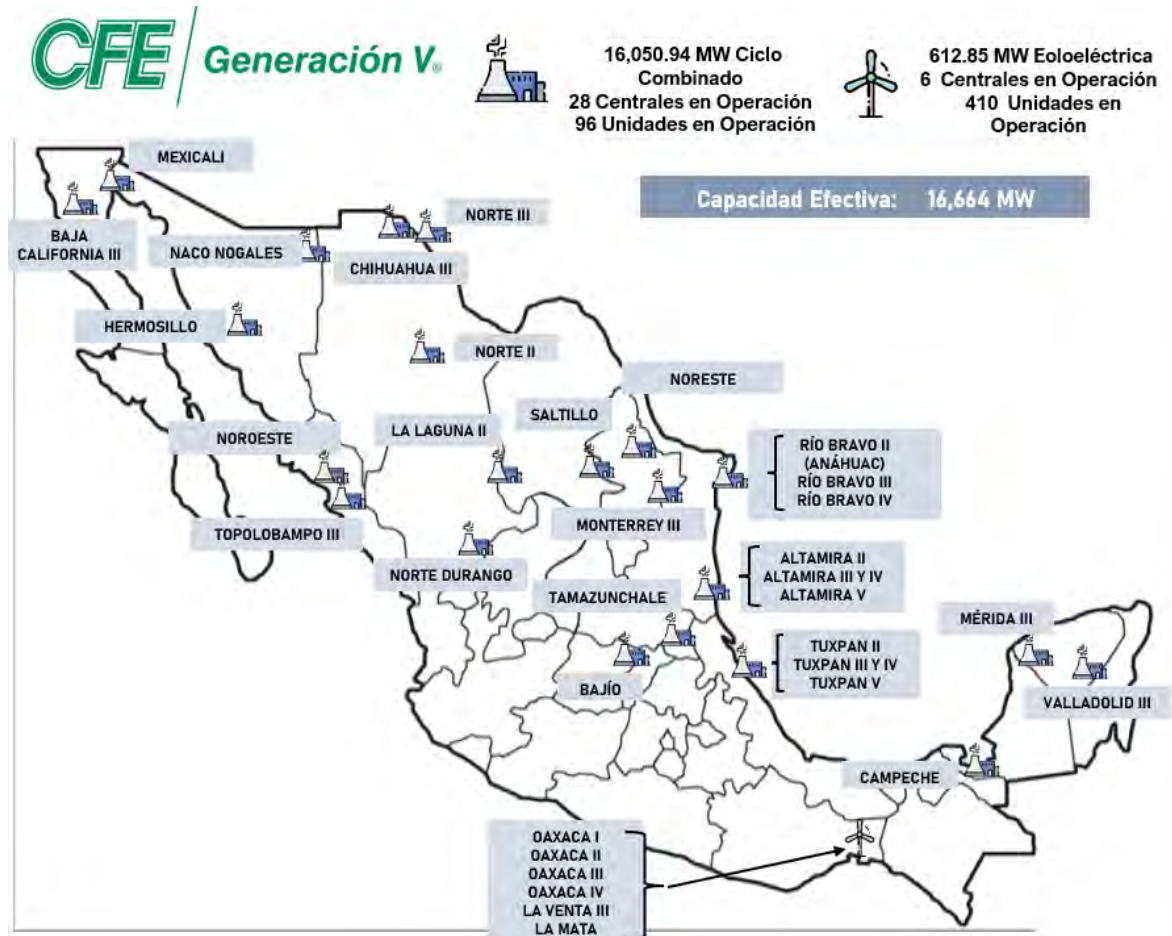
- Durante el año 2022, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) dispuso de 13,991 MW de Potencia de CFE Generación V y, en febrero 2023, reconoció el importe de **41,091 Millones de Pesos (MDP)**, como Ingresos por Potencia para CFE Generación V, el cual fue transferido a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- Derivado de la administración de los Contratos celebrados entre la CFE y los Productores Independientes de Energía, la EPS CFE Generación V recuperó **1,102 MDP**, por concepto de conciliaciones, ajustes en índices y gastos financieros, durante el año 2023.
- Durante el periodo enero-diciembre de 2023, la EPS CFE Generación V obtuvo 303,933 Certificados de Energía Limpia (CEL), con un importe estimado de **75.1 MDP**, correspondientes a la Central Eólica Sureste I, Fase II, los cuales fueron transferidos a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- CFE Generación V tiene regularizada su situación fiscal. La disminución considerable registrada en el coeficiente de utilidad que se venía aplicando hasta diciembre de 2019 para el cálculo del ISR, permitió a la EPS CFE Generación V recuperar, a partir del año 2020, la cantidad de 238 MDP al cierre de diciembre de 2021. En el período enero – diciembre de 2022, la recuperación por este concepto fue de 1,600 MDP; en el ejercicio 2023, se recuperaron 1,668 MDP, y para el ejercicio 2024, se estima recuperar 151 MDP.
- Durante el año 2023 se atendieron, en tiempo y forma, los requerimientos de información de la Auditoría Interna, relacionados con 2 “Revisiones” y 13 Auditorías del ejercicio 2023, una concluida y las demás se encuentran en proceso. También se atendió hasta su conclusión, el seguimiento de 5 auditorías, una del ejercicio 2021 y cuatro del ejercicio 2022. Asimismo, con la colaboración y orientación de la Coordinación de Control Interno, se dio atención al seguimiento de los resultados de 6 auditorías efectuadas por la Auditoría Superior de la Federación (ASF), las cuales 5 se han concluido con observaciones y recomendaciones para Áreas Corporativas de la Comisión Federal de Electricidad, pero ninguna para CFE Generación V.
- También con el acompañamiento de la Coordinación de Control Interno, la EPS CFE Generación V ha llevado a cabo acciones como parte del “**Programa Anticorrupción**” y “**Cero Tolerancia a la Corrupción en la Comisión Federal de Electricidad**”, durante el 2023, CFE Generación V concluyó la formalización de **6 Manuales con 30 Procedimientos Operativos**, debidamente formalizados y autorizados por la Gerencia de Desarrollo Organizacional y Evaluación de la CFE, los cuales incluyen planes y acciones de mitigación, determinados con el acompañamiento de la Coordinación de Control Interno de la CFE, para prevenir la materialización de potenciales Riesgos de Corrupción.
- CFE Generación V ha coadyuvado con la Oficina del Abogado General de la CFE para atender cuatro Arbitrajes Internacionales, de los cuales tres fueron promovidos ante la Cámara de Comercio Internacional y uno ante la Corte de



Arbitrajes Internacional de Londres; de dichos arbitrajes, dos fueron interpuestos por el Productor **Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R.L. de C.V.** uno por **Abeinsa Juárez N-III, S.A. de C.V.** y el cuarto por la CFE en contra del Productor **AES Mérida III, S. de R.L. de C.V.**

- El 14 de diciembre de 2023, la CRE emitió las Resoluciones números **RES/1791/2023** y **RES/1792/2023**, por las que se autorizaron los **34 Convenios Modificatorios a los Contratos Legados** celebrados entre CFE Generación V, CFE Suministrador de Servicios Básicos y la CFE como obligado solidario. Dichas modificaciones representan **beneficios técnicos, operativos, legales, administrativos y financieros en relación con la compraventa de Energía Eléctrica, Potencia, Servicios Conexos y Certificados de Energías Limpias** de los Contratos Legados; asimismo, se logró **la eliminación de la contratación de garantías mutuas** entre CFE Generación V y CFE Suministrador de Servicios Básicos, lo cual **representa ahorros millonarios para la CFE durante toda la vigencia de dichos Contratos Legados.**

Ubicación de Centrales de Productores Independientes de Energía



Capacidad Neta Demostrada de Centrales de Ciclo Combinado

En la siguiente tabla se muestran los valores de la Capacidad Neta Demostrada de las Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado durante los años 2022 y 2023:

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2022	2023	2022	2023
1. Mérida III	484.0	484.0	0	0
2. Hermosillo	250.0	250.0	0	0
3. Saltillo	247.5	247.5	0	0
4. Tuxpan II	495.0	495.0	0	0
5. Anáhuac	495.0	495.0	0	0
6. Bajío	495.0	495.0	0	0
7. Monterrey III	449.0	449.0	0	0
8. Altamira II	495.0	495.0	0	0
9. Tuxpan III y IV	983.0	983.0	0	0
10. Campeche*	252.4	252.4	0	0
11. Mexicali	489.0	489.0	0	0
12. Chihuahua III	259.0	259.0	0	0
13. Naco-Nogales	258.0	258.0	0	0
14. Altamira III y IV	1,036.0	1,036.0	0	0
15. Río Bravo III	495.0	495.0	0	0
16. La laguna II	498.0	498.0	0	0
17. Río Bravo IV	500.0	500.0	0	0
18. Valladolid III	525.0	525.0	0	0
19. Tuxpan V	495.0	495.0	0	0
20. Altamira V	1,121.0	1,121.0	0	0
21. Tamazunchale	1,135.0	1,135.0	0	0
22. Norte Durango	450.0	450.0	0	0
23. Norte II	433.0	433.0	0	0
24. Baja California III	294.0	294.0	0	0
25. Noreste	857.18	857.18	0	0



Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2022	2023	2022	2023
26. Noroeste	887.39	887.39	0	0
27. Norte III	906.71	906.71	0	0
28. Topolobampo III	0	765.76	0	100
Total	15,285.18	16,050.94	0	5.0

***Nota.** Se considera una Capacidad Neta Garantizada con Gas, sin embargo, la Central ha operado con combustible alternativo, para la cual su capacidad es de 192.00 MW.

Energía Neta Facturada por los Productores Independientes de Energía

En el año 2023, los Productores Independientes de Energía facturaron energía neta por **102,829 Gigawatts-hora**.

Energía Neta Facturada (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,619	6,825	7,764	8,184	8,965	8,282	8,862	8,190	7,722	7,842	7,407	7,498	95,161
Eoloeléctrico	209	192	178	93	61	109	165	107	101	162	161	214	1,754
Total	7,828	7,018	7,943	8,277	9,026	8,391	9,027	8,297	7,823	8,004	7,568	7,712	96,915

Energía Neta Facturada (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,728	7,071	7,825	7,364	8,746	9,237	9,122	9,567	8,918	8,845	8,322	8,169	100,913
Eoloeléctrico	185	155	118	110	88	34	191	157	155	163	232	243	1,832
Total	7,912	7,227	7,944	7,474	8,834	9,270	9,313	9,724	9,073	9,008	8,554	8,412	102,745

Variación (2023 - 2022)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	109	246	61	-820	-219	955	260	1,377	1,196	1,003	915	671	5,752
Eoloeléctrico	-24	-37	-60	17	27	-75	26	50	54	1	71	29	78
Total	84	209	1	-803	-192	879	286	1,427	1,250	1,004	986	700	5,830



Tablero de indicadores operativos relevantes (POA)

N°	Indicador	UM	Cierre 2022	Meta 2023	Metas Operativas Trimestrales 2023				Programa 2023 Diciembre	Resultado 2023 Diciembre
					T1	T2	T3	T4		
1	Adición Programada de Capacidad	MW	0	0	0	0	0	0	0	765.76 ⁽¹⁾
2	Factor de Planta	%	71.35	67.30	58.37	65.70	70.38	67.30	67.30	75.34
3	Energía Neta Facturada	GWh	96,915	91,649	19,625	44,423	71,658	91,649	91,649	102,745
4	Eficiencia Térmica Neta Garantizada (con el PCS)	%	47.58	47.62	47.62	47.62	47.62	47.62	47.62	47.69
5	Emissiones de CO2 por MWh (tonCO2/MWh)	t/MWh	0.384	0.380	0.379	0.380	0.380	0.380	0.380	0.382 ⁽²⁾
6	Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada	%	91.92	90.74	86.14	88.36	90.30	90.74	90.74	91.65
7	Indisponibilidad por otras causas que no sean mantenimiento	%	3.86	4.05	3.44	3.80	3.98	4.05	4.05	5.29 ⁽³⁾
8	Indisponibilidad por Mantenimiento Programado (PIE)	%	2.89	4.15	8.76	6.29	4.56	4.15	4.15	2.53
9	Indisponibilidad por mantenimiento extendido (PIE)	%	1.338	1.06	1.66	1.55	1.16	1.06	1.06	0.532
10	Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias	%	1.818	2.06	2.19	2.19	2.03	2.06	2.06	1.78 ⁽⁴⁾

Ref. 1 La central **Topolobampo III** entró en Operación Comercial el 01 de diciembre de 2023.

Ref. 2 Durante el año 2023, se programaron 161 GWh con combustible alterno (Diésel); sin embargo, se facturaron 663 GWh, es decir más de 4 veces la programada, debido a que CENACE despacho a las 8 centrales duales en algunos periodos y Pruebas de Verificación de Capacidad con dicho combustible.

Ref. 3 En 12 Centrales de Ciclo Combinado, se tuvieron eventos relevantes que impactaron en la disponibilidad de las Centrales de los PIE.

Ref. 4 Las condiciones del viento no fueron las esperadas, lo cual originó menor producción de energía eléctrica en Centrales de origen eólico.



N°	Indicador	UM	Cierre 2022	Meta 2023	Métricas de iniciativas y Proyectos				Acumulado a Diciembre	
					T1	T2	T3	T4	Meta	Real
11	Mantenimientos programados Iniciados	No.	44	74	33	45	54	74	74	56*
12	Mantenimientos programados concluidos	No.	42	74	28	45	54	74	74	56*
13	Capacidad mantenida por mantenimientos	MW	15,218	18,683	8,109	12,144	14,252	18,683	18,683	13,659*

* No se alcanzó la meta debido a las reprogramaciones de 18 mantenimientos, a petición del CENACE.

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2021	2022	2023	2022 / 2021	2023 / 2022
1. Capacidad Neta Demostrada (MW)*	15,838	15,838	16,594	0.0	4.8
2. Energía Neta Facturada (GWh)	92,260	96,915	102,745	5.0	6.0
3. Factor de Planta (%)	67.6	71.35	75.34	3.8	4.0
4. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	2.0	1.8	1.8	-0.2	-0.0
5. Indisponibilidad por otras causas que no sean mantenimiento (%)	3.9	3.86	5.3	-0.04	1.4
6. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)**	57	42	56	-26.3	33.3
7. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)**	15,399	15,218	13,659	-1.2	-10.2

* Para los años 2021 al 2023 se consideró a la Central Campeche con una Capacidad Neta Garantizada con Diésel de 192.00 MW. Asimismo, para 2023 la central Topolobampo III entró en Operación Comercial con una capacidad neta garantizada con Gas de 756.762 MW.

** Debido, principalmente, a que en el periodo se concluyeron 56 mantenimientos y se reprogramaron 18, de 74 que se tenían programados.



Energía Neta Facturada de fuentes primarias (comparativo 2022 y 2023)**Centrales de Ciclo Combinado**

Mes	2022	2023	Porcentaje de Variación entre 2022 y 2023
	Energía Neta Facturada (GWh)	Energía Neta Facturada (GWh)	
Enero	7,619	7,728	1.4
Febrero	6,825	7,071	3.6
Marzo	7,764	7,825	0.8
Abril	8,184	7,364	-10.0
Mayo	8,965	8,746	-2.4
Junio	8,282	9,237	11.5
Julio	8,862	9,122	2.9
Agosto	8,190	9,567	16.8
Septiembre	7,722	8,918	15.5
Octubre	7,842	8,845	12.8
Noviembre	7,407	8,322	12.4
Diciembre	7,498	8,169	8.9
TOTAL C.C.C.	95,161	100,913	6.0

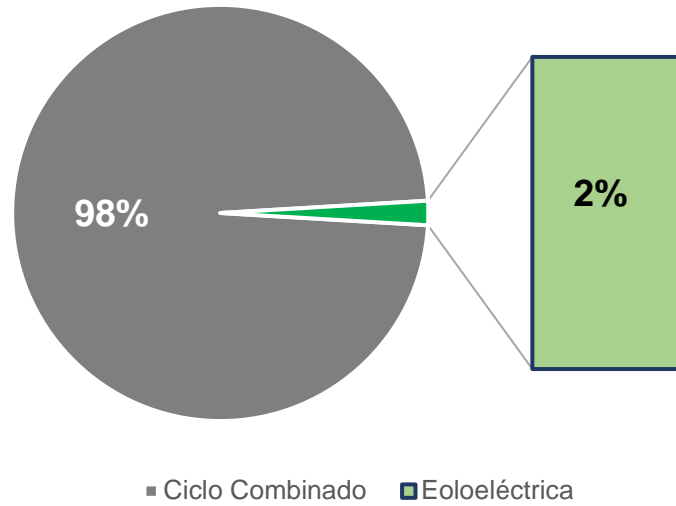
Participación de Energías Limpias en la generación anual

Las Centrales de Origen Eólico consideradas como Energías Limpias, corresponden a las Centrales: Oaxaca I, Oaxaca II, Oaxaca III, Oaxaca IV, La Venta III y Sureste I Fase II.

La EPS CFE Generación V contribuyó al mercado de energía eléctrica con 1,832 GWh de generación neta con tecnología eólica, lo que equivale a un 1.78% del total de la generación entregada durante el año 2023.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias (%) 2023

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Eoloeléctrico	2.3	2.2	1.5	1.5	1.0	0.4	2.1	1.6	1.7	1.8	2.7	2.9	1.8



Energías Limpias EPS CFE Generación V por tipo de tecnología

Con esta generación de energía limpia, durante el año 2023, se evitaron **700,635** toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Capacidad Nominal de Centrales de origen Eólico

En la siguiente tabla se muestran los valores de Capacidad Nominal de las Centrales Externas Legadas de Origen Eólico durante los años 2022 y 2023:

Centrales de Origen Eólico	Capacidad Nominal (MW)		Variaciones (%)	
	2022	2023	2022	2023
1. Oaxaca III	102.0	102.0	0	0
2. Oaxaca II	102.0	102.0	0	0
3. Oaxaca IV	102.0	102.0	0	0
4. Oaxaca I	102.0	102.0	0	0
5. La Venta III	102.85	102.85	0	0
6. Sureste I Fase II	102.0	102.0	0	0
Total	612.85	612.85	0	0



Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista realizadas por la EPS

Área de Transacciones Comerciales			
Total de Ofertas presentadas en el Mercado de Día en Adelanto (MDA).			12,076
Total de Ofertas presentadas en el Mercado en Tiempo Real (MTR).			4,495
Área de Conciliación de Transacciones			
Tipo de Transacciones Bilaterales Financieras (TBFIn)	Cantidad de TBFIn (Número)	Energía de MDA (MWh)	Importe de TBFIn (\$)
TBFIn Energía	11,345	108,260,532	78,340,488,714
TBFIn Servicios Conexos	16,470	8,803,168	2,547,769,222
TBFIn Ajuste	53	14,600,488	9,680,273,585
Total	27,868	131,664,189	90,568,531,521

Nota. Los totales de TBFIn generadas contemplan las que tienen montos en cero.

Cumplimiento de indicadores del Contrato Programa y Contrato Gestión

En congruencia con sus objetivos estratégicos y con base en el establecimiento de sus prioridades en términos de los Contratos suscritos con los Productores Independientes de Energía y la normatividad aplicable, la EPS CFE Generación V celebró el Contrato Programa y el Contrato Gestión con la CFE y se comprometió a cumplir con los indicadores que se muestran en la siguiente tabla, cuyas metas fueron alcanzadas en su totalidad durante los cuatro trimestres del año 2023, como se muestra a continuación:

Indicador	UM	Metas Acumuladas Trimestrales 2023				Resultado 2022 Diciembre	Resultado 2023 Diciembre
		1º	2º	3º	4º		
1.- Entrega oportuna de ofertas en el Mercado de día en Adelanto.	%	100	100	100	100	100	100
2.- Cumplimiento del Programa Anual de Calibración de Medidores de Energía Eléctrica de las Centrales de los Productores Independientes de Energía.	%	100	100	100	100	100	100
3.- Cumplimiento del Programa Anual de Reuniones de Comité de Coordinación con las Centrales de los Productores Independientes de Energía.	%	100	100	100	100	100	111*

Indicador	UM	Metas Acumuladas Trimestrales 2023				Resultado 2022 Diciembre	Resultado 2023 Diciembre
		1°	2°	3°	4°		
4.- Recepción y revisión fiscal de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los Productores Independientes de Energía.	%	100	100	100	100	100	100
5.- Revisión técnica de la facturación recibida en el periodo.	%	53	53	53	53	50.5	53
6.- Días Anuales de Capacitación por Trabajador.	%	1.7	4.0	6.0	7.0	7.64	7.37**

* Debido a relevancia y seguimiento a temas relevantes de 5 Centrales: Valladolid III, Campeche, Norte III, Noreste y Topolobampo II, se requirió realizar Reuniones de Comité de manera mensual; dichas reuniones estaban programadas de manera bimestral.

** La variación se debe principalmente a la impartición de 3 cursos transversales durante mayo y junio de 2023.

Indicadores de monitoreo de las Centrales Externas Legadas

Durante el año 2023 se establecieron siete indicadores de monitoreo a Centrales Externas Legadas para verificar el cumplimiento a los valores garantizados con los que los Productores Independientes de Energía le deben facturar a la CFE los Cargos por Capacidad y Cargos por Energía y los cuales se indican a continuación:

- **Factor de planta**
- **Eficiencia Térmica Neta Garantizada (con el PCS)**
- **Factor de Disponibilidad equivalente Demostrada**
- **Indisponibilidad por otras causas que no sean mantenimiento**
- **Indisponibilidad por mantenimiento programado**
- **Indisponibilidad por mantenimiento extendido**
- **Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias**

En la siguiente tabla se observan los valores obtenidos durante los años 2022 y 2023:

Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado	2022	2023	Variación porcentual
	%	%	(pp)
Factor de Planta	71.35	75.34	3.99
Eficiencia Térmica Neta Garantizada (con el PCS) *	47.58	47.69	0.12
Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada	91.92	91.65	-0.27
Indisponibilidad por otras causas que no sean mantenimiento	3.86	5.29	1.43



Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado	2022	2023	Variación porcentual
	%	%	(pp)
Indisponibilidad por Mantenimiento Programado (PIE)	2.89	2.53	-0.36
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (PIE)	1.34	0.53	-0.81
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias	1.81	1.78	-0.03

*Con base al Poder Calorífico Superior.

Conforme a lo establecido en sendos Contratos suscritos entre la CFE y los Productores Independientes de Energía (PIE), la operación y mantenimiento de las Centrales está a cargo y bajo el control de los PIE; por lo tanto, la EPS CFE Generación V verifica que los PIE den cumplimiento a dichos contratos y, en caso contrario, aplica los ajustes correspondientes conforme a lo previsto en tales contratos.



CFE GENERACIÓN VI

Objetivo de la EPS CFE Generación VI

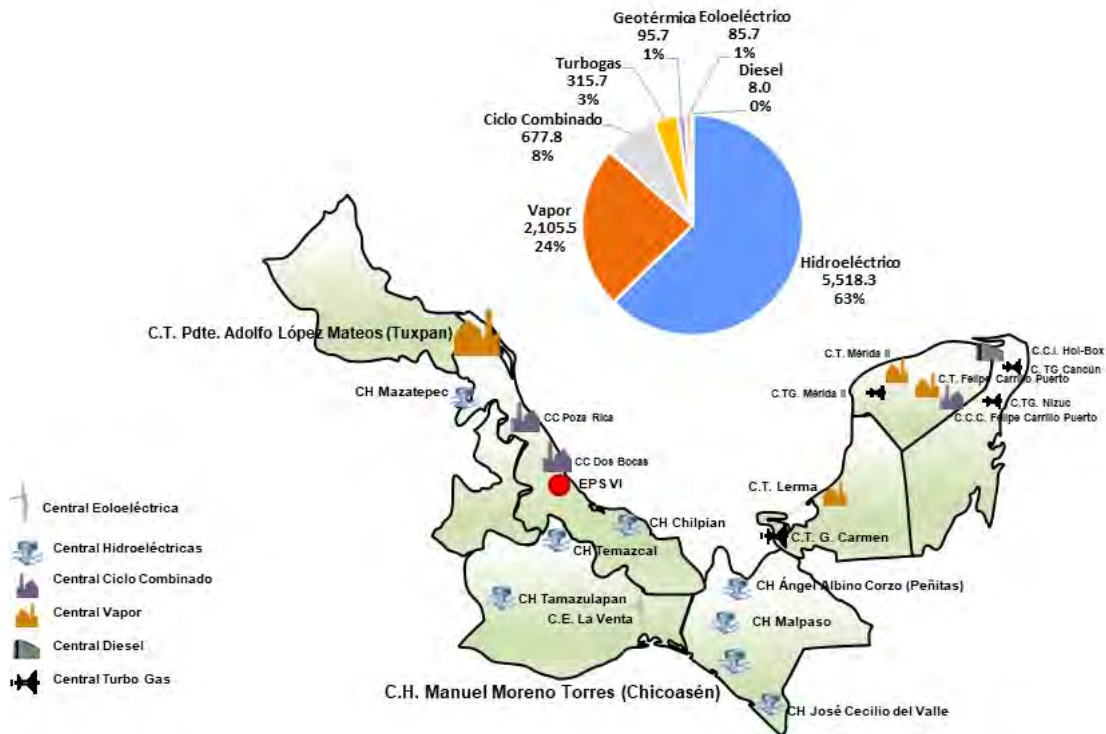
Ser una Empresa de Generación de Energía Eléctrica rentable, con la finalidad de generar valor económico al Estado Mexicano, con la mejora de eficiencia operativa y administrativa de sus procesos, a fin de obtener una mayor disponibilidad, confiabilidad y disminución de costos, aprovechando la experiencia operativa y administrativa de la organización, fortaleciendo al sistema eléctrico nacional y el desarrollo del País.

Resumen ejecutivo

Durante el año 2023, la EPS CFE Generación VI

- Fue acreedora al Distintivo ESR Empresa Socialmente Responsable® 2023 como resultado del compromiso público y voluntario de implementar una gestión socialmente responsable en sus procesos.
- Fue evaluada como la Mejor EPS de Generación.
- Conformación de Comités de Confiabilidad e implementación del Indicador de Confiabilidad Operativa, dando seguimiento a través de reuniones mensuales donde exponen los análisis causa-raíz de los eventos de mayor impacto.
- Se llevaron a cabo 2 Seminarios sobre Energías Renovables, uno de carácter internacional, por parte del Centro de Desarrollo y Capacitación en Energías Renovables (CDCER) en instalaciones de la sede de la EPS CFE Generación VI.
- Importante participación del parque de generación durante la época de máxima demanda de energía eléctrica, aportando 6,343 MW en la hora de mayor demanda, equivalente a la operación con el 72% de la capacidad efectiva de la EPS CFE Generación VI.
- Como parte de la estrategia de la EPS CFE Generación VI para evaluar e incrementar la productividad del personal clave de la organización se establecieron criterios de evaluación a través de un Decálogo de Superintendentes de Centrales considerando actividades importantes en el proceso de generación.
- Posterior a las gestiones ante las Autoridades del Mercado, el CENACE publicó el Manual de Servicios Conexos No Incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, el cual establece los criterios operativos y en base a este documento se definirá la metodología de pago para retribución de dichos servicios.
- Atendiendo oficio de la Dirección Corporativa de Administración y en cumplimiento a las acciones 2.4.3 y 2.4.4 del Programa de Igualdad de Género e Inclusión de la CFE 2020 – 2024, en 2023 se inauguraron un total de 29 salas de lactancia, en los centros de trabajo que conforman el ámbito de la EPS CFE de Generación VI, con la finalidad de que las trabajadoras cuenten con espacios adecuados, exclusivos y con las condiciones apropiadas para la extracción y conservación de la leche materna y les permita concluir con sus actividades laborales.

Escenario tecnológico del año 2023



Mapa de centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación VI en el año 2023.

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	3	10	677.8
Vapor	Gas Natural / Combustóleo	4	12	2,105.5
Hidroeléctrica	Agua	19	66	5,518.3
Turbogas	Diésel	6	13	315.7
Combustión Interna	Diésel	1	7	7.96
Eoloeléctrica	Viento	2	7	85.7
Geotérmica	Vapor Geotermoeléctrico	1	6	95.7
Total		36	121	8,806.7

Resumen de escenario tecnológico 2023 EPS CFE Generación VI

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Capacidad Efectiva (MW)			
Tecnología	2022	2023	Variación
Hidroeléctrica	5,518.3	5,518.3	→
Vapor	2,105.5	2,105.5	→
Ciclo Combinado	677.8	677.8	→
Turbogas	315.7	315.7	→
Geotérmica	95.7	95.7	→
Eoloeléctrico	85.7	85.7	→
Diésel	8.0	8.0	→
Total	8,806.7	8,806.7	→

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión, febrero de 2023.

Generación Bruta y Neta

La Generación Bruta en el año 2023 fue 18% inferior a la del 2022 debido a una menor aportación de Generación de los siguientes procesos:

- Hidroeléctrico, disminuyó un 39% equivalente a 7,106 GWh por la falta de lluvias y su impacto en la disponibilidad de agua.
- Ciclo Combinado, disminuyó un 5% equivalente a 142 GWh por la operación del Sistema Interconectado Nacional y disponibilidad de combustible.

Por su parte, a Generación Neta en el año 2023 fue 18% inferior a la del 2022 debido a una menor aportación de Generación de los siguientes procesos:

- Hidroeléctrico, disminuyó un 39% equivalente a 7,085 GWh por la falta de lluvias y su impacto en la disponibilidad de agua.
- Ciclo Combinado, disminuyó un 5% equivalente a 148 GWh por operación del Sistema Interconectado Nacional y disponibilidad de combustible.

Ver anexo estadístico: [Generación EPS VI](#).

Principales proyectos de infraestructura

Nombre del Proyecto	Descripción
CCC Mérida	Central Ciclo Combinado 499 MW
CCC Tuxpan Fase I	Central Ciclo Combinado de 1,086 MW



Nombre del Proyecto	Descripción
CCC Riviera Maya-Valladolid	Central Ciclo Combinado 1,037
CH Chicoasén II	Central Hidroeléctrica de 240 MW
CFV Nachi Cocom	Central fotovoltaica de 7 MW

Nombre del Proyecto	descripción
RM Angostura	Incremento de capacidad 20 MW por unidad (100 MW a nivel central)
RM Malpaso	Incremento de capacidad 12 MW por unidad (72 MW a nivel central)
RM Mazatepec	Incremento de capacidad 6 MW por unidad (24 MW a nivel central)
RM Peñitas	Sustitución de Generadores Eléctricos por Confiabilidad.
RM Minas	Incremento de capacidad 1 MW por unidad (3 MW a nivel central)
RM Encanto	Incremento de capacidad 1 MW por unidad y una nueva unidad de 6 MW (17 MW a nivel central)
Total	

Indicadores operativos

Indicador / Resultado	(Datos observados)		Variación	Meta	Cumplimiento (%) ^{*4}
	2022	2023	2022 / 2023	2023	2023/Meta
Adición Programada de Capacidad (MW)	1.6	0	-1.6	0	100.0
Factor de Planta (%) ^{*1}	33.8	27.9	-5.9 (pp)	27.0	103.3
Generación Neta (GWh) ^{*2}	25,615	20,900.1	-4,715.0	20,243.1	103.2
Eficiencia Térmica Neta (%)	28.4	28.6	0.2 (pp)	27.1	105.7
Emissiones de CO2 por MWh (ton/MWh)	0.7	0.72	0.02	0.71	98.4





Indicador / Resultado	(Datos observados)		Variación	Meta	Cumplimiento (%) ^{*4}
	2022	2023	2022 / 2023	2023	2023/Meta
Disponibilidad Propia (%)	86.5	83.9	-2.7 (pp)	83.6	100.3
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	4.4	3.1	-1.2 (pp)	3.4	108.5
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	2.5	6.0	3.5 (pp)	1.6	-184.1
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%) ^{*3}	1.2	2.0	0.8 (pp)	1.1	-83.8
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	73.4	56.6	-16.8 (pp)	69.7	81.3
Número de Mantenimientos Iniciados (no.)	136	140	4	162	86.4
Número de Mantenimientos Concluidos (no.)	131	133	2	155	85.8
Capacidad Mantenida (MW)	5,458.3	6,270.3	812.1	6,402.5	97.9

*1 Incluye sobregeneración.

*2 Incluye la generación de UPS.

*3 Meta autorizada por la Coordinación Termoeléctrica más el 2.5% de la meta de Indisponibilidad por Mantenimiento Programado.

*4 El porcentaje de cumplimiento puede cambiar en función del número de decimales utilizado.

Valores de Benchmark por Tecnología

Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023	Benchmarking Internacional
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	3.13	3.52	6.02	2.49 Euroelectric
	Vapor Convencional	10.76	5.57	5.22	3.62 Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.25	0.20	0.18	0.4 Euroelectric
	Turbogas	1.64	1.08	2.48	4.40 NERC
	Combustión Interna	7.71	2.44	2.65	5.09 NERC
	Eoloeléctrica	1.05	1.59	1.59	- NA
	Geotermoeléctrica	0.80	4.40	0.91	3.86 CFE





Indicador	Proceso	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	1.66	3.90	4.50	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	2.59	3.36	1.72	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.34	0.02	0.02	-	Euroelectric
	Turbogas	0.26	0.21	2.02	0.29	Euroelectric
	Combustión Interna	0.00	0.00	0.00	1.46	NERC
	Eoloeléctrica	36.48	37.16	36.11	-	NA
	Geotermoeléctrica	0.10	10.00	0.12	2.7	CFE

Las principales causas que impactan en la desviación de los resultados de los indicadores de Indisponibilidad de Falla y Decremento con respecto al Benchmarking Internacional son la antigüedad del Parque de Generación y los modos de operación del CENACE.

Utilización de Fuentes primarias de Energía

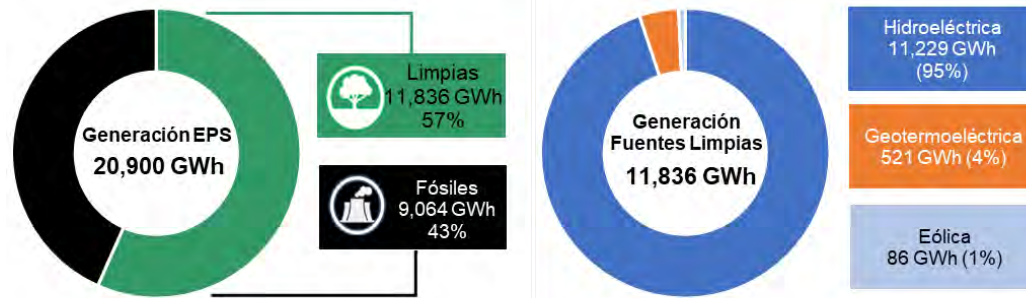
Consumos	Años		Variación (%)
	2022	2023	2023/2022
Combustóleo (Terajoules)	36,364	60,186	66%
Diésel (Terajoules)	10,338	11,839	15%
Gas Natural (Terajoules)	34,162	36,021	5%
Vapor Geotérmico (Terajoules)	10,687	12,534	17%
Agua Turbinada (Mm ³)	87,161	57,165	-34%

Energías limpias

La EPS CFE Generación VI tiene una Capacidad Instalada de 8,806.7 MW, de la cual el 64.7 % la integran unidades de energía limpias:

En el año 2023 el **56.6 %** de la Generación Neta anual fue con base en las energías limpias.





Energías Limpias EPS CFE Generación VI por tipo de tecnología

* Para el cálculo del indicador de Porcentaje de Energía con Fuentes Limpias no se considera la Generación U.P.S.

En el año 2023 se generaron 369,542 CEL's, entregados a CFE Suministrador de Servicios Básicos para honrar las obligaciones del Contrato Legado.

Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	3,735.39	17.87
C.H. Malpaso	2,540.44	12.16
C.H. Belisario Domínguez (Angostura)	1,556.00	7.44
C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)	1,440.49	6.89
C.H. Temascal	1,055.52	5.05
C.G. Humeros	521.07	2.49
C.H. Mazatepec	379.48	1.82
C.H. Tuxpango	167.60	0.80
C.E. La Venta	85.44	0.41
C.H. José Cecilio del Valle	82.58	0.40
C.H. Chilapan	69.79	0.33
C.H. Minas	68.89	0.33
C.H. Encanto	44.04	0.21
C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	33.36	0.16
C.H. Bombaná	19.53	0.09
C.H. Ixtaczoquitlán	12.35	0.06
C.H. Texolo	7.97	0.04
C.H. Schpoiná	6.41	0.03
C.H. Tamazulapan	3.50	0.02
C.H. Electroquímica	3.32	0.02
C.H. Micos	2.48	0.01
C.E. Yuumil'iik	0.34	0.00
Total	11,836.00	56.63

Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

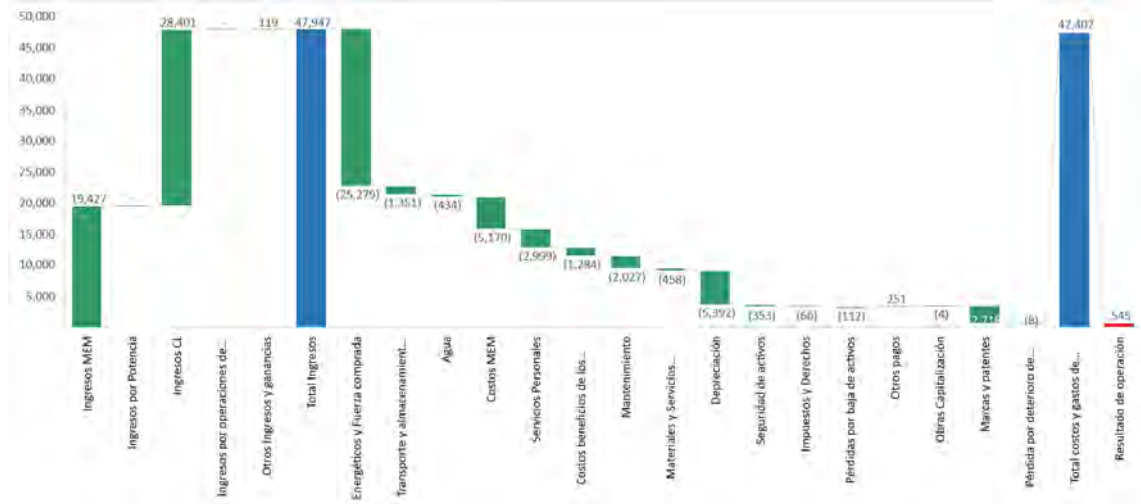
La venta de energía representó el 48% del total de los ingresos con una generación neta 20,900 GWh con un importe de 23,706MDP.

De los ingresos totales se tiene un importe de 19,427 MDP que corresponden a los ingresos del mercado de energía de corto plazo (spot) y 28,401 MDP que corresponden a los ingresos por Contrato Legado (CL) y un ingreso adicional de 119 MDP que corresponden a otros Ingresos.





En el año 2023, los ingresos de las Centrales Generadoras se obtuvieron principalmente por su operación en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Contrato Legado para el Suministro Básico, representando el 41% y 59% respectivamente del total de ingreso de la EPS CFE Generación; La EPS VI no cuenta con ningún contrato de cobertura con algún Suministrador Calificado ni contratos derivados de alguna Subasta a Mediano o Largo Plazo.



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación VI ¹¹

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

¹¹ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.



Fotos de infraestructura



C.G. Humeros



C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)

LAGUNA VERDE

COORDINACIÓN CORPORATIVA NUCLEAR

Principales Objetivos y Resultados en 2023

El objetivo principal de la Coordinación Corporativa Nuclear (CCN) es asegurar la operación segura y confiable la Central Nuclear Laguna Verde para contribuir, a través de la CFE, al desarrollo y bienestar del país, entregando energía segura y confiable al Sistema Eléctrico Nacional, así como al servicio público para abastecer las necesidades energéticas actuales.

Misión

Con máxima prioridad en la seguridad, respeto al medio ambiente y a la sociedad, generar electricidad garantizando la operación confiable y sustentable de los activos de generación nuclear.

Visión

Operar los activos de generación nuclear conforme a las mejores prácticas de la industria nuclear.

Resumen Ejecutivo

La Coordinación Corporativa Nuclear continúa logrando resultados positivos y mejorando significativamente el desempeño global de Laguna Verde. Esto permite maximizar la seguridad y confiabilidad, así como establecer mecanismos efectivos de comparación contra los referentes de la industria nuclear internacional.

La evidente mejora de desempeño en la Coordinación Corporativa Nuclear es resultado de la ejecución precisa de un Plan Estratégico propio que incluye la implementación de un Modelo de Gestión basado en los pilares de **Efectividad Organizacional**, **Alta Confiabilidad de Equipo** y **Profesionalismo Nuclear**, soportados por la **Comunicación Organizacional**.

El modelo de gestión se implementa y monitorea a través de un **Plan de Excelencia** en el cual se definieron los retos principales, así como los planes de acción a seguir para superarlos.

A lo largo del 2023, se implementaron acciones enfocadas a mejorar el desempeño global de Laguna Verde para alcanzar mejores niveles de desempeño. Esto incluyó acciones para mejorar el proceso de suministro de bienes y servicios tanto a nivel Coordinación Corporativa Nuclear como en las áreas del Corporativo. Estas mejoras continúan implementándose para asegurar que el proceso se ejecute con precisión para satisfacer oportunamente las necesidades actuales de la Central tanto en operación normal como en recargas.

La Coordinación Corporativa Nuclear mantiene el enfoque de operar de manera segura y confiable, alineándose al Plan de negocios 2024-2028 de la CFE. Esto le permite la consecución de los objetivos estratégicos, para garantizar el buen desempeño de la organización hacia el logro de la visión y continuar contribuyendo a la misión de la CFE.

Comportamiento Operativo 2023

La implementación del Modelo de Gestión de la Coordinación Corporativa Nuclear (CCN), continúa reflejándose en la disminución de eventos operativos con impacto negativo a la Generación, por lo que; a pesar de que en 2023 se experimentaron algunas fallas de equipo, las consecuencias de estas fallas; así como los problemas emergentes disminuyeron considerablemente respecto a 2022 por la implementación de estrategias para aumentar la Efectividad Organizacional, mejorar la Confiabilidad de Equipo y Fortalecer los comportamientos de los Profesionales Nucleares.

Por ejemplo, al cierre de 2023, el desempeño organizacional es **fuerte y continúa mejorando**, lo que se refleja en haber obtenido la mejor Generación Neta registrada en un año con recarga (12.04 TW-H) con una Disponibilidad Propia de 90.19%. La energía entregada en 2022 fue de 10.53 TW-H.

La recarga de combustible de la U1 se programó para 55 días y se completó en 55.17 días sin que ocurrieran eventos con consecuencias debido a comportamientos fortalecidos en los profesionales nucleares.

La no extensión de la recarga de la U1 ayudó a mantener un factor de servicio saludable en la U1 que cerró en 83.90% y disponibilidad propia de 82.19% al cierre de 2023. Respecto a la U2, a pesar de experimentar algunas reducciones de potencia por la falla de equipo, el factor de servicio fue de 99.55% y disponibilidad propia del 98.21% al cierre de 2023. Lo anterior representó una entrega de energía de 5,449.45 GWh para la U1 y 6,594.14 GWh para la U2.

Para 2024 se establecieron metas ambiciosas manteniendo el enfoque en la operación segura y confiable. Estas metas incluyen la recarga de combustible nuclear No. 19 para la U2. Estamos en proceso de adaptación del Plan Estratégico 2024-2028 con el fin de lograr la consecución de nuestros objetivos, para garantizar el buen desempeño de la organización hacia el logro de la visión y continuar contribuyendo a la misión de la CFE.

Logros Relevantes en 2023

- **Mejoras en la Gestión del Mantenimiento y Recargas**

Estrategias efectivas de alineamiento organizacional se están reflejando en mejoras sustanciales en la Gestión de Mantenimiento, incluyendo una mejora sustancial en la duración de la recarga. Los programas de mantenimiento en línea cerraron en el mejor cuartil comparado contra el resto de la industria en centrales nucleares. Adicionalmente, la recarga de combustible 22 de la U1 se completó en 55.17 días de 55 programados. La recarga incluyó actividades clave como el mantenimiento a las turbinas de baja presión, así como la limpieza ultrasónica de ensambles de combustible. Los retrasos mínimos en la recarga de combustible contribuyeron al

cumplimiento de los estándares de seguridad, así como a la obtención del mejor resultado de generación de Laguna Verde en un año con recarga.

- **Generación y Desempeño Operativo**

Laguna Verde entregó al país una Energía Neta de 12,043 GWh. Esta energía fue generada de forma segura para la población y el medio ambiente, con un factor de Disponibilidad Propia de 90.19 %. En general, el desempeño global de Laguna Verde evolucionó para posicionarse mejor respecto de otras plantas pares en la industria nuclear internacional. Esto fue reconocido por la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO – por sus siglas en inglés).

- **Plan Integral de Gestión de Desechos Radiactivos – PIGDR**

Considera una estrategia operativa que incluye: la Renovación de licencia del almacén CCAC, reducción de volumen de residuos en los almacenes, construcción de nuevos almacenes para desechos radiactivos ADYR y campañas de almacenamiento de combustible (ISFSI) y compactación de barras de control. Durante los trabajos en los almacenes se identificó que material que alguna vez fue radiactivo ha completado el proceso de decaimiento, por lo que puede disponerse como desecho no radiactivo. Esto se traduce en mayor capacidad de almacenamiento para soportar la operación segura de Laguna Verde.

- **Almacenamiento de Combustible en Seco - ISFSI**

En el año 2023 se completaron las campañas de almacenamiento de combustible gastado en seco que se tenían consideradas, este combustible gastado, producto de los procesos de generación de Laguna Verde, fue transferido a la Instalación Independiente de Combustible Gastado (ISFSI, por sus siglas en inglés) dentro del mismo sitio. Esto permite ampliar la capacidad para recibir combustible nuevo y facilitará el movimiento de ensambles de combustible durante las recargas.

En diciembre del 2023 concluyó la campaña de carga de 5 contenedores HI-STORM FW MPC-89 de la Unidad 1 y la carga de 3 contenedores de la U2, incluyendo su traslado hasta la instalación ISFSI de la CNLV. Con esta campaña se terminó la carga de los 13 contenedores propiedad de CFE, adquiridos en el 2013. Actualmente hay 1157 Ensamblados almacenados en seco en el ISFSI.

Logro Multianual 2019-2023

- De acuerdo con la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO – por sus siglas en inglés), para 2023 el desempeño de la Central Laguna Verde mejoró gradualmente y de manera sustancial. Esto significó migrar de la categoría de enfoque a la categoría de monitoreo aumentado, significando que Laguna Verde es capaz de desempeñarse a la par de las mejores plantas de la industria nuclear internacional.

Escenario Tecnológico del año 2023

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Nuclear	Uranio	1	2	1,608

Generación Bruta y Neta por mes

El ciclo de combustible actual de ambas Unidades de Laguna Verde requiere que las recargas de combustible se implementen cada 18 meses para realizar mantenimiento a equipo importante para la generación de acuerdo con las regulaciones aplicables.

A diferencia del 2022, en el 2023 se programó una recarga de combustible en la U1, la cual tuvo una duración de 55.17 días en su recarga de combustible 22, Como resultado de estrategias para dotar a las Unidades de una confiabilidad aumentada.

Las estrategias emprendidas por la Coordinación Corporativa Nuclear también se están orientando a lograr la mayor separación en tiempo entre recargas de combustible. Con esto, el Programa de Utilización de Energía considera para 2024 y 2025 una recarga por año respectivamente. Se espera que con esta y otras acciones, la generación se vea beneficiada.

Generación Bruta (GWh) 2022													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,000	1,004	1,005	541	638	1,089	1,117	1,102	747	586	839	1,187	10,850

Generación Bruta (GWh) 2023													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,168	1,074	1,174	1,125	1,074	1,120	1,142	1,106	793	554	871	1,185	12,386

Variación (2023– 2022)													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	168.35	69.36	168.65	583.35	435.73	31.69	25.26	3.86	46.36	-31.60	32.36	-2.66	1,536.52

Generación Neta (GWh) 2022													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	965	976.1	976.1	524.6	618.1	1,058.2	1,085.5	1,070.1	724.8	570	815.8	1,154.9	10,539.4

Generación Neta (GWh) 2023													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,136	1,045	1,142	1,094	1,044	1,089	1,111	1,075	770	537	848	1,154	12,044

Variación (2023– 2022)													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	171	69	166	569	426	31	25	5	45	-33	32	-1	1,504

**Utilización de Fuentes de Energía Primaria**

2022													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Razón de Quemado de Combustible Nuclear (MWD/ST)	1,362	1,362	1,370	744	897	1,514	1,559	1,544	1,044	812	1,155	1,619	14,982

2023													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Razón de Quemado de Combustible Nuclear (MWD/ST)	1,595	1,462	1,609	1,549	1,491	1,568	1,607	1,561	1,128	776	1,205	1,622	17,172

Diferencia													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Razón de Quemado de Combustible Nuclear (MWD/ST)	232	100	239	805	594	54	48	17	84	-36	50	3	2,191

Participación de Energías Limpias en la Generación Anual

Debido a que la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde se considera Fuente Limpia, el resultado de su aportación siempre será del 100%. La energía eléctrica entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de **12,044 GWh**.

Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

A diferencia de otras Centrales Generadoras, Laguna Verde está sujeta a estrictas regulaciones y un programa de Aseguramiento de la Calidad que vigila la correcta operación, la ingeniería, así como lo adecuado y oportuno del mantenimiento para garantizar que las Unidades permanecen operando con seguridad. En ocasiones, estas regulaciones requieren que en la Central se tomen acciones de acuerdo con las Especificaciones Técnicas de Operación (ETOs) que invariablemente impactarán a la



generación porque *la seguridad en Laguna Verde es considerada como la máxima prioridad.*

Durante el ejercicio 2023, el total de energía generada por ambas Unidades fue de 12,044 GWh. Mientras que la U1 generó 5,688 GWh, la U2 generó 5,162 GWh. Este resultado fue mayor en 1,536 GWh superior el año 2023 con respecto al año 2022 debido a que solo se tuvo una recarga de combustible en la Unidad Uno.

Considerando que, en el año 2023, la U1 estuvo en recarga de combustible y que la energía producida fue mayor que la del año 2022, la Coordinación Corporativa Nuclear obtuvo 13,947 MDP de ingresos por Contrato Legado.

Avances en el Modelo de Adquisiciones de Laguna Verde

En julio de 2023, el Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad, aprobó la modificación a la Disposición Primera de las “Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios. Con base en esta modificación, las contrataciones que realice la CFE para la operación de instalaciones nucleares se encuentran excluidas de la aplicación de las “Disposiciones Generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias. Derivado de lo anterior, el Consejo Administración delegó la facultad al Consejo Consultivo Técnico para emitir las “Políticas para Realizar Contrataciones de Bienes, Servicios y Obras Relativas a la Operación de Instalaciones Nucleares”, para lo cual, la CCN se encuentra en espera de dicha aprobación.

Cumplimiento de Estándares de Seguridad

La CCN continúa operando en cumplimiento estricto con los más altos estándares de seguridad. Esto incluye operar de acuerdo a las Especificaciones Técnicas de Operación que son requisito de la Licencia de Operación de ambas unidades. Las desviaciones a estos estándares son documentadas de acuerdo con procesos establecidos, priorizadas y analizadas para establecer acciones que prevengan la recurrencia. La CCN no solo se enfoca en el cumplimiento de estándares sino en excederlos para lograr estar dentro de la mejor referencia de desempeño de la industria.

INTERMEDIACIÓN DE CONTRATOS LEGADOS

La Filial CFE-Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. (CFE ICL) tiene como objeto administrar, en nombre de la Comisión Federal de Electricidad, los Contratos de Interconexión Legados, así como representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a las Unidades de Central Eléctrica que se encuentran bajo el amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento, con permisos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importación y exportación, generando los siguientes objetivos:

- Asegurar la representación de los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado Eléctrico Mayorista, en operaciones de venta y compra entre las centrales eléctricas y centros de carga definidos en los contratos.
- Honrar los Contratos de Interconexión Legados (CIL) en los términos que fueron suscritos hasta concluir su vigencia.
- Dar atención y seguimiento a la incorporación de nuevos permisionarios, sus Unidades de Generación e incorporación de sus Cargas Asociadas.

A partir de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) dejó de otorgar permisos bajo el amparo de LSPEE, y se creó un padrón de solicitudes que obtuvieron o están en proceso de un Permiso de Generación, de acuerdo con las Bases de Mercado, estos permisos solo pueden ser representados por el Generador de Intermediación (CFE Intermediación de Contratos Legados).

Por mandato de Ley, la información financiera de la Filial CFE ICL se determina cumpliendo la Base del Mercado “17.8.4 Déficit y superávit de los Contratos de Interconexión Legados”, la cual menciona:

“El Generador de Intermediación reportará al CENACE las diferencias entre los cobros y pagos realizados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y los cobros y pagos realizados al CENACE bajo las Reglas del Mercado como representante de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga incluidos en dichos contratos. Asimismo, el Generador de Intermediación reportará al CENACE los costos administrativos que autorice la CRE. El valor total del déficit o superávit resultante, más los costos administrativos se reembolsará al Generador de Intermediación.”

Evolución CFE ICL 2018-2023

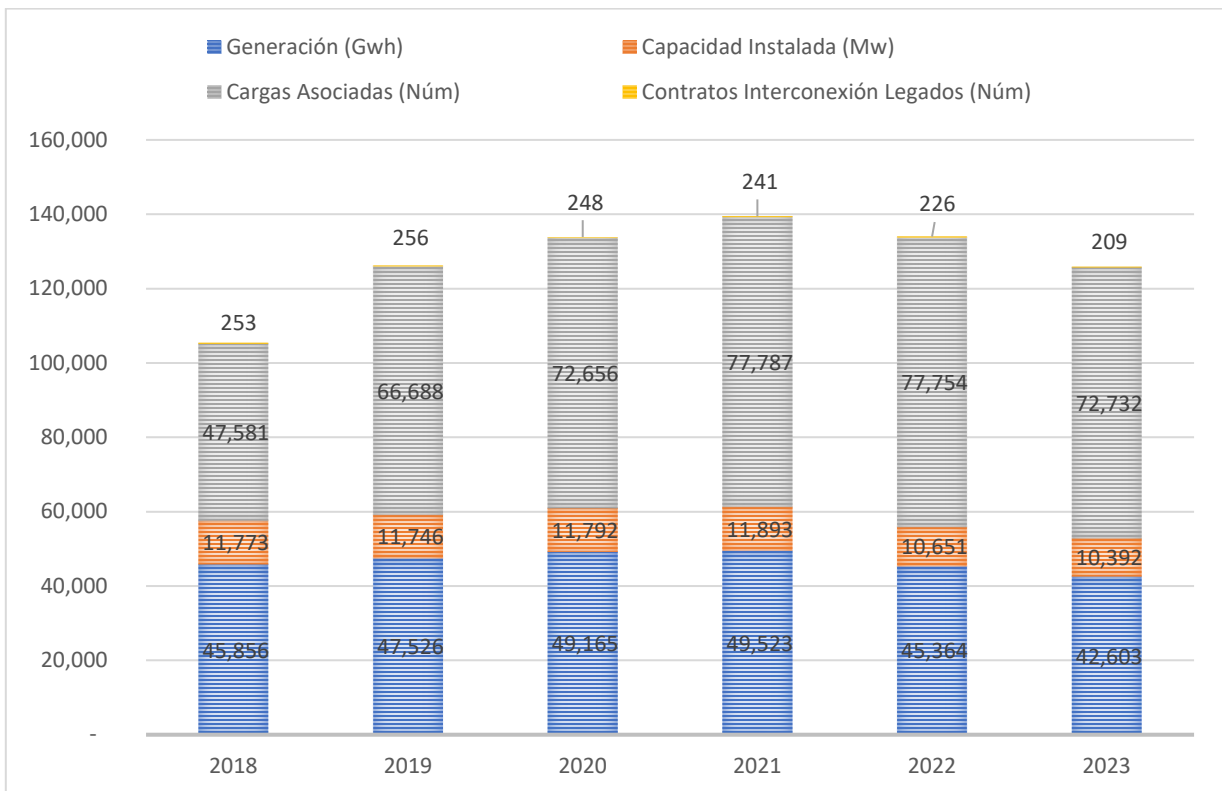
Al cierre del año 2023 se representan 17 Contratos Interconexión Legados menos que en el año 2022, el valor acumulado de la Filial al cierre de 2023 fue de 209 permisionarios, disminuyendo en un 10.94 % el Volumen de Energía Porteadas y un 6.09 % en la Generación Contrato Interconexión Legado.



La siguiente tabla muestra con más detalle el comparativo:

Tabla 1. Comparativo 2018-2023

Concepto	UM	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Diferencia	Variaciones (%)
									2022 a 2023
1. Contratos Interconexión Legados operando	#	253	256	248	241	226	209	-17	-7.52%
2. Cargas Asociadas	#	47,581	66,688	72,656	77,787	77,754	72,732	-5022	-6.46%
3 Capacidad Instalada	MW	11,773	11,746	11,792	11,893	10,631	10,392	-239	-2.24%
4. Generación Contrato Interconexión Legado	GWh	45,856	47,526	49,165	49,523	45,364	42,603	-2761	-6.09%
5. Volumen de Energía Porteadada	GWh	38,818	40,541	41,843	44,007	40,148	35,757	-4391	-10.94%



Gráfica 1. Comparativo Generación, Capacidad Instalada, Cargas Asociadas y Contratos de Interconexión Legados 2018-2023



Bajas y modificaciones de los Contratos de Interconexión Legados en 2023

MES	CIL	CAP. INST. (MW)	ESTATUS	ACUMULADO CIL	ACUMULADO CAP. INST. (MW)
ene-23	SPECTRUM BRANDS HHI MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	2	BAJA	222	10,630.83
ene-23	RHEEM MEXICALI, S. DE R.L. DE C.V.	1	BAJA		
ene-23	PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, REFINERÍA ING. ANTONIO DOVALÍ JAIME	15	BAJA		
ene-23	SISTEMAS MEDICOS ALARIS, S.A. DE C.V.	2	BAJA		
feb-23	ENERGÍA SONORA PPE, S.C.	2	BAJA	220	10,626.83
feb-23	DRAEXMALIER COMPONENTS AUTOMATIVE DE MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	2	BAJA		
mar-23	SIN CAMBIOS				
abr-23	ALTOS HORNOS DE MÉXICO, S.A.B. DE C.V. (230 KV)	85	BAJA	218	10,406.83
abr-23	ALTOS HORNOS DE MÉXICO, S.A.B. DE C.V. (400 KV)	135	BAJA		
may-23	GOPLAS, S.A. DE C.V.	1.337	BAJA	216	10,403.44
may-23	SONY NUEVO LAREDO, S.A. DE C.V.(2.055	BAJA		
jun-23	HIDROELECTRICIDAD DEL PACIFICO, S. DE R.L. DE C.V.	8	BAJA	215	10,395.44
jul-23	GENERADORA SOLAR APASEO, S.A.P.I. DE C.V.	0.97608	BAJA	214	10,394.47
ago-23	INDUSTRIAS DERIVADAS DE ETILENO, S.A. DE C.V.	1.5	BAJA	213	10,392.95
ago-23	OOMAPAS NOGALES:	0.8788	DISMINUYE CAPACIDAD		
sep-23	ESPECIALIDADES MÉDICAS KENMEX, S.A. DE C.V.	2	BAJA	212	10,419.17
sep-23	ALIMENTOS KOWI S.A. DE C.V.	1.78	BAJA		
sep-23	EOLICA HUIMILPAN, S.A.P.I. DE C.V.	30	ALTA		
oct-23	MET-MEX PEÑOLES, S.A DE C.V.	6.600	BAJA	211	10,410.40
nov-23	SIN CAMBIOS				
dic-23	PRO POWER, S.A.P.I. DE C.V.	12.9	BAJA	209	10,392.30
dic-23	PAPELES Y CONVERSIONES DE MEXICO, S.A. DE C.V.	5.2	BAJA		

Tabla 2. Bajas y Reducción de Capacidad de Contratos de Interconexión Legado durante el 2023

Las definiciones de los conceptos anteriores son las siguientes:

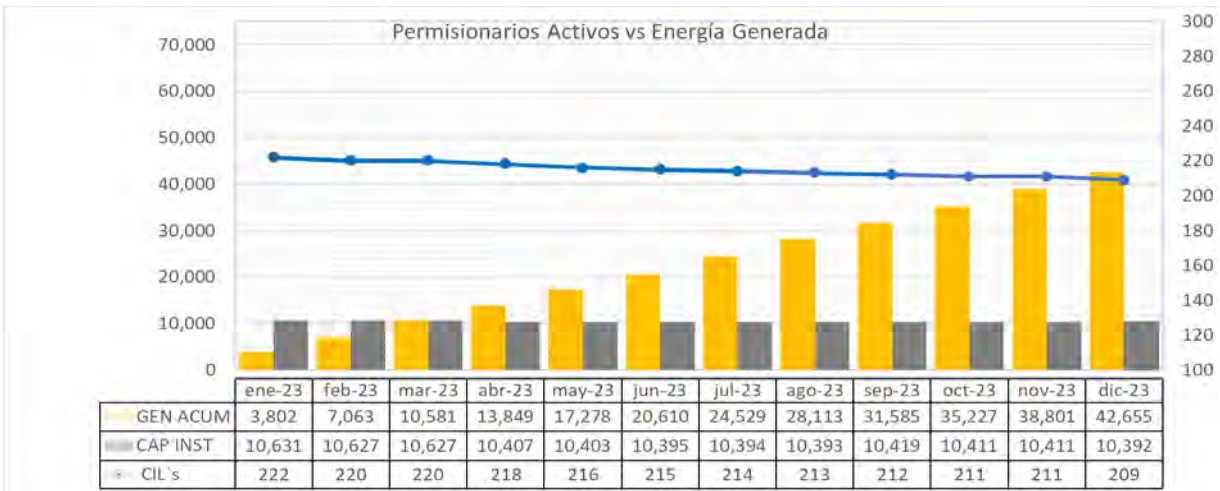
- Contratos Interconexión Legados operando. Número de Contratos de Interconexión Legados formalizados y en operación comercial.
- Cargas Asociadas a Permisionarios. Centros de Carga contenidos en un CIL previamente autorizados por la Comisión Reguladora de Energía incluidos en un convenio de transmisión vigente.
- Capacidad Instalada de los Contratos de Interconexión Legado. Suma de las Capacidades totales de la fuente de energía de los CIL's en operación, declarado en su Permiso y Contrato de Interconexión.
- Generación Contrato Interconexión Legado. Energía inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por los titulares de los CIL's. (GWH)
- Volumen Energía mensual Porteadada por Permisionarios. Energía entregada a los centros de carga asociados de cada uno de los Titulares de los CIL con un convenio de Transmisión en operación (GWH).

Durante el 2023 existió un decremento del -7.52 % en los Contratos de Interconexión Legados operando, una disminución del -6.46 % en cuanto a sus cargas asociadas que recibieron un -10.94 % menos energía porteadá.

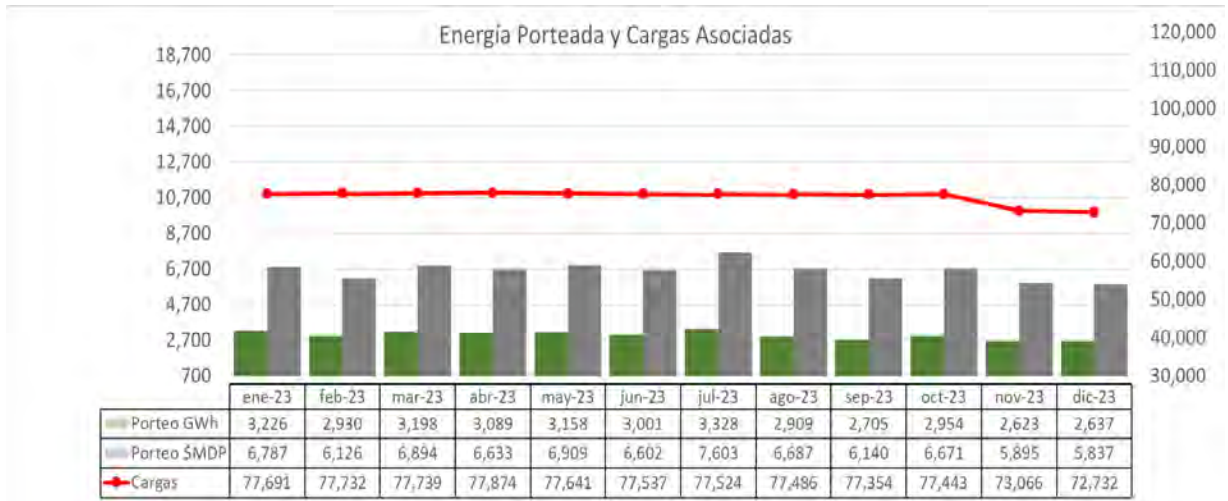
Concepto	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
Contratos Interconexión Legados operando	222	220	220	218	216	215	214	213	212	211	211	209
Cargas Asociadas	77,691	77,732	77,739	77,874	77,641	77,537	77,524	77,486	77,354	77,443	73,066	72,732
Capacidad Instalada MW	10,631	10,627	10,627	10,407	10,403	10,395	10,394	10,393	10,419	10,411	10,411	10,392
Generación Contrato Interconexión Legado GWh	3,802	3,261	3,516	3,266	3,416	3,318	3,917	3,581	3,469	3,630	3,573	3,853
Volumen de Energía Porteadá GWh	3,226	2,930	3,198	3,089	3,158	3,001	3,328	2,909	2,705	2,954	2,623	2,637

Tabla 3. Evolutivo 2023

En el curso del 2023 la Capacidad Instalada disminuyó en un -2.24%, lo cual se refleja con el decremento de energía porteadá, lo que presentó una disminución del -6.09% en la energía generada bajo el esquema legado.



Gráfica 2. Permisarios Activos y Energía Generada



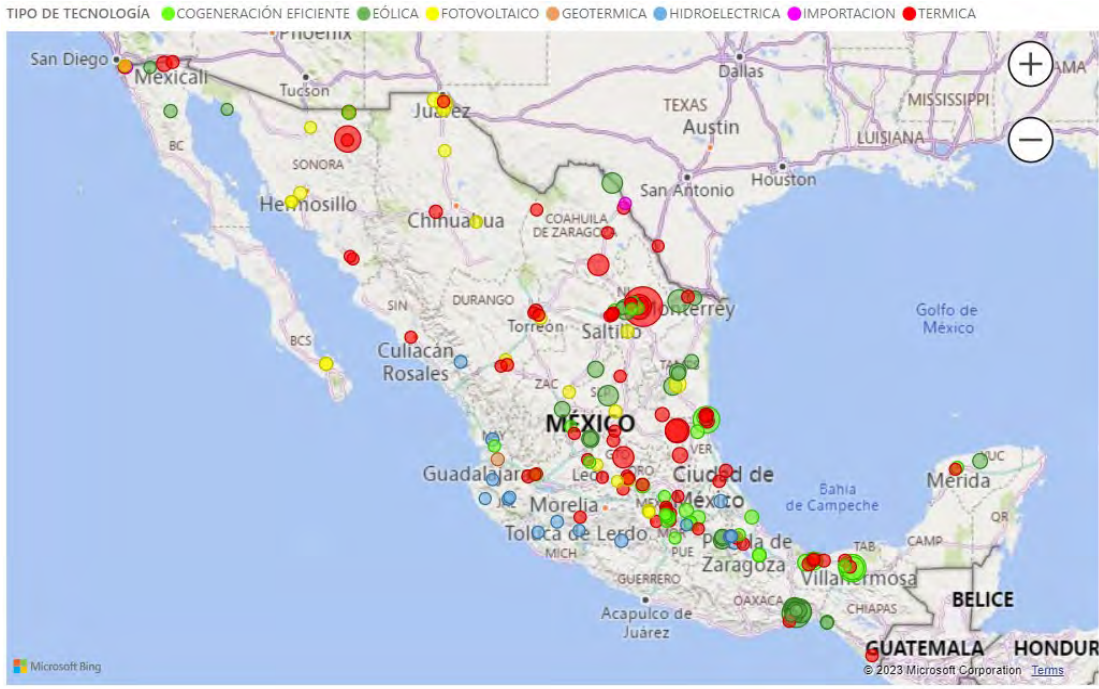
Gráfica 3. Energía Porteada y Cargas Asociadas

La tecnología y capacidad Instalada al cierre del año 2023 fue la siguiente:

TECNOLOGÍA	NO.	CAP. INST.
TÉRMICA	77	3,252.6
EÓLICA	44	4,201.8
COGENERACIÓN EFICIENTE	38	2,043.9
FOTOVOLTAICA	26	620.4
HIDROELÉCTRICA	16	211.5
IMPORTADOR	7	37
GEOTÉRMICA	1	25
TOTAL	209	10,392

Tabla 4. Tecnología de CIL´s 2023





Distribución de los Contratos de Interconexión Legado Generador de Intermediación

La Filial CFE Intermediación de Contratos Legados realiza las funciones del Generador de Intermediación descrito en las Bases del Mercado, el resultado de la operación de CFE-ICL se integra a través de un balance financiero que contiene el saldo de las operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, más el saldo de la administración de los Contratos de Interconexión Legados y los costos operativos en los que incurre la Filial, estos últimos son autorizados por la Comisión Reguladora de Energía y el resultado neto total se socializa (pagan) entre los participantes del Mercado por medio del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), al cierre del 2023 se socializaron \$ 6,921 MDP entre los participantes del mercado. En el modelo de mercado vigente, los sobrecostos recaen principalmente en la CFE a través de sus empresas de suministro básico y calificado.

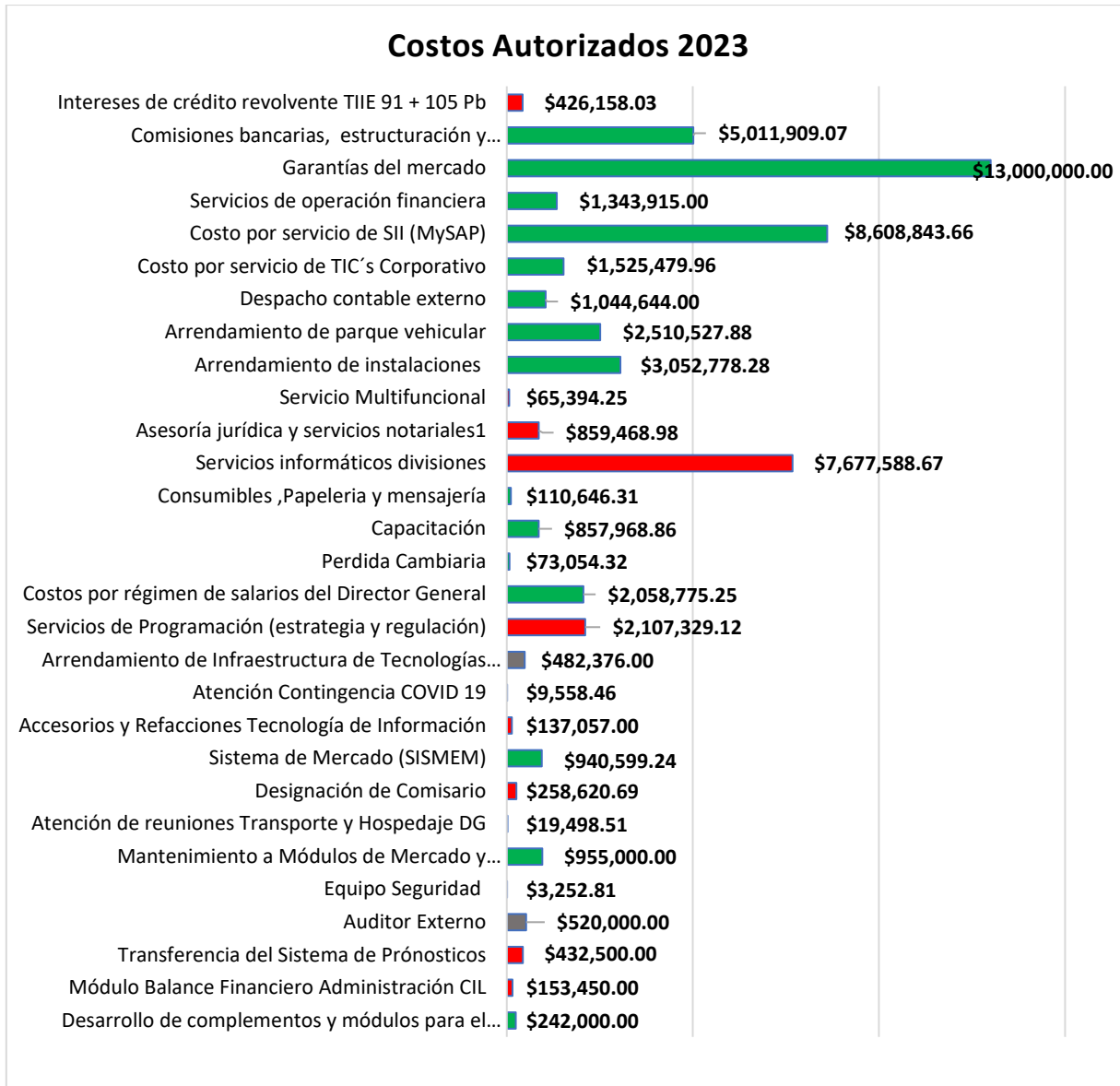


Gráfica 4. Evolutivo Balance Financiero 2023

El 30 de noviembre 2023 la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por medio del Acuerdo A/064/2023, autorizó los Costos de Operación de la Filial para el año 2023 con



un importe total por \$ 54,488,394.35, los cuales incluyen Costos Asociados al MEM (\$ 19,781,982.10), Costos No Asociados al MEM (\$ 33,878,462.35) y Gastos de inversión (\$ 827,950.00) de acuerdo con lo siguiente:



● Aumento en relación con 2022

● Decremento en relación a 2022

Gráfica 5. Autorización de Costos de Operación 2023 (A/064/2023) en MXN

Dentro de la autorización de los Costos para el 2023 se autorizaron dos nuevos conceptos: Auditor Externo y Desarrollo de complementos y módulos para el sistema de Balance financiero



Combustibles

(Procura de fuentes primarias para la generación de electricidad)



CFENERGÍA Y CFE INTERNATIONAL

(Empresas filiales)

AVANCES EN LA ESTRATEGIA DE COMERCIALIZACIÓN

Ingresos por la política de comercialización⁶

Durante el año 2021, CFE a través de su filial comercializadora CF Energía celebró 27 contratos con los que comercializó un volumen aproximado de 79,000 unidades de energía por día (MMbtu). Por su parte, en el año 2022, se suscribieron 25 contratos por un volumen cercano a los 306,000 MMBtu al día. Finalmente, durante el año 2023, se firmaron 23 contratos por un volumen aproximado de 513,000 MMBtu diarios, entre los que destacan los celebrados con New Fortress Energy y ArcelorMittal México.

En ese orden de ideas, del año 2021 al año 2023, los ingresos aproximados para CFE por la venta de transporte y molécula de gas natural ascienden a 970 millones de dólares, de los cuales 61 millones de dólares fueron utilidades.

PRINCIPALES CONTRATOS

Gas y Petroquímica de Occidente, S.A. de C.V. (GPO)

La administración de 2012 a 2018, encargada de las filiales de la CFE en Estados Unidos y México, CFE internacional y CF Energía, firmó en 2017 una serie de contratos con términos desventajosos para CFE para la venta de transporte y molécula de gas natural con Grupo Proman, para el suministro de gas natural a una planta de fertilizantes en Topolobampo, Sinaloa. GPO, empresa filial de Grupo Proman, incumplió con el contrato, por lo que el 20 de mayo de 2020 CF Energía notificó la terminación de dichos contratos.

La actual administración de CFE, en conjunto con las filiales CFE internacional y CF Energía, renegociaron los contratos con Grupo Proman y su filial GPO, con la que se obtuvieron condiciones favorables para el grupo CFE. El 19 de julio de 2022, CFE firmó los nuevos contratos con Grupo Proman para el transporte y suministro de 81,000 MMBtu por día de gas natural durante un periodo de 15 (quince) años.

Con la renegociación de los contratos, CFE apoya al desarrollo de la industria privada y contribuye al fortalecimiento de la seguridad alimentaria, asimismo obtendrá ingresos del orden 2273 millones de dólares y utilidades de 42 millones de dólares durante la vigencia de los contratos.

⁶ Los Ingresos y utilidades expresadas en el presente informe, consideran el consumo 100% del gas natural contratado por los clientes.

ArcelorMittal México, S.A. de C.V.

El 28 de septiembre de 2018, CFE y la principal acerera en México ArcelorMittal México, celebraron un Contrato de Suministro de Gas Natural, de 189,563 MMBtu diarios a ser entregados en Lázaro Cárdenas, Michoacán. El contrato venció el 29 de febrero de 2024.

La actual administración de CFE, después de aproximadamente 7 meses de negociación, llegó a un acuerdo con ArcelorMittal México para suscribir un nuevo contrato con el doble del plazo del contrato original. Es así como el nuevo contrato, por un volumen de 175,346 MMBtu diarios, inició el 1 de marzo y terminará el 28 de febrero 2034.

Durante la vigencia del contrato, las utilidades esperadas para CFE se estiman en 560 millones de dólares.

NewFortress Energy ⁷

El pasado 23 de marzo de 2023, la CFE, formalizó un contrato de suministro de gas natural con NewFortress Energy, para una unidad de licuefacción en mar. Con este contrato, México se convierte por primera vez en la historia en exportador de gas natural licuado. Posteriormente, la CFE y NewFortress Energy, aprovechando los activos de almacenamiento con los que cuenta la CFE, se acordó instalar 2 (dos) unidades de licuefacción en tierra, en la Terminal LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., ubicada en Altamira, Tamaulipas. Adicionalmente, CFE podrá hacer uso de la capacidad de almacenamiento de gas natural para ser utilizada en situaciones de emergencia por eventos meteorológicos, como el ocurrido en febrero 2021, que afectó el suministro de gas que es transportado por gasoductos desde el estado de Texas en Estados Unidos. Es así que CFE, con este contrato firmado el 8 de enero 2024, comercializa transporte y molécula de gas natural, sub arrenda la terminal de Altamira y mantiene el derecho de utilizar ese gas para situaciones de emergencia y con ello garantizar la generación de electricidad y seguridad energética del país.

La primera unidad de licuefacción (en mar) se encuentra a 26 km mar adentro del puerto de Altamira, Tamaulipas. La fecha programada de operación comercial es a más tardar en junio de 2024 y tendrá una vigencia de 15 años. La CFE suministrará 235,000 MMBtu por día para la producción de 1.4 millones de toneladas por año (MTPA) de gas natural licuado (GNL). CFE obtendrá ingresos estimados de 5,000 millones de dólares y tendrá una utilidad aproximada de 500 millones de dólares.

La segunda y tercera unidad de licuefacción (en tierra) tienen como fecha programada de operación comercial entre el 1 de enero de 2026 al 30 de junio de 2026, respectivamente. La CFE suministrará 360,000 MMBtu diarios en total por ambas unidades, para la producción de 2.8 millones de toneladas por año de GNL, obteniendo CFE ingresos estimados de 10,000 millones de dólares y una utilidad estimada de 900 millones de dólares.

⁷ Los Ingresos y utilidades expresadas para los contratos celebrados con NFE, consideran un consumo del 100% del gas natural. Asimismo, las utilidades e ingresos se estimaron a partir de que el GNL se comercializa en el mercado asiático referenciado al índice JKM.

OPTIMIZACIÓN DE EXCEDENTES DE CAPACIDAD

La anterior administración de forma poco racional e irresponsable implementó un modelo extractivo de recursos de la CFE por medio de contratos leoninos de largo plazo para la compra de molécula y transporte de gas natural con empresas privadas, generando un desbalance en el portafolio de gas natural con excedentes y faltantes, así como excesiva capacidad de transporte, con los que se pretendía la realización de contratos de cesión de capacidad y transacciones financieras no autorizadas por la CFE. Esto se materializó en que las filiales comercializadoras se quedaron con grandes pasivos que limitan la generación de utilidades, afectando sus márgenes de utilidad.

Ejemplo de la mala planeación del sistema de gasoductos contratados por administraciones anteriores resaltan los gasoductos Tuxpan- Tula y Tula-Villa de Reyes. Los dos gasoductos pueden transportar 886 millones de pies cúbicos diarios. El primero de ellos, del total de su capacidad, 416 se destinan a centrales de generación de la CFE, por lo tanto, solo puede entregar hasta 470 millones de pies cúbicos diarios al siguiente sistema Tula-Villa de Reyes. Sin embargo, aunque el gasoducto Tula-Villa de Reyes solo reciba 470 millones de pies cúbicos diarios, la CFE paga el 100%, lo que se traduce en que paga por un volumen de 416 millones de pies cúbicos que no puede utilizar por el diseño inadecuado del gasoducto Tula-Villa de Reyes.

Como parte de esta planeación deliberada, la administración de 2012- 2018 contrató en Estados Unidos 1.8 veces el volumen de transporte contratado en México, este último es el doble de transporte requerido por las centrales actuales de la CFE. Aún con la construcción y reconversión de las 14 centrales (Guadalajara I, Mazatlán U1, Mazatlán U2, Aguascalientes I, Aguascalientes II, San Luis Potosí I, San Luis Potosí II, Pdte. Adolfo López Mateos, entre otras) con las que se justificó la contratación de los gasoductos, pero que nunca se construyeron, existiría un excedente de alrededor de 2,000 millones de pies cúbicos, que equivale a una cuarta parte del consumo nacional de gas natural en México.

En esta Administración se ha incrementado el uso de los gasoductos, en 2018 era de 25%. Para 2023 fue de 42%, mientras que para 2025 se espera un 84%.

Conforme a las instrucciones del C. Presidente de la República, Lic. Andrés Manuel López Obrador, y siguiendo un nuevo modelo de Soberanía y Seguridad Energética, la CFE dará uso de la capacidad de transporte contratada de la siguiente manera:

- i. Garantizar el suministro de gas natural a 92 Centrales de Generación (actuales y nuevos proyectos), con capacidad de generación de 44,000 Megawatts. El gas natural es el principal combustible para la generación de electricidad, hoy en día el 65% de la generación es con este combustible.
- ii. Suministro de gas natural a planta de fertilizantes. El gas natural es el principal insumo para la producción de fertilizantes con lo cual CFE contribuye al fortalecimiento de la seguridad alimentaria.
- iii. Plantas de licuefacción y exportación de gas natural. Por primera vez en la historia, México será un exportador de gas natural licuado a proyectos de licuefacción en Altamira, Tamaulipas, Coatzacoalcos, Veracruz, Topolobampo, Sinaloa y en Guaymas, Sonora.

- iv. Suministro al sector privado. CFE pondrá a disposición del sector privado excedentes de transporte para contribuir al desarrollo de la industria privada.

Con estos proyectos i) se resuelve el problema de excedentes de transporte de gas natural contratado por las anteriores administraciones; ii) se garantiza la Seguridad Energética con los proyectos de generación de la CFE; iii) se contribuye al plan de seguridad alimentaria del Presidente a través del suministro de gas natural para la producción de fertilizantes; y iv) se incrementa la recuperación del costo de los gasoductos y se genera una rentabilidad adicional para el Estado Mexicano.

AVANCES EN INFRAESTRUCTURA 2023

La presente administración, rescató y fortaleció a la Empresa Productiva del Estado con el objetivo de garantizar la Seguridad Energética de México, por lo que la CFE recuperó su naturaleza de empresa generadora, a través de la ampliación de su parque de generación en las zonas estratégicas del país.

Como primera acción, la CFE, mediante un proceso competitivo adquirió e instaló 4 Unidades Aeroderivadas Móviles en Baja California Sur, las cuales entraron en operación comercial en los meses de febrero a abril del 2021, con corte a diciembre del 2023, se ha generado energía eléctrica dando un total acumulando de 1,141,877 MegaWatts al Sistema Eléctrico de Baja California Sur, lo cual beneficia alrededor de 178 mil de habitantes. Con ello se fortaleció el sistema eléctrico del estado, que se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional.

En 2020 el Consejo de Administración de la CFE, a través de la implementación del Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI), que es un mecanismo innovador de inversión a través de un esquema de autofinanciamiento que no utiliza deuda pública, autorizó dirigir las utilidades por la venta de combustibles para el financiamiento de nuevas centrales y proyectos de generación de electricidad. El objetivo es garantizar la seguridad energética del país mediante proyectos prioritarios de generación de la CFE entre los cuales se incluyen las siguientes Centrales de Ciclo Combinado (CCC): Mérida, Riviera Maya -Valladolid, González Ortega, San Luis Río Colorado y Tuxpan Fase I, aportando 3,865 MegaWatts al Sistema Eléctrico Nacional. Con estos proyectos financiados por el FMI se benefician más de 6.3 millones de habitantes en las regiones de la Península de Baja California, la Península de Yucatán y el estado de Veracruz mediante una inversión total de 3,218 millones de dólares.

En junio de 2021, se concluyó la CTG González Ortega conformada por 6 unidades Aeroderivadas Móviles en Baja California con una inversión de 171 millones de dólares, con una capacidad total de 123 MegaWatts en un tiempo récord de 87 días. Con esta nueva Central en 2021 se generaron 303,621 MegaWatts/hora durante los meses de junio a septiembre que son los meses de mayor demanda de energía eléctrica, evitando una situación de emergencia y garantizando la Seguridad Energética de la región. Para los siguientes veranos de 2022 y 2023 esta Central generó 392,513 y 355,083 MegaWatts/hora, respectivamente, beneficiando a 203 mil habitantes.

A continuación, se muestran los avances físicos de los proyectos a diciembre del 2023.



Proyecto	Capacidad Neta ⁸ (MW)	Inversión (MDD)	Fecha Programada Operación Comercial	Contratista	Avance Físico real
CCC González Ortega	641.40	646	mar-25	Siemens/Powertecno	69%
CCC Riviera Maya (Valladolid)	1,020	762	ene-25	Mitsubishi/Powertecno	74%
CCC Mérida	499	454	nov-24	Mitsubishi/Powertecno	77%
CCC Tuxpan Fase I	1,056	732	may-25	Siemens/Kimex	65%
CCC San Luis Río Colorado	647.9	624.7	ene-25	Siemens/Powertecno	70.5%

INFRAESTRUCTURA ACUMULADA OPERATIVA A DICIEMBRE DE 2023

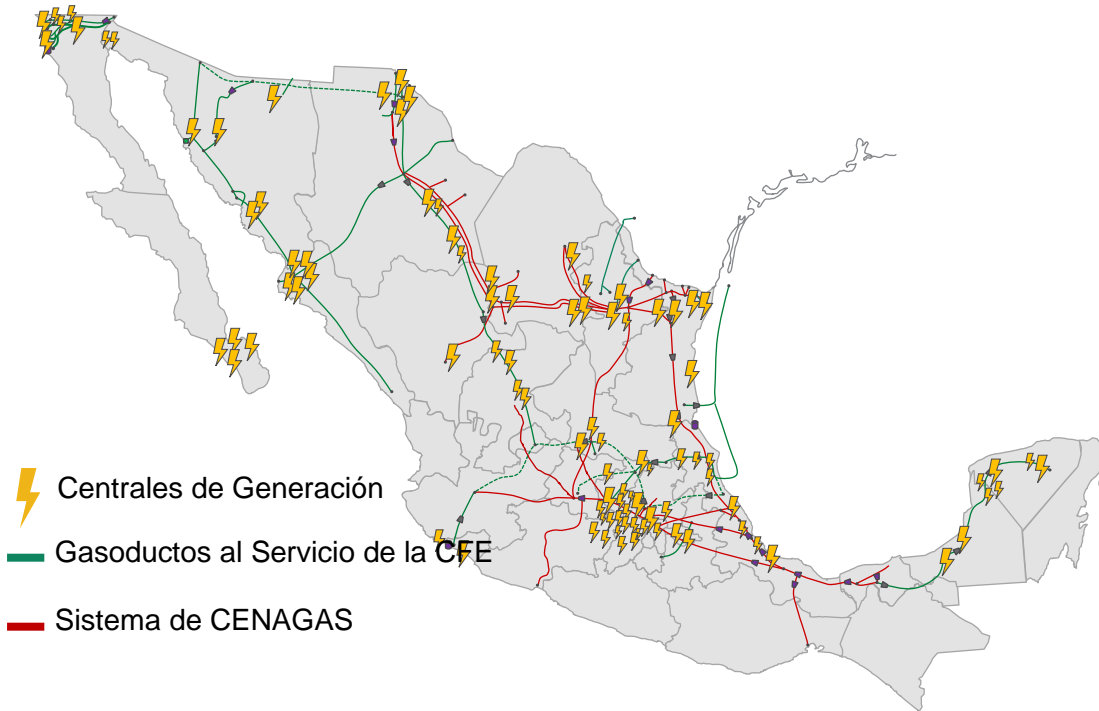
Siguiendo una visión de Seguridad y Soberanía Energética, CFE garantiza el suministro de gas natural a más de 90 centrales de generación, con capacidad de generación de 44 mil Megawatts. El gas natural representa hoy el 65% de la generación de electricidad del país.

El 100% del gas de la CFE proviene de la importación, de los contratos de molécula y transporte anclados por ésta en los Estados Unidos. En territorio mexicano, la CFE tiene contratada una red de transporte con una longitud de 7,838km de gasoductos a lo largo y ancho del país con lo que puede suministrar más de 8,000 millones de pies cúbicos por día de molécula de gas natural para sus centrales. Dentro de esta red, el gasoducto más reciente que se incorporó al servicio de la CFE fue el gasoducto Samalayuca- Sásabe con una longitud de 614 kms y una capacidad de transporte de 472 millones de pies cúbicos al día.

⁸ Capacidad Neta garantizada en condiciones de verano.



Sistemas de transporte de gas natural y suministro a las centrales de CFE

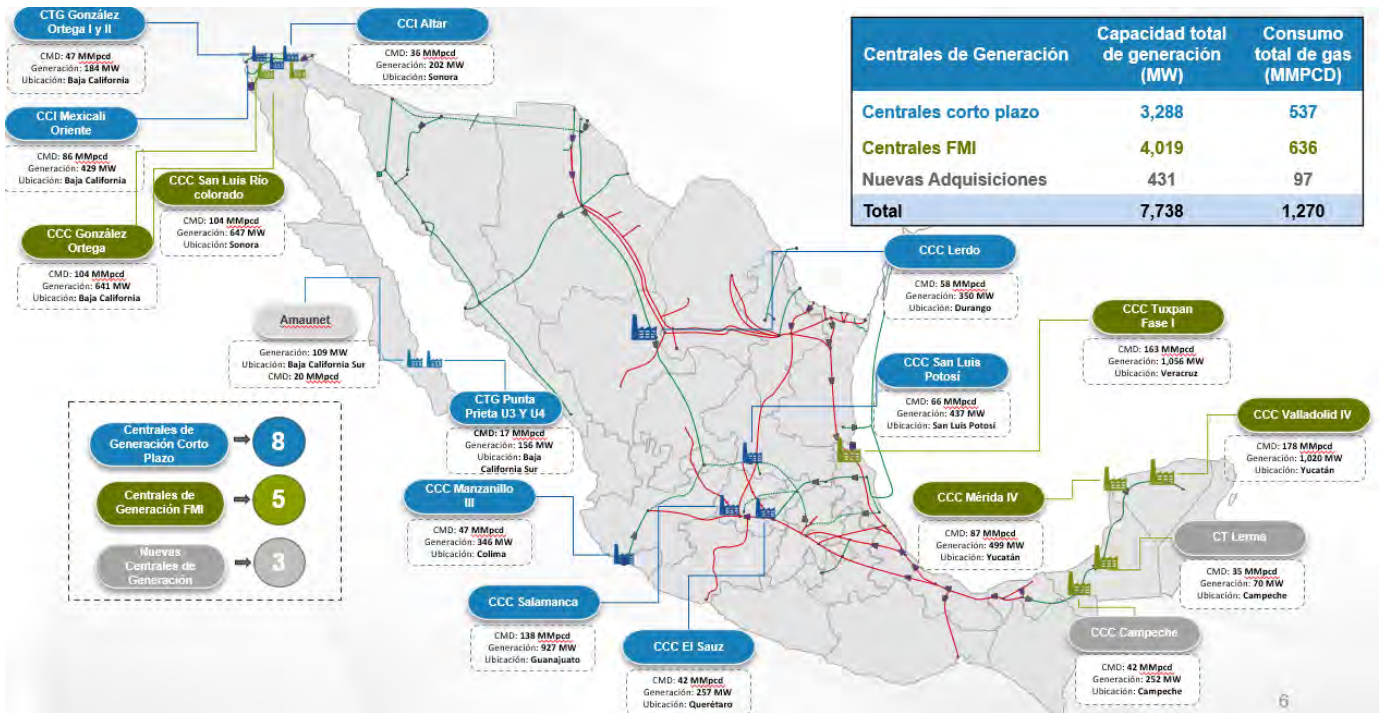


Fuente: CFEnergía.

Con la red de gasoductos contratada por la CFE, se garantiza el gas natural para que las centrales en construcción y que estarán entrando en operación en 2024 y 2025, como se muestra a continuación.



Nuevos proyectos de generación y nuevas adquisiciones



SUMINISTRO A LA PENÍNSULA DE YUCATÁN: EXPANSIÓN MAYAKÁN

En noviembre de 2023, Engie y CFE celebraron la alianza estratégica para la expansión del sistema de transporte Mayakan. Para ello se contemplan 3 fases que ampliarán la capacidad de transporte para garantizar el suministro a las centrales nuevas y existentes.

Fase 1: Se consideran arreglos para conectar las nuevas centrales de generación en Mérida y Valladolid para noviembre de 2024.

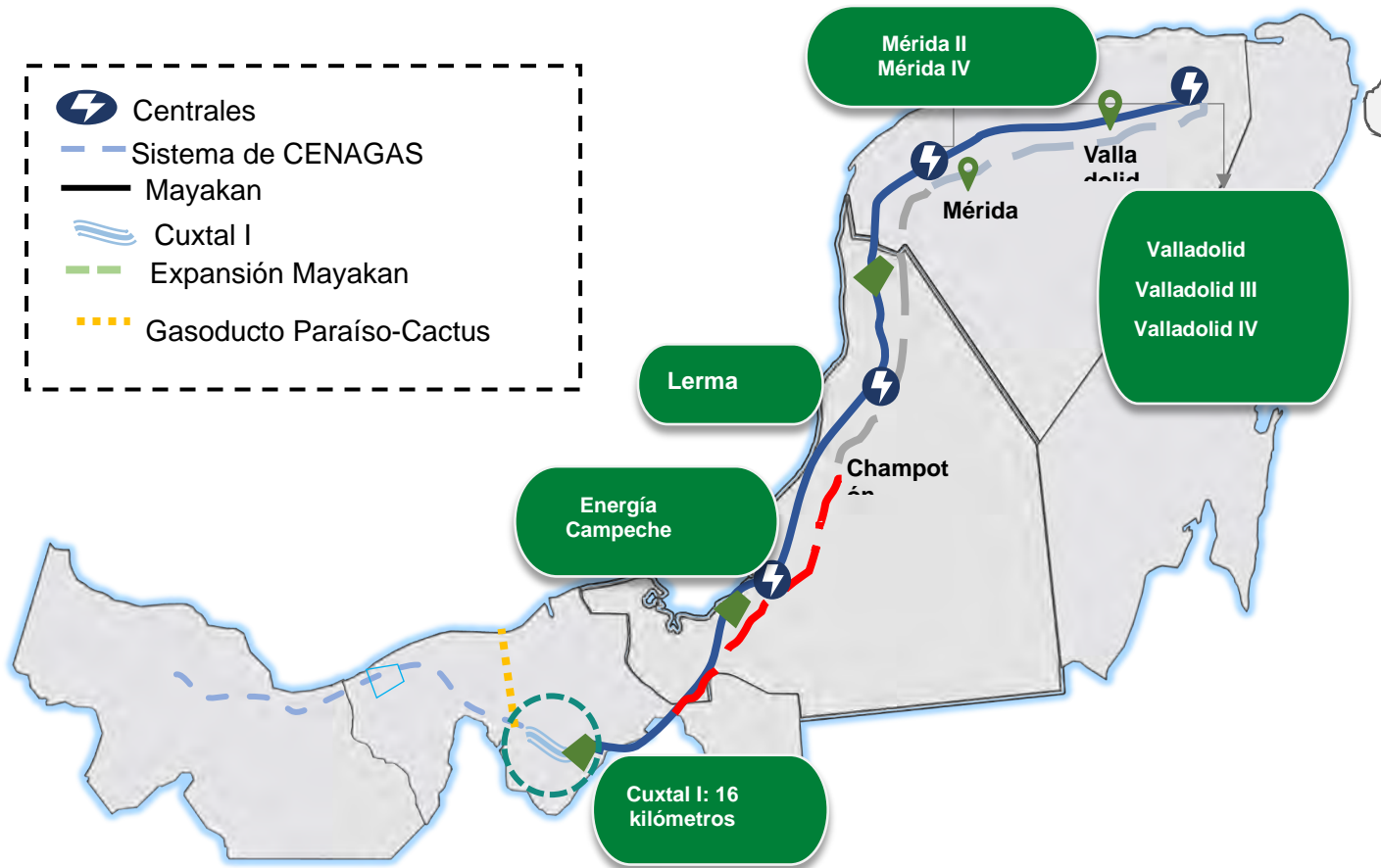
Fase 2: Construcción de 165 km de 700mm de ducto paralelo de Champotón a Valladolid. Se incrementa la disponibilidad en Mérida de 80 a 87 y en Valladolid de 90 a 180 millones de pies cúbicos diarios, a noviembre de 2025.

Fase 3: Construcción de 529 km restantes de ducto paralelo e instalación de compresión. Con ello, la capacidad se duplica pasando de 240 a 547 millones de pies cúbicos diarios a enero de 2027.

Con lo anterior se obtendrá una tarifa que permite menores precios de gas para la Península y sostenibilidad a las nuevas centrales de generación. El Estado mexicano tendrá 49% de participación del gasoducto al finalizar el contrato.



Suministro a la Península de Yucatán: Expansión Mayakan

**SUMINISTRO A LA PENÍNSULA DE YUCATÁN: EXTENSIÓN MARINA**

En julio de 2022 se celebró la Alianza con TC Energía y CFE para la extensión marina “Puerta al Sureste”, con la que:

- Se garantiza el suministro al sur sureste por 30 años para las centrales nuevas y existentes, con tarifa unificada y nivelada, con servicios adicionales que permiten flexibilidad operativa ante emergencias.
- Se interconectará con el Sistema Mayakan para llevar gas a la Península de Yucatán.
- Tendrá dos interconexiones con CENAGAS: Coatzacoalcos y Paraíso. Dará flexibilidad operativa a la producción nacional y al suministro del Corredor Interoceánico.
- Suministro a la Península continuará mediante el SWAP con PEMEX. Cuando sea necesario, llegará directo el gas de importación.
- El Estado Mexicano tendrá participación de 15% al inicio y de 49% al finalizar el contrato.

Suministro a la Península de Yucatán: Extensión marina



SUMINISTRO A LA PENÍNSULA DE BAJA CALIFORNIA

La CFE llevó a cabo un concurso internacional para construir un gasoducto con el que se suministraría a las centrales nuevas y existentes en el Estado de Baja California, mismo que quedó desierto.

No obstante, en diciembre de 2023, la CFE y Carso celebraron un contrato para llevar gas natural a precios competitivos mediante la construcción del Gasoducto Centauro del Norte. Este proyecto se construye en dos fases:

Fase 1: Construcción de 60 km de gasoducto entre Mexicali y San Luis Rio Colorado, para suministrar a las centrales de San Luis Rio Colorado y Altar.

Fase 2: Construcción de 288 km de gasoducto entre Sásabe y San Luis Rio Colorado, en el Estado de Sonora. Con esta fase se concluye todo el sistema.

Suministro a Baja California



Con el desarrollo de esta estrategia de suministro en la región se permitirá:

- El suministro de gas natural a las nuevas centrales de generación y a las existentes.
- Electricidad barata y suficiente, se terminan los protocolos correctivos que representa una sangría financiera a los hogares bajacalifornianos y al Estado Mexicano.
- Participación de CFE en la propiedad de los gasoductos y flexibilidad operativa (almacenamiento en situaciones de contingencia).
- Conectar la Península de Baja California con la red de gasoductos anclados por la CFE en México y Estados Unidos.

OPERACIONES Y CONTRATOS RELEVANTES

Desde los primeros días de la actual administración, la CFE llevó a cabo una revisión de las condiciones comerciales establecidas en los contratos de servicios de transporte de gas natural firmados en las administraciones anteriores, entre 2012 y 2016. Como resultado de esta revisión se encontraron diferentes problemáticas asociadas con condiciones desventajosas y abusivas para CFE por parte de las empresas transportistas.

Se encontraron discrepancias entre el objeto de la licitación de los gasoductos y el de los contratos de transporte que finalmente se formalizaron por la anterior administración y los transportistas. Mientras que en las licitaciones se establece como único objetivo la prestación de un servicio de transporte de gas natural, dentro de los contratos de servicio de transporte coexistía, tanto este servicio de transporte como el que la CFE financiara un contrato de inversión de un gasoducto nuevo, que finalmente iba a quedar en manos de los privados.

Esto es, se encubrieron contratos de inversión de privados bajo la figura de un servicio de transporte. Ello derivó en que la CFE asumiera todos los riesgos económicos, sin que tuviera derecho a la propiedad, rentabilidad y todos los beneficios que conlleva la propiedad de un ducto.

Adicionalmente, la administración actual encontró 7 gasoductos parados por problemáticas sociales y legales que la administración anterior aprobó sin fundamento, como situaciones de fuerza mayor.

Con el fin de modificar la situación desventajosa en la que se encontraba la CFE con la firma de estos contratos de transporte, la actual administración, entre febrero y marzo de 2019, con el apoyo del C. Presidente, Andrés Manuel López Obrador, inició un proceso de renegociación de condiciones contractuales de estos 7 gasoductos detenidos bajo los siguientes criterios:

- Tarifas de servicio de transporte de gas natural transparentes y que reflejen costos reales;
- Tarifas fijas (niveladas) a través del tiempo;
- Acuerdos equilibrados sobre casos fortuitos y fuerzas mayores y;
- Desistimiento de las partes de cualquier acción legal.

El objetivo principal de las negociaciones fue la renegociación de las tarifas de transporte de gas natural, ya que los contratos tenían una tarifa creciente que implicaban incrementos sostenidos del precio del transporte de gas, representando una afectación financiera para CFE por el incremento de costos para la generación eléctrica. Con la renegociación de 5 de los 7 gasoductos detenidos, la CFE obtuvo 4,342 millones de dólares. La Auditoría Superior de la Federación audió los resultados de la renegociación determinando que no existía observación alguna.

Siguiendo estos mismos principios se renegociaron otros contratos de transporte y almacenamiento como se describe a continuación.

Sempra

A inicios de 2021 se renegociaron las tarifas de los gasoductos San Isidro-Samalayuca, Sásabe-Guaymas y Ojinaga-El Encino, propiedad de IEnova para tener tarifas niveladas y competitivas, contribuyendo a la política de precios del Gobierno de México de no incrementar las tarifas de electricidad. Con esta renegociación se obtuvieron ahorros por 287 millones de dólares.

Engie

La CFE y Energía Mayakan (Engie) tienen celebrado un contrato de servicio de transporte desde 1997 por medio del cual se suministra gas natural a seis centrales de generación localizadas en la Península de Yucatán.

El contrato estaba próximo a vencer en el 2024, por lo que fue necesaria la renegociación de las condiciones contractuales para asegurar la continuidad del suministro, dicha renegociación tuvo los siguientes beneficios:

- i) Cesión del gasoducto Mayakan Extensión de PEMEX a CFE y la unificación en un solo contrato con los de los gasoductos Mayakan, Nuevo Pemex y Cuxtal I.
- ii) Extensión de la vigencia de todos los contratos para finalizar en 2050. – Asegurando el suministro futuro y evitando afrontar tarifas reguladas de la CRE al finalizar la vigencia de los contratos.

- iii) Tarifa competitiva, nivelada y unificada para los tres gasoductos. – Generando ahorros para la CFE de 405 millones de dólares.

Renegociación de la Terminal de LNG de Altamira

La CFE a fin de contar con almacenamiento estratégico que permita asegurar el suministro de gas natural a las centrales de generación ante situaciones de emergencia, celebró el contrato de almacenamiento con la Terminal de LNG de Altamira, lo que generó los siguientes beneficios:

- i) Se eliminaron los intermediarios, generando ahorros por \$370 millones de dólares en valor nominal.
- ii) La CFE se quedará con la infraestructura del Sistema de Almacenamiento al término del contrato en el año 2031.
- iii) La capacidad de la terminal de almacenamiento es de 300,000 metros cúbicos (6,515 MMpcd), esto equivale a garantizar el combustible para 4 plantas de 1,000 MW durante 10 días.

BENEFICIOS

El proceso de renegociación de contratos de transporte y almacenamiento generó para CFE y para el Estado Mexicano ahorros por \$6,275 millones de dólares. Se anularon las tarifas crecientes por tarifas fijas con descuentos promedio de 20%, que dan estabilidad al costo de la generación y a la tarifa de electricidad.

Ahorros por renegociación de contratos de transporte

Contrato	Ahorros (Millones de USD)
5 contratos originales (2019)	\$ 4,342
3 contratos de IEnova	\$ 287
Unificación sistema Mayakan - Engie	\$ 405
Sistema TGNH	\$ 839
Gasoducto Zapotlanejo	\$ 32
Almacenamiento Terminal Altamira –	\$ 370
Total	\$6,275

Adicional a los ahorros obtenidos por la renegociación de los contratos de transporte y almacenamiento de gas natural, la CFE ha obtenido los siguientes beneficios:

- i) Participación en la propiedad de varios gasoductos: Gasoducto Puerta al Sureste; Tuxpan-Tula; Tula-Villa de Reyes; Tamazunchale-El Sauz; Guaymas-El Oro y Centauro del Norte. Esta participación contempla 15% al inicio y 49% finalizando el contrato. Asimismo, participación del 49% en el gasoducto Mayakan al término del contrato.

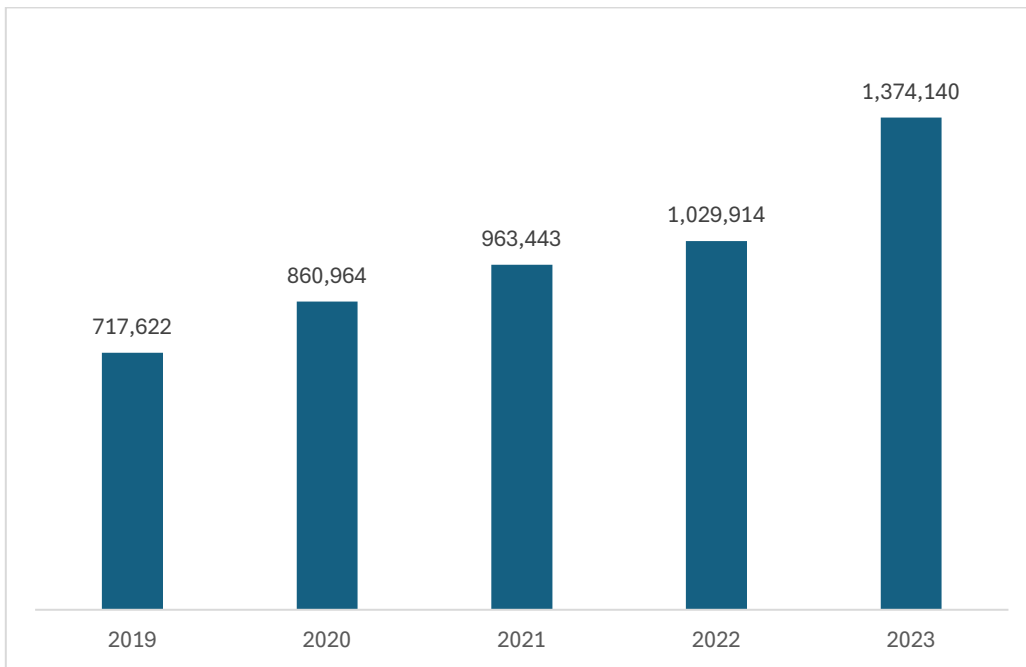
- ii) Obtención de la propiedad de la Terminal de GNL de Altamira al término del contrato, en 2031. Además, este activo es significativo en la alianza con New Fortress para la exportación de gas a mercados internacionales.

PRINCIPALES RESULTADOS EN 2023

Volúmenes de combustibles comercializados

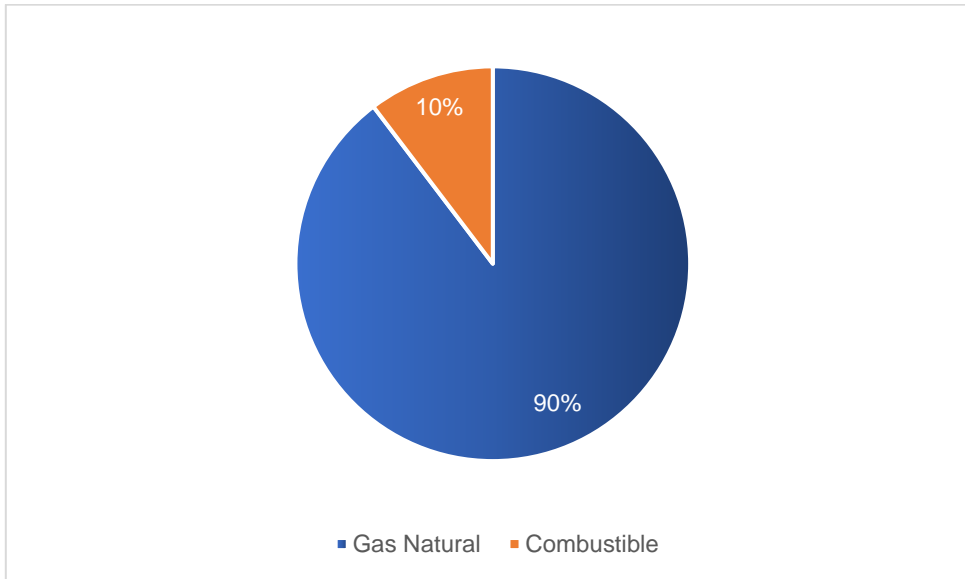
En 2022, el volumen de gas natural que fluyó en el país fue de 1,029,913 millones de pies cúbicos anuales; durante el año 2023 hubo un aumento en el volumen a 1,374,140 millones de pies cúbicos, lo que representó incremento de este hidrocarburo con respecto al 2022. Este aumento fue gracias a los esfuerzos y estrategias diseñados por la CFE, lo que permite asegurar el suministro de este combustible para la generación de energía eléctrica y para el desarrollo de la industria nacional.

Volumen comercializado de gas natural en millones de pies cúbicos | 2019-2023.



Por otro lado, considerando los volúmenes comercializados de los combustibles líquidos (combustóleo, diésel e intermedio 15), en 2023 alcanzaron un total de 158,502 millones de pies cúbicos, estas cantidades representan cerca del 10% de los combustibles operados por CFE. Lo anterior refleja el compromiso de la CFE de utilizar un combustible menos contaminante, más económico y eficiente para la generación de energía eléctrica al priorizar al gas natural.

Composición de los combustibles comercializados en 2023.



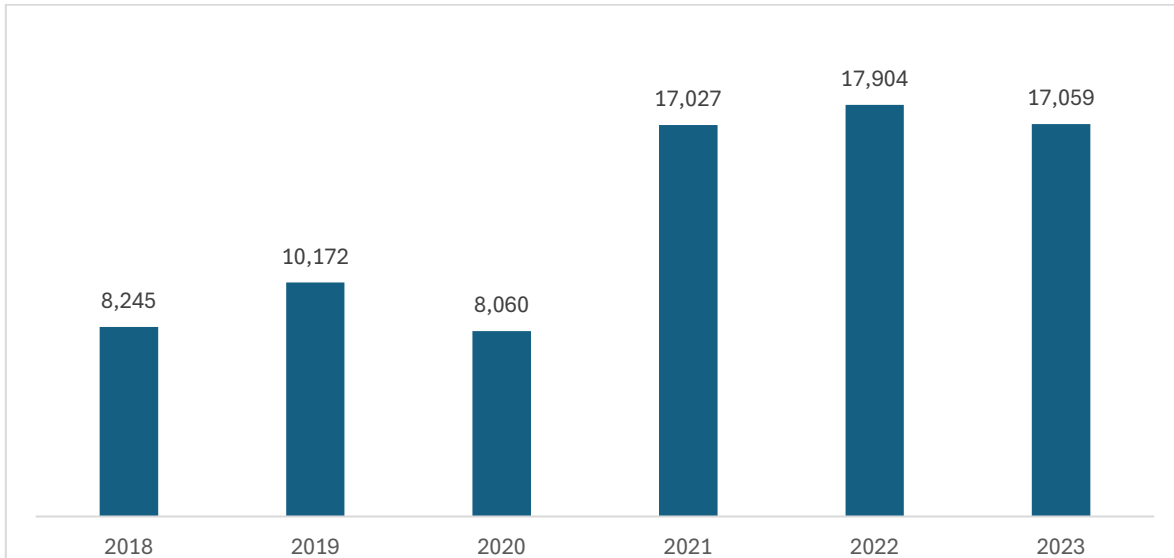
Beneficios de la venta de molécula

La administración anterior dejó a la filial de la CFE encargada de la comercialización de los combustibles, CF Energía, en situación financiera riesgosa y con baja rentabilidad, además la casi nula rentabilidad se destinaba a gasto corriente. Sin embargo, con las acciones implementadas por la administración 2018-2024 se ha incrementado la utilidad bruta de 4% en 2018 a 12% en 2023.

Las utilidades por la comercialización de combustibles ahora se invierten en proyectos prioritarios de generación, con lo que se contribuye al rescate y fortalecimiento de la Empresa Productiva del Estado:

- 4 aeroderivadas en Baja Sur con capacidad total de 113 MW y una inversión de 1,345 mdp (76.8 mdd).
- 6 aeroderivadas en Baja California con capacidad total de 120 MW (Protocolo correctivo) y una inversión de 2,992 mdp (171 mdd).
- 5 centrales de Ciclo Combinado en regiones estratégicas del país, aportando 3,864 MegaWatts al Sistema Eléctrico Nacional.
- Se han invertido 47,865 millones de pesos (2,659 millones de dólares).

Utilidad bruta por la Comercialización de Combustibles (2018-2023) | Millones de pesos



Consolidación y planeación de compras de combustibles Ahorros en compras de molécula y por sustitución de combustibles

La administración de 2012 a 2018 puso candados normativos para que las generadoras “compraran en un mercado competitivo” y a la vez creó las filiales de comercialización para garantizar el pago a los contratos leoninos de transporte y molécula de gas natural en Estados Unidos y México.

Con ello, la anterior administración de CFE celebró contratos leoninos de transporte por ducto y molécula de gas natural con una vigencia de más de 20 años, sin que necesariamente las distintas Empresas Productivas Subsidiarias de Generación de CFE (EPS) se suministraran de combustibles a través de la filial de CFE. Lo anterior, representaba un doble pago, por un lado, CFE pagaba contratos de servicio de transporte sin utilizar, por otro, las EPS pagaban nuevamente por la molécula y transporte.

En la presente administración, y por instrucciones del C. Presidente de la República, las Empresas Productivas del estado Mexicano deben coordinarse y complementarse, aprovechando la recuperación de las Refinerías de PEMEX, que ha permitido el incremento de la producción de combustibles, los cuales son consumidos por las Centrales de Generación Eléctrica de la CFE, a través de las subsidiarias y con la participación de la filial CFenergía.

En atención a la instrucción presidencial, el Director General se enfocó a reforzar a la CFE también a través de sus empresas filiales, tal es el caso de CFE Energía, quien mediante condiciones competitivas, suministra el gas que la CFE requiere para la generación de electricidad. Gracias a ello, CFE pudo implementar acciones para garantizar compras transparentes, competitivas sin simulaciones y con ahorros significativos del orden de \$20,900 millones de pesos en compras de molécula en lo que va de la actual administración.

CFE ha llevado a cabo investigaciones de mercado, implementando actividades de planeación de servicios de mediano y largo plazo, ejecutando procesos de

contrataciones consolidadas y aplicando un mecanismo competitivo de selección de proveedores, con el fin de no ocasionar sobre costo en el pago de servicios y recuperar la totalidad de las tarifas de comercialización.

Adicionalmente durante 2023, entre las acciones implementadas por la actual administración, en materia de combustibles líquidos, combustóleo pesado y Diésel, se ha priorizado en garantizar el suministro con producto nacional y evitar la exposición volátil provocada por el contexto internacional todavía turbulento.

Esto ha permitido la reducción de los costos en un 8.2% en combustóleo y de 6.3% en diésel con respecto a los precios internacionales, lo cual se traduce en ahorros de hasta \$3,811 millones de pesos (244 millones de dólares) en compras de combustibles líquidos.

Adicionalmente, como resultado de la optimización del transporte de gas natural anclado por la CFE y de implementar las mejores condiciones en la compra de combustibles, mediante procesos competitivos y transparentes, se han alcanzado ahorros por el mayor uso del gas natural, en sustitución de combustóleo y diésel, de 9,182 millones de dólares en lo que va de la presente administración.

Ahorro por sustitución de combustóleo, diésel y GNL por gas natural

Combustible sustituido	Ahorro por uso de gas natural	
	Millones de dólares	Millones de pesos
Diésel	1,683	29,459
Cope	2,532	44,313
GNL	4,967	86,916
Total	9,182	160,688

Recuperación del Costo de Transporte de Gas Natural

En la administración 2012-2018, la recuperación de transporte era volumétrica por lo que se recuperaba en función de la utilización, aplicando una tarifa desactualizada. Además, la optimización era entendida como la venta de transporte sobre el enfoque “de lo perdido lo recuperado”.

Lo anterior, generó dos circunstancias:

- I. Las cantidades que no se pagaban por concepto de transporte;
 - i) se registraban como flujos de las Empresas Subsidiarias de Generación y
 - ii) se reportaban como utilidades dentro de sus Estados Financieros.
- II. Los recursos por concepto de pago de transporte no llegaban a la Dirección de Finanzas del Corporativo, esto generaba que no se tuviera control adecuado y que se tuvieran que recurrir a otras partidas presupuestales para enfrentar el costo total de los gasoductos.

Con la nueva administración, siguiendo la instrucción del Director General de la CFE, se implementó un proceso de restructuración para la recuperación del costo de los gasoductos y desde junio del 2020 se efectúa de la siguiente forma:

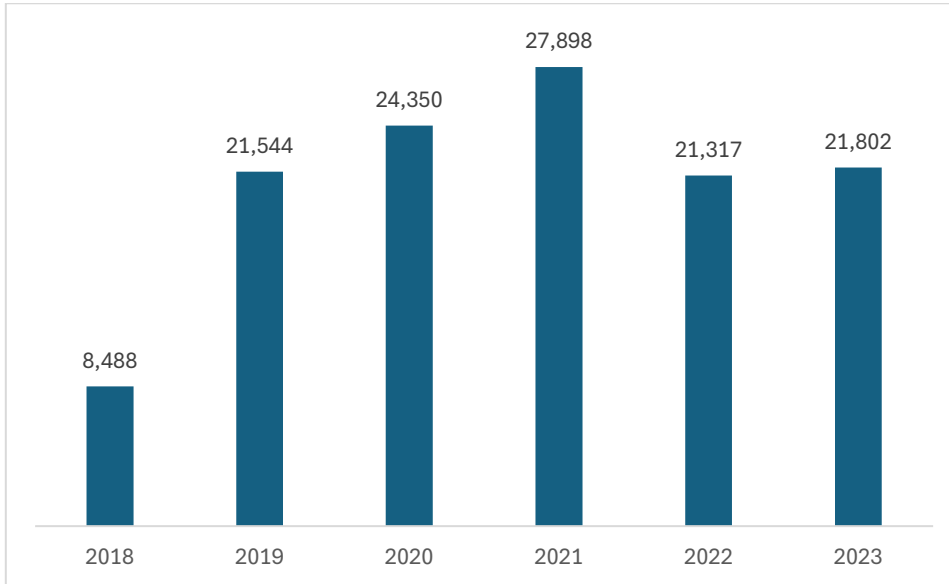
- I. Centrales legadas: 100% de la Capacidad Máxima Diaria, con el cobro de la tarifa legada.



II. Centrales no legadas: Cantidad consumida, con el cobro de la tarifa del costo promedio de ruta.

Entre 2019 y 2023 la actual administración ha logrado comercializar 2.5 veces más de transporte de gas natural que en 2018, lo que ha representado un ingreso de alrededor de 136 mil millones de pesos, en promedio 27 mil millones de pesos al año.

Recuperación de reserva de capacidad (millones de pesos)



Nota: La caída en la recuperación del costo de transporte de gas natural corresponde a la salida de 24 centrales del contrato legado desde 2018 a la fecha.

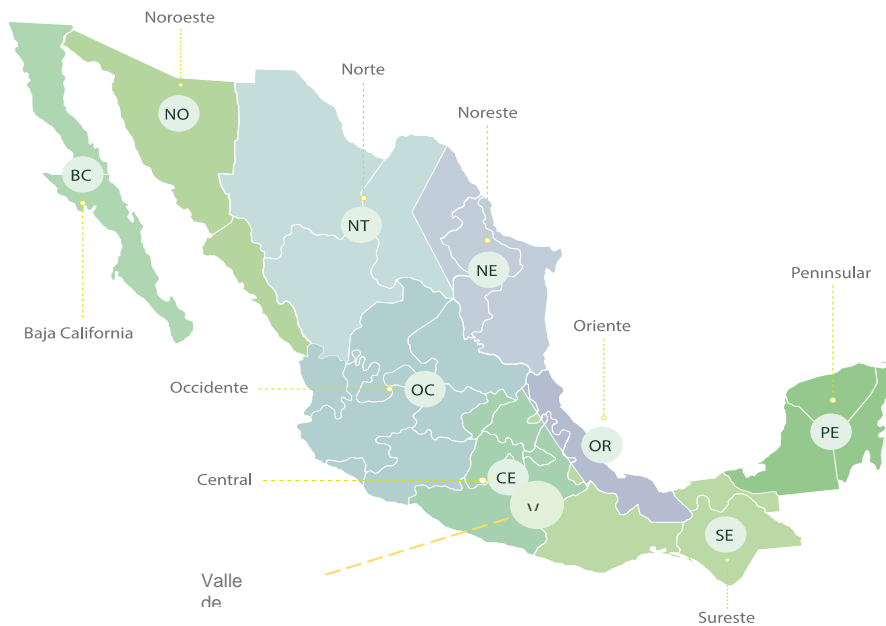


Transmisión

I. Objetivo de la EPS CFE Transmisión

CFE Transmisión, Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, así como para llevar a cabo, entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión, conforme a lo establecido en el Artículo 2 del Acuerdo de su creación.

Su organización básica la integra un Consejo de Administración, una Dirección General, tres Coordinaciones, una Gerencia Nacional, cinco Unidades, y diez Gerencias Regionales de Transmisión, quienes a su vez cuentan con 55 Zonas de Transmisión y 31 Zonas de Operación de Transmisión a lo largo de toda la República Mexicana.



II. Escenario Tecnológico 2023

Escenario Tecnológico Transmisión	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
1. Kilómetros de Líneas de Transmisión	110,559	110,449	110,347	0.10	0.09
2. Número de Subestaciones	2,302	2,279	2,275	1.01	0.18
3. Capacidad de Transformación	164,992	165,541	165,804	-0.33	-0.15

Fuente: CFE Transmisión

Se tienen 2,302 Subestaciones al cierre de 2023, con una capacidad de transformación de 164,992 MVA's, que representa un incremento de 23 subestaciones adicionales con respecto al cierre del año 2022. Si bien se ve reflejada una disminución en la capacidad de transformación de 550 MVA's, lo anterior se debe a la salida de operación de varias unidades de transformación por siniestro y baja.

Durante el ejercicio 2023 a lo largo de toda la República Mexicana, se programó el realizar mantenimiento a las líneas y subestaciones que integran la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión en las 10 Gerencias Regionales de Trasmisión, por un total de 2,939,132.70 créditos de mantenimiento (horas – hombre), alcanzando a diciembre de 2023 la realización de 2,930,396.70 créditos que representan un cumplimiento del 99.70% del mantenimiento programado. Para llevar a cabo este mantenimiento se ejercieron 15,270.83 millones de pesos del presupuesto de gasto corriente por parte de CFE Transmisión.

Como parte de las funciones de CFE Transmisión se encuentra el llevar a cabo los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión previa instrucción de la Secretaría de Energía (SENER), proyectos que se consideran dentro de los Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

De los años 2015 al 2023, la SENER ha instruido la ejecución de 246 proyectos, con horizontes de planeación que van de 2024 a 2038. Una vez recibida la instrucción, cada proyecto pasa por diversos de trámites y autorizaciones por las áreas de CFE para definir el portafolio de proyectos al cual se le asignarán recursos financieros para iniciar con sus actividades y estudios previos y después su contratación. Una vez que el proyecto es adjudicado y se firma el contrato respectivo, su estado cambia a la etapa de ejecución / construcción.

En la tabla siguiente se muestra la etapa en la que se encuentran los 246 proyectos instruidos por la SENER al concluir el ejercicio 2023.

Proyectos instruidos por la SENER	E0 En revisión	E1 Actividades Previas	E2 Contratación	E3 Ejecución	E4 Operación	Total
PRODESEN 2015-2029	1		1	1		3
PRODESEN 2016-2030	1		1			2
PRODESEN 2017-2031	13		3	5	4	25
PRODESEN 2018-2032	29	2	23	12	9	75
PRODESEN 2019-2033	10	13	6	6		35
PRODESEN 2020-2034	33		6	2	1	42
PRODESEN 2021-2035	32		1			33
PRODESEN 2022-2036	13	4				17
PRODESEN 2023-2037	14					14
Total	146	19	41	26	14	246

Fuente: CFE Transmisión

Es importante señalar que dentro de los 246 proyectos instruidos, se encuentran 5 proyectos de obras de refuerzo asociadas a centrales eléctricas, que de acuerdo con sus Casos de Negocio totalizan 34 obras, con 29 subestaciones que adicionarán 525.0 MVA, 229.2 MVAR y 312 km-C de líneas de transmisión, con una inversión estimada de 6,082.44 MDP, destacando que tres proyectos se encuentran en etapa de ejecución/construcción, uno en contratación y otro en proceso de formalizar su contrato para iniciar con la ejecución de las obras.

No.	NOMBRE DEL PROYECTO	ETAPA
1	Obras de Refuerzo CCC Tuxpan Fase I	Ejecución/Construcción
2	Obras de Refuerzo CCC Valladolid	Ejecución/Construcción
3	Obras de Refuerzo CCC Mérida	Ejecución/Construcción
4	Obras de Refuerzo CCC San Luis Río Colorado	En proceso de firma de contrato
5	Obras de Refuerzo CCC González Ortega	Por Contratar

Fuente: CFE Transmisión

Servicios brindados al Proyecto de Internet para Todos

Antecedentes

CFE Transmisión y la **EPS CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos (CFE TEIT)**, tienen formalizado un Contrato de Uso Accesorio, Temporal y Compatible de Infraestructura de Fibra Óptica y Prestación de Servicios, por medio del cual CFE Transmisión otorga a CFE TEIT los servicios siguientes:

- El Uso accesorio, temporal y compatible de dos pares de hilos de fibra óptica oscura (FOO) de la RNFO.
- La Prestación del Servicio de Mantenimiento de la FOO.
- La Prestación de Servicios Asociados que requiera el uso de la FOO.

Alcance del Proyecto a diciembre de 2023:

Implementación de rutas de fibra óptica oscura en líneas de transmisión, con una longitud total de 23,570 kilómetros y Modernización del cable con F.O. en Líneas de Transmisión.

Uso de 225 instalaciones para alojamiento de equipos de transporte óptico con tecnología DWDM en hoteles telecom, casetas de comunicaciones y subestaciones eléctricas.

Servicio de confiabilidad en casetas (reemplazo de aires acondicionados de precisión).

Servicio de mantenimiento mayor al cable con fibra óptica (Caracterización y fusión de hilos de FOO y Reemplazo de tramos de cable con FO).

Servicio de supervisión para la instalación, configuración y puesta en servicio de equipo de transporte óptico DWDM, así como para la instalación y puesta en servicio de Casetas

Integrales de Comunicaciones y sus obras civiles (acometidas ópticas, acometidas eléctricas y puntos de demarcación en poste).

Avance Físico

- Implementación de Rutas con Fibra Óptica Oscura en la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión.

Rutas en Proceso de Implementación	Rutas Entregadas por CFE Transmisión	Avance
241	193	80 %

Fuente: CFE Transmisión

- Instalación de Cable con Fibra Óptica en Líneas de Transmisión.

Ejercicio	Segmentos FOO / LT's	Total a Instalar (Kms)	Segmentos Concluidos	Total Instalado (Kms)	Avance % instalados
2021	5	269	5	269	100%
2022	29	687	29	687	100%
2023	10	221	10	221	100%
REP 2023	76	2,854	0	1,364	48%
2024	2	14	0	0	0%
Total	122	4,045	44	2,542	63%

Fuente: CFE Transmisión

- Modernización de los sistemas de enfriamiento de precisión en los puntos de presencia (Casetas de Comunicaciones y Hoteles Telecom).

Año	Sitios	Realizados	Avance
2022	49	49	100 %
2023	89	89	100 %
Total	138	138	100 %

Fuente: CFE Transmisión

III. Evolución mensual de indicadores SAIDI y SAIFI

2023													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.070	0.148	0.436	0.809	1.847	3.603	4.334	5.582	6.551	7.551	10.824	11.976	11.976
SAIFI	0.002	0.003	0.012	0.016	0.034	0.056	0.076	0.095	0.108	0.117	0.120	0.131	0.131
2022													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.025	0.184	0.237	0.315	0.690	1.568	1.995	2.171	2.252	2.433	2.666	3.471	3.471
SAIFI	0.003	0.008	0.010	0.016	0.023	0.039	0.050	0.060	0.063	0.069	0.076	0.079	0.079
Variaciones													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.045	-0.036	0.199	0.494	1.157	2.035	2.339	3.411	4.299	5.118	8.158	8.505	8.505
SAIFI	-0.001	-0.005	0.002	0.000	0.011	0.017	0.026	0.035	0.045	0.048	0.044	0.052	0.052

Fuente: CFE Transmisión

SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupción, en minutos

SAIFI: Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, en número

El indicador SAIDI en el ejercicio de 2023 presenta una desviación en comparación con el resultado obtenido en el año anterior, con un incremento desfavorable a partir del mes de marzo y en los restantes nueve meses del año, alcanzando un resultado en 2023 de 11.976 minutos, que representó un incremento de 8.505.

Por otra parte, el indicador SAIFI tiene un resultado en el año 2023 con un valor de 0.131, observando a partir del mes de mayo y hasta el cierre del ejercicio valores menos favorables a los correspondientes del año 2022, con un incremento total de 0.052 al mes de diciembre.

IV. Principales Proyectos de Infraestructura 2023

Principales proyectos de infraestructura concluidos en 2023.

En 2023 se concluyeron 5 proyectos.

No.	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO (MDP)	METAS FÍSICAS						FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
			SE	MVA	MVAR	AT + BT	LT	km-C	
1	Enlace Tepic II - Cerro Blanco	18.30	2	0	0	0	0	0	24/04/2023
2	Campos Banco 1 (SF6)	17.33	1	0	0	1	1	0.1	19/10/2023
3	352 SLT Transformación y transmisión Querétaro, Isla del Carmen, Nuevo Casas Grandes y La Huasteca" (Nuevo Casas Grandes Banco 3)	180.85	1	100	30	0	0	0	21/10/2023
4	Pericos MVAR	16.07	1	0	22.5	1	0	0	20/12/2023
5	Compensación capacitiva zona Querétaro	88.49	6	0	135	0	0	0	27/12/2023
Total		321.04	11	100	187.5	2	1	0.1	

Fuente: CFE Transmisión

Proyecto: Enlace Tepic II - Cerro Blanco

El objetivo de este proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de Nayarit para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica para el noroeste y el occidente del país, tanto en estado normal como ante contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro debido al intercambio de energía entre las Gerencias de Control Regional Occidental y Noroeste que atienden tanto la zona Metropolitana de Guadalajara, así como las ciudades de Tepic, Mazatlán y Culiacán, en condición de red completa o ante una contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.

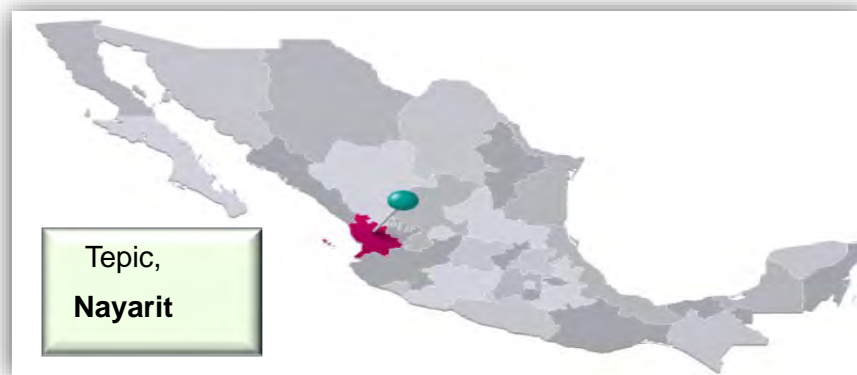


Ilustración 1. Ubicación geográfica del proyecto “Enlace Tepic II – Cerro Blanco”



Ilustración 2. S. E. Tepic II



Ilustración 3. S. E. Cerro Blanco

Proyecto: Campos Banco 1 (SF6)

El objetivo de este proyecto es proporcionar el servicio de energía eléctrica con la calidad y confiabilidad a los clientes actuales que se encuentran en el municipio de Manzanillo, Colima, así como a los desarrollos industriales y comerciales potenciales que se puedan presentar en la región.

Esta nueva instalación permitirá satisfacer la demanda esperada de energía eléctrica dado el alto crecimiento que se tiene pronosticado; aunado al crecimiento demográfico tipo urbano, residencial, comercial y turístico de la región, así como el aumento de la demanda de los servicios existentes.



Ilustración 4. Ubicación geográfica del proyecto “Campos Banco 1 (SF6)”



Ilustración 5. Ubicación de la S. E. Campos SF6



Ilustración 6. S. E. Campos SF6

Proyecto: 352 SLT Transformación y transmisión Querétaro, Isla del Carmen, Nuevo Casas Grandes y La Huasteca” (Nuevo Casas Grandes Banco 3)

El objetivo de este proyecto es garantizar en el corto plazo el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo la región de Nuevo Casas Grandes en el estado de Chihuahua. Adicionalmente este proyecto permitirá reducir los costos operativos ante las altas sobre cargas de los bancos de transformación de 230/115 kV de la S. E. Nuevo Casas Grandes y Ascensión II por arriba del 100% de su capacidad.

Con la entrada en operación de este nuevo banco se mejoran los perfiles de voltaje y la capacidad de transformación en MVA fortaleciendo la seguridad y confiabilidad de la red de 115 kV para atender la demanda creciente de la región.

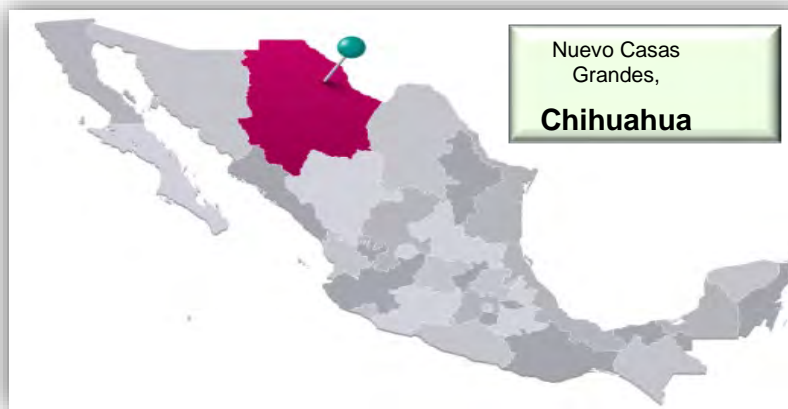


Ilustración 5. Ubicación geográfica del proyecto “Nuevo Casas Grandes Banco 3”



Ilustración 8. Etapa constructiva



Ilustración 9. Banco 3 de 230 kV de 100 MVA

Proyecto: Pericos MVar

El objetivo de este proyecto es desarrollar la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda de la zona que abastecen las Subestaciones Chinitos y Pericos manteniendo niveles de tensión y flujos de potencia dentro de límites de operación establecidos tanto en estado estable y ante contingencias sencillas de acuerdo con los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Con la entrada en operación de este nuevo banco de capacitores en 115 kV, se podrán solventar los perfiles de voltaje ante la salida de una línea mejorando la estabilidad de la red en este nivel de tensión.



Ilustración 6. Ubicación geográfica del proyecto "Pericos MVar"



Ilustración 7. Montaje del banco de capacitores



Ilustración 8. Subestación Pericos

Proyecto: Compensación capacitiva en la zona Querétaro

El objetivo del proyecto "Compensación Capacitiva en la Zona Querétaro", consiste en desarrollar la infraestructura necesaria del estado de Querétaro para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona, tanto en estado normal como ante contingencias sencillas con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas de acuerdo con los criterios de planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Con la entrada en operación del proyecto no se tendrán problemas de suministro en las zonas de distribución Querétaro, San Juan del Río y el sur de la zona San Luis de la Paz que atienden principalmente la ciudad de Santiago de Querétaro (capital del estado), en condición de red completa o ante contingencia sencilla de algún elemento de transmisión o transformación.



Ilustración 9. Ubicación geográfica del proyecto “Compensación capacitiva en la zona Querétaro”



Ilustración 10. Banco de capacitores SE Parque Innovación



Ilustración 11. Banco de capacitores SE Querétaro Potencia

Principales proyectos de infraestructura 2023 (ejecución/construcción).

Al cierre del 2023 se tienen 26 proyectos en etapa de Ejecución / Construcción, 10 de éstos corresponden a proyectos iniciados antes de 2023 y los restantes 16 proyectos fueron adjudicados en el año 2023. La siguiente tabla muestra las metas físicas de los 26 proyectos que están en etapa de Ejecución / Construcción.



No.	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO (MDP)	METAS FÍSICAS						FECHA FACTIBLE DE TÉRMINO
			SE	MVA	MVAR	AT + BT	LT	km-C	
1	Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018-2021	7,080.32	0	0	0	0	0	0	dic-24
2	Chihuahua Norte Banco 5	324.58	2	500	0	0	0	0	oct-24
3	Panamericana Potencia Banco 3	172.87	1	300	0	0	0	0	jul-25
4	Potrerrillos Banco 4	630.60	3	600	0	4	2	46.4	sep-24
5	Querétaro Banco 1 (sustitución)	103.68	1	225	0	0	0	0	jun-25
6	Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	198.30	2	0	0	2	1	28	nov-24
7	Modernización de Líneas de Transmisión Chinameca Potencia A3260 Temascal II y Minatitlán II A3360 Temascal II	148.30	0	0	0	0	0	0	jun-25
8	Irapuato II Banco 3 (traslado)	363.65	2	133.2	0	0	2	12	jul-25
9	Donato Guerra MVAR (traslado)	50.37	1	0	70	0	0	0	jun-24
10	San Luis Potosí Banco 3 (traslado)	116.52	1	133.2	0	0	0	0	ago-25
11	Obras de Refuerzo CCC Valladolid	255.57	2	0	133.2	1	0	0	oct-24
12	Obras de Refuerzo CCC Tuxpan Fase I	279.33	2	0	0	0	0	0	feb-25
13	Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica	573.75	2	0	160.0	0	0	0	jun-24
14	Zona La Laguna	625.18	1	375	0	2	6	0	nov-24
15	Traslado de Reactores en el Noreste	102.29	2	0	125.0	0	0	0	feb-24
16	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey	2,159.13	11	500	0	0	4	12.8	ago-25
17	Tijuana I Banco 4	241.00	1	300	0	0	0	0	dic-24
18	Culiacán Poniente Entronque Choacahui- La Higuera (A3N40)	82.34	1	0	0	2	1	0.4	jul-24
19	San Jerónimo Potencia Banco 2	280.93	1	375	0	0	0	0	jul-24
20	Terranova Banco 2	149.32	1	300	0	0	0	0	ago-24
21	Compensación Capacitiva Occidente	155.93	8	0	173.1	0	0	0	jun-24
22	352 SLT Transformación y transmisión Querétaro, Isla del Carmen, Nuevo Casas Grandes y La Huasteca” (Querétaro Potencia Banco 4)	195.05	1	225	0	0	0	0	nov-24



No.	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO (MDP)	METAS FÍSICAS						FECHA FACTIBLE DE TÉRMINO
			SE	MVA	MVAR	AT + BT	LT	km-C	
23	Sauzal Banco 1	39.24	1	0	0	2	1	2.4	dic-24
24	Cuatro Siglos Banco 1	33.51	1	0	0	2	1	2	dic-24
25	Viñedos Banco 1	33.01	1	0	0	2	1	1	dic-24
26	Victoria Potencia Banco 1	149.38	1	0	0	1	1	11	dic-24

Nota 1: El proyecto "Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018-2021", incorpora de manera directa 1,550 subestaciones a los 31 Centros de Control para ser tele controladas desde las Zonas de Operación de Transmisión y CENACE

Fuente: CFE Transmisión

Exportación – Importación de Electricidad

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados) GWh			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 a 2022	2022 a 2021
1.Importación	1,975	5,166	3,813	-61.8	35.5
2.Exportación	2,795	2,104	2,355	32.8	-10.7

Fuente: Balance de Energía de CFE Transmisión

Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión (RNT) de 69 kV a 400 kV

En el ejercicio 2023 se transportaron a través de la Red Nacional de Transmisión 1,975 GWh de importación y 2,795 GWh de energía para exportación.

Es importante señalar que la energía que transita a través de la Red Nacional de Transmisión producto de la importación y exportación es producto de los Programas Anuales que el Centro Nacional de Control de Energía determina y administra en base a criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica.

V. Tablero de Principales Indicadores

Indicador	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
1. SAIDI	11.976	3.471	6.123	245.0	-43.3
2. SAIFI	0.131	0.079	0.109	65.8	-27.5
3. IDT	99.61	99.50	99.54	0.1	0.0

Fuente: CFE Transmisión

1. SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupción, en minutos
2. SAIFI: Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio
3. IDT: Índice de Disponibilidad de Transmisión

El indicador SAIDI mide en minutos el tiempo que los usuarios del servicio de energía eléctrica no cuentan con el servicio por causas atribuibles al transportista. Se estableció una meta interna de 2.845 minutos para el año 2023, teniendo una meta externa de la

Comisión Reguladora de Energía de 3 minutos. Al cierre del año se tiene un valor de 11.976 minutos, siendo un resultado desfavorable con respecto a las metas. Las Gerencias Regionales de Transmisión Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Occidente, Central, Oriente, Sureste y Peninsular no cumplen con su meta, principalmente por eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red Nacional de Transmisión en la infraestructura correspondiente a voltajes menores a 161 kV, teniendo 11.716 minutos de interrupción que representan el 97.8% del total al cierre del 2023. Se está evaluando el mantenimiento a los voltajes menores a 161 kV que nos proporciona la EPS CFE Distribución en el ámbito nacional.

El indicador SAIFI refleja la frecuencia con que se interrumpe el servicio a los usuarios por causas propias del transportista, en el año 2023 se definió una meta interna de 0.135 interrupciones, alcanzando un resultado favorable de 0.131 interrupciones, logrando el objetivo planteado para el año.

VI. Proyecto Relevante 2019 – 2023

Red Eléctrica Inteligente (REI) Dirección CFE Transmisión

Objetivos

- Contar en las Subestaciones Eléctricas con infraestructura de sistemas de control, supervisión y comunicación asociados para el Control Físico que tiene a su cargo **CFE Transmisión** desde los Centros de Operación de Transmisión y para el Control Operativo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- Dotar de los servicios de voz para el mantenimiento, maniobras y operación de acuerdo con los requerimientos normativos aplicables para la incorporación a la Red Nacional de Transmisión, en apego a lo establecido en el apartado II del Artículo 4 de la Ley de la Industria Eléctrica.

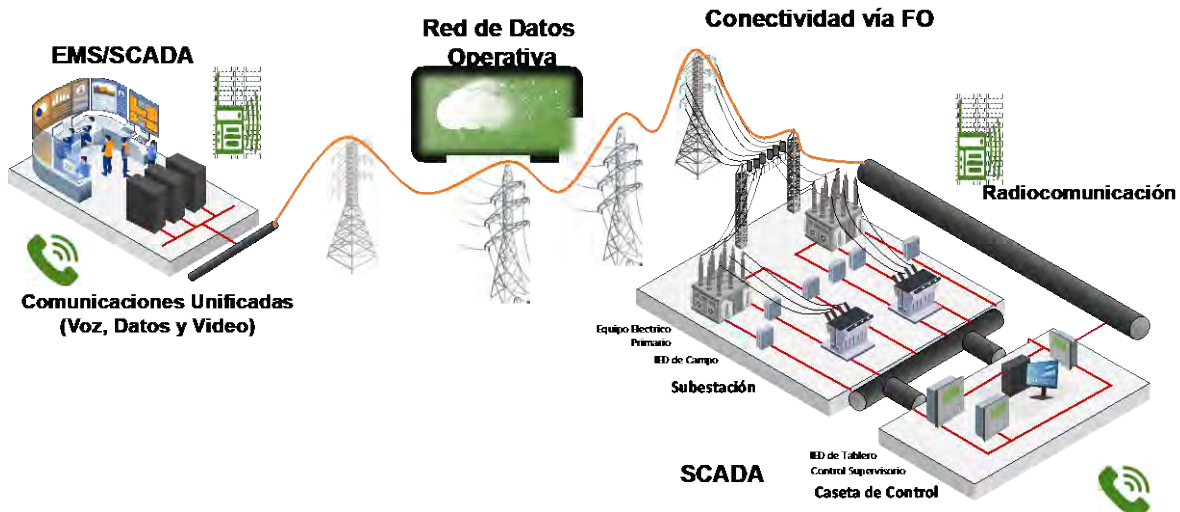


Figura 1. Ingeniería conceptual del Proyecto REI

Datos generales del proyecto

El proyecto continúa en fase de ejecución, se divide en 6 familias: Conectividad, Red de Datos Operativa, Comunicaciones Unificadas, Radiocomunicación, EMS/SCADA y SCADA. El avance al cierre de 2023 es del 72%.

Beneficios:

- Aumento de la confiabilidad y disponibilidad de la RNT.
- Interoperabilidad al incorporar estándares internacionales.
- Independencia en el Control Físico de la RNT.
- Cumplimiento de la Normatividad aplicable.

Metas físicas:

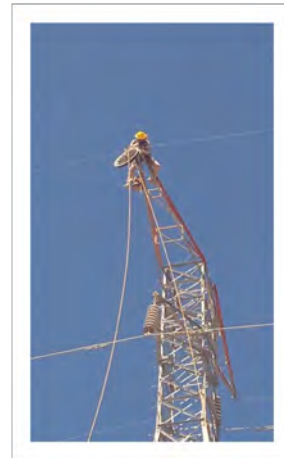
Tabla 1. Metas Físicas del proyecto Red Eléctrica Inteligente (REI)

FAMILIA	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA
EMS/SCADA	9	Sistemas en alta disponibilidad
SCADA (Control Supervisorio)	1, 137	Sistemas
Red de Datos Operativa	2,229	Sistemas
Comunicaciones Unificadas	2,270	Sistemas
Radiocomunicación	206	Sistemas
Conectividad	15,910	Kilómetros

Metas físicas consideradas con la reevaluación del proyecto autorizado 2023

Situación del proyecto a diciembre 2023. Descripción de avances físicos por familia.

1. Conectividad: se recibió la totalidad de bienes de fibra óptica. A la fecha del reporte se han instalado 8,155 km de fibra óptica, de 15,910 km adquiridos, correspondiente a un 65% global dentro del proyecto.





2. Comunicaciones unificadas y 3. radiocomunicación: Para estas familias de los bienes recibidos y se tiene un avance de instalación de 75% y 86% respectivamente en 2023.

4. Red de datos operativa: De la totalidad de los bienes recibidos, se tiene un avance de instalación de equipamiento del 61% en 2023 y se concluye la instalación y puesta en operación en todas las instalaciones de la red de Transmisión, se continua con la instalación en la red de Subtransmisión.

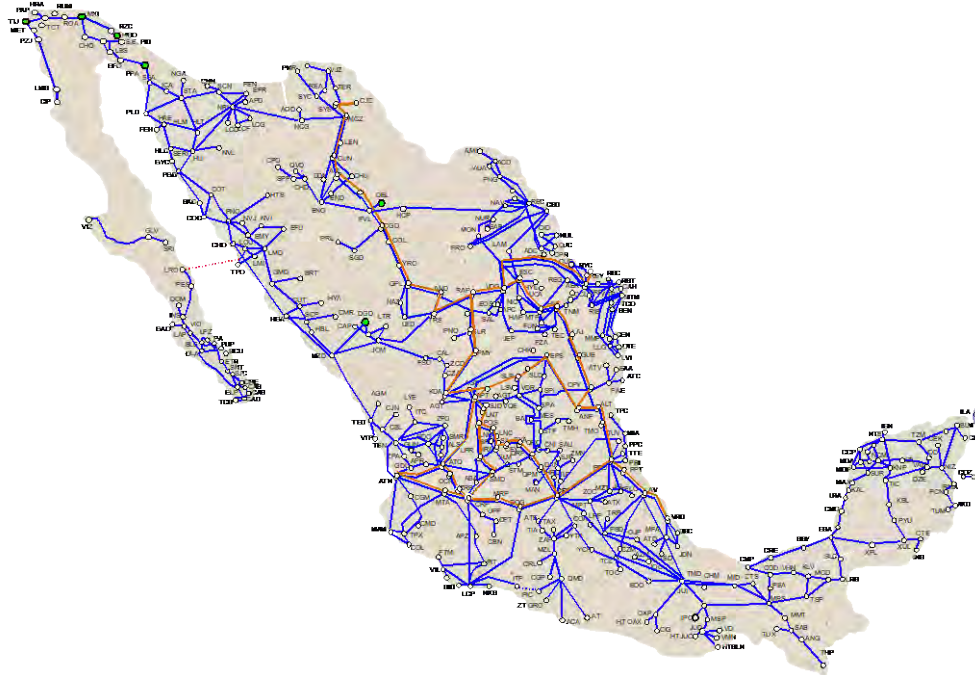


Figura 2. Red Nacional de Comunicaciones de CFE Transmisión



5. **SCADA:** Se recibe la totalidad de bienes de esta familia en el segundo semestre 2023, con un avance del 51% en la realización de las obras civiles necesarias de las 1137 instalaciones programadas en la red de Subtransmisión, así como un 42% de obras electromecánica.

6. **EMS/SCADA:** Se realizó la entrega de la totalidad de los EMS/SCADA de la en el primer semestre de 2023, se tiene un avance a la fecha de 100% de instalación y puesta en servicio del EMS/SCADA, se continúa con la integración de subestaciones eléctricas.



Se destaca para todas las familias de Conectividad, Red de Datos Operativa, Comunicaciones Unificadas y Radiocomunicación, SCADA y EMS/SCADA, se recibe el 100% de los bienes y se continúa con el proceso de instalación y puesta en operación.

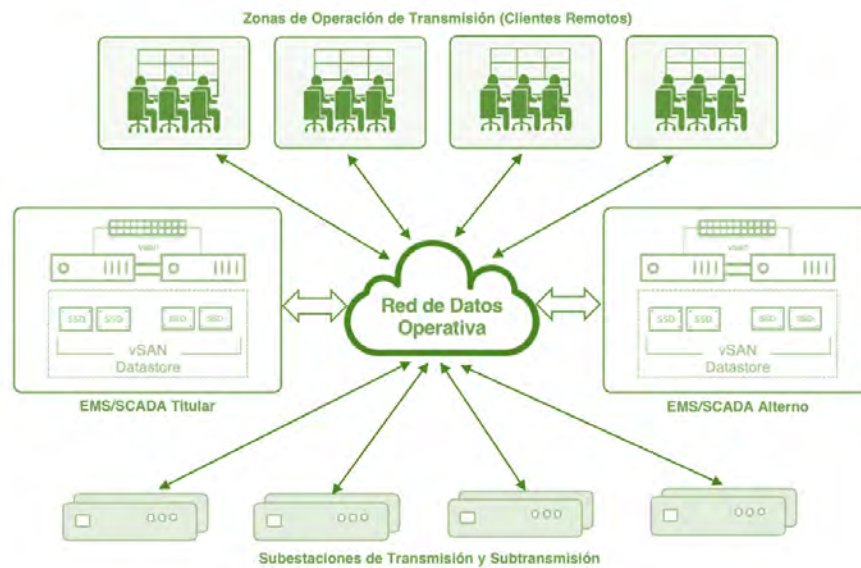


Figura 4. Arquitectura del Proyecto REI

Distribución

La Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución brinda el servicio público de distribución de energía eléctrica a los 48.2 millones de usuarios a lo largo y ancho del país, conforme a la normativa aplicable, a través de 16 divisiones y 150 Zonas de Distribución.



CFE Distribución cumple con su objetivo a través del:

- Talento de sus 49,217 trabajadores, de los cuales, 40,313 son sindicalizados (83%) y 8,904 no sindicalizados (17%).
- 894 mil kilómetros de Redes Generales de Distribución (RGD).
- Sus procesos clave que son:
 - Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento de las RGD
 - Medición, Conexión y Servicios a los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional.
 - Servicios al usuario final.

Al cierre de 2023, CFE Distribución logró:

- Incrementar el porcentaje de electrificación en el país de 99.29% a 99.43%, superando la meta de 99.35%, con una mejora del 0.14% respecto al año 2022 y un total de 4,648 obras de electrificación construidas.
- Los indicadores SAIDI y SAIFI tuvieron un mejor resultado que las referencias internacionales de 30.1 minutos y .52 frecuencia de interrupciones, respectivamente.



- El porcentaje de pérdidas con alta tensión mejoró su resultado al 2023 con respecto del 2022, en 0.19 puntos porcentuales.
- El indicador Compromisos de Calidad con el Servicio (COMSER) logró un valor de 97.18% en el 2023, alcanzando valores óptimos, muy cercanos al 100%.
- Se modernizaron 1.8 millones de medidores, lo que equivale a un incremento en ventas por 211 GWh y 449 millones de pesos (MDP).
- Se ejecutaron 6.2 millones de revisiones a equipos de medición, para asegurar la correcta facturación, detectando 10,843 GWh (6.3% más que el año 2022).
- Se logró un crecimiento de 3,054 km en la red de media tensión (aéreo y subterráneo).

Principales indicadores de CFE Distribución

Indicador / Programa / Resultado	UM	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
		2021	2022	2023	2021 a 2022	2022 a 2023
1. Pérdidas de energía (Incluye alta tensión) ¹	%	11.47	11.05	10.86	-3.66%	-1.72%
2. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.78	13.22	12.88	-4.06%	-2.57%
3. SAIDI ²	Min/Clientes	20.625	19.248	17.788	-6.68%	-7.59%
4. SAIFI ³	Int/Clientes	0.428	0.411	0.391	-3.97%	-4.87%
5. Restablecimiento en baja tensión	%	92.58	94.64	93.24	2.23%	-1.48%
6. Restablecimiento sectorial por falla	%	95.15	96.96	95.69	1.90%	-1.31%
7. Conexión en baja tensión	%	94.53	96.11	94.98	1.67%	-1.59%
8. Reconexión de servicio cortado	%	97.36	98.30	98.90	0.97%	0.61% obras
9. Inconformidades por cada Mil Usuarios (total)	Inc/Usu	4.37	4.35	4.40	-0.46%	1.15%

Indicadores con comparación referencial

Indicador	Unidad	Resultados		2023		Variaciones (%)		Resultado	Benchmarking Fuente
		2021	2022	Meta	Resultado diciembre	2021 a 2022	2022 a 2023		
1. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) ¹	%	11.47	11.05	9.95	10.86	-3.66%	-1.72%	6.31	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
2. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.78	13.22	12.67	12.88	-4.06%	-2.57%	8.26	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
3. SAIDI ²	Min/ Clientes	20.625	19.248	19.046	17.788	-6.68%	-7.59%	30.1	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/documents/104400/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4
4. SAIFI ³	Int/ Clientes	0.428	0.411	0.41	0.391	-3.97%	-4.87%	0.52	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/documents/104400/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4

CEER - Consejo de Reguladores de Energía de Europa OCDE - Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

² System Average Interruption Frequency Index / Frecuencia Media de Interrupción por usuario

³ System Average Interruption Duration Index / Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario



SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN

Para prestar el servicio público de distribución, cerramos el año 2023 con la siguiente infraestructura eléctrica:

- **2,148 subestaciones eléctricas**, 16 subestaciones más que en 2022 (+0.7%).
- **3,296 transformadores de potencia** con 79,812 MVA, 32 transformadores más que en 2022 (+1%).
- **1,640,728 transformadores de distribución** con 60,010 MVA, 22,792 más que en 2022 (+1.41%).
- **551,465 km de líneas de media tensión** con un porcentaje de automatismo y operación remota del 62.5%, 3 mil km más que en 2022 (+0.55%).
- **342,741 km de líneas de baja tensión**, 2 mil km más que en 2022 (+0.59%).
- **Damos servicio a 51.530 mil km de líneas de subtransmisión**, 107 kilómetros más que en 2022 (+0.21%).

Toda la infraestructura ha sido fortalecida a través de los procesos clave de: **Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento** a lo largo de los años, desde la creación de la CFE.

Planeación

La planeación para el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica es un área estratégica, que tiene la finalidad de garantizar la operación continua, eficiente y segura de la infraestructura en beneficio de los usuarios. Para tal fin, considera los proyectos y programas de inversión para la ampliación y modernización de las RGD.

Los programas se desarrollan procurando la operación del sistema eléctrico de distribución en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, incluyendo elementos de una Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total para brindar el suministro eléctrico a nuestros usuarios.

Para tal fin, se realiza el diagnóstico y análisis de las RGD, a través de estudios en las 150 zonas de las 16 divisiones de Distribución en el país, dirigidos a proponer obras de infraestructura eléctrica rentables para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

En 2023, como resultado del trabajo en conjunto entre CFE Distribución y la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica de la CFE (encargada de coordinar la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional) se enviaron al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) un total de 25 proyectos de subestaciones de distribución: 13 nuevas subestaciones, 8 de ampliación y 4 de sustitución de bancos de transformación en subestaciones de distribución existentes, para su inclusión en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (PAM RNT y RGD del MEM) 2023-2037 y al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2023, con la opinión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y aprobación e instrucción de la Secretaría de Energía (SENER).



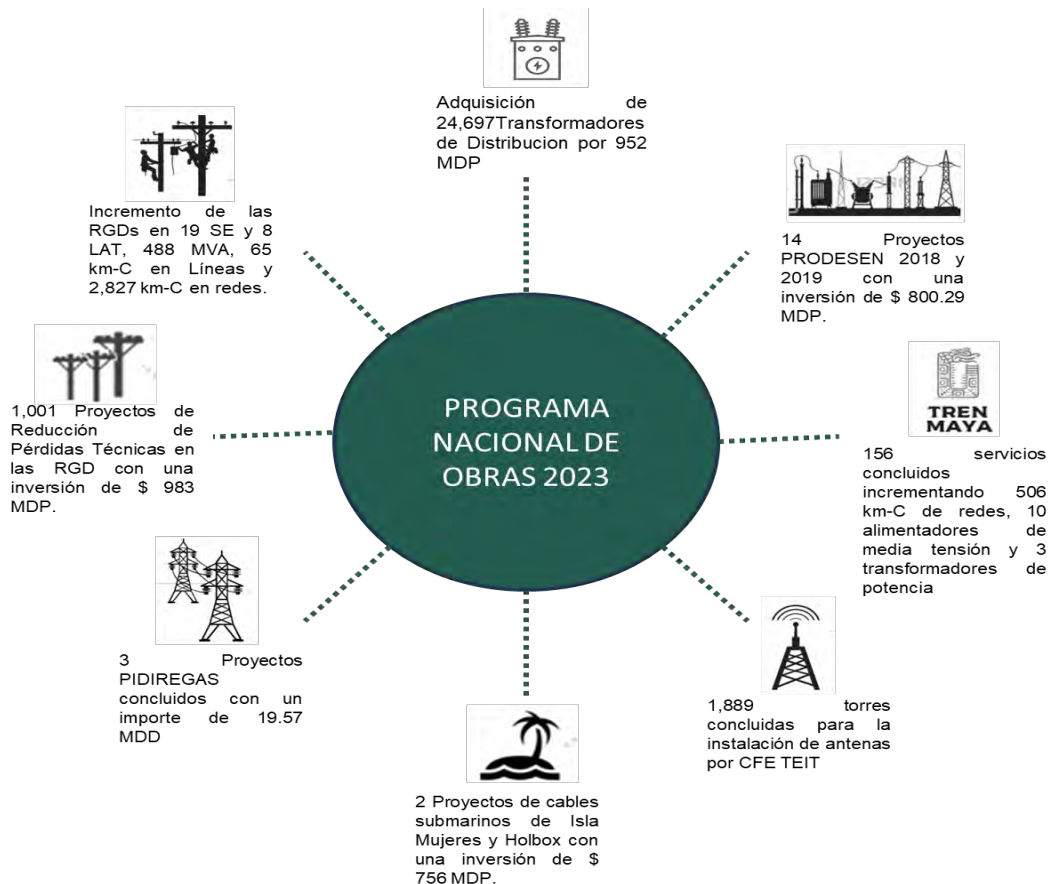
La instrucción que recibe CFE Distribución es para que ejecute los proyectos antes señalados hasta su puesta en servicio, gestionando el recurso para cubrir las obras de la RNT y de la RGD y una vez concluido el proyecto trasladar los activos de la RNT a la CFE Transmisión, para su capitalización y recuperación de la inversión vía tarifa del Servicio Público de Transmisión y Distribución ante la CRE.

Construcción

Este proceso contribuye al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica y confiabilidad en las RGD mediante la ejecución de obras, cumpliendo con procesos constructivos conforme a la normativa aplicable y amigables con el medio ambiente.

Al cierre de 2023, se concluyeron 1,207 obras con una inversión ejercida de \$3,175 MDP. Las obras que se concluyeron representan un crecimiento en las RGD de 19 subestaciones de distribución y 8 líneas de alta tensión, 488 MVA en subestaciones de distribución, 44 MVA en transformadores de distribución, 12 alimentadores en alta tensión y 72 en media tensión, 65 km-C en líneas de alta tensión y 2,827 km-C en redes de media y baja tensión.

MDD:



Millones de dólares. Fuente: EPS CFE Distribución. Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2023.



PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA 2023

Obras concluidas en 2023 del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Al cierre de 2023, se concluyeron 14 obras instruidas conforme al PRODESEN, bajo el esquema de inversión, con la ampliación de 8 subestaciones de distribución, 4 nuevas y 2 sustituciones con una capacidad conjunta de 422.5 MVA, 25.5 MVA_r y 7 alimentadores en alta tensión (AT) y 62 alimentadores en media tensión (MT) y 4 líneas de alta tensión con voltaje de 115 kV con una longitud total de 5.50 km-C y 14 redes de media tensión con una longitud de 46.3 km-C, con una inversión de 800.29 MDP.



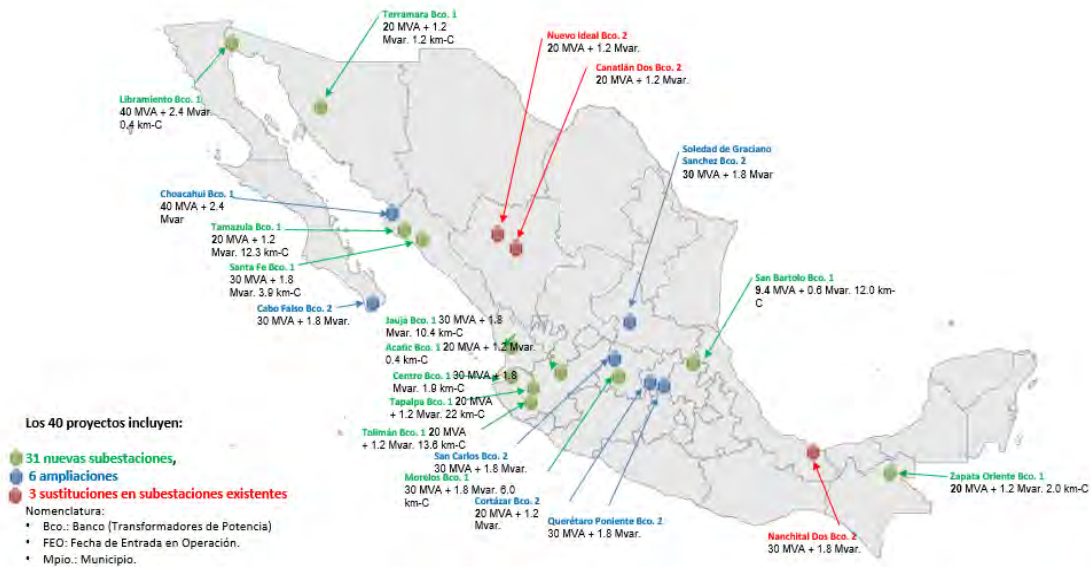
Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023. Monto en Millones de Pesos.

Obras en construcción al cierre de 2023 del del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Durante 2023, se avanzó en el proceso constructivo de 40 obras de distribución instruidas, las cuales forman parte del PRODESEN bajo el esquema de inversión. Estas obras están integradas por 31 nuevas subestaciones, 6 ampliaciones y 3 sustituciones de transformadores obsoletos con una capacidad conjunta para la construcción de 40 subestaciones de 230, 161, 116 y 115 kV, con una capacidad total de 1,079.4 MVA, 64.8 MVA_r, 57 alimentadores en alta tensión (AT) y 166 alimentadores en media tensión (MT) y 31 líneas de AT con voltajes de 230,161, 116 y 115 kV; con una longitud total de 279.07 km-C y 40 redes de media tensión con una longitud de 117.05 km-C; con una inversión de 4,536.99 MDP.



Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023.



Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023.

Obras concluidas en 2023 (Obra Pública Financiada OPF)

Al cierre de 2023, se concluyeron tres proyectos de distribución mediante el esquema OPF, consistentes en 5 subestaciones con una capacidad conjunta de 60 MVA, 3.6 MVar, 3 líneas de alta tensión con una longitud de 60 km-C, que representan una inversión de 19.57 MDD.





Proyecto	Monto
214 SE 1210 Norte-Noroeste (11ª Fase)	7.52
338 SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (3ª Fase)	6.85
338 SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (12ª Fase)	5.20
Total	19.57

Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023. Cifras redondeadas. MDD: Millones de Dólares
SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.



Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023. MDD: Millones de Dólares.
SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas, LAT: Líneas de Alta Tensión.

Obras en construcción al cierre de 2023 (Obra Pública Financiada OPF)

Durante 2023, estuvieron en proceso de construcción 2 proyectos de distribución mediante el esquema OPF, los cuales están integrados por 2 subestaciones con una capacidad conjunta de 50 MVA, 3.0 MVA_r, 2 líneas de alta tensión con una longitud de 20.81 km-C, por un monto de inversión de 13.65 millones de dólares (MDD).

Proyecto	Monto
209 SE 1212 Sur Peninsular (9ª fase)	8.17
338 SLT 2020 Subestaciones líneas y Redes de Distribución (8ª fase)	5.48
Total	13.65

Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023. Cifras redondeadas. MDD: Millones de dólares
SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.





Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023. MDD: Millones de Dólares.
 SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas, LAT: Líneas de Alta Tensión.

Obras concluidas al cierre de 2023 (Proyectos Relevantes)

Cable submarino para Isla Mujeres, Quintana Roo

El suministro de energía eléctrica a Isla Mujeres se realizaba a través de 2 fuentes: la primera, un enlace de 9 MW del circuito Bonampak 53140, dotado de cable submarino existente de cobre, en calibre 2/0, y la segunda a través de 4.8 MW de Generación de Combustión Interna de plantas Diesel con una capacidad instalada de 38 MW. La demanda máxima de la Isla en 2022 fue de 13.8 MW.

La obra de cable submarino para Isla Mujeres consistió en la instalación de 4 cables submarinos monopolares con fibra óptica del tipo XLP RA de cobre calibre 500 KCM, a lo largo de 6.9 km sobre el lecho marino, desde Cancún hasta Isla Mujeres, en un voltaje de 34.5 kV. Los trabajos se realizaron con base en los lineamientos emitidos por la autoridad ambiental.

Los cables submarinos de Isla Mujeres fueron energizados el 09 de marzo de 2023 y en junio alcanzaron una demanda máxima de 16.9 MW. El costo de la obra fue de 278 MDP, benefició a 8,952 usuarios y 26,856 habitantes y contribuye en la confiabilidad del suministro eléctrico, el desarrollo económico y turístico de Isla Mujeres.

Con la puesta en operación de los cables submarinos para Isla Mujeres, se dejaron de emitir gases de efecto invernadero, del orden anual de 9,509 tn de CO₂, 2.72 tn de SO₂, 48 tn de CO y 181 tn de NO_x, considerando como referencia los datos de emisión del 2017 para la Planta Diesel de Isla Mujeres.



Cable submarino para Isla Holbox, Quintana Roo

El suministro de energía eléctrica a la Isla Holbox se realizaba mediante la Generación de Combustión Interna a través de 5 plantas Diesel, con una capacidad instalada de 6 MW. La demanda máxima de la Isla en 2022 fue de 5.3 MW.

La obra consistió en la instalación de 4 cables submarinos monopolares con fibra óptica del tipo XLP RA de cobre calibre 500 KCM en 10.5 km sobre el lecho marino, desde la población de Chiquilá a la Isla de Holbox, en un voltaje de 34.5 kV. Los trabajos se realizaron con base en los lineamientos emitidos por la autoridad ambiental.

Los cables submarinos de la Isla Holbox fueron energizados el 21 de abril del 2023 y en el mes de junio alcanzaron una demanda máxima de 5.7 MW. El costo de la obra fue de 478 MDP, beneficia a 2,753 usuarios y 8,259 habitantes y contribuye en la confiabilidad del suministro eléctrico, el desarrollo económico y turístico de la isla de Holbox.

Con la puesta en operación de los cables submarinos y la interconexión de Isla Holbox a las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional, se dejó de emitir gases de efecto invernadero, del orden anual de 10 500 tn de CO₂, 3 tn de SO₂, 53 tn de CO y 200 tn de NO_x, considerando los datos de emisión del 2017 para la Planta Diesel de la Isla de Holbox.

Proyecto	Monto
Conexión de la Isla Holbox	478
Reemplazo de Cable Submarino en Isla Mujeres	278
Total	756

Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2023. Cifras redondeadas correspondientes al monto contractual. Monto en Millones de pesos.

Reporte fotográfico de algunos proyectos de infraestructura 2023



S.E. Alom Banco 2



S.E. Xcalacoco Banco 2



S.E. Gaviotas Bco.1 +1.8 MVAR



S.E. González Ortega Banco 3



S.E. Valle Alto Banco 1 (Sust.)



S.E. Campos Bco. 1 SF6

Las obras de electrificación son fundamentales, ya que son el medio para llevar el desarrollo a cada rincón país, incrementando la calidad de vida de la población, elevando así el compromiso social de la CFE. Los principales logros en electrificación 2023, son los siguientes:

COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el año 2023, se estableció una meta de cobertura del servicio de energía eléctrica del 99.35% y al cierre del año fue superada, alcanzando una cobertura del 99.43% mediante la gestión de Convenios de Asignación de Recursos a través del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), Convenios de Colaboración con Estados y Municipios y la aplicación de la Estrategia de Regularización de Colonias Populares, que derivaron en la ejecución de 4,648 obras de electrificación con una inversión de 3,328 Millones de Pesos (MDP), beneficiando a 3,482 localidades y 300,735 habitantes.

Con el 99.43% de cobertura en el servicio de energía eléctrica en el país alcanzado en 2023, se incrementó 0.14 puntos porcentuales respecto a la cobertura del 2022.



Electrificación de la localidad de Península de Atasta, municipio de San Antonio Cárdenas en el estado de Campeche.



Granja Solar "Islas Marías", en el estado de Nayarit.

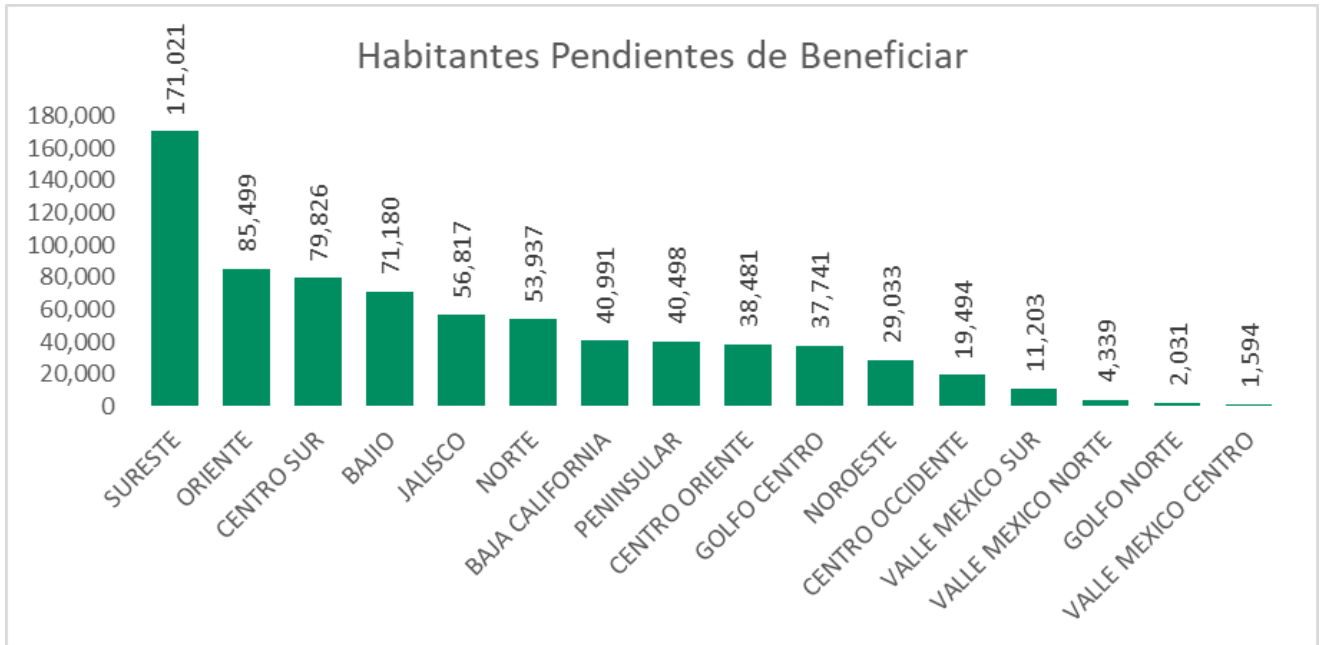
La cobertura del servicio de energía eléctrica ha evolucionado de la siguiente forma en los últimos ocho años:

Indicador	Cifras Datos observados (%)								Variaciones (%)						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2016 a 2017	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020	2020 a 2021	2021 a 2022	2022 a 2023
Grado de Electrificación	98.58	98.64	98.75	98.95	99.08	99.21	99.29	99.43	0.06	0.11	0.20	0.13	0.13	0.08	0.14

Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2023.

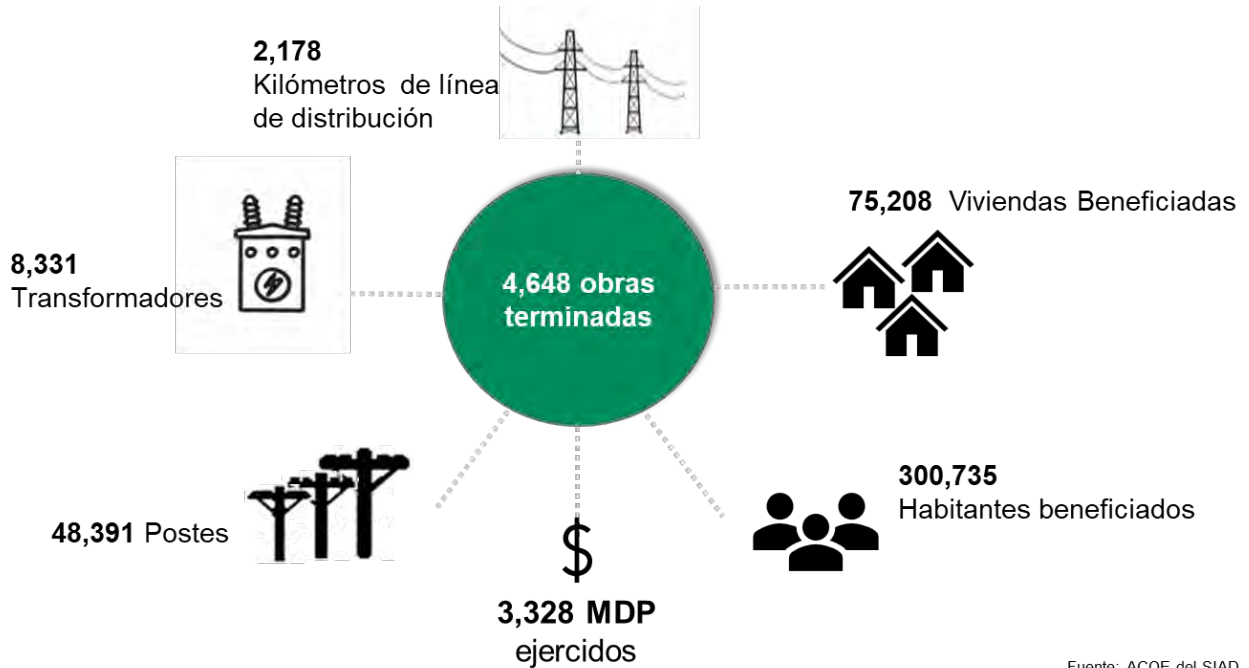


Con la cobertura de energía eléctrica alcanzada en 2023, se tienen identificados 743,685 habitantes pendientes de electrificar y se representan en la siguiente gráfica:



Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2023.

Con las obras de electrificación ejecutadas en 2023, se alcanzaron las siguientes metas físicas:



Fuente: ACOE del SIAD. Corte 31 de diciembre de 2023



Las obras de electrificación se construyeron en el ámbito nacional, conforme a lo siguiente:

Estado	No. Obras	Inversión (Mdp)	Habitantes	Viviendas	No. Postes	Kilómetros de línea	No. De TD'S
Aguascalientes	5	0.87	66	14	0	0	0
Baja California	14	9.02	1,048	261	175	8	56
Baja California Sur	16	21.73	5,016	1,043	147	7	160
Campeche	47	39.38	2,788	700	577	26	70
Chiapas	260	253.48	20,372	5,142	2,498	112	430
Chihuahua	273	304.34	17,105	4,357	2,085	94	301
Ciudad De México	7	10.51	2,492	623	111	5	20
Coahuila	15	8.09	1,212	303	174	8	26
Colima	8	2.35	280	70	100	5	14
Durango	129	92.77	7,456	1,880	615	28	76
Estado De México	313	263.62	34,155	8,729	4,261	192	1,059
Guanajuato	201	106.01	8,650	1,944	1,985	89	307
Guerrero	284	177.18	16,847	4,210	2,224	100	291
Hidalgo	253	251.38	27,946	6,899	5,885	265	878
Jalisco	318	185.37	16,495	4,086	3,355	151	368
Michoacán	275	78.05	8,943	2,223	1,407	63	141
Morelos	140	85.04	9,320	2,330	1,964	88	249
Nayarit	111	70.04	10,984	2,743	850	38	100
Nuevo León	88	51.86	2,808	702	1,209	54	156
Oaxaca	325	436.81	27,305	6,848	6,609	297	914
Puebla	305	201.55	26,018	6,705	3,805	171	836
Querétaro	30	8.36	888	216	133	6	18
Quintana Roo	23	15.07	920	230	162	7	26
San Luis Potosí	230	80.56	5,238	1,320	1,462	66	249
Sinaloa	161	83.36	7,416	1,798	927	42	337
Sonora	291	175.21	7,419	1,943	1,006	45	339
Tabasco	53	34.97	3,048	768	474	21	68
Tamaulipas	46	17.08	1,200	299	253	11	56
Tlaxcala	58	38.45	4,256	1,064	842	38	167
Veracruz	294	187.77	19,812	4,976	2,497	112	528
Yucatán	57	33.26	2,700	675	500	23	74
Zacatecas	18	4.45	532	107	99	4	17
Nacional	4,648	3,328	300,735	75,208	48,391	2,178	8,331

Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2023.

Convenios de Electrificación

En 2023, se construyeron 314 obras de electrificación con una inversión de 260 millones de pesos, beneficiando a 28,989 habitantes, como resultado de la formalización de 64 convenios con el INPI, gobiernos estatales y municipales para la construcción.

Convenio con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

En 2023, se construyeron 4,166 obras con recursos del FSUE, a través de los 2 componentes de electrificación, de la siguiente manera:

- 2,926 obras FSUE de extensión de red, por 2,191 MDP, beneficiando a 188,156 habitantes.
- 1,240 obras FSUE de sistemas aislados, por 739 MDP, beneficiando a 44,148 habitantes.



El Colorado en el Municipio de Hermosillo en el Estado de Sonora

Regularización de Colonias Populares

Dentro del programa de modernización y ampliación 2023, para la estrategia de regularización de colonias populares llevada a cabo con recursos presupuestales, se construyeron 168 obras con una inversión de 138 millones de pesos, beneficiando a 39,442 habitantes.



Localidad de San Salvador Tepexco, municipio de Puebla, estado de Puebla.

Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec

En seguimiento al Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec al cierre de 2023, se concluyeron 139 obras de electrificación iniciadas en 2022 – 2023, con una inversión de 230.31 MDP para beneficiar a 10,809 habitantes. Por su parte, se iniciaron 666 obras de electrificación en 2023, con una inversión de 403.73 MDP para beneficiar a 32,493 habitantes, las cuales concluirán en diciembre 2024.

Operación y Mantenimiento

El área de Operación y Mantenimiento asegura la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico mediante la ejecución de proyectos, estrategias, acciones y actividades realizadas con el objetivo de disminuir la probabilidad de que ocurran interrupciones y que, cuando se susciten, la afectación sea en la menor cantidad de usuarios y se restablezcan a la brevedad, considerando la seguridad del personal, las condiciones externas y la infraestructura eléctrica.

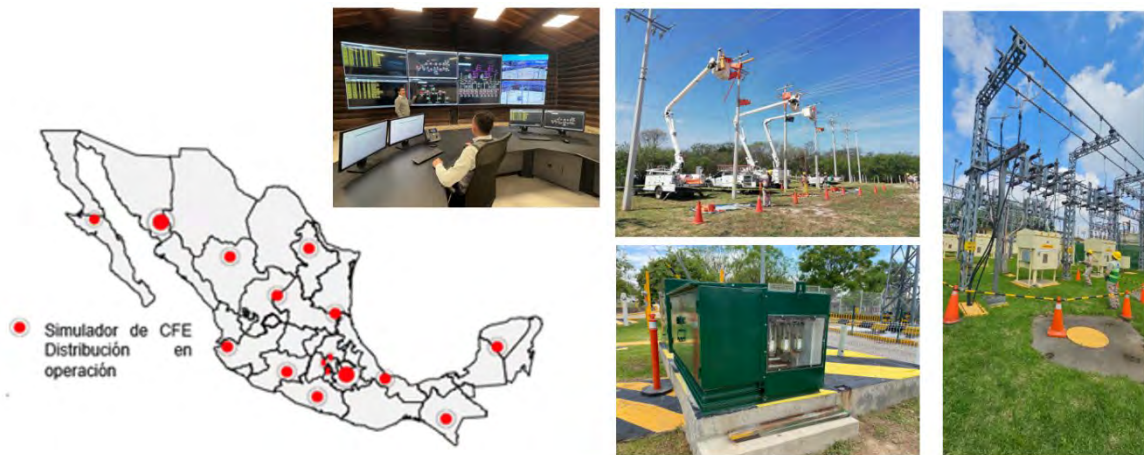
Con ese objetivo, se logra la utilización óptima de la infraestructura de las RGD, los recursos humanos y materiales para aumentar la calidad de potencia eléctrica, disminuir pérdidas técnicas, disminuir costos operativos y alcanzar la sustentabilidad y la rentabilidad para distribuir la energía eléctrica, cumpliendo con los indicadores establecidos por la CRE, aplicando comparación referencial y las mejores prácticas.

Para ello, CFE Distribución mantiene actividades de formación, capacitación, fortalecimiento y especialización que contribuyen al crecimiento profesional y personal de todos los integrantes de los procesos de operación y mantenimiento, con el uso de nuevas tecnologías, equipos y materiales que facilitan el trabajo y convivan o tengan menor impacto en el medio ambiente.

PROYECTOS RELEVANTES

Proyecto Simulador de Distribución 2023

Dentro del Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, se incluyó el proyecto denominado Simulador de Distribución, que tiene la finalidad de capacitar al personal en condiciones similares a las RGD. Con ello, se han modelado 1,006 subestaciones y 4,066 circuitos de media tensión, como parte del ambiente de aprendizaje. En el año de reporte, se implementaron los 16 campos de maniobras, para redes aéreas, subterráneas y subestaciones.



Mapa: Simuladores de CFE Distribución, campos de redes aéreas, subterráneas y subestaciones.

Proyecto	Trabajadores
Capacitación del personal: operadores, sobrestantes, jefes de área, electricistas de subestaciones, seguristas y personal de redes subterráneas.	1,875

Proyecto administrado por CFE-Distribución.
 Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2023.
 Simulador de Distribución. Modelado de subestaciones, circuitos, campos de maniobras y capacitación del personal.

Replicación de UCM-CFE v2.0

Para el proyecto de replicación de UCM-CFE, se trabajó en coordinación con el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) conforme a la experiencia adquirida en 2018, con la puesta en operación de la primera versión de la UCM-CFE en el Centro de Control de Distribución Camargo de la División Norte UCM-CFE v1.0.

Para 2021 se pusieron en marcha las actividades del proyecto, funciones especiales y mejoras para su actualización a la segunda versión UCM-CFE v2.0, incluyendo la adquisición de 8 Unidades Centrales Maestras (hardware) para 8 Centros de Control de Distribución, como inicio de nuestro Sistema de Gestión de Distribución (DMS) para la planificación de la distribución (predespacho), la operación de la distribución (despacho) y el análisis de eventos y condiciones que se presentaron en la Redes Generales de Distribución.

En el proyecto UCM-CFE v2.0 de propiedad intelectual de CFE Distribución, participaron para su desarrollo ingenieros especialistas de CFE Distribución y del INEEL con tecnología "Open Source", buscando la interoperabilidad de sistemas, cumpliendo con el estándar CIM/BUS de servicios empresariales (TIBCO).

Se llevó a cabo con éxito el proyecto de nuevas funciones especiales de la UCM-CFE en el mes de junio 2022.

El proyecto incluye el acompañamiento de la instalación, configuración y puesta en operación de 8 UCM-CFE, quedando instaladas y operando al 100% en las divisiones Norte, Golfo Norte, Centro Sur, Centro Oriente, Oriente, Sureste, Bajío, y Valle México Norte, se llevaron a cabo 6 cursos de capacitación tanto para operadores como para administradores de la UCM-CFE a fin de continuar con la transferencia del conocimiento.

Atención a emergencias por fenómenos naturales

La Comisión Federal de Electricidad cuenta con Manuales y Planes con los que se establecen los mecanismos que contribuyen a la adecuada y oportuna toma de decisiones, en caso de afectación al suministro eléctrico causado por fenómenos meteorológicos y geológicos.

Con ello se logra una menor afectación a la infraestructura eléctrica y, por tanto, a la población, ya que se realizan actividades antes, durante y después de que se presentan los eventos; buscando siempre la optimización de los recursos humanos y materiales para atender estas situaciones en las mejores condiciones de seguridad para los trabajadores y la ciudadanía.

Durante el 2023, se presentaron 7 fenómenos naturales que afectaron la infraestructura eléctrica nacional (2 frentes fríos y 5 huracanes), se tuvo un promedio de 1.9 días de restablecimiento al 80% de los usuarios afectados y de 3.8 días al total afectado, con 2,382,019 usuarios afectados en estados del país.

Con la inmediata intervención del personal de CFE de Distribución, se restableció el suministro eléctrico dando prioridad a los servicios relevantes para la comunidad como:

hospitales, centros comerciales, farmacias, bombes de agua potable y alumbrado público; garantizando el abasto de alimentos, atención médica, medicamentos, agua y que prevalezca la seguridad de la población.

Por estos fenómenos naturales se dañaron: 114 torres, 14,157 postes y 1,281 transformadores de distribución, que se reemplazaron o repararon. La mayoría de los daños fueron ocasionados por el paso del huracán Otis en Guerrero.



Trabajos de restablecimiento del suministro eléctrico por fenómenos naturales

INCREMENTO EN LA CONFIABILIDAD DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

Índice de Duración Promedio de Interrupción (SAIDI)

El SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema), representa el tiempo promedio que un usuario permanece sin servicio de energía eléctrica a partir de los 5 minutos de duración. Tiene como objetivo evaluar la eficacia de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución, para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones, así como, mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica y la calidad del servicio a los usuarios.

Los componentes del indicador SAIDI sin eventos son: Número de Interrupciones, Tiempo Promedio de Restablecimiento y Usuarios Promedio Afectados; en el que se excluyen las interrupciones que no son atribuibles a las actividades de operación y mantenimiento y que en las DACG se definen como casos fortuitos o fuerza mayor, dicho lo anterior para cada componente se han realizado las siguientes actividades relevantes:

- ✓ **Usuarios Promedio Afectados (UPA).** Se llevaron a cabo acciones como la instalación de nuevos alimentadores, reconfiguración de circuitos y coordinación de protecciones.
- ✓ **Número de Interrupciones (NI).** Se implementaron acciones de mantenimiento como: Poda de árboles, reemplazo de aislamiento e instalación de apartarrayos.
- ✓ **Tiempo Promedio de Restablecimiento (TPR).** Se realizaron tareas como la Instalación de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC), organización de personal para agilizar los restablecimientos y contar con enlaces para restablecer usuarios de tramos no fallados.

El tiempo que en promedio un cliente no dispuso del suministro eléctrico en el 2023 fue de 17.788 minutos, con una mejora del 7.59% respecto a los 19.248 minutos por cliente del 2022.

Indicador	Cifras					Variaciones			
	(Datos observados)					(%)			
	2019	2020	2021	2022	2023	2019 a 2020	2020 a 2021	2021 a 2022	2022 a 2023
SAIDI	25.069	22.08	20.625	19.248	17.788	11.92	6.59	6.68	7.59%

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución

En 2023 se mejoró el indicador principalmente por las siguientes acciones: se programó la poda de 6,272,750 árboles y se podaron 6,668,553 al cierre de diciembre de 2023, se programó el reemplazo de 455,221 aisladores y se reemplazaron 504,021; así mismo, se programó instalar 269,322 apartarrayos y se reemplazaron 326,729. Al cierre de 2023 se tiene un valor de 52,654 49,964 interrupciones sin evento, lo que representa una disminución del 5.1% respecto al año 2022.

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio (SAIFI)

El SAIFI (Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema), representa el número de interrupciones promedio que un usuario experimenta.

Tiene como objetivo evaluar la eficacia de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones y mantengan la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Los componentes del indicador SAIFI sin eventos son: Número de Interrupciones, Tiempo Promedio de Restablecimiento y Usuarios Promedio Afectados; en el que se excluyen las interrupciones que no son atribuibles a las actividades de operación y mantenimiento y que, en la normativa se definen como casos fortuitos o fuerza mayor. Por ello, para cada componente se han realizado las siguientes actividades relevantes:

- ✓ **Número de Interrupciones (NI).** Se implementaron acciones de mantenimiento como: poda de árboles, reemplazo de aislamiento e instalación de apartarrayos.
- ✓ **Tiempo Promedio de Restablecimiento (TPR).** Se implementaron acciones como: instalación de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC), organización de personal para agilizar los restablecimientos y enlaces para restablecer usuarios de tramos no fallados.
- ✓ **Usuarios Promedio Afectados (UPA).** Se implementaron acciones como: la instalación de nuevos alimentadores, reconfiguración de circuitos y coordinación de protecciones.

Indicador	Cifras					Variaciones			
	(Datos observados)					(%)			
	2019	2020	2021	2022	2023	2019 a 2020	2020 a 2021	2021 a 2022	2022 a 2023
SAIFI	0.475	0.455	0.428	0.411	0.391	4.21	5.93	3.97	4.87

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución

En 2023 se programó la instalación de 1,659 EPROSEC y se instalaron 2,162 al cierre de diciembre de 2023.

Durante 2023, en promedio el 38.72% de los usuarios de CFE Distribución sufrieron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica mayor a 5 minutos, lo que representa una mejora aproximada del 2.04% respecto al año 2021 cuando en promedio el 40.76% de los usuarios presentaron al menos una interrupción mayor a 5 minutos.

Inconformidades por cada mil usuarios (IMU)

Al cierre de 2023 en el resultado del índice IMU, pasó de un valor acumulado anual en el año 2022 de 4.35 a 4.40 inconformidades por cada mil usuarios en el año 2023; representando un incremento del 1.15% equivalente a 71,113 inconformidades en un año.

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2022	2023	2022 a 2023
IMU	4.35	4.40	1.15

Fuente: Sistema Cim@, <http://cimasdd.cfemex.com:8080/distribucion/>

Abreviaturas: (IMU) Inconformidades por cada mil usuarios

Se ha intensificado el trabajo conjunto de CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos con un enfoque a mejorar los resultados del indicador IMU a corto plazo.

Indicadores de Plazos de Atención (DACG´s)

Los plazos de atención establecidos en las “Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica” (DACG´s) tienen una meta del 90%. Por ello, considerando los valores favorables que se han alcanzado y que se encuentran dentro de meta, se han mantenido y mejorado significativamente respecto al año anterior.

La coordinación entre CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos ha permitido que año con año se mejoren los indicadores conforme a los programas de trabajo entre ambas empresas, enfocados a mejorar la satisfacción del cliente.

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2022	2023	2022 a 2023
RBT	94.65	93.24	-1.48
RSS	96.96	95.69	-1.31
CBT	96.11	94.58	-1.59
RSC	98.30	98.90	0.6

Fuente: <http://cssnal.cfemex.com/indicadores10/indicadoresTiempos.asp>

Abreviaturas: (DACG'S) Disposiciones Administrativas de Carácter General

RBT - Restablecimiento en baja tensión RSS - Restablecimiento de sector fuera CBT - Contrato baja tensión RSC - Reconexión a servicio cortado

DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

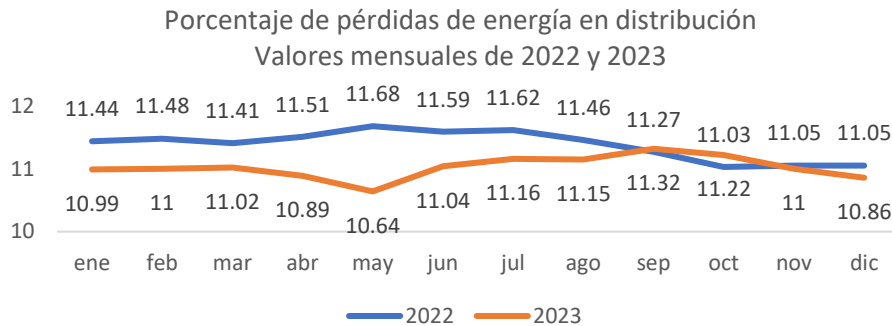
Se trata de aquella energía que se pierde durante el proceso de distribución a los usuarios finales.

Existen 2 tipos de pérdidas de energía en el proceso de distribución:

- **Técnicas:** se originan por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores por los que pasa la energía eléctrica, se incrementa en relación directa con la demanda de energía del país.
- **No técnicas:** se generan por usos ilícitos (robos de energía), fallas o daños en equipos de medición y errores administrativos.

Pérdidas de energía con alta tensión

En el año 2023, las 16 divisiones de distribución del país implementaron y llevaron a cabo 5 estrategias para la disminución del indicador de pérdidas, contribuyendo en la detección de 10,843 GWh e incrementando ventas de 8,901 GWh, favoreciendo el resultado del índice de pérdidas de 10.86%, siguiendo con la tendencia favorable de este indicador que, en el año del 2022 se tenía un valor de 11.05% mejorando 0.19 puntos porcentuales.



Pérdidas de energía reguladas (media y baja tensión)

Las pérdidas de energía en media y baja tensión (reguladas) de distribución tienen un resultado al cierre del ejercicio 2023 de 12.88%, disminuyendo 0.34 puntos porcentuales respecto al valor de 13.22% obtenido en 2022, éste índice también muestra una mejora en la tendencia a la que se venía presentando antes del año 2022.

Las 5 estrategias implementadas para la disminuir el indicador de pérdidas son:

1. Aseguramiento de la medición

Se tiene como objetivo realizar revisiones a los sistemas de medición en campo apoyados de diversos sistemas de inteligencia que se tienen implantados y que permiten localizar la energía perdida derivada de anomalías en los usuarios ya sea por falla del medidor, error en la integración de los consumos o uso indebido de la energía eléctrica. Para el año 2023 se realizaron un total de 6.2 millones de revisiones y esto contribuyó en la detección de 10,843 GWh que representa un 6.3% más que lo detectado en el año 2022.

2. Modernización de la medición

Esta estrategia se basa en el reemplazo de medidores obsoletos o dañados por medidores de última generación con lo que se pretende asegurar el consumo de los usuarios al instalar un equipo de medición con mayor exactitud, facilitando el uso de nuevas tecnologías en el procesamiento de los datos para la facturación, automatizando las tomas de lecturas, minimizando el error humano en este proceso. Durante 2023 se realizaron un total de 1.8 millones de reemplazos de medidores obsoletos.

3. Fortalecimiento del proceso comercial

El fortalecimiento del proceso comercial tiene por objeto incrementar las ventas de energía eléctrica asegurando los insumos que integran la facturación, esto implica tener la menor cantidad de anomalías en campo, realizar una toma de lecturas eficaz y realizar un proceso de integración de consumo libre de errores con el propósito de asegurar una correcta facturación de energía eléctrica al usuario final. Derivado de las actividades realizadas en el año 2023, se tuvo un incremento de ventas de 8,901 GWh.

4. Regularización de asentamientos y usuarios.

Consiste en regularizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos conectados de forma indebida, mediante obra eléctrica e instalación de sistemas de medición. Al cierre de 2023 se regularizó e incorporaron a las RGD 303 mil nuevos usuarios.

5. Fortalecimiento a la Infraestructura Eléctrica.

Para la optimización técnica de las RGD se llevan a cabo acciones principalmente en recalibraciones de circuitos e instalación de capacitores con el fin de disminuir las pérdidas técnicas. Los proyectos de infraestructura eléctrica ejecutados para este fin, cada año tienen su impacto en la disminución de las pérdidas de energía en el siguiente año. En 2023 con 1,001 obras de infraestructura eléctrica, se logró la contención de 131 GWh, impactando de manera favorable el Indicador Nacional de Pérdidas.

Otras actividades relevantes para la disminución de pérdidas de energía.

1. **Sistema AFT.** Sistema que se implementó a nivel nacional llamado Control de revisiones y Administración de la Fuerza de Trabajo (AFT); diseñado para realizar el seguimiento y despacho de las órdenes con vista geográfica, por nivel de importancia, agencia o ruta, mejorando la eficiencia de la fuerza de trabajo, en la atención de solicitudes y detección de energía.
2. **Sistema Nacional de Balance de Energía por Circuitos (SINABEC).** La actualización de este sistema coadyuva al análisis de pérdidas a nivel de circuito, enfocando los esfuerzos para la reducción de pérdidas de manera puntual, realizando balances de energía en circuitos y polígonos.

PARTICIPACIÓN EN PROYECTOS RELEVANTES DEL PAÍS

1. Conexión eléctrica y conectividad en sucursales del Banco del Bienestar

Conexión eléctrica

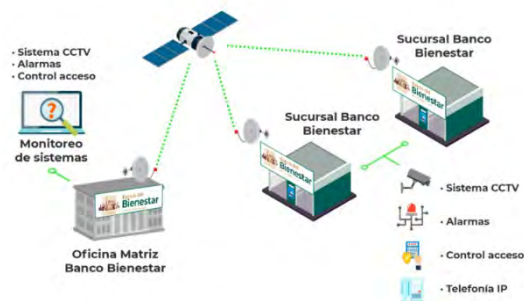
En 2021, la CFE conectó 1,000 sucursales en un periodo de un mes. Las conexiones se realizan conforme a las solicitudes de las autoridades del Banco del Bienestar y al cierre de 2023 se alcanzó la conexión de 953 sucursales.

Conectividad y equipamiento interior

Para la conectividad y equipamiento interior se formalizó en 2022 un Convenio Marco de Colaboración entre CFE y Banco del Bienestar, para determinar las acciones en el ámbito de las respectivas competencias, para brindar conectividad y equipamiento interno a el cual fue firmado el 1ro de julio 2022, con una vigencia al año 2024.

Durante el año 2023, se realizó la modificación al convenio marco para conectar y equipar un total un total de 1,432 sucursales.

Al cierre del 2023, para el equipamiento interior de las sucursales se tuvo un avance global de 1,105 sucursales concluidas de una meta de 1,248 sucursales entregadas por el banco como listas para equipar, lo que representa **un porcentaje de avance de 89%**.



En el esquema de conectividad satelital al cierre del 2023 se conectaron 1,420 sucursales al sitio central, de un total de 1,432 sucursales, lo que representa un avance del 99%.

2. Modernización de la Subestación y Puesto de Control Central de Energía del Sistema de Transporte Colectivo Metro

A causa del **incendio que sufrió el Sistema de Transporte Colectivo Metro (STC)** en la subestación del Puesto de Control Central (PCC) de Energía en enero de 2021, se formalizó un **convenio de colaboración entre el STC de la CDMX y CFE para la atención del siniestro y la ejecución de diversas obras de infraestructura eléctrica**, las cuales se agruparon en 3 fases:

- **Fase 1:** Consistió en las actividades inmediatas para el restablecimiento de la energía eléctrica del STC Metro, mediante la instalación de una subestación provisional en un tiempo récord de 8 días, considerando que anteriormente ese tipo de infraestructura se había construido en periodos desde 6 meses y hasta 1 año.

- **Fase 2:** Consistió en la construcción de una subestación de potencia definitiva que incluye dos líneas de transmisión para el suministro de energía eléctrica para las líneas 1, 2 y 3 del STC Metro, **se encuentran en operación los cuatro transformadores**, los cuales **fueron energizados en el mes de noviembre del 2022 e inaugurado el 17 de enero del 2023.**
- **Fase 3:** Corresponde a las obras de media tensión para la línea 1 y sus subestaciones rectificadoras, **de las cuales se concluyó el desmantelamiento de los circuitos de media tensión y la instalación del cable en el tramo 1**, lo que representa el **58% de esta fase**. Está en proceso el cableado del **tramo 2**, sin embargo, derivado de los retrasos en la entrega del equipamiento para las subestaciones de rectificación por los fabricantes, esta fase **se concluirá en septiembre de 2025.**

3. Participación en el proyecto “Internet Para Todos”

CFE Distribución participó en la determinación de la factibilidad para la conexión de los sitios potenciales solicitados, informó sobre los trámites para formalizar las solicitudes de servicio de energía eléctrica y la elaboración de los oficios de presupuesto de obra para la conexión, una vez que sea confirmada la ubicación definitiva por dichas empresas.

Al cierre de 2023, se han instalado un total 61,253 puntos de acceso a Internet para Todos, para el 2023 en la segunda etapa se instalaron 9,820 concluyéndose el 31 de marzo, tercera etapa 8,578 concluyéndose el 11 de diciembre y cuarta etapa se instalaron 2,607 puntos con comunicación satelital de órbita baja **lo que representaba al cierre del 2023 el 94% de avance del total.**

Adicionalmente, se contempla la instalación de 3,800 antenas de Internet para Todos. Para ello, el 16 de agosto se realizó la firma de Convenio Marco de Inter empresas, en el cual CFE Distribución tiene el compromiso de instalar 1,600 estructuras de comunicaciones a diciembre de 2023.

Se contempló la instalación de 2,100 antenas, de las cuales, se definió una primera etapa de 1,600, adicionando posteriormente 500 antenas, con los siguientes avances:

- Al 31 de diciembre de 2023 de 2,100 sitios, CFE Distribución había montado 1,889 torres, lo que representa un avance del 90%.
- Los trabajos iniciaron el 8 de febrero de 2023 y las torres restantes se concluirán de montar en febrero de 2024.
- Se tienen 991 equipos montados reportados por CFE TEIT, de los cuales 61 se encuentran en infraestructura de torres de CFE y 930 en nuevas torres.



4. Tren Maya

Con fecha 13 de septiembre del 2022, se formalizó el Convenio Específico CFE DIS-FONATUR-001-2022, para ejecución de las obras eléctricas con la finalidad de suministrar energía a 156 servicios en la infraestructura del proyecto Tren Maya, siendo necesario definir diversas estrategias para la ejecución de las obras.

CFE Distribución a septiembre de 2023, concluyó las obras comprometidas, consistentes en 506 km de red eléctrica de distribución en media tensión para brindar el suministro eléctrico a 156 servicios que se requieren para la operación del Tren Maya, de los cuales:

- 398 km son aéreos.
- 108 km son subterráneos.
- Se incrementó la capacidad en subestaciones eléctricas Kanasín, Tulum e Insurgentes.





Suministro de electricidad



SUMINISTRO BÁSICO

En términos de los artículos 57 y 58 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y de los artículos 8 de la Ley de la Industria Eléctrica, así como en la décima sesión extraordinaria del Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad, a través del acuerdo CA-009/2016, aprobó el acuerdo por el que se crea CFE Suministrador de Servicios Básicos.

CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) es una Empresa Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con personalidad jurídica y patrimonio único de acuerdo con la publicación del Diario Oficial de la Federación del 29 de marzo del 2016.

La principal actividad económica de CFE SSB es la atención a sus más de 48.2 millones de clientes, la facturación y la cobranza por la comercialización de energía eléctrica.

Diagnóstico del Negocio

Se tiene un total de **48,202,050 clientes**, a diciembre del 2023. El consumo total registrado durante el 2023 fue de 222,892 Giga Watt hora (GWh); con un importe facturado de **473,046 millones de pesos (mdp) e ingresos de 458,570 millones de pesos (mdp)**.

Sector Tarifario	2023		
	Usuarios	Ventas	Productos
1. Doméstico Bajo Consumo	42,885,085	74,540	106,729
2. Doméstico Alto Consumo	80,255	604	3,536
3. Comercial	4,488,167	15,776	61,999
4. Alumbrado Público	174,229	3,698	15,323
5. Agrícola con Subsidio	104,784	14,051	8,913
6. Agrícola sin Subsidio	28,442	1,671	2,836
7. Mediana Industria	440,163	84,563	218,004
8. Gran Industria	925	27,910	55,218
9. Último Recurso	0	78	490
Total	48,202,050	222,892	473,046

Ventas al cierre del 2023 en comparativo con el 2022

Los resultados con relación a los productos se muestran en las siguientes tablas, en 2023 se tiene un incremento del 10.97% respecto al 2022.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (datos observados)					Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2022	2023	2021 a 2022	2022 a 2023
1. Ventas (GWh)	218,930	206,564	206,542	214,594	222,892	3.9	3.9
2. Productos (mdp \$)	414,448	373,232	384,902	426,296	473,046	10.8	11.0

Fuente: SIEC diciembre 2023.

2017													Año
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ventas (MWh)	15,880	15,619	16,722	17,029	18,566	19,547	19,705	19,666	20,799	18,337	18,244	15,196	215,310
Productos (Miles \$)	26,376	26,741	30,002	30,442	30,298	31,361	31,555	31,626	32,638	29,248	29,693	28,547	358,532

2018													Año
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ventas (MWh)	15,921	16,282	15,913	18,281	17,993	20,010	20,605	20,617	20,690	18,893	17,875	15,002	218,083
Productos (Miles \$)	27,266	19,555	22,736	26,853	27,321	31,329	34,844	37,392	41,245	41,732	40,099	39,661	390,039

2019													Año
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ventas (MWh)	15,290	15,882	15,933	17,303	18,062	19,621	20,178	21,361	21,256	19,434	18,332	16,277	218,930
Productos (Miles \$)	29,729	31,021	31,130	33,109	33,875	36,602	37,159	39,533	39,216	36,170	35,073	31,830	414,447

2020													Año
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ventas (MWh)	15,346	15,890	15,767	17,165	15,845	17,095	18,586	20,510	19,435	18,720	16,821	15,385	206,564
Productos (Miles \$)	30,003	31,292	30,870	32,314	28,469	29,223	32,316	34,695	33,323	31,930	30,165	28,632	373,232



2021													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,240	14,505	15,858	16,598	17,577	18,663	19,673	19,360	18,952	18,318	16,417	15,382	206,542
Productos (Miles \$)	28,571	27,805	29,535	30,957	32,087	34,104	35,927	35,226	34,528	33,476	31,873	30,813	384,902

2022													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	14,973	14,791	16,412	16,960	18,715	19,994	20,429	20,751	19,918	18,869	17,068	15,714	214,594
Productos (Miles \$)	30,140	30,302	32,575	33,669	36,662	37,786	38,942	40,310	39,248	37,243	35,613	33,809	426,296

2023													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,795.6	15,326.3	16,950.2	16,879.4	18,795.2	20,272.8	21,240.6	22,358.9	21,576.4	20,353.4	17,754.8	15,588.0	222,891.5
Productos (Miles \$)	34,018.8	33,423.1	36,287.5	36,062.5	39,423.4	41,933.8	43,901.4	46,369.4	44,883.4	42,587.5	39,211.5	34,944.2	473,046.4

Variaciones 2022 con 2023 Porcentaje (%)													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	5.5	3.6	3.3	-0.5	0.4	1.4	4.0	7.7	8.3	7.9	4.0	-0.8	3.9
Productos (Miles \$)	12.9	10.3	11.4	7.1	7.5	11.0	12.7	15.0	14.4	14.4	10.1	3.4	11.0

Ventas anuales 2019 – 2023 por sector tarifario.

Ventas (GWh)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en GWh)					Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2022	2023	2021 a 2022	2022 a 2023
1. Doméstico Bajo Consumo	62,181	67,012	68,287	69,833	74,540	2.3	6.7
2. Doméstico Alto Consumo	2,490	1,965	1,175	757	604	-35.6	-20.2
3. Comercial	15,233	13,745	14,110	15,008	15,776	6.4	5.1
4. Servicios	4,160	3,961	3,865	3,910	3,698	1.2	-5.4
5. Agrícola	12,455	14,009	13,509	14,159	15,722	4.8	11.0
6. Industrial	122,411	105,872	105,595	110,926	112,551	5	1.5
Total	218,930	206,564	206,542	214,594	222,892	3.9	3.9



Productos anuales 2019 – 2023 por sector tarifario.

Ventas (mdp \$)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en mdp)					Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2022	2023	2021 a 2022	2022 a 2023
Doméstico Bajo Consumo	68,928	78,956	83,597	90,237	106,729	7.9	18.3
Doméstico Alto Consumo	12,066	8,869	6,119	5,175	3,536	-15.4	-31.7
Comercial	54,313	48,045	50,279	56,062	61,999	11.5	10.6
Servicios	15,599	14,328	14,339	15,455	15,323	7.8	-0.9
Agrícola	7,284	8,523	8,692	9,476	11,749	9	24.0
Industrial	256,259	214,511	221,876	249,892	273,712	12.6	9.5
Total	414,448	373,232	384,902	426,296	473,046	10.8	11.0

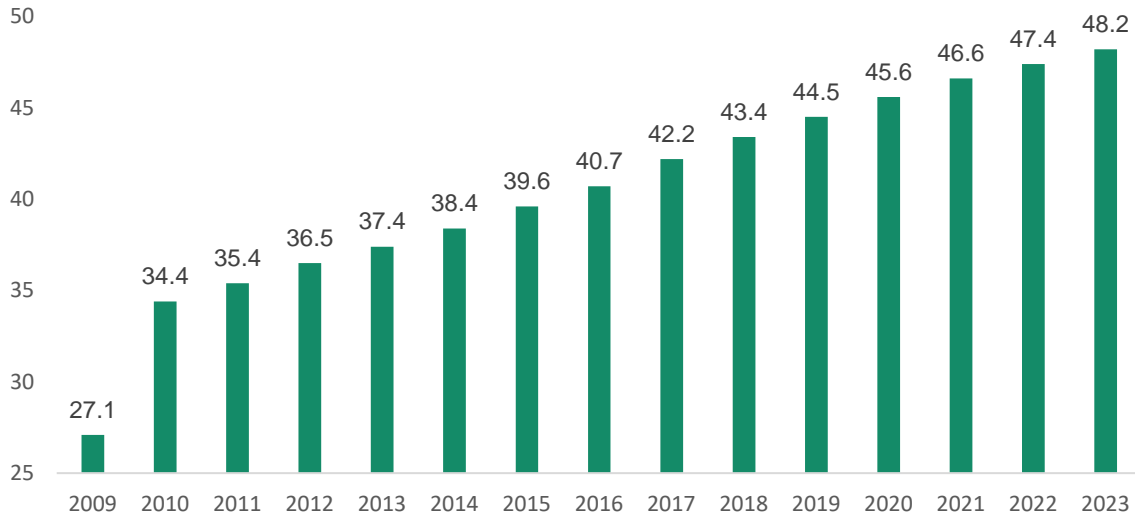
Crecimiento de Usuario 2023

Con relación al mismo periodo de 2022, se incrementó el número de clientes en 1.6% (775,927), y en cantidad en el sector doméstico de bajo consumo (742,096).

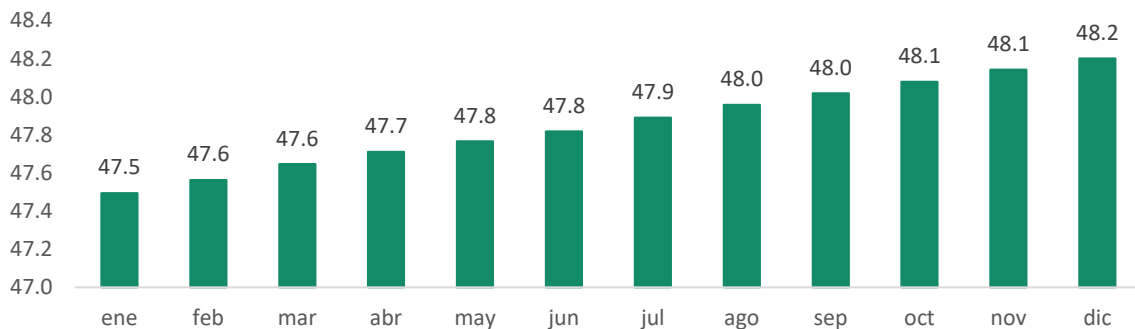
Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en número de clientes)					Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2022	2023	2021 a 2022	2022 a 2023
1. Doméstico Bajo Consumo	39,079,094	40,332,025	41,381,248	42,142,989	42,885,085	1.8	1.8
2. Doméstico Alto Consumo	470,280	278,312	167,859	112,319	80,255	-33.1	-28.5
3. Comercial	4,253,338	4,294,233	4,369,519	4,425,915	4,488,167	1.3	1.4
4. Servicios	174,933	176,300	178,602	180,109	174,229	0.8	-3.3
5. Agrícola	132,238	133,605	134,666	134,491	133,226	-0.1	-0.9
6. Industrial	405,479	411,657	420,735	430,300	441,088	2.3	2.5
Total	44,515,362	45,626,211	46,652,629	47,426,123	48,202,050	1.7	1.6



Crecimiento de los clientes de energía eléctrica (2010 – 2023)
(millones de clientes)



Crecimiento de los clientes de energía eléctrica 2023
(millones de clientes)



Migración de Cliente al Servicio Calificado.

Si un cliente contrató el suministro de energía después del 11 de agosto del 2014 y tiene una demanda medida mayor o igual a 1 MW, la Ley de la Industria Eléctrica le obliga a seleccionar a un Suministrador Calificado para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En 2023 migraron 365 clientes, con ventas proyectadas no facturadas del orden de los 3.7 TWH. De éstos, 217 clientes contaban con demandas contratadas mayores a 1 MW.

El 68% de los clientes que migraron, se concentraron en las Divisiones Golfo Norte (110), Bajío (52), Norte (35), VMN (28) y Centro Oriente (23). Aportando el 69% del total de las ventas proyectadas, no facturadas (VPNF).

La migración de un solo usuario siderúrgico representa el 10% del total de las VPNF.



Si bien, para el cierre del año 2023 se incrementa en 36 clientes la cantidad de usuarios que cambiaron al Suministro Calificado, el impacto de estos en ventas fue significativamente menor respecto al 2022.

Segmento	Usuarios		Ventas (MWh)		Productos (mdp)	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
Menor a 1 MW	140	148	185	156	405	350
Mayor a 1 MW	177	217	3,548	3,476	6,484	7,068
Total	329	365	3,733	3,632	6,889	7,418

Motivado del análisis de las características de los clientes que han decidido migrar con otro Suministrador, para el 2024 se realiza una nueva segmentación y estrategias que van encaminadas a la retención de clientes por Grupo Empresarial y a la recuperación de usuarios que ya serían susceptibles a regresar al Suministro Básico.

Generación Distribuida

Si el cliente desea instalar en su hogar una fuente de energía, puede realizar un contrato de interconexión con la CFE. Con este tipo de sistemas el cliente contribuye en la utilización de tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica.

Al cierre del 2023 se generaron 82,528 solicitudes de conexión en la modalidad de Generación Distribuida, lo que representa un incremento del 20.62% comparado con 2022 (68,421); las Divisiones Jalisco, Golfo Norte y Bajío registraron la mayor cantidad de solicitudes aportando el 44% nacional.

División Comercial	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2021	2022	2023	De 2021 a 2022	De 2022 a 2023
Baja California	2,464	2,014	1,890	-22.34	-6.16
Noroeste	4,060	3,885	4,585	-4.5	18.02
Norte	8,574	7,568	9,105	-13.29	20.31
Golfo Norte	10,059	9,994	11,815	-0.65	18.22
Centro Occidente	5,970	5,562	7,537	-7.34	35.51
Centro Sur	2,305	2,070	2,491	-11.35	20.34
Oriente	1,741	1,743	2,279	0.11	30.75
Sureste	1,046	1,157	1,426	9.59	23.25



División Comercial	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2021	2022	2023	De 2021 a 2022	De 2022 a 2023
Valle de México Norte	1,117	1,091	1,001	-2.38	-8.25
Valle de México Centro	1,142	1,247	1,270	8.42	1.84
Valle de México Sur	2,200	2,090	1,861	-5.26	-10.96
Bajío	8,705	7,959	9,994	-9.37	25.57
Golfo Centro	2,591	2,965	3,600	12.61	21.42
Centro Oriente	1,507	1,435	1,590	-5.02	10.80
Peninsular	5,239	5,219	7,776	-0.38	48.99
Jalisco	14,634	12,422	14,172	-17.81	14.09
Nacional	73,354	68,421	82,528	-7.21	20.62



**Resultados del desempeño operativo de la empresa al 2023**

Tablero de principales indicadores. Comparativo 2019 – 2023 resultados y cumplimiento de metas 2023, con explicación de variaciones.

Indicadores Estratégicos	Cifras										Variaciones		
	Datos Observados										(%)		
	2019		2020		2021		2022		2023		De 2021 a 2022	De 2022 a 2023	2023 respecto a la meta
	Meta	Real	Meta	Real	Meta	Real	Meta	Real	Meta	Real			
EBITDA (%)	2.2	9.1	4.46	11.27	5.1	-6.28	1.64	-7.38	-8.04	1.63	17.5	-122.1	-120%
Ingresos por venta de energía (mmdp)	395	407	405	366	397	376	397.5	414.67	427.9	458.57	10.28	10.6	7.17%
Costo Unitario de Suministro Básico (\$/cliente)	457.99	345.37	440.85	438.97	413.94	441.66	429.87	413.85	473.03	513.79	-6.30	24.1	8.62%
Percepción Global del Cliente (%)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	78	80	80.66	80	80.24	3.41	-0.5	0.30%
Inconformidades por cada Mil Usuarios (No.)	4.99	4.88	4.81	4.39	4	4.37	4	4.35	4	4.4	-0.46	1.1	10.00%
Compromisos de Servicio (%)	93	94.28	95	93.96	95	94.99	98	97.47	98	97.18	2.61	-0.3	-0.84%
Índice de Cobrabilidad (%)	98.5	98.44	98.79	96.55	98.02	98.2	98.52	97.96	98.52	97.17	-0.24	-0.8	-1.37%
Cartera Vencida (mdp)	45,257	55,587	54,472	64,501	64,314	70,969	70,759	77,653	89,000	99,458	9.42	28.1	11.75%
Rotación de Cartera Vencida (días)	42.26	48.3	46.92	62.21	59.59	66.38	64.66	65.58	63.94	65.18	-1.21	-0.6	1.94%
Percepción de la Facturación (No.)	N/A	N/A	N/A	N/A	2.11	1.1	1.47	1	1.43	1.06	-9.09	6.0	-25.87%



Cartera Vencida

El indicador con más desviación en 2023 respecto al 2022 es Cartera Vencida. Con relación a los parámetros operativos, el indicador de Cartera Vencida asciende a 99,458 millones de pesos (mdp), con un incremento del 7,993 mdp con respecto al cierre de 2022. La cartera vencida es un activo de la CFE SSB, el cual está constituido por los créditos en mora que han superado 30 días de su fecha de vencimiento. Esta cifra incluye impuestos, derechos y otros conceptos diferentes a la facturación que se integran a los avisos-recibos. (Nota metodológica sobre la integración y reporte de la Cartera Vencida en [Anexos](#).)

Causas	Acciones
Problemática social, en los Estados de Tabasco, Estado de México, Chiapas y Ciudad de México, por resistencia al pago en áreas con conflicto social.	<p><u>Políticas Generales para la Recuperación y Regularización de Servicios con adeudos a cargo de terceros y a favor de CFE Suministrador de Servicios Básicos.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Convenios de pago sin intereses • Convenios específicos para Adeudos Históricos a Usuarios Finales. • Apoyo a tarifas eléctricas. • Convenios de apoyo para productores agrícolas y sus actividades complementarias. • Convenios peso por peso para gobiernos y organismos públicos.
Estados con Problemática Agrícola Guanajuato, Chihuahua, Durango y Zacatecas.	
Incremento de adeudos en las Valles de México por no pago de municipios del Estado de México y de sectores doméstico y comercial.	
Adeudos vencidos de la Comisión de Agua Potable y Alcantarillado de Acapulco y el Sistema de Agua potable y Alcantarillado de Cuernavaca	
Adeudos a cargo de los Gobiernos Estatales y Municipales; así como Dependencias Gubernamentales.	

Canales de atención a clientes

Para seguir atendiendo al creciente número de clientes, han sido mejorados los canales de atención. Al cierre de 2023 existían 1,273 oficinas, que incluían Centros de Atención, Módulos, Islas, Centros Virtuales, Centros Móviles y Centros de Atención telefónica a la línea 071.



Canales de atención	Cifras					Variaciones	
	(Datos observados)					(%)	
	2019	2020	2021	2022	2023	De 2021 a 2022	De 2022 a 2023
Centros de atención	1,111	1,073	1,066	1,086	1,074	1.88	-1.1
Módulos/Islas	81	96	105	91	129	-13.33	41.8
Centros virtuales	72	77	71	70	55	-1.41	-21.4
Móviles	8	8	8	11	8	37.5	-27.3
Centros de Atención Regional	14	14	14	14	14	0.0	0.0
Total, de Oficinas	1,286	1,254	1,251	1,272	1,281	1.67	0.7

Los cajeros automáticos, mejor conocidos como “CFEMáticos”, son el medio de pago que más prefieren los clientes ya que representaron el 29.81% de las transacciones y aportaron el 11.27% de la cobranza recaudada. Al cierre del 2023 se cuenta con 2,641 equipos.

Tipo de CFEMáticos	Cifras					Variaciones	
	(Datos observados)					(%)	
	2019	2020	2021	2022	2023	De 2020 a 2021	De 2020 a 2022
CFEMáticos Lobby	2,522	2,491	2,444	2,429	2,415	-0.61	-0.6
CFEMáticos Auto	239	228	226	220	212	-2.65	-3.6
Total, CFEMáticos	2,761	2,719	2,676	2,649	2,627	-1.01	-0.8

Como parte de la atención a clientes, se controla la afluencia mediante control de turnos. Al cierre del 2023 este equipamiento registró 7,830,676 visitas en los principales Centros de Atención a Clientes del país.

Sistemas de apoyo en la atención a clientes	Cifras				Variaciones	
	(Datos observados)				(%)	
	2020	2021	2022	2023	De 2021 a 2022	De 2022 a 2023
Administración de filas (CFETurnos)	757	740	742	1,034	0.27	39.35

Las ventanillas personalizadas presentaron un incremento, pasando de 2,222 en 2022 a 2,257 en 2023.

Tipo de ventanillas	Cifras				Variaciones	
	(Datos observados)				(%)	
	2020	2021	2022	2023	De 2021 a 2022	De 2022 a 2023
Ventanillas personalizadas	2,215	2,217	2,222	2,257	0.2	1.6

Proyecto de Remodelación y cambio de Imagen de los Centros de Atención y Agencias Suburbanas

Con el fin de mejorar la percepción de los clientes, se han realizado mejoras en la imagen de los puntos de contacto más representativos. De los 304 Centros de Atención programados a remodelar, al cierre del mes de diciembre, se tienen un avance del 95% con 303 centros.

Proyecto	Concepto	Importe (mdp)	CPTT
Modernización de los Centros de Atención a Clientes	Mobiliario	91.2	
	Obra Pública	404.8	380.7

De las 160 Agencias Comerciales Suburbanas programadas se tiene un avance del 60% a nivel nacional con 80 agencias remodeladas.

Proyecto	Concepto	Importe (mdp)	CPTT
Remodelación de Agencias Comerciales Suburbanas.	Obra Pública	246.2	234.48

Para los clientes que interactuaron de forma remota con la empresa se cuenta con 14 centros de atención telefónica que durante el 2023 atendieron 44.3 millones de llamadas. De igual forma con la implementación de la nueva plataforma para brindar la atención telefónica se ha promovido la auto atención de algunos servicios.

Tarifas

En diciembre de 2022 la CRE emitió los acuerdos: A/050/2022, A/051/2022 y A/052/2022 con el que actualiza la metodología para la actualización de las tarifas reguladas de Transmisión, Distribución, operación del suministrador, CENACE y servicios conexos para el 2023; acuerdo a A053/2021 con el que establece la metodología para actualizar los cargos de energía y capacidad y acuerdo A/054/2022 con el que determina las cuotas de las tarifas para enero de 2023.

A continuación, se presentan los valores del Precio Medio Anual por cada tipo de Sector.

Sector Tarifario	Precio Medio (pesos/kilowatt-hora)						Variaciones (%)		
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2020 a 2021	2021 a 2022	2022 a 2023
1. Doméstico Bajo Consumo	1.07	1.11	1.18	1.22	1.29	1.43	3.9	5.55	11.0
2. Doméstico Alto Consumo	4.64	4.85	4.51	5.21	6.84	5.86	15.4	31.23	-14.4
3. Comercial	3.31	3.57	3.5	3.56	3.74	3.93	1.9	4.83	5.1
4. Servicios	3.54	3.75	3.61	3.71	3.95	4.14	2.5	6.56	4.9
5. Agrícola	0.59	0.58	0.61	0.64	0.67	0.69	5.8	4.01	3.0
6. Industrial	1.93	2.09	2.02	2.1	2.25	2.43	3.7	7.07	8.0
Total	1.79	1.89	1.81	1.86	1.99	2.12	3.14	6.59	6.6

Tarifas domésticas

Los cargos de las tarifas finales de suministro básico para uso doméstico son determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con base a la metodología publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre 2018. Con ella, las tarifas domésticas de bajo consumo se deslizan mensualmente con un factor que, al término de 12 meses, equivale a la inflación anual observada en el mes de noviembre de cada año.

Con base a lo anterior, la SHCP notificó a CFE Suministrador de Servicios Básicos los cargos para el año 2023 de las tarifas finales de bajo consumo para uso doméstico el día 20 de diciembre, donde determina un factor de ajuste mensual de 1.00628, equivalente a **la inflación anual al mes de noviembre del 2022 de 7.8%**.

Tarifas agrícolas

Al igual que las tarifas domésticas con subsidios, los cargos de las tarifas finales de suministro básico para uso doméstico son determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con base a lo indicado en su Acuerdo 124/2017. En este, se instruye que las cuotas se incrementarán anualmente \$0.02 en el caso de las tarifas 9-CU y 9-N diurna y \$0.01 en el caso de la 9-N nocturna. Este **incremento es equivalente al 2.9% anual**.

Tarifas comerciales e industriales.

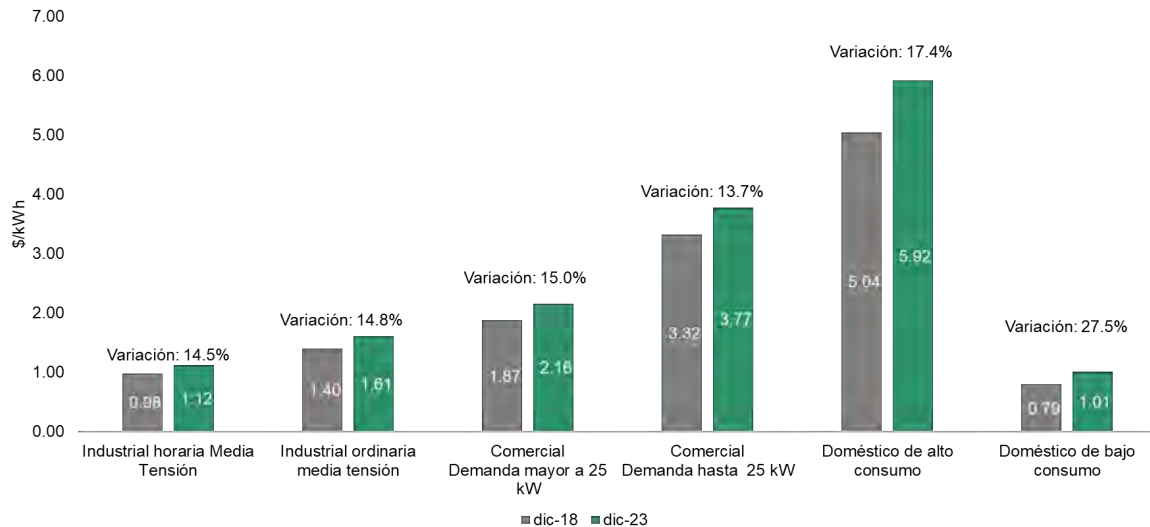
Las tarifas basadas en costos y que no reciben subsidios son determinadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El 17 de diciembre de 2021 aprobó el acuerdo A/039/2021 sobre la metodología que se seguirá para la actualización mensual de los costos de generación y capacidad y el acuerdo A/040/2021 en el que se determinan las tarifas vigentes para el mes de enero.

Las tarifas comerciales, industriales y de servicios al mes de diciembre han incrementado 7.1% en su componente de generación y capacidad (aproximado el 68% del total) . Con el resto de los componentes que integran la tarifas, el incremento es de 4.9% respecto al cierre de diciembre.

Comparativo de tarifas entre diciembre 2023 y diciembre 2018 (Pesos por Kilowatt-hora)

En diciembre de 2023, en comparación con diciembre de 2018, los cargos de las tarifas eléctricas definidas por la CRE para los sectores industrial, comercial y doméstico registraron las siguientes variaciones:

Inflación de diciembre 2018 / 2023: 28.49%



Reclasificaciones Tarifarias

El Ejecutivo Federal mediante Acuerdo estableció que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), podrá determinar un mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico distinto al establecido por la CRE.

El acuerdo que fija la normatividad vigente para aplicar las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos es el descrito en el apartado relativo publicado en el Diario Oficial de la Federación del 30 de noviembre de 2017 (Acuerdo 123/2017).

Por lo tanto, CFE Suministrador de Servicios Básicos debe aplicar las tarifas eléctricas del suministro básico a usuarios domésticos con fundamento en el Acuerdo 123/2017, donde establece que la aplicación de dichas tarifas es de carácter general en el país y se asignarán en localidades cuya **temperatura media mensual** mínima en verano alcance los límites siguientes:

“Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de”, 25, 28, 30, 31, 32 o 33, “grados centígrados,” para tarifa 1A, 1B, 1C, 1D, 1E o 1F según corresponda, “cuando alcance el límite indicado **durante tres o más años de los últimos cinco** de que se disponga de la información correspondiente.”

“Se considerará que **durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más**, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales”.

Con la finalidad de validar, con base en la normatividad vigente, la correcta aplicación de la tarifa doméstica en los diferentes municipios de la República Mexicana, durante el 2023 se analizaron los registros de temperaturas medias mensuales, de los últimos cinco años de las estaciones climatológicas vigentes con influencia en los municipios atendidos por las 16 divisiones comerciales.

Como resultado del análisis, se autorizó la reclasificación tarifaria de **46 municipios** pertenecientes a los Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Jalisco, Guerrero, Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Hidalgo, Chihuahua y Guerrero. El total de usuarios beneficiados fue de **634,937 clientes, lo que representó un costo anual total** estimado de **212 millones de pesos**.

Déficit Tarifario

El 43.2% de los Costos de Generación que CFE SSB reportó para el año 2023, corresponden a los costos del Contrato Legado para el Suministro Básico de centrales eléctricas con tecnologías principalmente de Ciclo Combinado, las cuales, utilizan Gas Natural como combustible principal.

A diferencia del año 2022, en 2023 los precios de los combustibles se mantuvieron por debajo el promedio histórico, lo cual coadyuvó a estabilizar los precios de Mercado.

En el acuerdo A/053/2022 sobre la metodología que se seguirá para la actualización mensual de los costos de generación y capacidad, la CRE incluye un saldo de \$108,834 millones de pesos pendientes transferir a las tarifas del suministro eléctrico para su recuperación en los años siguientes.

Al cierre de 2023 se contó con un déficit de recuperación de costos de generación de \$97,037 millones de pesos reconocidos por la CRE.

Avance de proyectos derivados de las Subastas de Largo Plazo

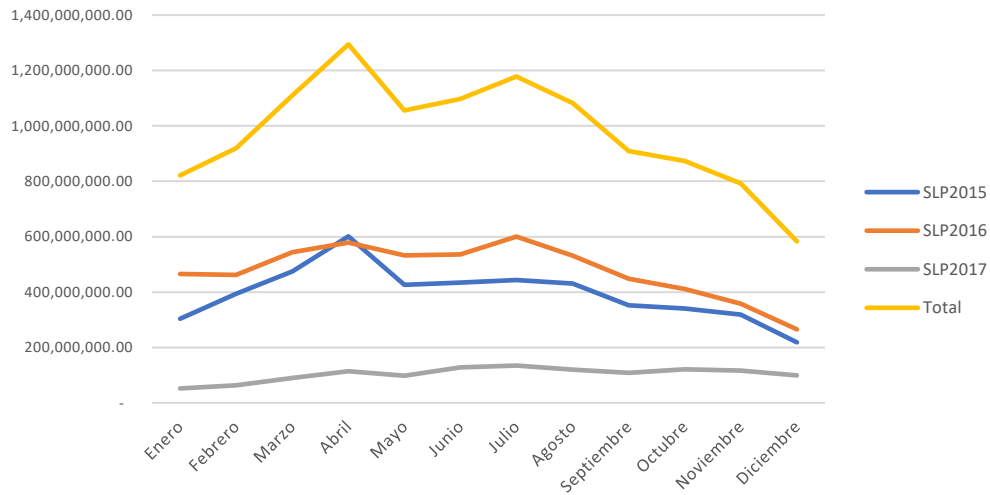
Las Subastas de Largo Plazo se mantuvieron suspendidas en el año 2023. La mayoría de las centrales asociadas a los Contratos de Cobertura Eléctrica adjudicados en la SLP-1/2015 y SLP-1/2016 ya se encuentran en operación comercial, solo tres centrales (de cuatro contratos) no lograron este objetivo.

Con respecto a las centrales del portafolio de la SLP-1/2017 se tienen 4 proyectos que no han alcanzado la operación comercial de la central eléctrica.

El comportamiento de los costos de las SLP para el 2023, se puede observar en la siguiente gráfica:

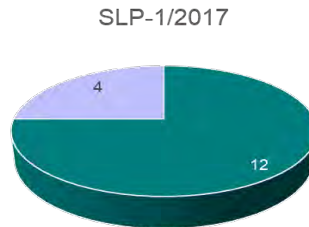
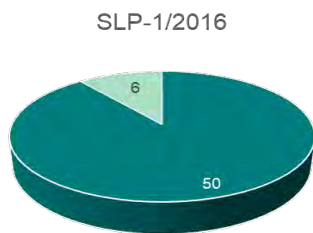
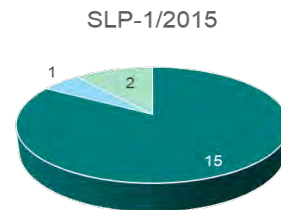


Costo Total (\$)



El estatus de las centrales eléctricas que venden sus productos a través de Contratos de Cobertura Eléctrica por Subastas es el siguiente: se mantiene igual que en 2021, lo anterior derivado de la problemática presentada para que la CRE les otorgara la modificación a la Fecha de Operación Comercial del Permiso de Generación.

	Estatus	Número de contratos
✓	Operación Comercial	77
☒	Terminación anticipada	1
⚖	En disputa legal	8
⚡	Con casos fortuitos en análisis del comité	4



No se omite señalar, que la mayor parte de los Certificados de Energías Limpias que recibe CFE SSB para hacer frente a sus obligaciones proviene de estos Contratos de Cobertura Eléctrica:

Tipo de Contrato	Porcentaje
Subastas de Largo Plazo	65%
Contrato Legado para el Suministro Básico	11%
Transferencia de la CRE (no onerosos)	24%

Tabla 1. CEL recibidos en 2022 por modalidad de Contrato



Quejas ante PROFECO al cierre de diciembre 2023.

Al cierre de diciembre 2023 se radicaron un total de 8,955 quejas presentando un decremento del 11.61% con relación al cierre del 2022, las Divisiones Comerciales que registraron el menor número de quejas son la Centro Occidente y Baja California portando menos del 0.68% al valor nacional con 28 y 33 quejas respectivamente y las Divisiones Valle de México Sur, Valle de México Centro y Centro Sur aportan el 60% a nivel nacional con 5,462 quejas.

De las 2,870 quejas radicadas en la División Valle de México Sur el 30.7% (882) fueron radicadas por asociación y el 69.2% (1,988) por propio derecho; de las cuales el 80.1% (2,300) fueron por Consumo Anormal y Facturas Ajustadas 5.7% (165) por Uso Ilícito; por lo que la División enfocará sus estrategias para el 2024 en la efectividad de las asesorías y la mejora de los procesos de atención.

Principales Resultados en 2023

Para cumplir con las obligaciones en materia de Certificados de Energías Limpias, se implementaron una serie de acciones que permitieran acumular la cantidad de Certificados de Energías Limpias suficientes para llevar a cabo la liquidación anual en mayo. Algunas de estas actividades fueron:

- Asegurar (en conjunto con Finanzas de CFE SSB) contar con la liquidez necesaria para comprar Certificados de Energías Limpias a aquellos Vendedores de Subasta que tuvieran CEL acumulados, es decir, adelantar la entrega de este producto.
- Asegurar el cumplimiento en la entrega de CEL de los Contratos de Cobertura Eléctrica (Subastas y Contratos Legados).
- Acercamiento con la CRE para solicitar la transferencia de manera no onerosa, de los CEL acumulados en su cuenta y que pueden ser transferidos a CFE SSB.
- Actualización de las promociones enviadas desde el 2020 tanto a la CRE como a SENER en donde se expone la problemática presentada para alcanzar el requerimiento de CEL para el Periodo de Obligación 2022.

Por las medidas anteriores, actualmente CFE SSB ha cumplido sus obligaciones en materia de Certificados de Energías Limpias hasta el Periodo de Obligación 2022 conforme con la regulación vigente. el Periodo de Obligación 2023, será liquidado el 15 de mayo de 2024.

Con la implementación de la nueva plataforma del 071 se cuenta con herramientas que nos permitirán desarrollar más capacidades en la atención telefónica, para el 2023 se han implementado acciones para mejorar la experiencia de nuestros clientes y obtener el mejor beneficio de la nueva plataforma dentro de las acciones de mejora se encuentran; Automatización de seguimiento a solicitudes, Modificación a grabaciones de las Llamadas Atendidas por el Sistema de Voz Interactiva (IVR), Salida a ejecutivo en todas las opciones del IVR y Reducción de pasos a seguir en opciones automatizadas. Estas acciones permiten una mejor atención para nuestros clientes que interactúan con el 071.



Vistas a Grandes Clientes Estratégicos de CFE SSB. Durante 2023 por parte de CFE SSB se realizó el acercamiento con 940 Directivos Empresariales (Dueños, Representantes Legales y Directores Generales) con el objetivo de dar seguimiento al valor de la relación Comercial, asimismo la implementación de Grandes Clientes y Gobierno teniendo grandes beneficios como son: Identificación de los Clientes Estratégicos y Gubernamentales por Circuito, Generación y emisión de Reporte de Resumen Energético, Sistematización de los indicadores operativos de Grandes Clientes y Gobierno y Simulador de consumo en el Sistema de Grandes Clientes y Gobierno.

Como representantes de los clientes debemos asegurar la oportunidad y efectividad en la atención de sus solicitudes que nuestros clientes realizan en los diferentes canales de atención, si bien se presentaron avances en el 2023, en 2024 se continuará siendo una premisa del área de Servicios y Atención al Cliente, por lo que se han implementado Gestión de las solicitudes registradas en el sistema de mesa de control, asimismo el seguimiento a los desvíos en la calidad de registros y de terminación de solicitudes y el asegurar la atención de solicitudes de mayor impacto en los Centros de Atención a Clientes.

Para la atención a los clientes estratégicos se implementa el Programa de Fidelización de Grupos Empresariales y Fortalecimiento de la relación comercial con los Clientes Gobierno.

Continuar con la optimización y sistematización de los canales de comunicación con el cliente para incrementar la satisfacción que tienen los usuarios que interactúan con ellos



CFE CALIFICADOS

Durante 2023, CFE Calificados presentó resultados positivos, tanto en términos de ingresos como de utilidades: los ingresos alcanzaron 23,321 mdp con una utilidad neta de 3,169 mdp. Resaltan los siguientes logros:

1. Mayor número de clientes suministrados.
2. Reducción del gasto por la venta de energía.
3. Utilidad histórica

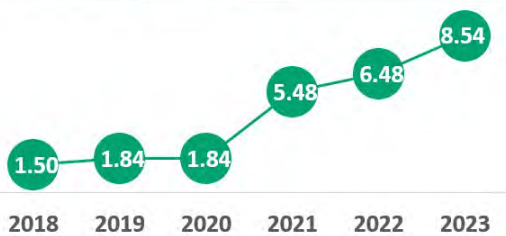
1.- Mayor número de clientes suministrados.

Uno de los principales logros durante 2023, fue el incremento en la cartera de clientes, la cual pasó de 79 en diciembre de 2022 a 108 en diciembre de 2023, esto representa un incremento del 300% en comparación de 2018, siendo el año con un mayor número de nuevos clientes suministrados. Como resultado, la energía vendida pasó de 1.50 a 8.54 TWh, un incremento del 471% con respecto al año 2018, colocando al año 2023 como el año con la mayor cantidad de energía vendida en la historia de la compañía.

Número de clientes en suministro



Venta de Energía anual (TWh)

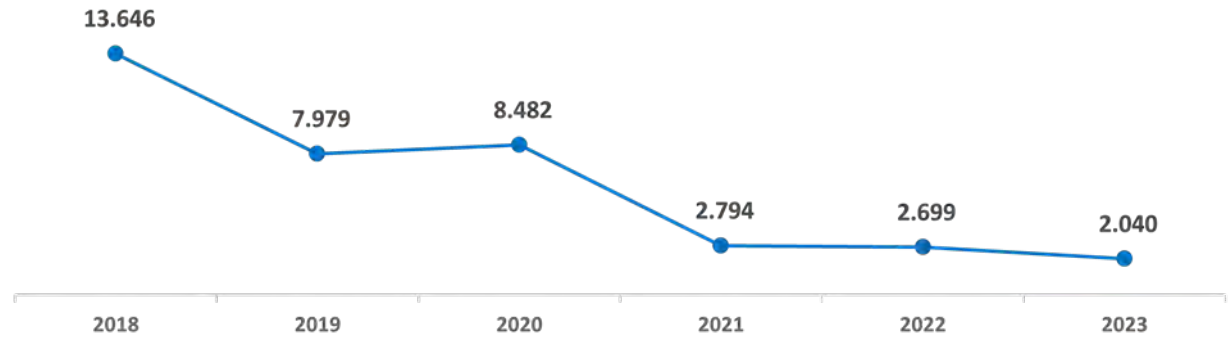


. 2.-Reducción del gasto por la venta de energía.

Con las mayores ventas de energía y el manejo eficiente del gasto, esta administración ha reducido desde 2018, el gasto por energía vendida en un 569%. En 2018 el gasto de la empresa era de 13.65 centavos por KWh vendido, para 2023 este gasto se redujo a 2.04 centavos.



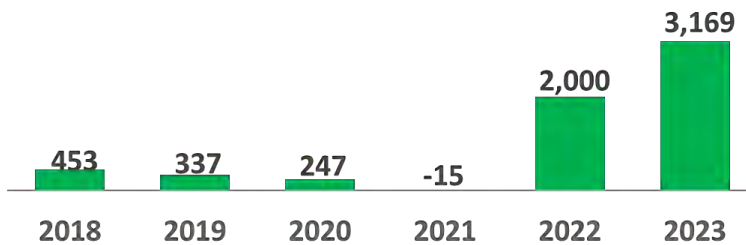
Reducción del gasto (centavo /Kwh)



3.- Utilidad histórica

2023 fue un año histórico en términos de utilidades. Las mayores ventas de suministro, así como la caída en el precio del gas que redujo más los costos de energía que los precios de venta, llevaron a la utilidad neta a los 3,169 mdp⁹.

Utilidad Neta



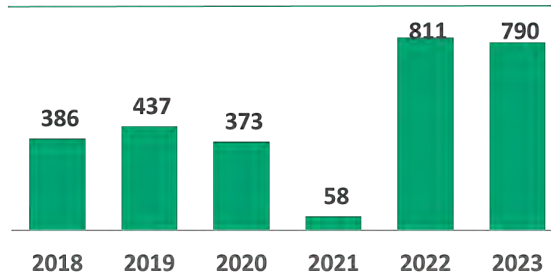
Este incremento en la utilidad generó un mayor flujo de efectivo, lo que permitió a CFE Calificados contribuir a las finanzas de la CFE.

En el mismo sentido, y como retribución a la CFE, durante 2023, Calificados pagó 790 mdp que correspondían a regalías y garantías de 2023. Asimismo, pagó 506 mdp correspondiente a facturas de años anteriores.

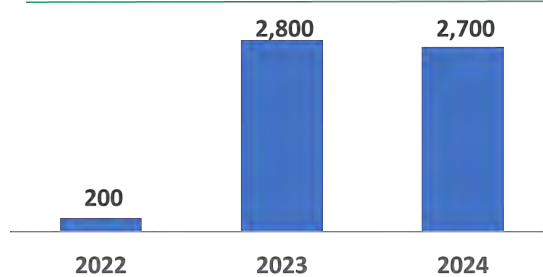
⁹ Datos preliminares.



Pagos al Corporativo (mdp)



Prestamos al corporativo



Adicionalmente, como estrategia fiscal de CFE Calificados y a fin de contribuir al incremento de la liquidez de la CFE, al cierre de diciembre de 2023, Calificados realizó un pago anticipado por 1,000 mdp por el contrato de cobertura de energía que tiene firmado con una empresa subsidiaria de la CFE.

Contratos de suministro de CFE Calificados

Durante 2023, se tuvo un éxito de retención de clientes del 100%, es decir, que de los 25 clientes que terminaban su contrato en 2023, volvieron a recontractar con CFE Calificados lo que representó una retención de 308 MW, a esto se le sumaron 28 contratos nuevos firmados durante el año con una capacidad conjunta de 417 MW.

Estrategia de Recuperación de Clientes de Autoabasto

Derivado de la implementación del esquema de Autoabasto en el sector eléctrico, en 1994, generadores privados empezaron a quitarle a CFE los usuarios con mayores consumos de energía y de mayor rentabilidad, utilizando para ello la infraestructura de transmisión y distribución propiedad de la CFE.

Esta situación se agravó con la reforma energética de 2013, la cual facilitó la migración de grandes consumidores de energía al esquema de Autoabasto, mediante el cual generadores privados vendieron energía eléctrica a los grandes centros de carga de todo el país. Si bien los autoabastecedores no son suministradores calificados, contraviniendo la legislación vigente, han estado añadiendo usuarios a su sociedad, convirtiéndose en una fuente de competencia desleal significativa para todo el sector eléctrico nacional.

Para el año 2020, los Autoabastos privados suministraban bajo este esquema cerca del 20% del total de la energía que se consumía en el país y se pronostica que, de no cambiar este escenario, para el 2024, este porcentaje alcanzaría el 60%.



Para revertir esta situación y evitar que CFE fuera relegada del mercado eléctrico nacional, a partir de 2021, la presente administración implementó una estrategia para recuperar clientes que, violando la legislación vigente, firmaron contratos comerciales para el suministro de energía bajo el esquema de Autoabasto.

Dentro de esta estrategia se instruyó a CFE Calificados, a competir con los generadores-comercializadores privados y enfocarse en recuperar a los grandes usuarios, ofertando energía eléctrica a precios competitivos, similares a los que ofrecen los privados, con el fin de recuperar importantes centros de carga para CFE y evitar que la empresa sea desplazada de este sector por empresas predominantemente extranjeras.

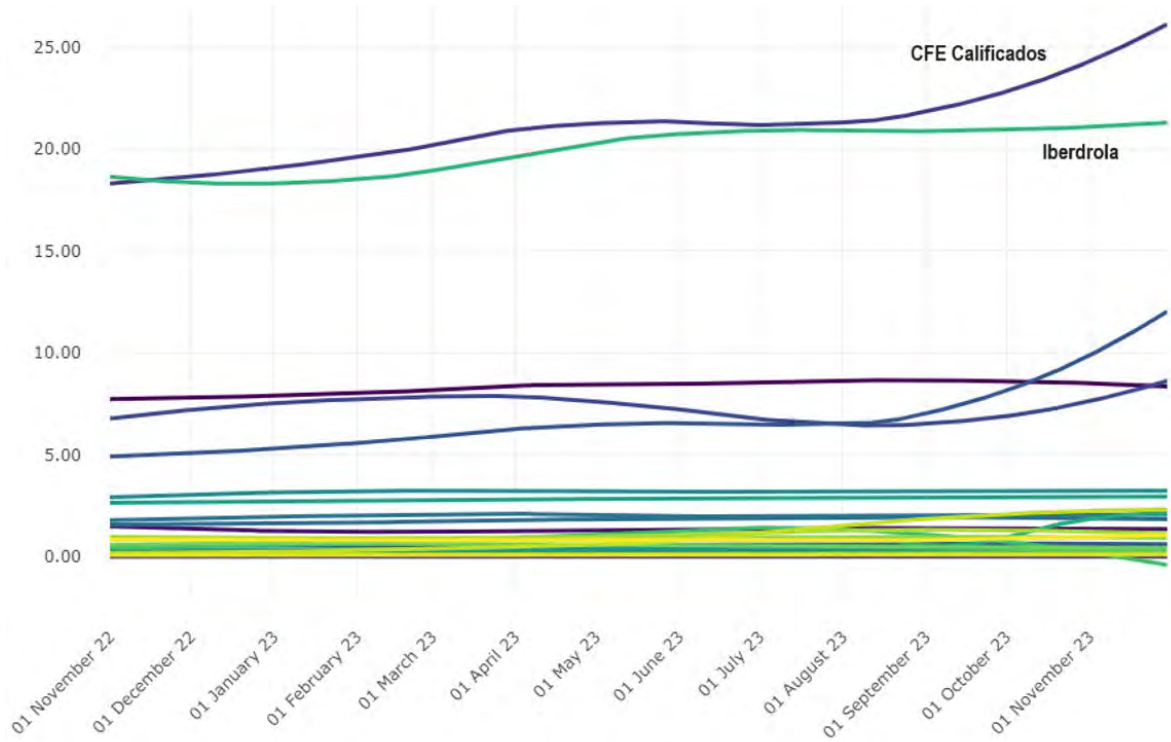
Para lograr lo anterior, CFE Calificados firmó un contrato de cobertura de Energía y Potencia con la Central Eléctrica “Laguna Verde” de hasta 800 MW de capacidad. Con esta cobertura, CFE Calificados podría recuperar para CFE cerca de 6.6 TWh anuales (1.25 GW de potencia), a través de ofertas competitivas que incentivarán al cliente a mantenerse dentro del suministro de CFE Calificados.

En línea con este proyecto, en diciembre del 2021, derivado de la terminación del contrato de interconexión legado de la central eléctrica “Dulces Nombres”, así como de la central eléctrica “Enertek”, ambas propiedad de Iberdrola Energía Monterrey, el proyecto se enfocó en la recuperación de hasta 132 centros de consumo de 68 grupos empresariales que estarían disponibles para recibir el suministro eléctrico por CFE (CFE Suministro Básico o CFE Calificados) después de su salida de ese esquema y de esta central.

Como resultado de este trabajo en equipo entre CFE Calificados y diversas áreas de CFE, se logró superar ampliamente las metas establecidas para este proyecto en 2021, 2022 y 2023. Al 31 de diciembre de 2023, CFE Calificados ha firmado 66 contratos de suministro eléctrico con 32 empresas distintas, que representan alrededor de 1,141 MW (755 MW de cobertura), lo que se traduce en aproximadamente 500 GWh mensuales de energía eléctrica, y una facturación mensual esperada superior a los 709 MDP. Con estos resultados, CFE Calificados, cumplió la meta que se tenía programada alcanzar hasta el 2025.

CFE Calificados ha logrado rebasar a Iberdrola y actualmente es el líder en el mercado eléctrico mayorista. No obstante, tanto Iberdrola, como los 45 suministradores calificados que operan en el mercado, han estado aumentando su participación en el mercado y captando a los usuarios que migran tanto de CFE Suministro Básico, como del esquema de Autoabasto.





Elaboración propia con datos del SIM (Cenace).

Recuperación de clientes de Autoabasto	Acumulado anual (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2021	2022	2023	2021 / 2022	2022 / 2023
1. Contratos firmados	16	47	66	194%	40%
2. Potencia contratada	335	797	1,141	138%	43%
3. Potencia con cobertura	157	495	755	215%	53%

Las variaciones se calculan respecto del acumulado al año anterior.

Fuente: Datos propios CFE Calificados



TELECOMUNICACIONES E INTERNET

CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, tiene como una de sus finalidades generar valor social para el Estado Mexicano como su propietario, a través de la prestación de servicios de telecomunicaciones, utilizando la infraestructura propia del Estado y de terceros, para hacer posible el acceso sin fines de lucro, a la población de la tecnología de internet y telefonía móvil en el territorio nacional, de conformidad con los títulos de concesión y/o autorizaciones que le sean emitidas por parte del Instituto Federal de Telecomunicaciones, con la intención de formar parte de un mercado que supone rentabilidad social y diseño de medidas que impacten desde la lógica social, de oportunidad y acceso a servicios de primer orden.

CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, necesita realizar las actividades necesarias para llevar a cabo el cumplimiento de su objeto, así como para llevar a cabo, entre otras actividades, instalación, mantenimiento y operación de la infraestructura necesaria para prestar sus servicios.

CFE TEIT tiene como principales actividades, que contribuyen al cumplimiento de su objeto y a su operación, mismos que a continuación se enlistan:

- **Conexiones de Internet Gratuito.**

Consiste en proveer servicio de internet gratuito en sitios públicos, tales como instituciones educativas, instituciones de salud, oficinas de gobierno, centros comunitarios, espacios abiertos, espacios destinados a programas públicos, entre otros.

El modelo de habilitación de estas conexiones requiere, por un lado, de un dispositivo que se conecte a una red de acceso a internet y, por el otro, de uno más para radiar la señal de forma inalámbrica hacia los usuarios del sitio público.

Para ello, se hace uso de las siguientes tecnologías:

- **Celular (inalámbrico):** al menos 4G, ofrecida por operadores móviles, siendo necesario que los sitios públicos de interés se encuentren dentro de la cobertura celular.
- Se instala un dispositivo CPE (equipo local de cliente) para acceder a la red del proveedor y con ello
- tener el servicio de internet; a este equipo se conecta un dispositivo AP (punto de acceso) para radiar la señal inalámbrica WiFi, a la que podrán conectarse las personas mediante sus equipos móviles para hacer uso de la red de internet gratuito.



- **Satelital (inalámbrico):** ofrecida por operadores satelitales. Se emplea para proveer internet gratuito en los sitios públicos de difícil acceso, dadas las condiciones geográficas del país, carentes de cualquier otro tipo de conectividad. Es una opción viable de conectividad en el corto plazo.
- Para la instalación en el sitio, se requiere de una antena para enlazar con el satélite, un módem satelital para acceder a la red del proveedor y con ello tener el servicio de internet; al módem se conecta un dispositivo AP para radiar la señal inalámbrica WiFi y así las personas con dispositivos móviles que se conectan a la red puedan tener internet gratuito.
- **Fibra o cobre (alámbrico):** a diferencia de las tecnologías anteriores, requiere de infraestructura desplegada con cables de cobre o de fibra óptica que deben llegar hasta el sitio público para instalar el módem del proveedor que permita el acceso a su red y con ello tener el servicio de internet; al módem se le conecta un dispositivo AP para radiar la señal inalámbrica WiFi y así las personas con dispositivos móviles que se conecten a la red puedan tener internet gratuito.

Con base a lo anterior, al cierre del segundo semestre de 2023, la EPS ha puesto en marcha 34,827 puntos de atención prioritaria con conexiones de internet gratuito en 32 estados de la República, superando la meta previamente establecida, distribuidos de la siguiente manera:

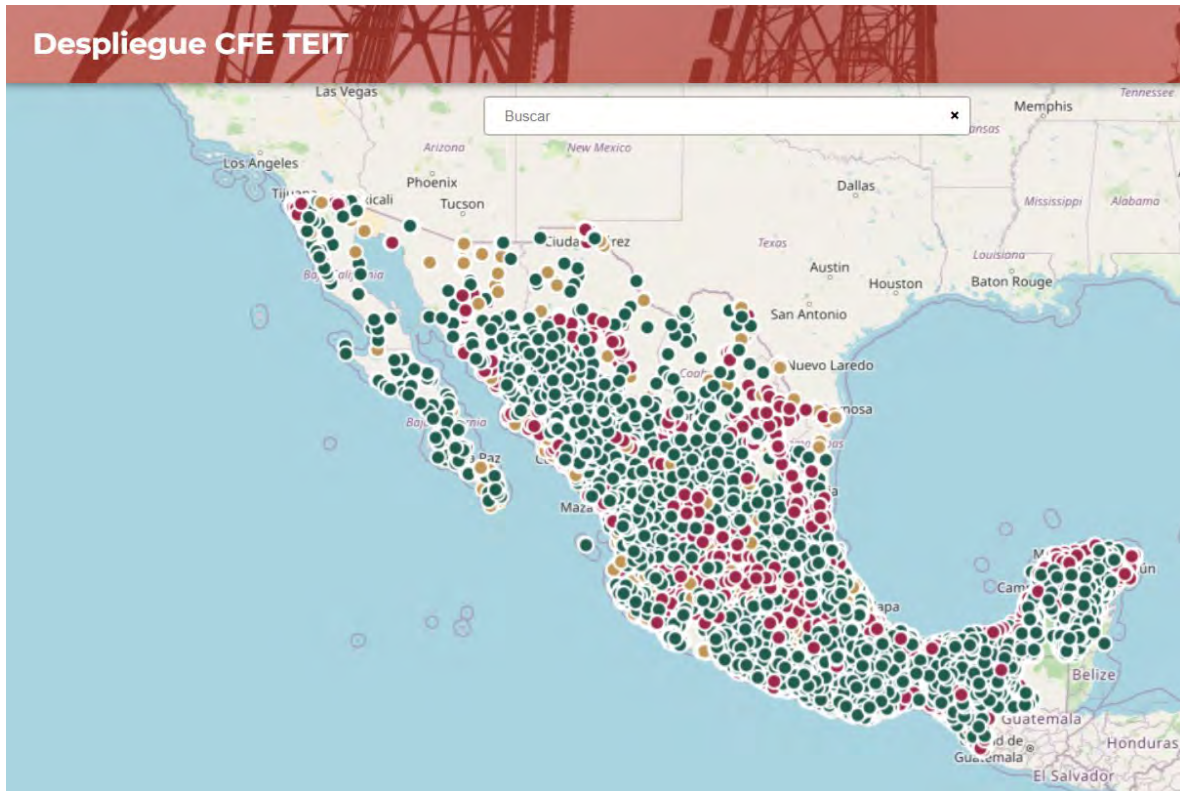
Puntos Conectados en 32 Estados de la República	TOTAL
Banco del bienestar	918
Biblioteca	415
Centro de seguridad social	28
Centro escolar	14,751
Centro integrador	345
Centro salud	462
Diconsa	337
DIF	14
Edificio federal	1,245
Escuela superior	606
Hospital general	105
Hospital rural	40
INEA	40
Liconsa	748
Media superior	1,921

Puntos Conectados en 32 Estados de la República	TOTAL
Metrobús	90
Otros	0
Presidencia municipal	36
Plaza	4,400
SEDATU	27
SEDENA	1
SEGALMEX	16
SEPOMEX	26
Sitio público	7,720
Sucursal TELECOMM	30
UBBJ	25
Unidad médica familiar	291
Unidad médica rural	190
Total general	34,827

Fuente: Elaboración <https://mapa.internetparatodos.cfe.mx/>

Fecha: 31 de diciembre de 2023





Fuente: <https://mapa.internetparatodos.cfe.mx/>

Con el objetivo de cubrir el mayor número de localidades que no cuentan con estos servicios. Adquiriendo para ello, la infraestructura y tecnología necesaria que permita proveer estos servicios de telecomunicaciones.

Se estima que para el 2024 la Red Pública de Telecomunicaciones proveerá servicios de telefonía móvil y banda ancha que beneficiarán a una población objetivo de más de 6 millones distribuidas en todos los estados de la República Mexicana.

La finalidad es ofrecer servicios móviles de banda ancha con tecnología 4G LTE de manera homogénea, continua y no discriminatoria en zonas marginadas de exclusión digital que, para este caso, recibirá la ciudadanía en su terminal de usuario final.

Dicha infraestructura conforma lo siguiente:

1. Adquisición e instalación de torres de telecomunicaciones, construcción de los sitios y arrendamiento de espacio en torres de telecomunicaciones.
2. Adquisición e instalación de equipos para telefonía móvil 4G LTE.
3. Habilitación de la infraestructura de telecomunicaciones con 3 soluciones de conectividad: Fibra óptica; Microondas; y por Satélite.

Durante el ejercicio 2023 se tuvo un avance de 1,439 torres de telecomunicaciones en operación, así como un avance acumulado de 1,615 torres telecomunicaciones en operación, lo que representa un avance del 63.5% del proyecto que actualmente tiene CFE TEIT.

AVANCES EN EL CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES Y METAS (01 de enero al 31 de diciembre de 2023) Ejercicio 2023.		
Indicador	Meta al 2025	Avance
Desarrollo de la Red Pública de telecomunicaciones.	2,542 Torres de telecomunicaciones.	1,439 en operación

En la siguiente tabla, se puede observar el comparativo 2023 - 2022 de los de puntos de internet que fueron instaladas en los distintos sitios públicos.

Sitio	Al 2022	2023			TOTAL
		4G	SATELITAL	ADSL	
BANCO DEL BIENESTAR	283	339	579		1,201
BIBLIOTECA	1,258	373	32	10	1,673
CENTRO DE SEGURIDAD SOCIAL		28			28
CENTRO ESCOLAR	46,299	12,446	1,673	632	61,050
CENTRO INTEGRADOR	1,315	323	22		1,660
CENTRO SALUD	886	328	73	61	1,348
DICONSA	1,554	328	4	5	1,891
DIF	5	14			19
EDIFICIO FEDERAL	3,759	1,239	6		5,004
ESCUELA SUPERIOR		606			606
HOSPITAL GENERAL		104		1	105
HOSPITAL RURAL	28	39		1	68
INEA	710	40			750
LICONSA	2,898	725	1	22	3,646
MEDIA SUPERIOR	485	1,619	282	20	2,406
METROBUS	212	90			302
OTROS	69				69
PRESIDENCIA MUNICIPAL	257	19	17		293
PLAZA		4,400			4,400
SEDATU	15	27			42
SEDENA				1	1
SEGALMEX	21	16			37
SEPOMEX	9	26			35
SITIO PUBLICO	2,767	2,583	5,136	1	10,487
SUCURSAL TELECOMM	291	30			321
UBBJ	143	22	3		168
UNIDAD MEDICA FAMILIAR		289		2	291
UNIDAD MEDICA RURAL	1,888	143	38	9	2,078
Total general	65,152	26,196	7,866	765	99,979

Fuente: Elaboración Gerencia de Planeación de la Red Pública de Telecomunicaciones.

- Despliegue de la Red Nacional de Transporte de Datos, Agregación y Acceso.

Los principales objetivos obtenidos durante el 2023, consistió en llevar a cabo el despliegue de la Red Nacional de Transporte de Datos, proceso consistente en la utilización de la fibra óptica oscura del tipo OPGW (Cable de Tierra Óptico), pasando por su caracterización para conocer su estado actual y su mantenimiento, así como la instalación de los equipos de Multiplexación por División de Longitud de Onda Densa (DWDM-LH, por sus siglas en inglés) en

los Hoteles de Internet para Todos (HIT's), a través de las cuales se implementará la Red, a través de las torres de alta tensión de CFE en todo el territorio nacional.

La Red Nacional de Acceso y Agregación (RENAyA) de multipropósito se extiende principalmente por medio de fibra óptica, sin embargo plantea enlaces de microondas en la República Mexicana, enfocándose en municipios y localidades donde no es posible implementar infraestructura de fibra óptica, dada la condición orográfica que dificulta el fácil acceso, en su mayoría localidades rurales; con ello se incide en la disminución de la brecha digital, utilizando el servicio de voz, datos y red inalámbrica, para garantizar el derecho a las TIC's incluidos los servicios de telefonía e internet.

Las actividades más relevantes consiste en la utilización de la fibra óptica oscura (FOO) del tipo OPGW (Cable de Tierra Óptico), la cual se encuentra en implementación, a través de las torres de alta tensión que nos proporciona CFE Transmisión en todo el territorio nacional, pasando por los procesos de caracterización para conocer su estado actual, así como su mantenimiento, garantizando una confiabilidad en la transmisión de datos, mismas que terminan en un punto de presencia (PoP) de CFE TEIT, denominados HIT's (Hoteles de Internet para Todos), siendo éste el núcleo de la Red de Columna Vertebral (Backbone).

Los HIT's seleccionados son acondicionados, instalados y configurados con los equipos DWDM (Dense Wavelength Division Multiplexing), que permiten una correcta operación y transporte de datos ópticos, a través de la fibra óptica oscura, siendo esta la Capa de Transporte de la infraestructura de CFE TEIT.

Aunado a lo anterior, en cada uno de los HIT's, se instalarán ruteadores de alto rendimiento, para el transporte de datos por medio del direccionamiento IPv4 e IPv6 y con ello brindar servicios de conectividad hacia la capa de agregación y acceso, constituyendo esto la Capa IP.

Una vez generada la capa IP, como un punto adicional de presencia en cada uno de los HIT's, se instalarán una variedad de equipos de telecomunicaciones en ubicaciones cercanas a cada HIT, que estarán conectados por diferentes medios de transmisión físicos hacia las capas de transporte o IP, extendiendo así los puntos de interés, transformándose en puntos de presencia, como son escuelas, hospitales, entre otros, dando paso al despliegue de la Capa de Agregación.

Finalmente, la Capa de Acceso es la fase de Telecomunicaciones que permitirá brindar los servicios a los puntos de interés y usuarios finales, conectándose a la Capa de Agregación por diferentes medios de transmisión de datos físicos, mencionando de manera enunciativa más no limitativa, los siguientes:

1. Pares de cobre
 - a. UTP
2. Radio/inalámbricos
 - a. Servicio satelital en órbita geoestacionaria, órbita media y órbita baja (GEO, MEO y LEO)
 - b. Microonda (Punto a punto, punto a multipunto)
 - c. Wireless para el hogar o el negocio (WTTX)
 - d. Wi-Fi 6 (2.4GHz y 5GHz)
 - e. Telefonía Celular
3. Fibra Óptica
 - a. CPE
 - b. Fibras para el hogar o el negocio (FTTX)

Siendo los sitios de acceso el último punto de presencia de CFE TEIT y su conexión con el usuario final a la Red Pública de Telecomunicaciones (RPT), brindando diversos servicios de conectividad, como lo son transporte de datos, Internet, entre otros.

Lo que significa que, del análisis para integrar las tecnologías disponibles, se estableció que la instalación de Estaciones Base de Telecomunicaciones en sitios estratégicos permite proveer servicios de internet al mayor número posible de habitantes, dado los radios de cobertura de éstas.

Las Estaciones Base de Telecomunicaciones estarán ubicadas en poblaciones rurales que por la orografía del país no cuentan con acceso a medios de telecomunicaciones, su interconexión y/o conectividad se realizará mediante tecnología LTE 4G para contar con servicios de voz y datos, lo que permitirá su agregación a la Red Compartida, para esto, se requiere hacer uso de los servicios de Backhaul mediante tres tipos de tecnologías: enlaces vía satélite (Telepuerto con Antenas Maestras y/o sistemas satelitales virtualizados), enlaces por microondas o enlaces de Fibra Óptica.

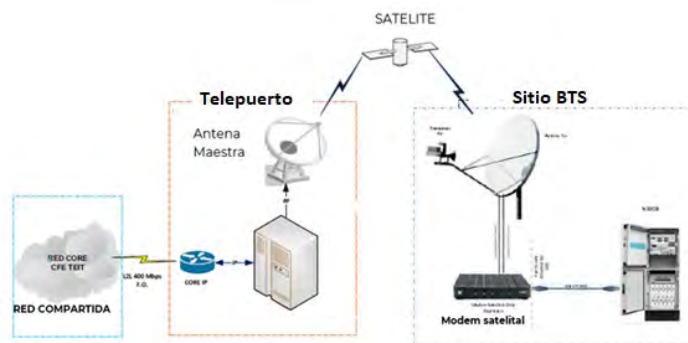


Diagrama esquemático de la solución.

Las Estaciones Base de Telecomunicaciones formarán parte de la infraestructura de la Red Pública de Telecomunicaciones, permitiendo atender y ampliar la agregación y acceso con enfoque para prestar servicios de conectividad con tecnología 4G LTE de

manera homogénea, continua y no discriminatoria en zonas marginadas de exclusión digital, que, para este caso, recibirá la ciudadanía en su terminal de usuario final.

Asimismo, se puede observar el comparativo -2023, 2022, 2021 de Iluminación de Fibra Óptica Oscura, mediante tecnología DWDM-LH de manera cuantitativa los siguientes avances:

Modo y tiempo:	Avance 2023	Avance 2022	Avance 2021
1. Despliegue de la Red Nacional de Transporte de Datos del año 2022.	Se instalaron, encendieron 30 equipos de tecnología DWDM de fase 4.	Se instalaron, encendieron 66 equipos de tecnología DWDM de fase 2 y 3.	Se instalaron, encendieron 76 equipos de tecnología DWDM para las fases 0 y 1.

Fuente: Elaboración Gerencia de Operación de la Red Pública de Telecomunicaciones.



Por otro lado, en cuanto a la Red Nacional de Acceso y Agregación, se tiene un avance en la instalación de 4,666.8298 kilómetros geográficos de Fibra Óptica Oscura, los cuales se encuentran distribuidos en 331 municipios y en 8,768 localidades.

El despliegue de la Red Nacional de Transporte de Datos a nivel nacional se desarrolla en 5 fases que dieron inicio en el año 2021 y concluirán en el 2024, teniendo hasta el día de hoy un avance de 150 puntos de presencia, con los cuales se comunicará a la población de zonas marginadas.

Con el desarrollo y conclusión de cada una de las fases, la operación de la RPT garantizará el acceso libre y confiable de la red, adaptándose a las actuales y futuras TIC's, lo cual da como resultado una red de transporte que es la que hace posible la transmisión de datos y redes de comunicaciones de un punto a otro de manera bidireccional o unidireccional.

A continuación, se muestra el avance entre fases:

Fase 4	Fases 2 y 3	Fases 0 y 1
Se beneficio a una población total de 20,122,003 habitantes en 16,198 localidades en 15 estados, que corresponden a 29 municipios.	Se beneficio a una población total de 36,673,961 habitantes, 31,549 localidades en 29 estados y 324 municipios	Se beneficio a una población total de 65,088,852 habitantes, 28682 localidades en 29 estados y 681 municipios

A continuación, se muestran los mapas donde se observa la distribución de los HITs instalados en las 5 fases del proyecto:



- Provisión de Servicios de Movilidad.

Durante 2023 reportan los siguientes avances, de los servicios de movilidad (telefonía móvil, banda ancha inalámbrica mifi y servicio de IoT internet de las cosas), así mismo se reportan los avances de dos nuevos proyectos: Banda ancha inalámbrica gratuita para el Sistema de Transporte Eléctrico en la CDMX y Servicio de voz y datos con la instalación de Cabinas telefónicas en municipios del país.

Avances 2023

- El paquete de **30 pesos** por un mes de servicio, es decir, por un peso al día se posiciona como **la mejor tarifa el mercado nacional**.
- CFE TEIT integra el **comercio electrónico** como una opción a la población de las localidades autorizadas de adquirir y recibir los servicios de telefonía móvil e internet móvil a través de la página cfeinternet.mx, lo que facilita la entrega de productos y servicios directamente a las puertas de los hogares de los usuarios, estableciendo mejores condiciones para aquella población que no cuenta con un punto de venta o recarga cercano a su domicilio.



- En octubre, con la implementación del comercio electrónico, se lanza la **eSIM** de telefonía móvil como nuevo producto electrónico para aquellos dispositivos que cuentan con esta opción, la cual ofrece mayor facilidad de activación.
- En ese mismo mes, se integran 5 tarifas ligadas a la marca **Internet para el bienestar** las cuales se crean para el posicionamiento de la marca a nivel nacional, estas tarifas son generales para todos los operadores de telefonía móvil que integran la red compartida del operador móvil mayorista
- En diciembre se ofrece al público el servicio de **banda ancha inalámbrica a través de dispositivos Mifi**, integrando tarifas competitivas para los usuarios, ofreciendo un paquete inicial que incluye dispositivo + paquete de datos de 5GB con vigencia de 1 mes + envío gratuito a \$1,145, y paquetes semestrales y anuales que únicamente ofrece la EPS a los usuarios de las localidades autorizadas.
- En colaboración con el gobierno de la Ciudad de México, se implementó en diciembre, la instalación de **internet gratuito en unidades del sistema de transporte eléctrico de la Ciudad de México** (trolebuses y tren ligero), beneficiando alrededor de 5,870.4 miles de pasajeros que utilizan este tipo de transporte.
- Se celebran convenios con proveedores de venta y recarga de los servicios de movilidad, para incrementar el acceso a la población de contar con los servicios que ofrece CFE TEIT, otorgando la posibilidad de realizar recargas a nivel no solo nacional sino internacional, **incrementándose en un 80% los puntos de vena y en un 91.5% los puntos de recarga**.



2022
 47 puntos de venta
 1,585 puntos de recarga

2023
 240 puntos de venta
 18,582 puntos de recarga

Adicionalmente como otra opción para ampliar los puntos de venta y recarga de los servicios de movilidad se da la opción en la página de cfeinternet.mx para que ciudadanos de las localidades autorizadas, puedan convertirse en promotores de venta y recarga y brindar este servicio en sus comunidades.

- En materia difusión y promoción de los servicios que brinda CFE TEIT, se desarrolla la Estrategia de Comunicación acorde a la estrategia institucional y el Manual de Comunicación de CFE, así como a los objetivos de CFE TEIT.

Con esta estrategia CFE TEIT establece la identidad, recursos y canales de comunicación que permiten posicionar a la EPS y sus marcas dentro de un marco de transparencia, calidad de servicio y responsabilidad social, que también sirve de parámetro para la evaluación e innovación constante. Durante 2023 la EPS lleva las siguientes acciones en este rubro:

1. Campañas de comunicación a través de distintos medios tales como:
 - Inserción en medios impresos
 - Spots en radios comunitarias
 - Publicaciones en redes sociales en las que se difunden todos los productos y servicios que ofrece la EPS.
 - Difusión y publicación a través de boletines informativos a medios de comunicación locales y nacionales.
 - Actualización, publicación de material audiovisual e historias de éxito en la lista de reproducción destinada por la CFE para nuestros servicios en el canal de youtube.
 - Difusión de los servicios y productos que ofrece la EPS de manera conjunta aliados comerciales
2. Giras comerciales en diversas localidades autorizadas conforme al avance en el despliegue de torres y antenas de comunicación.
3. Visitas de promoción y activaciones de los servicios de telefonía móvil en los Tianguis del Bienestar.
4. Con ayuda de los Programas para el Bienestar, se llevó a cabo la distribución y activación de servicios de telefonía móvil para la población de las localidades autorizadas.

Se reporta la meta de servicios de movilidad (telefonía y banda ancha inalámbrica) acumulados activados al 31 de diciembre 2023, reportados en el Modelo de Medición del Desempeño (MDE-CFE).

Meta	Resultado acumulado a 2023
Número de usuarios con servicio de movilidad activos en las localidades autorizadas: telefonía móvil, banda ancha inalámbrica y servicio de IoT (internet de las cosas) que ofrece la EPS CFE Telecomunicaciones e internet para todos	150,025





En abril 2022 inicia la operación de la provisión de servicios de movilidad activándose **6.361** servicios durante ese año. Durante 2023 se activaron **143,664** servicios lo que representa un incremento del **95.6%** de la meta respecto al 2022.

- **Provisión de otros bienes y servicios tecnológicos.**

En 2023 se implementa un nuevo proyecto que tiene como objetivo instalar Cabinas Telefónicas en las cabeceras municipales o zonas rurales, con el propósito de mejorar la comunicación con sus familias, sin importar si se encuentran en otros estados de la República Mexicana. El proyecto contempla inicialmente la instalación de 1,000 cabinas telefónicas al 2024. Al cierre del 2023 se tienen instaladas y funcionando 43.





GESTIÓN CORPORATIVA DE RECURSOS



FINANZAS

El apartado de Finanzas de este Informe Anual se divide en seis secciones: i) Análisis de los estados financieros; ii) Análisis del presupuesto; iii) Informe de la deuda; iv) Propuesta global de financiamiento y estrategia de coberturas; v) Fideicomisos y, vi) Comparación entre los resultados del año 2023 y las proyecciones del Plan de Negocios 2023-2027.

La primera sección muestra el resultado financiero al cierre de 2023, observándose una mejoría significativa respecto del ejercicio 2022 al obtenerse una utilidad neta de 96,192 mdp contra una pérdida de 15,667 mdp del año anterior, lo cual significa el retorno a resultados positivos desde 2019, el último año antes de la pandemia. Los ingresos totales ascienden a 639,844 millones de pesos (mdp), cifra 3% superior a la observada en 2022 derivada de un incremento en los ingresos por venta de energía, mientras que los costos operativos disminuyeron 16% a 513,584 mdp. Por el lado de la situación financiera, se observó que el total de los activos de la CFE registró un decremento de 1%, para ubicarse en 2,325,010 mdp.

En la segunda sección de Análisis del Presupuesto, se observa que al cierre del año 2023 se registraron ingresos por 481,101 mdp, los cuales fueron mayores por 82,112 mdp con relación a los ingresos programados. El gasto programable acumulado al cierre del año ascendió a 480,858 mdp, lo que da como resultado un balance financiero de 13,784 mdp.

En el marco de la Propuesta Global de Financiamiento y la Estrategia de Coberturas para el Ejercicio Fiscal 2023 aprobada por el Consejo de Administración en su 50ª Sesión Ordinaria, las acciones desarrolladas en dicho año permitieron contribuir al logro de los objetivos del Plan de Negocios 2023-2027; así como cumplir con el nivel de endeudamiento neto autorizado por el H. Congreso de la Unión en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2023.

Por último, en la sección del Plan de Negocios, la Administración mantiene la Visión, Misión y Objetivos Estratégicos del Plan de Negocios anterior, alineándose con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2023-2037.

Estados Financieros

A continuación, se muestran las principales explicaciones en el estado de situación financiera y el estado de resultados consolidados.

Ingresos totales: Los ingresos acumulados de la CFE al cierre del ejercicio 2023 ascienden a 639,844 mdp, lo que significó un aumento del 3.1%, equivalente a 18,996 mdp, en comparación con lo reportado al cierre de 2022. Este resultado se explica, principalmente, por el incremento de los ingresos por venta de energía en 48,212 mdp, superior en 10.9% respecto al cierre del ejercicio 2022. Impactado principalmente por incrementos de 4,553 GWH en el sector doméstico, 1,625 GWH en el sector industrial y 1,563 GWH en el sector agrícola respecto al ejercicio anterior, cubriendo las necesidades de los 48.2 millones de usuarios.

Energéticos y otros combustibles: Al cierre de diciembre de 2023, los costos de operación de CFE sumaron 513,584 mdp, lo que significó un decremento de (16.1%) en comparación con el mismo periodo del año anterior. La principal reducción del 29.4% se debe a la normalización de los costos de los combustibles propios y de terceros, al



pasar de 349,624 mdp en 2022 a 237,378 mdp en 2023. Lo anterior se explica principalmente, por el ajuste en el precio del gas natural a nivel internacional, una vez superados los efectos del conflicto entre Rusia y Ucrania.

Fluctuación cambiaria: Al cierre del 2023, el tipo de cambio fue de \$16.89, lo que generó una utilidad cambiaria neta de \$73,852 mdp, mayor a la utilidad de \$42,471 del mismo período del año anterior, cerrando con un tipo de cambio de \$19.36.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Estados de Resultados

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023 Y 2022

(Cifras en Miles de pesos)

Concepto	Acumulado	
	DICIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2022
Ingresos	\$639,844,027	\$620,847,724
Ingresos por venta de energía	\$490,756,145	\$442,544,475
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$18,380,263	\$37,826,342
Ingresos por transporte de energía	\$13,392,449	\$18,513,419
Ingresos por subsidio	\$76,624,800	\$82,186,721
Otros ingresos y ganancias	\$40,690,370	\$39,776,767
Costos	\$362,674,334	\$456,962,524
Energéticos y otros combustibles	\$216,039,146	\$305,791,314
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$21,338,933	\$43,833,135
Remuneraciones	\$84,807,572	\$74,912,560
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$33,257,607	\$26,762,417
Impuestos y derechos	\$4,582,913	\$2,656,843
Costo MEM	\$2,648,163	\$3,006,255
RESULTADO ANTES DE OTROS COSTOS	\$277,169,693	\$163,885,199
Otros costos	\$150,909,404	\$154,815,384
Costo de obligaciones laborales	\$49,122,891	\$38,173,003
Depreciación	\$77,369,702	\$74,956,852
Otros gastos	\$24,416,811	\$41,685,529
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$126,260,289	\$9,069,816
Costos de Financiamiento	\$5,575,575	\$17,651,369
Otros (Ingresos) gastos financieros netos	\$37,996,272	\$20,861,172
Gastos por intereses neto	\$41,431,274	\$39,261,680
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	(\$73,851,971)	(\$42,471,483)
Resultado antes de participación	\$120,684,714	(\$8,581,553)
Impuestos a la utilidad	24,492,839	\$7,085,143
RESULTADO NETO	\$96,191,875	(\$15,666,696)

Fuente: DCF CFE

Estado de situación financiera: El valor total de los activos de la CFE al cierre del ejercicio de 2023 registró un decremento de (0.8%) respecto al cierre de 2022, al ubicarse en 2,325,010 mdp, lo que representa una disminución en términos absolutos respecto al ejercicio anterior por (18,815) mdp. Dicha disminución se explica, principalmente, por el decremento en activos de derecho de uso por (34,183) y cuentas





por cobrar por (33,894), compensado con el incremento en activo fijo por 41,925, con respecto al 2022.

Por otra parte, el pasivo total de la CFE disminuyó en (8.2%) con respecto al cierre de 2022. Dicho resultado se deriva como resultado de la estrategia de manejo de pasivos financieros implementada, así como a la reducción del valor de los pasivos en moneda extranjera por la apreciación del peso frente al dólar.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Estados Consolidados de Situación Financiera
(Cifras en miles de pesos)

Concepto	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
ACTIVO		
Activo circulante	192,921,741	207,933,178
Efectivo y equivalentes de efectivo	67,487,561	56,759,212
Cuentas por cobrar, neto	99,065,943	132,959,505
Inventario de materiales para operación	26,368,237	18,214,461
Préstamos a los trabajadores	23,778,503	19,521,739
Plantas, instalaciones y equipos, neto	1,491,858,464	1,449,933,668
Instrumentos financieros derivados	1,395,816	9,072,051
Activos intangibles y otros activos	43,639,912	45,979,507
Activo por derecho de uso, neto	475,740,387	509,923,272
Impuesto diferido activo	95,675,192	101,461,322
TOTAL ACTIVO	2,325,010,015	2,343,824,737
PASIVO		
A corto plazo	297,152,873	289,656,431
Deuda a corto plazo	100,709,305	95,148,044
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	136,852,638	142,319,045
Impuestos a la utilidad	13,516,947	7,268,795
Instrumentos financieros	19,134,064	18,483,899
Pasivo por arrendamiento a corto plazo	26,939,919	26,436,648
A largo plazo	1,269,294,551	1,416,859,473
Deuda a largo plazo	311,236,845	355,352,580
Beneficios a los empleados	424,388,155	431,248,794
Otros pasivos a largo plazo	33,009,411	31,978,390
Pasivo por arrendamiento a largo plazo	500,660,140	598,279,709
TOTAL PASIVO	1,566,447,424	1,706,515,904
Patrimonio	758,562,591	637,308,833
Aportaciones recibidas del Gobierno Federal	10,005,251	5,251
Aportaciones en especie (Gobierno Federal)	95,111,382	95,111,382
Resultados acumulados	40,688,311	(56,529,226)
Otras partidas de resultado integral	594,740,741	577,108,649
Participación no controladora	18,016,906	21,612,777
PASIVO + PATRIMONIO	2,325,010,015	2,343,824,737

Fuente: DCF CFE



Programa Presupuestal 2023

Presupuesto consolidado de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias al cierre del ejercicio 2023 (Preliminar)

Ingresos Netos

Ingresos Propios.

Al cierre de diciembre de 2023 se registraron mayores ingresos por 82,112.4 millones de pesos (mdp) con relación a los ingresos programados (398,988.8 mdp), esto se explica principalmente por lo siguiente:

- Ingresos por venta de energía. Los ingresos por ventas de energía acumuladas al 31 de diciembre de 2023 fueron mayores en 65.8 mmdp con relación al programado, lo que representa un incremento de 16.8%, debido a una mayor facturación por mayor demanda. Las ventas de energía acumuladas al 31 de diciembre de 2023 estuvieron por arriba del programado en 11,393 GWh, es decir un 5.4%. Las ventas al cierre de diciembre de 2023 fueron 222,892 GWh, mayores que los 211,499 GWh programados. Los sectores de mayor incremento, respecto con lo proyectado originalmente para el 2023, son el de Alta Tensión con 10.9%, y el Agrícola con 8.0%, sin embargo, se presenta una disminución en la tarifa DAC por 22.6%.
- Es de señalar que el incremento en ingresos es también consecuencia del comportamiento de la Tarifa Promedio Real, la cual fue de 2.122 pesos/KWh, en comparación con la Tarifa Promedio Programada de 1.902 pesos/KWh, lo que representa una diferencia del 11.6%.
- Al cierre de 2023, se obtuvieron mayores ingresos diversos por 16,318.4 mdp con respecto al programado de 6,730.5 mdp. Los ingresos diversos al mes de diciembre ascendieron a 23,049.0 mdp, provenientes principalmente de: 43.4% por concepto de transferencias recibidas de la SENER a través de la SHCP; 32.6% por Otros ingresos; 5.9% por conceptos de Penalizaciones, Materiales y equipo de desechos, así como Reconexiones de servicio; 6.5% en Retribución por venta de energía a terceros en el MEM; 6.6% y 4.6% en Transacciones Bilaterales de Potencia y Financieras con CFE Suministro Básico respectivamente.

Gasto Programable

El Gasto Programable acumulado al cierre del ejercicio asciende a 480,857.5 mdp, mayor en 41,085.1 mdp (9.3%) al presupuesto programado, las razones principales y los rubros son los siguientes:

- En servicios personales se registró un gasto de 69,791.8 mdp, monto inferior en 0.2% al aprobado para el ejercicio 2023. Este resultado se debe a un menor gasto en sueldos y salarios por 296.6 mdp, destacando el pago por Tiempo Ordinario Permanente. El gasto de Previsión Social fue menor en 66.7 mdp, por otra parte, en el concepto de Otros Servicios Personales, se tuvo un ligero incremento de 180.9 mdp, principalmente en el rubro de Remuneraciones por horas extraordinarias.
- En el rubro de **Materiales y Suministros** hubo un mayor gasto acumulado al cierre del ejercicio por 75,566.8 mdp con respecto al programado, principalmente por los siguientes eventos:

- Mayor gasto del gas por 18,544.0 mdp, asociado con una mayor producción de energía y a la entrada de unidades que estaban fuera de operación. Las centrales que tuvieron mayor sobre-ejercicio fueron C.C.C. Presidente Juárez (Rosarito), C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I y II) y CCC Valle de México. El Diésel registró un mayor gasto por 8,188.3 mdp, al igual que el gas, debido a un consumo superior a lo originalmente planeado, asociado con una mayor producción de energía. Las centrales que tuvieron mayor sobre-ejercicio fueron: C.TG Los Cabos, C.TG. Chankanaab y C.C.I. Baja California Sur I. En cuanto a los combustibles líquidos, se observó un gasto mayor por 20,002.1 mdp, asociado con una mayor producción de energía, lo anterior derivado a que centrales duales ahora están aprovechando los combustibles líquidos. Las centrales que tuvieron mayor sobre-ejercicio fueron C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan), C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula) y C.T. José Aceves Pozos (Mazatlán II). El sobre ejercicio es debido al aprovechamiento de precios de oportunidad de los combustibles líquidos. Con referencia al carbón, las tres centrales tienen sobre-ejercicio, C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), C.T. Carbón II y C.T. José López Portillo (Río Escondido), el cual fue de 10,322.8 mdp. En el rubro de Fletes y Costo Fijo del transporte de Gas, el incremento de debe principalmente a las centrales que no se encuentran en el contrato legado. Otro aspecto importante a considerar es el ajuste en el PEF mencionado anteriormente.
- **En Subastas** se presentó un ejercicio de 11,767.7 mdp, menor en 4,544.4 mdp que lo programado, a pesar de que la entrega de energía eléctrica se incrementó para el año 2023 en un 13% con respecto al año 2022; sin embargo, no se obtuvo la totalidad de los productos que se estimaban, derivado principalmente de centrales que tienen Casos Fortuitos o Causas de Fuerza Mayor invocadas, que los limitaron a entregar la energía comprometida. Se iniciaron varios procedimientos de controversias mediante el proceso de arbitraje para los 5 contratos con Frontera México (asociados al producto Potencia), ya que el generador comunicó la terminación de estos sin sustento alguno; por lo cual, suspendió deliberadamente la entrega del producto y la emisión de facturas, impactando significativamente en el importe de pago para este producto.
De igual manera, otra condición que repercutió en el diferencial de pago, es que el tipo de cambio del dólar estuvo en un promedio de 17.27 pesos durante el 2023, cuando en el 2022 cerró en 20.12 pesos; lo anterior repercutió en las estimaciones de pago para el año 2023, ya que consideraban el incremento natural del tipo de cambio y esto no ocurrió.
- **En otros materiales** para la operación y mantenimiento se muestra un subejercicio de 17.2 mdp, debido principalmente a medidas de eficiencia y ahorro de las EPS que contribuyeron en el resultado positivo.
- El Mercado Eléctrico Mayorista presentó un menor gasto por 7,384.8 mdp, derivado de la reducción en los Precios Marginales Locales por el componente de combustibles, así como el incremento en las Transacciones Bilaterales Financieras por parte del Suministrador de Servicios Básicos y mayores ingresos por derechos de transmisión.
- **En Servicios Generales** se observó un ejercicio de 52,085.5 mdp, mayor en 5,310.4 mdp respecto al programado, originado principalmente por movimientos compensados entre un menor gasto del 19.6% en Conservación y Mantenimiento,

56.0% en Seguros, 11.2% en Servicio Telefónico, 44.5% en Renta de Equipo de Cómputo, Adquisición y Renta de Software, 2.0% en Boletos de Avión, 29.9% en Fotocopiado, 10.1% en Servicios de Arrendamiento, 55.6% en Asesorías y Consultorías de Servicios Informáticos y 9.6% en Impuestos y Derechos de Importación respecto al programado. Estos ahorros se compensan con el mayor gasto observado en Adquisición de Energía en 95.6%, Fletes en 56.4%, Servicios Técnicos pagados a Terceros en 678.9%, Derechos de Uso y Aprovechamiento de Agua en 23.0%, Gastos de Viaje y Viáticos en 61.8%, Comunicación Social en 15.7%, Gastos de Alimentación en 146.1%, Servicios Básicos en 80%, Servicios Bancarios y Financieros en 53.6%, Otros Impuestos y Derechos en 15.8% y Comisiones por Ventas en 27.9%.

- Los **Pagos relativos a PIDIREGAS** registraron un menor ejercicio por 4,980.9 mdp (5.7%) respecto al presupuesto aprobado. Lo anterior se debe a que en el rubro de **Cargos Fijos** hubo un menor gasto erogado por 7,513.4 mdp (18.3%), debido a menores cargos fijos de capacidad por inferior tipo de cambio y por menor gasto en operación y mantenimiento.
- **En Inversión Física** se ejercieron 42,029.3 mdp, monto menor en 8,614.6 mdp (17.0%) respecto al programado original, destacando el gasto en Mantenimiento que fue menor en 5,364.2 mdp (26.3%), principalmente en los proyectos: Mantenimiento a unidades generadoras Turbogas convencional, Móviles y Ciclo Combinado de la EPS Generación II, Mantenimiento 2021 CT José López Portillo Unidad 4, Mantenimiento de Subestaciones de la Red de Subtransmisión y ZOT 2021, Mantenimiento de Subestaciones de Potencia Transmisión 2021, Mantenimiento 2021-2025 CT Manuel Álvarez Moreno Vapor, Mantenimiento 2021-2025 CT Carbón II Unidad 4, Mantenimiento 2021-2025 CC Agua Prieta II, Mantenimiento 2021-2025 CCC Presidente Juárez U10 y U11, Mantenimiento 2021-2025 CCC San Lorenzo Potencia. Este resultado se debe principalmente a extensos procesos de contratación, aunado a que el CENACE, por confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, no ha autorizado algunas salidas de centrales a mantenimiento.
- El rubro de **Operaciones ajenas** presenta un resultado positivo por 28,030.1 mdp, lo cual es debido principalmente a la recuperación del IVA de ejercicios anteriores, concepto que presenta un saldo de 28,227.4 mdp al cierre de diciembre de 2023.

El Costo Financiero observó un mayor gasto por 27,243.6 mdp, lo que representa el 76.0%. Lo anterior es resultado principalmente del ejercicio de 37,261.9 mdp en el rubro de Coberturas, en comparación de un programado de 11,552.9 mdp, lo que representa un sobre ejercicio de 222.5%.

Transferencias del Gobierno Federal, se recibieron apoyos fiscales por 76,624.8 mdp para subsanar tarifas deficitarias de CFE.

Balance Financiero. El Balance Financiero muestra un resultado positivo por 13,783.7 mdp, mismo que está por arriba de la meta original propuesta de 0.0 mdp. Lo anterior fue debido principalmente al incremento en los ingresos por venta de energía, así como la recuperación de IVA, aunado a un control en los gastos, lo que contribuyó a minimizar el impacto de la diferencia entre el ejercicio y lo programado en el rubro de los combustibles para la generación de energía eléctrica.



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
FLUJO DE EFECTIVO
(Millones de pesos)

Concepto	Ejercidos			Variaciones	
	2021	2022	2023	2022 - 2021	2023 - 2022
(1) Ingresos Netos Propios	384,796.5	425,104.4	481,101.2	40,307.9	55,996.8
Venta de Servicios	375,826.3	414,691.2	458,052.3	38,865.0	43,361.0
Ingresos Diversos	8,970.2	10,413.1	23,049.0	1,442.9	12,635.8
(2) Gasto Neto Programable	489,907.8	528,708.6	480,857.5	38,800.8	(47,851.1)
Gasto Corriente	400,330.4	460,082.7	407,955.6	59,752.3	(52,127.1)
Servicios personales	61,548.2	64,793.0	69,791.8	3,244.8	4,998.8
De Operación	205,570.8	257,649.0	252,695.3	52,078.2	(4,953.7)
Materiales y suministros	169,147.2	215,798.0	200,609.8	46,650.8	(15,188.2)
Combustibles para la generación de Electricidad	129,002.4	175,168.1	165,574.5	46,165.7	(9,593.6)
Gas	62,248.2	74,262.9	39,775.9	12,014.7	(34,486.9)
Diesel	12,225.5	18,264.7	24,718.9	6,039.2	6,454.2
Fletes y costo fijo del transporte de gas	30,876.3	45,853.8	52,874.9	14,977.5	7,021.0
Combustoleo	20,362.9	23,837.4	29,140.4	3,474.5	5,303.0
Carbón	1,958.0	10,912.6	17,482.1	8,954.6	6,569.5
Combustible nuclear	582.1	1,317.9	740.0	735.8	(577.8)
Vapor geotérmico	749.4	718.9	842.2	(30.5)	123.4
Otros materiales y suministros	19,178.3	20,844.4	21,710.5	1,666.1	866.0
Mercado eléctrico mayorista	20,966.5	19,785.5	13,324.8	(1,181.0)	(6,460.6)
Servicios generales	36,423.6	41,851.0	52,085.5	5,427.3	10,234.5
Pagos relativos a Pidiregas	127,591.5	132,279.7	81,800.9	4,688.2	(50,478.8)
Cargos fijos	34,862.0	36,289.3	33,575.3	1,427.3	(2,714.0)
Cargos variables	92,729.5	95,990.4	48,225.7	3,260.9	(47,764.8)
Otras erogaciones	5,619.9	5,361.0	3,667.6	(258.9)	(1,693.5)
Pensiones y jubilaciones	46,731.9	51,324.3	55,521.8	4,592.4	4,197.5
Inversión Física	41,121.5	35,221.0	42,029.3	(5,900.5)	6,808.3
Inversión Financiera	0.0	9,415.1	3,380.9	9,415.1	(6,034.2)
Operaciones Ajenas Netas	1,724.0	(27,334.6)	(28,030.1)	(29,058.6)	(695.6)
(3=1-2) Balance de Operación	(105,111.3)	(103,604.2)	243.7	1,507.1	103,847.9
(4) Transferencias	70,279.0	82,386.7	76,624.8	12,107.7	(5,761.9)
(5=3+4) Balance Primario	(34,832.3)	(21,217.5)	76,868.5	13,614.8	98,086.0
(6) Costo Financiero Neto	19,866.6	13,055.6	63,084.8	(6,810.9)	50,029.1
(7=5-6) Balance Financiero	(54,698.9)	(34,273.1)	13,783.7	20,425.8	48,056.9

Fuente: Essbase CFE

Informe de la Deuda

El saldo de la deuda corporativa de la Comisión Federal de Electricidad al cierre de 2023 alcanzó los **361,835** millones de pesos (mdp) de los cuales el 52% (186,774 mdp) estaba constituida en moneda extranjera, principalmente dólares americanos y en menor importe por euros; mientras que el 48% (175,061 mdp) se estableció en moneda nacional (70%) y en unidades de inversión (30%). Cabe señalar que el 72% (258,985 mdp), se encontraba contratada a tasa fija y el 28% (102,851 mdp) a tasa variable.

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	265,259	125,819	139,440	199,227	66,032
PIDIREGAS	96,576	60,955	35,621	59,757	36,819
Total	361,835	186,774	175,061	258,985	102,851



Con respecto al saldo de la deuda al cierre de 2022 de 384,168 mdp, se observó un decremento de 22,333 mdp, que representó el 6%. Se presenta para fines comparativos, el mismo cuadro con las cifras al 31 de diciembre de 2022.

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	268,273	161,205	107,068	231,938	36,335
PIDIREGAS	115,895	74,320	41,575	70,264	45,631
Total	384,168	235,525	148,643	302,202	81,966

Es conveniente señalar que el decremento de 22,333 mdp del saldo de la deuda se asocia principalmente al tipo de cambio de cierre para 2023 (16.9220 pesos por dólar), inferior en 13% respecto al tipo de cierre de 2022 de 19.4143 pesos por dólar, utilizado para la valuación a moneda nacional al cierre de cada ejercicio.

Respecto a la composición de la deuda, conviene subrayar que, al cierre de 2023, observó una disminución de 20.7% en la moneda extranjera, al pasar de 235,525 millones de pesos al cierre de 2022 a 186,774 millones en 2023, lo que permite disminuir el riesgo por variaciones cambiarias en las divisas, principalmente el dólar americano.

La composición de la deuda al cierre de 2023, muestra que las obligaciones a tasa variable aumentaron 25.5%, lo que representa mayor exposición a las variaciones esperadas en el precio del dinero para 2024, año en el que se espera una tendencia hacia a la baja en las tasas de referencia, principalmente hacia el segundo semestre.

Variaciones	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
	22,333	48,751	(26,418)	43,217	(20,885)

El costo financiero de la deuda, observó un aumento de 50,030 mdp con relación a lo ejercido en 2022. El impacto en este rubro está referido a los desembolsos para el pago de las coberturas financieras, que al contrario del registró una ganancia en 2022, para 2023, se erogaron 37,262 mdp.

Costo Financiero de la Deuda		
(Ejercicio observado millones de pesos)		
Concepto	2022	2023
Deuda Documentada	18,914	19,970
Deuda PIDIREGAS	6,960	7,879
Coberturas	(10,949)	37,262
Ingresos por intereses	1,869	2,026
Total	13,055	63,085

Con relación al pago de obras a contratistas de proyectos de inversión productiva de largo plazo, durante 2023 se desembolsaron 537 mdp, lo que constituyó adquisición de nueva infraestructura financiada para la CFE.

Conviene reiterar que, para el financiamiento de este tipo de proyectos, se han obtenido horizontes de amortización de hasta 30 años a tasa fija en los mercados internacionales, a partir de las colocaciones realizadas por la CFE en los últimos años con los bonos emitidos en el mercado FORMOSA, lo que permite hacerlos consistentes con la vida útil estimada de dicha infraestructura financiada.

Tipo de Deuda	Disposiciones	Amortizaciones
Documentada	154,363	135,463
PIDIREGAS	537	10,486
Total	154,900	145,949

La tabla anterior presenta las disposiciones y amortizaciones efectuadas durante 2023 por tipo de deuda, observándose en la deuda PIDIREGAS un desendeudamiento neto, por 9,949 mdp; mientras que la deuda documentada mostró un endeudamiento neto de 18,900 mdp.

Propuesta Global de Financiamiento y Estrategia de Coberturas

Estrategia de financiamiento de la CFE en 2023

La Propuesta Global de Financiamiento de la CFE para el Ejercicio Fiscal 2023 aprobada por el Consejo de Administración y las acciones desarrolladas en dicho año permitieron contribuir al logro de los objetivos del Plan de Negocios 2023-2027; así como cumplir con el nivel de endeudamiento neto autorizado por el H. Congreso de la Unión en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2023, y alcanzar los siguientes objetivos:

- Obtener los recursos necesarios para financiar el Programa de Inversión de la CFE, en los mejores términos y condiciones, para impulsar la ampliación, modernización, y conservación de la infraestructura eléctrica que requiere el país.
- Asegurar las necesidades de capital de trabajo de forma oportuna y eficiente que permitan cumplir con los objetivos estratégicos e instituciones de la Empresa.
- Implementar esquemas alternativos de financiamiento en condiciones competitivas y favorables para la CFE, incluyendo el acceso a instrumentos basados en Capital (*Equity*), como la Fibra E, entre otros.
- Acceder a los financiamientos en las mejores condiciones económicas que contribuyan a reducir los costos financieros.
- Acceder a los mercados de capitales, nacionales e internacionales, por medio de la emisión de “bonos verdes”, o estructurados bajo criterios “ESG”, para alcanzar condiciones financieras competitivas para la CFE.

- Desarrollar esquemas alternativos de financiamiento en condiciones competitivas y favorables para la CFE, para reducir la necesidad de contratación de deuda para financiar el Programa de Inversión de la Empresa.
- Generar ahorros financieros a través de una política oportuna e inteligente de Refinanciamiento de Pasivos.

a) Operaciones en el mercado internacional de capitales

Emisión de CEBURES en junio de 2023. Dentro de las acciones de financiamiento realizadas durante 2023 en el mercado local de capitales, destaca la colocación de Certificados Bursátiles de Largo Plazo (CEBURES) en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) en el mes de junio de ese año, por un monto de 10,000 millones de pesos (mdp), la cual registró una demanda total de 2.4 veces el monto contratado, lo que refleja la confianza de los inversionistas a la Empresa Productiva del Estado (EPE).

La operación se conformó de tres tramos, en formato de vasos comunicantes: i) uno en Tasa Variable a 1.5 años; ii) uno en Tasa Fija Nominal a un plazo de 7.4 años, y iii) otro a Tasa Fija Real en UDIs a 9.7 años, siendo los dos últimos tramos reaperturas. El primer tramo cuenta con etiqueta Sustentable; el segundo tiene un enfoque Social y, el tercero, una etiqueta Verde. De conformidad con el “*Marco de Referencia para Financiamientos Sostenibles*” de CFE, a través de dichas etiquetas, la EPE se compromete a destinar un monto similar a los obtenidos en la emisión de CEBURES al financiamiento de acciones y proyectos de inversión dentro de las siguientes categorías:

Categoría Verde: i) Energías Renovables; ii) Eficiencia Energética; iii) Transporte Limpio; iv) Edificios Ecológicos.

Categoría Social: Acceso a Servicios Básicos Gratuitos o Subsidiados, como provisión de internet y suministro de energía eléctrica en comunidades apartadas y marginadas, entre otros.

Dicho marco de actuación en materia de financiamiento sostenible cuenta con la opinión de la empresa especializada en materia Ambiental, Social y Gobernanza (“ASG”) a nivel internacional “*Sustainalytics*”, y se alinea a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), concretamente los ODS 7, 9 y 11; a los principios de bonos y préstamos verdes y sociales de diferentes asociaciones a nivel internacional, y a la “*Taxonomía Sostenible de México*” de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

La distribución de los montos en cada tramo y la correspondiente tasa de interés fueron los siguientes:

- **CFE 23X:** con un monto de 3,378.3 mdp, a tasa variable a 1.5 años de TIIE 28d más 35 puntos base (pbs), con etiqueta Sustentable.
- **CFE 22-2S (reapertura):** con un monto de 3,153.8 mdp a 7.4 años, a tasa fija nominal de Bono M más 169 pbs, con etiqueta Social.

- **CFE 22UV (reapertura):** con un monto de 3,467.8 mdp a 9.7 años, a tasa fija real de Udibono más 152 pbs, con etiqueta Verde.

Las colocaciones contaron con calificación AAA en escala local, emitidas por las agencias calificadoras Fitch Ratings, Moody's y Standard and Poor's. Esta emisión de CEBURES mostró el compromiso de la CFE con la sostenibilidad, la transición energética y la inclusión social, como Empresa Socialmente Responsable, y contribuyó a fortalecer el papel de la Empresa para materializar los beneficios y oportunidades del *nearshoring* en México. Además, exhibió una clara confianza de los inversionistas nacionales en la empresa eléctrica de todos los mexicanos, la cual tiene como objetivo contribuir de forma positiva a mejorar los niveles de bienestar de la sociedad mexicana.

Emisión de CEBURES en diciembre de 2023. En el mes de diciembre de 2023, CFE realizó una nueva una colocación de CEBURES en la BMV por un monto total de 10,000 mdp. La emisión total se conformó de tres tramos en formato de vasos comunicantes: i) una en Tasa Variable a 3 años de duración; ii) otro a Tasa Fija Nominal a un plazo de 6.3 años, y iii) otro a Tasa Fija Real en UDI a un periodo de 12 años, los últimos dos tramos con liquidación bajo el formato *Euroclearable*.

Los tres tramos fueron etiquetados con la categoría de Sustentable, bajo el “*Marco de Referencia para Financiamientos Sostenibles*”, con lo que CFE se comprometió a continuar impulsando acciones sustentables y sociales, al destinar un monto similar de recursos a los obtenidos en la emisión de CEBURES al financiamiento de proyectos de inversión elegibles, de acuerdo a las categorías de proyectos Verdes y Sociales consideradas en dicho marco de actuación.

A pesar del número elevado de emisiones al final del año realizadas por corporativos mexicanos, los principales inversionistas locales mostraron un elevado interés por participar en la emisión de la CFE, con más de 100 posturas de instituciones financieras como Administradoras de Fondos para el Retiro (Afores), Aseguradoras, Sociedades de Inversión, Bancos Comerciales, Banca de Desarrollo, Banca Privada, Organismos Públicos, Fondos de Inversión y Casas de Bolsa, entre otros. La emisión contó con una sobredemanda de 1.9 veces del monto total, lo que permitió reducir de forma importante el margen de los precios iniciales de referencia (IPTs, por sus siglas en inglés¹⁰).

La distribución de los montos en cada tramo y formato registraron las siguientes condiciones financieras:

- **CFE 23-2X:** con un monto de 2,844.1 mdp, a un plazo de 3 años a tasa variable de TIIE 28 días más 56 pbs.
- **CFE 23-3X:** con un monto de 2,512 mdp, a un plazo de 6.3 años y un precio de tasa Bono M más 165 pbs.
- **CFE 23UX:** con un monto de 4,643.6 mdp a 12 años, con un precio de tasa real de Udibono más 160 pbs.

¹⁰ *Initial Price Talks (IPTs).*

Esta colocación de CEBURES confirmó a la CFE como un participante sólido y recurrente en el mercado de deuda local y muestra el compromiso de la empresa con la sustentabilidad, al promover la ejecución de proyectos de inversión que aceleran la transición energética en México, así como para alcanzar un país más equitativo e incluyente con acciones como la provisión del servicio público de electricidad e internet en las comunidades remotas.

b. Operaciones en el mercado internacional de capitales

Operación de “Administración de Pasivos” (*Liability Management*). En septiembre de 2023, la CFE llevó a cabo una operación de “Administración de Pasivos” en el mercado internacional de capitales, bajo el formato 144 A / RegS, por un monto objetivo de 800 millones de dólares (mdd) y un monto máximo de hasta 1,000 mdd.

La operación consistió en la recompra voluntaria de cuatro bonos internacionales emitidos con anterioridad por la CFE en moneda extranjera, con criterios de prioridad conforme al plazo de vencimiento, siendo el bono de corto plazo el de mayor interés y los bonos de largo plazo de menor preferencia.

Esta segunda operación de “Administración de Pasivos” de la CFE en el mercado internacional tuvo los siguientes objetivos: i) disminuir el riesgo de refinanciamiento de corto plazo; ii) mejorar el perfil de vencimientos de la deuda; iii) ampliar la vida promedio de la deuda, en sintonía con los activos productivos de la empresa; iv) reducir el nivel de endeudamiento de CFE en moneda extranjera, y v) generar ahorros financieros para orientarlos a su Programa de Inversión.

Conforme al racional de la operación, la CFE aceptó la totalidad de las ofertas presentadas por un monto nominal de 877.5 mdd de los cuatro bonos. La ejecución de la operación por bono fue la siguiente:

- **Bono “4.875% Notes due 2024”:** se adquirió un total nominal de 482.6 mdd, cifra que representa el 55.5% del monto total en circulación.
- **Bono “4.750% Notes due 2027”:** se recompró un total nominal de 325.7 mdd, lo que significa el 40.0% del monto disponible en los mercados.
- **Bono “6.125% Notes due 2045”:** se tomaron las ofertas por una cantidad de 16.0 mdd, monto que representa el 2.6% del total en circulación.
- **Bono “5.750% Notes due 2042”:** se recompró un monto de 53.2 mdd, siendo el 9.4% del saldo total vigente previo a la operación.

Los resultados de la operación permitieron generar un ahorro de capital de 20.5 mdd, dado que todos los bonos fueron recomprados por debajo de par (valor nominal). También, la CFE obtendrá un ahorro financiero acumulado de 146.3 mdd por intereses evitados del plazo remanente de los bonos. Adicionalmente, la Empresa aprovechó las condiciones cambiarias para reducir el costo en pesos de la deuda recomprada en moneda extranjera.

Los ahorros financieros generados por esta operación permitirán fortalecer el Programa de Inversión de la CFE para incrementar, modernizar, rehabilitar y mantener los activos productivos y la infraestructura eléctrica que permitan atender la creciente demanda de energía eléctrica derivada de fenómenos como el *nearshoring*, así como acelerar los planes de transición energética para reducir los impactos negativos al medio ambiente de forma relevante, en particular las emisiones de gases de efecto invernadero,

además de los proyectos para incrementar la productividad y competitividad de la empresa eléctrica de todos los mexicanos.

Operación de recompra de bono internacional con vencimiento en 2024. Como parte de la estrategia financiera de la actual Administración de la CFE para tener un manejo y gestión de la deuda prudente, responsable, proactiva y eficiente, en diciembre de 2023, se llevó a cabo una operación en el mercado internacional de capitales para recomprar, de forma anticipada, el monto que permanecía en circulación del Bono “4.875% Notes due 2024”, por un total de 387 mdd, a un precio igual a par, el cual pagaba un cupón de 4.875% y tenía fecha de vencimiento en enero de 2024.

Esta operación permitió a la CFE liberar presiones de pago de deuda externa para el año 2024 y, con ello, contribuir a una transición ordenada, transparente y saludable en materia financiera, y evitar riesgos económicos de corto y mediano plazos.

c. Otras operaciones de financiamiento

Además de las colocaciones y operaciones financieras realizadas en los mercados de capitales nacional e internacional, durante 2023 la CFE llevó a cabo las siguientes transacciones de financiamiento, a través de contratos de créditos con la banca comercial y con Agencias de Desarrollo internacional, principalmente, para hacer frente a obligaciones financieras asociadas a Deuda Documentada; financiar actividades previstas en la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y realizar el pago de proyectos de inversión en infraestructura:

- i) Durante 2023, CFE contrató 3 créditos cuenta corriente con Banco Mercantil del Norte
 - Enero: se contrató un crédito por un monto de 4,000 mdp por un plazo de ocho meses. De dicho crédito, se realizaron cinco disposiciones, tres de las cuales fueron por plazos de un mes, a una tasa TIIE de 28 días más un margen de entre 90 pbs y 95 pbs. Asimismo, hubo otras dos disposiciones por periodos de tres y cuatro meses, a una tasa de interés TIIE de 91 días más 100 pbs.
 - Febrero: se contrató un crédito por un monto de 3,000 mdp, por un plazo de ocho meses, a una tasa TIIE 91 días más 130 pbs.
 - Noviembre: se contrató por un monto de 200 mdd, o su equivalente en pesos. De este crédito, se hicieron dos disposiciones: una por 1,500 mdp a tres meses, a una tasa TIIE 91 días más 125 pbs, y otra por 1,250 mdp a cuatro meses, a una tasa TIIE 91 días más 130 pbs.
- ii) Durante febrero de 2023, la CFE dispuso de la Línea de Crédito Revolvente Comprometida contratada con Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) por un monto de 100 mdd a plazo de un año y una tasa de SOFR a plazo más 95 pbs.
- iii) En noviembre de 2023, CFE contrató la extensión de 12 meses del contrato en cuenta corriente con Banco Santander México, S.A. por un monto de 8,000 mdp, firmado originalmente en noviembre de 2022. De este contrato, a lo largo de 2023 se dispuso en cinco ocasiones por montos desde 1,000 mdp, hasta 6,000 mdp, a plazos de uno a cuatro meses, y a tasas de interés de TIIE 28 días más un margen de entre 90 pbs y 95 pbs.

- iv) Durante marzo de 2023, CFE contrató tres créditos quirografarios con BBVA México, S.A.: uno por 3,000 mdp y dos por 2,000 mdp, todos éstos a un plazo de 3 meses y a una tasa de TIIE 28 días más 80 pbs. En agosto y septiembre se contrataron dos créditos por 1,500 mdp, cada uno, a un plazo de tres meses y sobretasas de 90 pbs y 85 pbs, respectivamente. Durante noviembre, se contrataron dos créditos, uno por 1,500 mdp y otro por 500 mdp, ambos a tres meses y una sobretasa de 90 pbs.
- v) En 2023, CFE mantuvo una línea de crédito autorizada con Scotiabank Inverlat, S.A. por un monto de 6,400 mdp, misma que fue incrementada a 7,200 mdp en el mes de diciembre. A lo largo del año, CFE realizó disposiciones de esta línea de crédito a través de la suscripción de pagarés quirografarios.
- vi) CFE dispuso del Crédito Sindicado Revolvente que fue renovado en diciembre de 2022 por un monto de 1,540 mdd, por un plazo de tres años, la cual podrá ser extendida de forma opcional hasta por dos años más, para un plazo total de cinco años. Durante 2023, se realizaron siete disposiciones por un total de 1,200 mdd a lo largo del año, a una tasa de interés de SOFR 3 meses más 125 pbs.
- vii) A lo largo de 2023, la CFE dispuso de la Línea de Crédito Revolvente no Comprometida con la Corporación Andina de Fomento (CAF), la cual se contrató en noviembre de 2022 con el propósito de fortalecer las actividades operativas de la CFE para coadyuvar al suministro de energía eléctrica en México y, con ello, contribuir a la reactivación económica de México derivado de los impactos ocasionados por la pandemia ocasionada por el virus SARS-CoV2.
- La primera disposición se realizó en enero por 200 mdd, a un plazo de 3 meses y una tasa de interés SOFR de tres meses más 45 pbs. En abril del mismo año se dispusieron nuevamente 200 mdd a un plazo de 6 meses y una tasa de interés SOFR 6 meses más 50 pbs, mismos que se renovaron en octubre a un plazo de 2 meses y una tasa de interés SOFR 2 meses más 45 pbs.
- viii) Durante 2023, se efectuaron tres desembolsos de la Línea de Crédito a largo plazo suscrita con la Agence Française de Développement (AFD) en octubre de 2021 por un monto total de 200 mde con un formato amortizable y a plazo de 20 años, a una tasa EURIBOR 6 meses más 210 pbs, para el financiamiento de la modernización y repotenciación de diversas centrales hidroeléctricas de CFE
- El primer desembolso fue en febrero, por un monto de 29.4 millones de euros (mde); el segundo, en diciembre por 10.6 mde, y el tercero por 4.4 mde. En todos los casos, los desembolsos fueron bajo la modalidad de pago directo a los contratistas.
- ix) En junio de 2023, CFE desembolsó 98.7 mdd de la Línea de Crédito a largo plazo contratada con la AFD en julio de 2019, por un monto total de 150 mdd, a un plazo de 20 años y una tasa de interés de SOFR 6 meses más 265 pbs, para financiar proyectos renovables.
- x) En noviembre 2023, se efectuó desembolso por 18.5 mdd destinado al financiamiento de importaciones, proveniente de la Línea de Crédito comercial contratada en junio de 2018 con Banco Nacional de México, S.A., cuyo destino fue financiar la compra de uranio para la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde. Este financiamiento fue a plazo de un año y una tasa de interés SOFR 12 meses más 130 pbs.

d. Financiamiento de Proyectos de Obra Pública Financiada

Durante 2023 se dispusieron recursos provenientes del Bono “Dual Listed” IV, listado en la Bolsa de Valores de Taipéi y de Luxemburgo, emitido en 2020 bajo la Regulación S por 900 mdd, a 30 años y a una tasa de interés fija del 4.05%, para el pago de Proyectos de Inversión en Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) de Inversión Directa, también conocidos como Obra Pública Financiada (OPF).

De dicho Bono, en 2023 se dispusieron 30.4 mdd para el pago de tres PIDIREGAS de Inversión Directa: i) 214 SE 1210 Norte-Noroeste, ii) 338 SLT 2020 Subestaciones, Líneas y Redes de Distribución (3ª y 12ª fases) y iii) 352 SLT Transformación y Transmisión Querétaro, Isla del Carmen, Nuevo Casas Grandes y La Huasteca (Nuevo Casas Grandes Banco 3).

Como se aprecia en el siguiente cuadro, estos proyectos permitirán incrementar capacidad de distribución y transmisión en 160 Megavolts-amperio (MVA), 33.6 Mega Volts-Amperes Reactivo (MVA_r), 60.0 Kilómetros-circuito (km-C) y 4 Alimentadores (A).

PIDIREGAS pagados en 2023 y metas físicas

Proyecto PIDIREGAS		Monto (mdd)	Monto (mdp)	Metas físicas			
				Megavolt - ampere (MVA)	Megavolt - ampere reactivo (MVA _r)	KM - circuito (Km-C)	Alimentadores (A)
A. Distribución		19.6	63.4	60.0	3.6	60.0	4
1	214 SE 1210 NORTE-NOROESTE	7.5	29.8	30.0	1.8	39.6	0
2	338 SLT 2020 SUBESTACIONES LÍNEAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN (3a fase)	6.8	15.1	0.0	0.0	19.4	2
3	338 SLT 2020 SUBESTACIONES LÍNEAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN (12a fase)	5.2	18.5	30.0	1.8	1.0	2
B. Transmisión		7.3	0.0	100.0	30.0	0.0	0
4	352 SLT Transf y Transm Qro IslaCarmen NvoCasasGrands y Huasteca (3a fase)	7.3	0.0	100.0	30.0	0.0	0
C. Total (A+B)		26.8	63.4	160.0	33.6	60.0	4

El tipo de cambio utilizado fue el publicado por el DOF un día hábil antes de cada pago.

Fuente: Subdirección de Financiamiento y Coberturas.

e. Indicadores de desempeño de la Deuda Directa Total de CFE

Los resultados señalados en los apartados anteriores se lograron con una reducción de las obligaciones financieras de la CFE en 2023. En particular, al cierre de diciembre de 2023 el saldo registrado de la Deuda Directa Total de la CFE fue de 361,835 mdp, lo que representa una disminución de 5.8% respecto del nivel observado en diciembre de 2022.

La reducción de la Deuda Directa Total de CFE se explica, en parte, por el adecuado manejo de las obligaciones financieras de la empresa, así como a la apreciación del tipo de cambio observado en los últimos meses, ya que la deuda denominada en moneda extranjera se redujo 20.7%, al pasar de 235,525 mdp a 186,775 mdp.

Deuda Directa Total de CFE al 31 de diciembre de 2023 (millones de pesos)

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	265,259	125,819	139,440	199,227	66,032
PIDIREGA*	96,576	60,955	35,621	59,757	36,819
Total	361,835	186,775	175,060	258,985	102,851

*Inversión directa

Tipo de cambio: 16.9220 pesos por dólar.

Fuente: Subdirección de Financiamiento y Coberturas.

Por su parte, al realizar un análisis comportamiento de las obligaciones financieras de CFE del inicio de la presente Administración (cierre de 2018) a 31 de diciembre de 2023, se tienen los siguientes resultados:

- El saldo de la Deuda Directa Total se incrementó en sólo 4.8%, menor a la inflación acumulada en ese periodo, que fue de 28.5%.
- En términos de crecimiento promedio anual, el incremento de la Deuda Directa Total fue menor a un dígito: 0.9%, menor a la inflación anual observada en el periodo.
- Por tipo de moneda, del 31 de diciembre de 2018 al mismo periodo de 2023, la Deuda Directa Total denominada en moneda extranjera se redujo 2.2%, lo que en términos relativos significa que pasó de representar 55.3% a 51.6% del saldo total, lo que se traduce en un menor riesgo cambiario para la Empresa.
- Del 31 de diciembre de 2018 al mismo periodo de 2023, la Deuda Directa Total de CFE contratada en tasa fija aumentó 6.6%, mientras que la contratada a tasa variable se incrementó en sólo 0.4%, lo que contribuye a reducir el riesgo de variación en la tasa de interés de la deuda.
- El monto total de obligaciones que fueron sujetas a "Administración de Pasivos" durante el periodo suma 2,493 mdd, lo que representa el 11.7% de total de la Deuda Documentada de la CFE.

Cabe señalar que, ante un entorno de una política monetaria restrictiva en México y en el mundo, con el objetivo de combatir las elevadas tasas de inflación, CFE ha logrado contener el costo financiero de la deuda en términos reales.

Indicadores de desempeño de la Deuda Directa de CFE 2018-2023

Concepto	2018	2023	Variación 2023/2018		
			Absoluta	Relativa (%)	TMAC ² (%)
Deuda Directa Total (mdp)	345,395	361,835	16,440	4.8%	0.9%
<i>Por tipo</i>					
Documentada	215,781	265,259	49,479	22.9%	4.2%
PIDIREGA ¹	129,614	96,576	-33,038	-25.5%	-5.7%
<i>Por moneda</i>					
Local	154,334	175,060	20,726	13.4%	2.6%
Extranjera	191,061	186,775	-4,286	-2.2%	-0.5%
<i>Por formato de tasa</i>					
Fija	242,972	258,985	16,013	6.6%	1.3%
Variable	102,423	102,851	427	0.4%	0.1%
"Manejo de Pasivos" (% de la Deuda Documentada Total)					
% de obligaciones sujetas a "Manejo de Pasivos" ³	0.0%	11.7%			

¹ Inversión directa.

² TMAC: Tasa Media Anual de Crecimiento.

³ Incluye las operaciones de administración de pasivos de 2019 a 2023.

Fuente: Subdirección de Financiamiento y Coberturas.

f. Operaciones de financiamiento a través de los fideicomisos FIEL y FPGC

Estrategia de financiamiento de los Fideicomisos (FISOS). Con el objetivo de complementar el gasto de inversión en infraestructura eléctrica que requiere el país y contribuir a alcanzar los objetivos estratégicos establecidos en el Plan de Negocios vigente de la CFE, a través de un mecanismo de financiamiento que no represente deuda directa para la Empresa Productiva del Estado (EPE) y garantice la viabilidad técnica, económica, financiera, social y ambiental de los proyectos a desarrollar, durante 2021 la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) constituyó el “*Fideicomiso de Energías Limpias No. 10670*” (“*FIEL*”) y el “*Fideicomiso de Proyectos de Generación Convencional No. 10673*” (“*FPGC*”).

Estos Fideicomisos (FISOS) representan vehículos acreditados ante los Bancos, Agencias de Desarrollo y Agencias de Crédito para la Exportación (ECAs, por sus siglas en inglés: “Export Credit Agencies”), entre otras instituciones financieras, para el financiamiento y desarrollo de proyectos estratégicos de generación de CFE. En el caso del FIEL, los proyectos se basan en tecnologías limpias y renovables, como son: hidroeléctricas, geotermoeléctricas, fotovoltaicas, eólicas, hidrógeno verde, principalmente. En el caso del FPGC, los proyectos son centrales de Ciclo Combinado y Combustión Interna, principalmente, cuyo insumo básico es el gas natural.

En ambos FISOS, CFE funge como Fideicomitente el Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C., Institución de Banca de Desarrollo, como Fiduciario los acreedores y beneficiarios, como Fideicomisarios en Primer Lugar, y las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y la CFE como Fideicomisarios en Segundo Lugar.

Los FISOS actúan como medio de “Garantía”, ya que fungen como acreditados de los financiamientos requeridos para el desarrollo de los proyectos, los cuales cuentan con el aval o garantía solidaria del Corporativo de CFE. Por este motivo, este mecanismo no incrementa los límites de endeudamiento neto autorizados por el Congreso de la Unión en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF).

Por otro lado, los FISOS operan también como mecanismo de “Administración y Fuente de Pago” ya que, por cuenta y orden de las EPS de Generación, llevan a cabo el proceso de contratación de las empresas constructoras; la supervisión del avance de las obras; la verificación del cumplimiento de los hitos del Programa de Pagos de los proyectos, y el pago de dichos hitos conforme éstos se van autorizando.

La estrategia de financiamiento de los FISOS considera dos fases:

Fase 1: Créditos Puente

Corresponde a financiamientos de corto plazo contratados con la banca comercial, principalmente, para el pago de las actividades y/ gastos previos (como estudios y/o derechos de vía, por ejemplo), así como de las obras iniciales de los proyectos, lo que evita retrasos en el arranque de los proyectos, en tanto se formalizan los financiamientos de largo plazo a través de ECAs y/o Agencias de Desarrollo (Fase 2).

En este sentido, en 2023 se llevó a cabo la contratación de financiamientos de corto plazo (créditos simples, líneas de crédito no comprometidas, créditos quirografarios y créditos de cuenta corriente) con la banca comercial, entre ellos BBVA México, S.A.,

Banco Mercantil del Norte S.A., BNP Paribas S.A., Banco Nacional de México, S.A., Bank of America N.A., Scotiabank Inverlat, S.A., Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Banco Monex, S.A. y HSBC México, S.A.

Fase 2: Créditos con Agencias de Desarrollo (ECAs por sus siglas en inglés)

Considera la contratación de financiamientos con características que se adecúan al periodo de maduración y vida útil de los proyectos. En particular, al tratarse de proyectos con un determinado periodo de construcción y una vida útil de 20 años o más, esta fase considera la contratación de financiamientos de largo plazo y con un periodo de gracia similar al periodo de construcción con seis meses adicionales, a efecto de propiciar que los proyectos de inversión sean autofinanciables durante todo el periodo del crédito.

Para ello, la CFE gestiona financiamientos a través de ECAs y/o Agencias de Desarrollo, las cuales cuentan con la garantía de sus gobiernos con elevada calidad crediticia, lo que permite obtener créditos de largo plazo con la banca nacional o internacional para el financiamiento de, al menos, el 85% del valor del proyecto, con un periodo de gracia y un costo financiero competitivo, condiciones que no son ofrecidas por otras instituciones financieras.

Con relación al plazo, en particular, el consenso entre los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) es de 18 años para proyectos basados en tecnologías renovables, como las hidroeléctricas, y un mínimo de 12 años para los proyectos de “*Transición Energética*”, como los basados en Ciclo Combinado, además del periodo de construcción.

Finalmente, los financiamientos a través de ECAs y/o Agencias de Desarrollo, ofrecen la opción de reembolsar los pagos realizados a los contratistas a través de los créditos de corto plazo, lo que permitirá ir sustituyendo los financiamientos de la Fase 1 con los contratados en la Fase 2. Con ello, se incrementará el plazo promedio de la deuda de los Fideicomisos y se reducirá el costo financiero de dichas obligaciones.

Durante 2023, se firmaron tres contratos de crédito de largo plazo: i) uno con la agencia MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency) del Banco Mundial por 334 mdd y ii) dos con la ECA austriaca OeKB (Oesterreichische Kontrollbank Aktiengesellschaft) por un monto conjunto de 292 mdd, para financiar la repotenciación y modernización de distintas centrales hidroeléctricas.

En los próximos meses se espera formalizar créditos con cinco ECAs por alrededor de 2,000 mdd para financiar el desarrollo de Centrales de Ciclo Combinado (CCC) de nueva generación, cuya capacidad considera el uso de hidrógeno verde hasta en un 30% y 70% de gas natural, contribuyendo a la reducción de emisiones de CO₂ en 50% respecto a las CCC convencionales.

g. FIBRA E

La Fibra E es un vehículo financiero que ofrece a los inversionistas una participación en activos maduros con flujos netos de ingresos predecibles y estables, bajo un régimen fiscal que les otorga beneficios impositivos corporativos, lo que permite generar mayores distribuciones a los tenedores de los certificados. Las características más relevantes de la FIBRA E son las siguientes: régimen fiscal favorable, no representa deuda, aminora riesgos, favorece la transparencia y la certidumbre.

i. Emisión y evolución de la Fibra E

El 8 de febrero de 2018, CFE Transmisión emitió Certificados Bursátiles Fiduciarios de Inversión en Energía e Infraestructura (“CBFE’s”) con una vigencia de 30 años, por un importe neto de 15,494 mdp. A través de estos recursos, CFE Transmisión deberá financiar proyectos de inversión en infraestructura que respondan a las prioridades establecidas por la nueva Administración y ofrezcan una rentabilidad superior a las distribuciones pagadas a los inversionistas.

La evolución favorable del precio de los CBFE’s al cierre de 2023 refleja tanto la confianza de los inversionistas en la actual Administración de la CFE, como los rendimientos recibidos por su inversión realizada en CFE Transmisión. En particular, el precio de mercado de los CBFE’s ha incrementado en un 39.5% al pasar de 19.0 pesos en febrero de 2018 a 26.50 pesos por certificado en diciembre de 2023 por CBFE. Esto representa un atractivo rendimiento para los tenedores originales.

Evolución del Precio de los CBFE

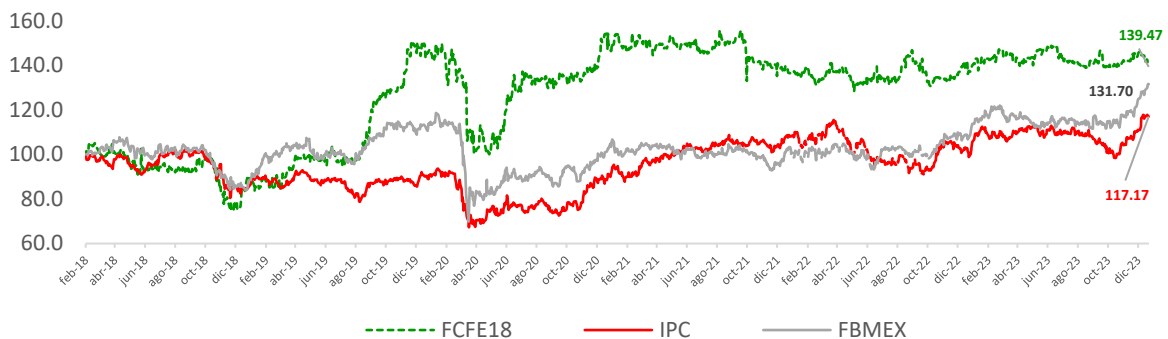


Fuente: Análisis de la DCF / Subdirección de Financiamiento y Coberturas con datos de Bloomberg.

ii. Fibra E contra otras opciones de inversión

Al comparar la evolución de la Fibra E contra otras opciones como el Índice de Precios y Cotizaciones, o el índice FBMEX, se aprecia que, al cierre de 2023, la Fibra E se mantuvo como una alternativa mucho más atractiva para los inversionistas, al presentar un rendimiento superior de 19.0% vs el INPC y de 6.0% respecto al índice de Fibras respectivamente.

Fibra E vs otras opciones de inversión



Fuente: Análisis de la Dirección Corporativa de Finanzas / Subdirección de Financiamiento y Coberturas con datos de Bloomberg.

Estrategia de Coberturas

Durante 2023 la Dirección Corporativa de Finanzas continuó con la implementación de la Estrategia de Coberturas, la cual consistió en disminuir gradualmente la exposición en moneda extranjera del portafolio de la deuda documentada y PIDIREGAS (Inversión Directa), conforme a las metas establecidas, a través de nuevas operaciones de coberturas con instrumentos financieros derivados, la adquisición de dólares con anticipación (compras graduales de dólares en el mercado spot), la adquisición de forwards de moneda para cubrir obligaciones relevantes a una fecha específica o la contratación de swaps de tipo de cambio. Por su parte, en 2023 se fortalecieron las acciones en materia de cobertura de combustibles iniciadas a partir de octubre 2021 con la cobertura del Gas Natural, mediante opciones (calls) y swaps.

a. Operaciones con Instrumentos Financieros Derivados

En línea con la Estrategia de Coberturas 2023, se realizaron las siguientes operaciones:

i. FX y tasa

A continuación, se detalla el resumen de transacciones realizadas respecto a las coberturas del tipo de cambio y tasa de interés de las obligaciones financieras de CFE, las cuales se enfocaron en el objetivo de hacer más eficientes las condiciones del mercado existentes por los diferenciales de tasas de interés entre México y Estados Unidos.

- i) Cobertura de 612.7 mdd del Bono CFE 2051 mediante una estructura de cobertura de Principal (*Principal Only*). Para dicha cobertura, se fijaron 412.7 mdd a una tasa variable ponderada de TIIE-594 pbs y el resto 200 mdd a una tasa fija de 1.95% hasta el plazo de vencimiento.
- ii) Cobertura de 50.7 mdd del Bono CFE 2033, bajo la modalidad de *Cross Currency Swap*, mismo que incluye tanto cupones como principal mediante la contratación de tramo en tasa fija por un plazo de dos años a una tasa 6.85% y el resto de la cobertura a una tasa variable de TIIE-150 pbs hasta su vencimiento.
- iii) Cobertura de 93.3 mdd del Bono Formosa 2050 a un plazo de 9 años mediante estructura de *Cross Currency Swap* con un tramo en tasa fija por un plazo de año y medio a una tasa de interés de 5.60% y el resto a una tasa variable de TIIE-150 pbs.
- iv) Migración de 162.5 mdd de la posición de la contraparte Credit Suisse a JP Morgan, misma que se integra de 112.5 de la cobertura del Bono Formosa 2050 y 50 mdd del Bono CFE 2029 a vencimiento con las mismas características iniciales contratadas.
- v) Cobertura de 100 mdd de vencimientos de amortizaciones de la línea de crédito AFD mediante la estructura de *Coupon Only Swap* hasta el mes de julio 2032 a una tasa de interés TIIE-818 pbs.
- vi) Extensión de 459.7 mdd correspondientes al vencimiento de la posición primaria correspondiente al *Private Placement* contratado en 2016 cubriendo para ello, el principal bajo la modalidad de "*Principal Only*" con un componente de pagos de tasa fija los primeros dos años y de tasa variable hasta su vencimiento (2036).
- vii) Cobertura de 200 mdd del Bono CFE 2042 mediante la modalidad de *Principal Only Swap* con un componente de tasa fija los primeros tres años y posteriormente el pago de una tasa variable hasta su fecha de vencimiento.



- viii) Cobertura de 144.1 mdd del Bono CFE 2045 mediante la modalidad de *Principal Only Swap* con un componente de tasa fija los primeros tres años y posterior a tasa variable hasta su fecha de vencimiento.
- ix) Cobertura de 85 mdd del Bono Formosa 2047 bajo la modalidad de cobertura de Principal (*Principal Only*) con fecha de inicio en el año 2033 a una tasa variable de TIIE-850 pbs hasta su vencimiento.
- x) Reestructura de las posiciones de tasa variable de CFE referenciadas a la tasa LIBOR 6 M a su equivalencia en Term SOFR como resultado de las modificaciones de cambio de tasas de referencia en el mercado.
- xi) Liquidación total en el mes de diciembre de 2023 de la posición primaria remanente correspondiente al Bono CFE 2024 por un monto de 387.1 mdd, derivado de la operación e “Administración de Pasivos” realizada en dicho mes. Por tal motivo, las coberturas de los Bonos 2024 y 2027 se reclasificarán a otras posiciones cuando las condiciones de mercado lo permitan.

ii. **Commodities (precio de combustibles)**

Durante el ejercicio 2023, se realizó la extensión del programa de coberturas financieras de la posición de Gas Natural manteniéndose vigentes 351 contratos equivalentes a una cobertura estimada de 46.9% para el periodo hasta el mes de octubre 2024.

El portafolio de coberturas de Gas Natural incluye opciones NYMEX y Swaps de índice Houston Ship Channel y basis de NYMEX.

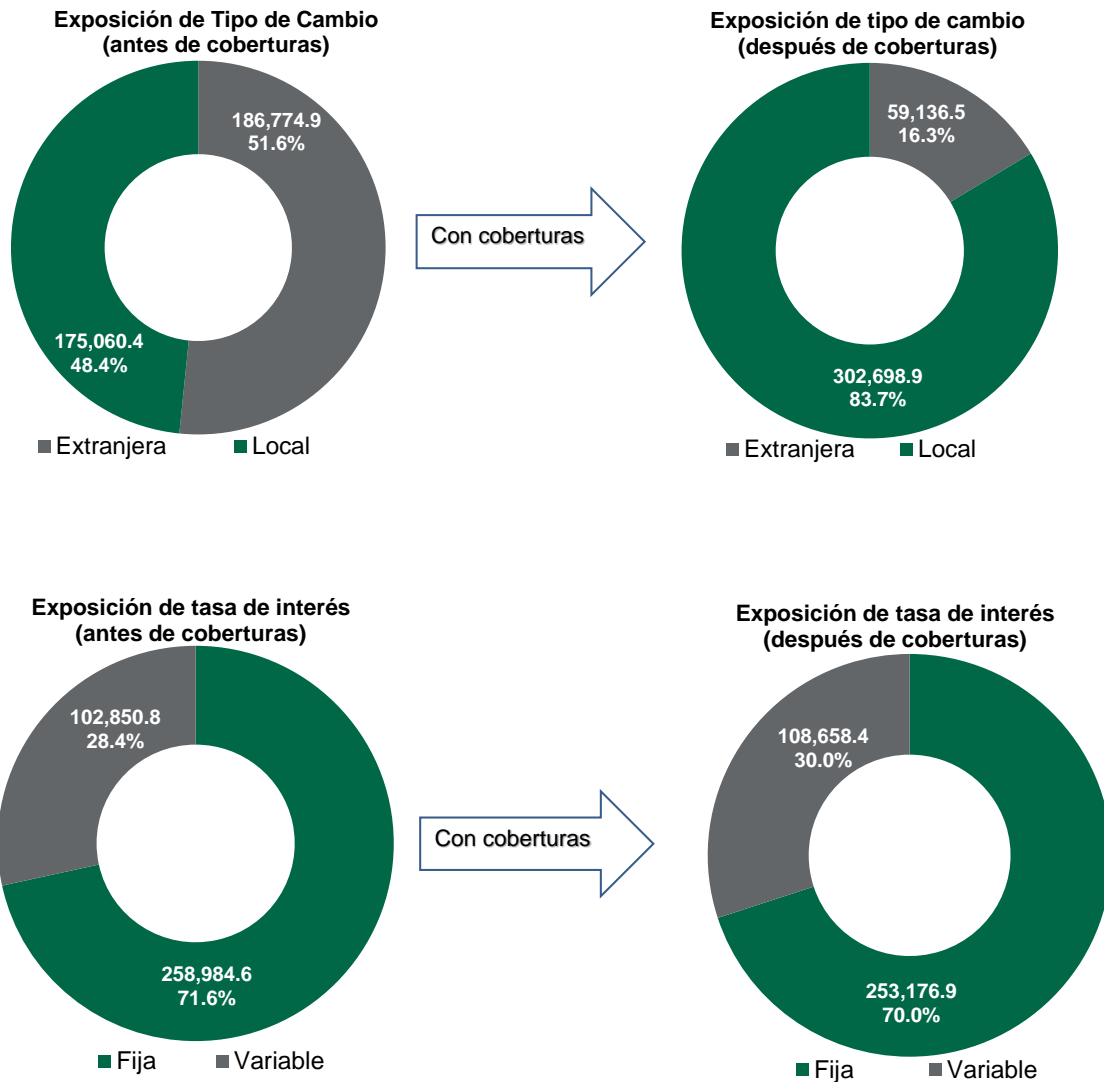
b. **Indicadores de desempeño de la estrategia de coberturas**

i. **Portafolio de Coberturas Financieras de la deuda con Derivados**

Con las acciones antes descritas, al cierre de 2023 el nivel de exposición de la Deuda Total denominada en moneda extranjera se logró reducir de 51.6% a sólo 16.3%, lo que significa una cobertura de 127,638.5 mdp (7,542.8 mdd). En lo referente a coberturas de tasa de interés, la exposición de la Deuda Total se ubicó en 30.0%, lo que representa 108,658.4 mdp (6,421.1 mdd).



Exposición cambiaria y por tipo de interés de la Deuda Total antes y después de coberturas al 31 de diciembre de 2023



Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

El valor de mercado del portafolio de coberturas financieras de la deuda de CFE al cierre de 2023 fue de -11,348.4 mdp; cabe señalar que todas las operaciones se han realizado con instituciones financieras locales e internacionales con calidad crediticia de "Grado de Inversión".

ii. Indicadores de desempeño de las coberturas financieras de CFE

Al contrastar los resultados en las coberturas financieras registrados al cierre de 2023, respecto de la situación prevaleciente al 31 de diciembre de 2018, se tiene que la exposición de la Deuda Directa Total al tipo de cambio se redujo de 23.8% al inicio de la presente Administración, a sólo 16.3%. La meta para 2024 es disminuir la exposición al tipo de cambio al 15%.



Por su parte, la exposición de la Deuda Directa Total a la tasa de interés, si bien, al cierre de 2023 registró 30%, dado el contexto de altas tasas de interés experimentado en los últimos meses, se tiene una meta de exposición de 20% para 2024.

En cuanto a la cobertura del precio del gas natural, al 31 de diciembre de 2023 se alcanzó 46.9% de la cobertura de dicho combustible, con una meta para 2024 de al menos 50%.

**Indicadores de desempeño de las coberturas
financieras de CFE 2018-2023**
(%)

Concepto	2018	2023
Deuda Documentada y Pidirega (ID)		
<i>Por tipo</i>		
<i>Exposición fluctuación FX</i>	23.80%	16.30%
<i>Exposición fluctuación Tasa de Interés</i>	24.20%	30.00%
Gas Natural		
<i>% de cobertura financiera Gas Natural</i>	0.00%	46.90%

¹ TMAC: Tasa Media Anual de Crecimiento.

Fuente: Subdirección de Financiamiento y Coberturas.



INGENIERÍA Y PROYECTOS

La **Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura** es el área de la CFE responsable de la ejecución de las actividades previas (estudios técnicos, gestión inmobiliaria, gestión de permisos gubernamentales, evaluación del impacto ambiental, social y arqueológicos, entre otros), desarrollo de ingeniería, elaboración de pliegos de requisitos, supervisión de obra civil y electromecánica, así como de la ejecución de pruebas y puesta en servicio de los proyectos de infraestructura eléctrica de la CFE y los que le encomienden sus empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros.

Principales logros 2023

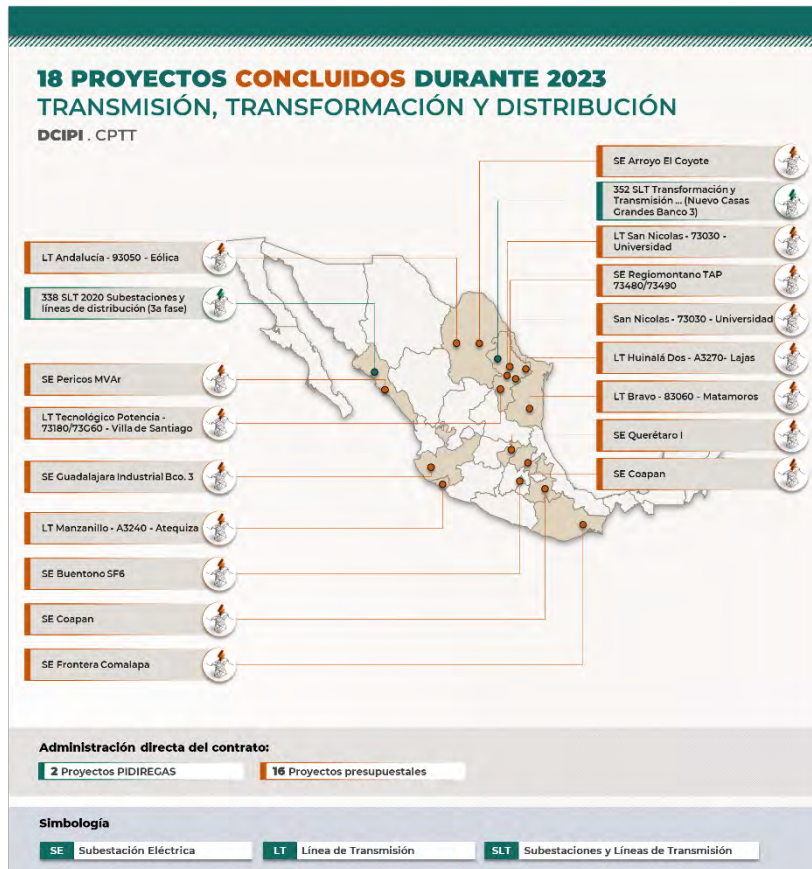
- Durante 2023, la DCIPI participó en la **integración de los paquetes técnicos requeridos para el concurso de 39 proyectos de transmisión y distribución**, llevando a cabo, así mismo, los procesos de evaluación técnica en dichos procesos de concurso. Con estas obras, se logra el compromiso de la CFE, para la expansión y mejora de la Red Nacional de Transmisión, reforzando su confiabilidad y seguridad, en beneficio del Sistema Eléctrico Nacional.
- En julio de 2023, **concluyó la construcción del primer paquete de 19 obras, de un total de 53 obras de infraestructura eléctrica, para la operación eléctrica del Tren Maya** correspondiente al tramo Mérida – Cancún. Estas obras se ejecutaron en un tiempo récord de 12 meses.
- En materia de los proyectos hidroeléctricos, la **DCIPI colaboró con las EPS de Generación en la supervisión de la construcción del equipamiento hidroeléctrico de la Presa Santa María y del proyecto hidroeléctrico Chicoasén II**; dos proyectos de energía renovable que formarán parte de la matriz energética de la CFE. También participó en el proceso de contratación y la construcción de la micro central hidroeléctrica de generación distribuida ubicada en el municipio de Misantla, Veracruz.
- A diciembre de 2023, con los trabajos que ejecuta la DCIPI en el proyecto de rescate en la mina El Pinabete, **se han recuperado 3 de los 10 mineros acaecidos en el accidente ocurrido en la mina**. Este logro evidencia la capacidad de la DCIPI, para ejecutar trabajos de gran especialidad técnica, que además representan justicia social, para las familias de los mineros.
- La DCIPI, a través de la GPA, colaboró con las áreas de la DCO para la **obtención de 250 certificaciones como Industria Limpia o Calidad Ambiental de sus instalaciones**.

Desarrollo de proyectos de infraestructura durante 2023

Proyectos concluidos

Durante 2023, la DCIPI concluyó la construcción y puesta en servicio de **18 proyectos de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica**, estos proyectos totalizaron 13 subestaciones eléctricas, con una capacidad de transformación de 500 MVA y de compensación por 162 MVAR; así como, 13 líneas de transmisión, con una longitud de 75 Km-C; la inversión conjunta fue de 60.49 millones de dólares (MDD)¹¹, bajo contratos PIDIREGAS y presupuestales.

Proyectos ejecutados y metas físicas	Cifras (Datos observados)				Variaciones (%)
	2020	2021	2022	2023	2023 / 2022
Total, de proyectos concluidos	2	1	15	18	
MVA de capacidad de transformación	780.00	500.00	765.00	500.00	-65.35%
Km-C de transporte de energía	16.1	97.6	36.49	75.00	205.53%



¹¹ Tipo de cambio: \$20.6 pesos mexicanos (MXN) por cada dólar de Estados Unidos (USD), promedio 2023 Banco de México .

Proyecto más relevante de transmisión, transformación y distribución concluido

Proyecto red eléctrica de alta tensión asociada al nuevo acueducto "Cuchillo - Monterrey 2"

El C. Presidente Andrés Manuel López Obrador encomendó a la CFE el proyecto "Construcción de la infraestructura eléctrica para la operación del acueducto Cuchillo-Monterrey II, ubicado en el municipio de China, estado de Nuevo León"; para ello, entre el 7-feb-23 y el 30-dic-23, se construyeron 3 subestaciones eléctricas con una capacidad de transformación de 100 MVA 230/115 kV, 6 alimentadores en 115 kV, así como 3 líneas de transmisión. La inversión para estas obras fue de 382 millones de pesos, los cuales fueron proporcionados por Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey I.P.D.

Con esta infraestructura eléctrica, se llevarán 5,000 l/s de agua de la presa El Cuchillo a la ciudad de Monterrey, garantizando el suministro de agua a toda la Zona Metropolitana de dicha ciudad.



Fotografía: Panorámica de la SE Cuchillo

Proyectos en proceso constructivo

La DCIPI administra el proceso constructivo de **26 proyectos de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica**, estos proyectos totalizan 44 subestaciones eléctricas con una capacidad de transformación de 2,675 MVA, y de compensación de 561 MVAR; así como 24 líneas de transmisión con una longitud de 150 km-C; la inversión conjunta es de 241.38 MDD¹², bajo contratos PIDIREGAS y presupuestales.

También, se construye **1 central de generación**, con una capacidad de generación de 7.52 MW y una inversión de 25 MDD, bajo contrato PIDIREGAS.

¹² Tipo de cambio: \$20.6 pesos mexicanos (MXN) por cada dólar de Estados Unidos (USD), promedio 2023 Banco de México .



Proyecto más relevante de transmisión, transformación y distribución en construcción

Proyecto Suministro de energía en la Zona Huatulco y Costa Chica

Con una inversión de 335 millones de pesos, la DCIPI administra la construcción de este proyecto, integrado por 2 subestaciones STATCOM (Compensador Estático Sincrónico) de 160 MVAR, localizadas en los estados de Oaxaca y Guerrero; teniendo un periodo de construcción del 5-jul-23 al 18-jun-24.

Con esta infraestructura, se garantizará el suministro de energía eléctrica por un periodo de 30 años (vida útil del proyecto), con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo los servicios de energía eléctrica actuales y futuros en las zonas Acapulco y Huatulco.



Fotografía: Subestación Pochutla STATCOM

Proyecto de generación en construcción más relevante

2.2.2.1. 268 CCI Guerrero Negro IV

El proyecto se ubica en el sitio "Vizcaíno", a 70 km de la población de Guerrero Negro, en Mulegé, Baja California Sur. El proyecto consiste en la instalación de dos unidades de combustión interna, con capacidad neta total de 7.52 MW, a través de una inversión total de 20.6 MDD.

El proyecto 298 CCI Guerrero Negro IV, en conjunto con su red de transmisión asociada, contribuirá a satisfacer la demanda de energía eléctrica esperada en el Sistema Guerrero Negro, manteniendo los márgenes de reserva regional en niveles que cumplan con los estándares requeridos por dicho sistema.

El proyecto presenta un avance superior al 99%, encontrándose en fase de pruebas. Se estima que la fecha de operación comercial se alcanzará para el primer semestre del 2024.



Fotografía: 268 CCI Guerrero Negro IV

Proyectos en proceso de adjudicación / concurso

Al cierre de 2023, la DCIPI concursaba 19 proyectos de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica, que representaban 84 subestaciones eléctricas, con una capacidad de transformación de 3,782 MVA, de compensación de 4,992 MVar y 47 líneas de transmisión con una longitud de 22,542 km-C; a través de una inversión conjunta de 1,384 MDD¹³, bajo contratos financiados con recursos presupuestales y PIDIREGAS.

¹³ Tipo de cambio: \$20.60 pesos mexicanos (MXN) por cada dólar de Estados Unidos (USD).

19 PROYECTOS EN CONCURSO DURANTE 2023 TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN Y DISTRIBUCIÓN

DCIPI . CPTT



Administración directa del contrato:

- 6 Proyectos PIDIREGAS
- 8 Proyectos presupuestales
- 2 Proyectos Fideicomiso F-1320
- 3 Obras de refuerzo para centrales prioritarias

Simbología

- SE Subestación Eléctrica
- LT Línea de Transmisión
- Bco. Banco
- Entq. Entronque
- SLT Subestaciones y Líneas de Transmisión
- GRC Gerencia regional de Control

Participación en proyectos prioritarios para el Gobierno Federal



TRABAJOS DE RESCATE EN MINA PASTA DE CONCHOS, COAHUILA

El 19-feb-2006, ocurrió una explosión de metano y polvo de carbón en la mina 8 de la Unidad Pasta de Conchos, afectando a 79 mineros, de los cuales 14 fueron rescatados con vida, se rescataron 2 cuerpos y 63 quedaron sepultados.

El 14-sep-2020, el Presidente de México instruyó a la CFE ejecutar los trabajos para la búsqueda y recuperación de los mineros acaecidos. La CFE realizó los estudios, la ingeniería, el proyecto integral de rescate y el concurso de las obras necesarias, entre septiembre de 2020 y enero de 2022. La excavación de las lumbreras y las rampas de acceso y ventilación, iniciaron el 11-feb-2022.

A la fecha, se tiene excavado 137 m. de 146 m. en la lumbrera PCT-1 y 99 m. de 160 m. en la lumbrera PCT-2, así mismo se tiene excavado 443 m. de 951 m. en la rampa de ventilación y 439 m. de 941 m. en la rampa de acceso.

Una vez que se concluyan los trabajos de las lumbreras y rampas, se procederá a la excavación de las galerías de aproximación a los sitios principales de búsqueda, para posteriormente ingresar en condiciones seguras a las galerías antiguas e iniciar la etapa de búsqueda y recuperación.



Fotografía: Vista general de la infraestructura para la excavación de la Lumbrera PCT-1



Fotografía: Vista interior de la lumbrera PCT-1

TRABAJOS DE RESCATE DE 10 MINEROS EN LA EN LA MINA PINABETE, SABINAS, COAHUILA

El 3-ago-22, se presentó un accidente en la mina de carbón El Pinabete. El accidente sucedió cuando, durante el desarrollo de las actividades de excavación, los trabajadores se encontraron con un área contigua llena de agua que, al perforarse, generó una inundación súbita en la que resultaron atrapados 10 de los 15 mineros que se encontraban laborando.

El 28-ago-22, el Presidente de México instruyó a la CFE ejecutar los trabajos de búsqueda y recuperación de los mineros acaecidos. La CFE realizó los estudios, la ingeniería y el proyecto integral de rescate. Así mismo realizó los trabajos de excavación de un tajo a cielo abierto (corte de terreno), que implicó la excavación y retiro de 2.6 millones de m³ de material, habiendo iniciado los trabajos el 2-sep-22 y concluyendo el 11-dic-23.

El 17-dic-23, concluidas las excavaciones del tajo, iniciaron los trabajos de la etapa de búsqueda y recuperación. A la fecha se ha realizado el hallazgo de los restos de 4 de los 10 mineros atrapados el interior de la mina.

Con la finalidad de cumplir con la instrucción presidencial de localizar los restos de los mineros, en una siguiente etapa se continuará con la exploración ingresando a las galerías, de forma subterránea.



Fotografía: Vista general del tajo



Fotografía: Vista de la zona de búsqueda

ELECTRIFICACIÓN DEL TREN MAYA

El Tren Maya es considerado como uno de los proyectos más emblemáticos de la actual administración. Dentro de sus objetivos principales se encuentra el garantizar empleo, educación, salud y bienestar a los habitantes de la región, disminuyendo las tasas de migración, detonando un mayor desarrollo social, económico, comercial y turístico e interconectando las principales ciudades y sitios turísticos de la península de Yucatán.

El tren operará de forma eléctrica en 690 de 1,554 km (44%) que integran el total de sus vías férreas, para proporcionar el suministro eléctrico requerido para impulsar al tren. Para ello, la CFE desarrolla 53 obras en alta tensión, es decir, líneas de transmisión y subestaciones. Al cierre de 2023, 19 obras se encuentran concluidas en los tramos del tren desde el municipio de Teya, en el estado de Mérida, a Cancún y continúan desarrollándose los trabajos de construcción en las 34 obras restantes, del tramo Cancún a Chetumal, esperando concluir en marzo de 2024. Estas obras se financian con recursos asignados por FONATUR por \$6,586.9 millones de pesos (MDP).

Adicionalmente, la DCIPI supervisa la ingeniería y construcción de 78 obras de cruce de las vías del tren, con líneas de transmisión de alta tensión, a fin de conservar las distancias de seguridad entre ambas infraestructuras. Estos servicios, por parte de la DCIPI, representan una inversión de 65.5 MDP. Al cierre de 2023, se tiene un avance del 87%.



Fotografía: Subestación Eléctrica Tractora 1 y Subestación Eléctrica Maniobras 1

CORREDOR INTEROCEÁNICO DEL ISTMO DE TEHUANTEPEC

El Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec (CIIT) es un proyecto para impulsar el crecimiento de la economía regional con pleno respeto a la historia, la cultura y las tradiciones del istmo oaxaqueño y veracruzano. En este marco, entre otros, se modernizará el Ferrocarril del Istmo de Tehuantepec (FIT), así como los puertos de Coatzacoalcos, Veracruz, y Salina Cruz, Oaxaca

La DCIPI participo en los procesos de Consultas y Consentimiento libre, previo e informado a pueblos y comunidades indígenas y afroamericanas, realizadas entre 2019 y 2020, en las cuales, las comunidades consultadas solicitaron, entre otros, la atención, por parte de la CFE, de 211 peticiones, para ejecutar obras y trabajos de mejoras de la red de distribución, mismas que son atendidas por diversas áreas de la CFE, representando una inversión estimada, a la fecha, de \$1,125 MDP.

Elaboración de presupuesto, ingeniería básica y programas de construcción, para el desarrollo de las obras de infraestructura eléctrica, para el suministro de energía a los 10 Polos de Desarrollo para el Bienestar (PODEBIS), que originalmente el Gobierno Federal contemplaba desarrollar en la región del Istmo de Tehuantepec (Veracruz y Oaxaca).

El 13-oct-22, la DCIPI formalizó un convenio con la Administración del Sistema Portuario Nacional, para realizar la ingeniería, contratación de trabajos y supervisión de 2 obras de cruce de las vías del FIT, con líneas de transmisión de alta tensión, ubicadas al interior del Puerto de Coatzacoalcos, Ver., con el fin de conservar las distancias de seguridad entre ambas infraestructuras. Estos trabajos se concluyeron el 15-oct-23.

Asimismo, el 28-dic-2023, se formalizó el Convenio de Colaboración, entre el FIT y la DCIPI, para ejecutar servicios para el libramiento de las 13 líneas eléctricas de alta tensión que cruzan sobre las vías ferroviarias de la línea "Z" que corresponden al tramo de Coatzacoalcos a Salina Cruz, estos trabajos se estiman ejecutarse en el primer semestre de 2024.



Fotografía: Trabajos de modificación de Líneas de Transmisión, en alta tensión, al interior del Puerto de Coatzacoalcos (ASIPONA)



Fotografía: Trabajos de modificación de Líneas de Transmisión, en alta tensión, al interior del Puerto de Coatzacoalcos (ASIPONA)

TORRES DE INTERNET PARA TODOS

Por encargo de la Presidencia de la República, la EPS CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos (TEIT) instalará 5,513 torres de telecomunicaciones, a nivel nacional. En sep-22, se firmó el Contrato Marco entre CFE TEIT y CFE Distribución, CFE Transmisión, Dirección Corporativa de Administración y la DCIPI, para que estas apoyen en la construcción de 2,100 de las 5,513 torres de telecomunicación, con una inversión estimada de \$1,600 MDP.

La DCIPI, es responsable de la construcción de cimentaciones y montaje de 2,006 de las 2,100 torres. Al cierre de 2023, se tienen 1,933 cimentaciones concluidas y 1,840 torres montadas, lo que representa un 95.2%, se tiene previsto concluir con la instalación de las 2,006 torres para el 30-abr-24.



Fotografía: Torre instalada de telecomunicaciones en Santa María Tonameca, Oax.

RECONSTRUCCIÓN POR EL HURACÁN OTIS EN ACAPULCO

Durante la madrugada del 25-oct-23, el Huracán Otis, como categoría 5, tocó tierra en las costas de Acapulco, Guerrero, ocasionando afectaciones importantes a la infraestructura eléctrica de alta y media tensión. La DCIPI realiza la reconstrucción definitiva de 21 líneas de transmisión afectadas: 1 de 400 kV, 4 de 230 kV y 16 de 115 kV, en un total de 170 estructuras colapsadas.

Para lo anterior, la DCIPI dispuso de aproximadamente 180 trabajadores de especialidad técnica, en el sitio de la emergencia, y para la reconstrucción de las líneas de transmisión afectadas se asignaron 11 empresas constructoras certificadas en este tipo de actividades. Es importante señalar que la DCIPI/CPTT contó con la totalidad de las estructuras, postes, conductores, aisladores y herrajes y demás materiales para garantizar el proceso de construcción sin interrupciones.

El 6-nov-23, se inició el proceso de reconstrucción definitiva, estimando su conclusión y energización, el 10-mar-24, y con ello se entregará a la Zona Acapulco, una red confiable y segura para su operación.



Fotografía: Tendido de cable conductor, operativo OTIS

Servicios brindados por la DCIPI

Supervisión técnica no invasiva

El personal técnico especializado de la DCIPI realiza la supervisión técnica no invasiva de los nuevos proyectos de transmisión y generación, desde el desarrollo de su ingeniería, hasta su operación comercial, lo cual implica, únicamente, la observación y emisión de opiniones técnicas respecto al estado de los proyectos y su apego al contrato, sin facultades para la toma de decisiones o aprobar cambios y avances del proyecto.

Coordinación de Proyectos Termoeléctricos

Termoeléctricos 12 proyectos de generación que concluyen en el periodo 2023 - 2025 y que adicionarán al sistema eléctrico 6,774 MW de capacidad neta de generación

Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos

Hidroeléctricos 4 proyectos de generación, que representan una capacidad de generación a instalar en el Sistema Eléctrico Nacional de 286.4 MW

Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de Transmisión y Transformación obras de interconexión de los 9 proyectos de generación de corto plazo.

Venta de servicios especializados:

IPI vende servicios técnicos especializados, tanto a clientes internos de la CFE, como a externos (empresas privadas), principalmente para la ejecución de estudios para el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura eléctrica, así como para la contratación, construcción y supervisión de estos.

En 2023, la DCIPI registró ingresos por \$6,882.35 MDP, derivado de la venta de servicios, desglosados en \$4,438.47 MDP a clientes internos de CFE y \$2,443.87 MDP a clientes externos.

Área	Ingresos por servicios 2021 (MDP)	Ingresos por servicios 2022 (MDP)	Ingresos por servicios 2023 (MDP)	Variación 2023/2022
DCIPI	\$ 2,163.23	\$ 2,484.70	\$6,882.35	277%

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura | Reporte de servicios vigentes 2023

Detalle de los servicios

Servicios a clientes internos de la CFE

Cliente	Descripción del servicio	Ventas \$MDP
EPS Gen I-VI	Actividades previas, estudios técnicos, supervisión y supervisión técnica no invasiva de ingeniería, construcción, pruebas y puesta en	\$900.99



Cliente	Descripción del servicio	Ventas \$MDP
	servicio de 12 centrales termoeléctricas y 9 centrales y/o presas hidroeléctricas . También, ingeniería básica y de detalle; estudios de riesgo, de instrumentación y estructurales; estudios y tramites en materia ambiental, de impacto social y de protección del patrimonio arqueológico; asistencia topografía y LIDAR y geotécnica en distintos proyectos de generación	
EPS Distribución	Servicios de integración de ICM; actividades previas y selección de sitios, autorizaciones y permisos federales, estatales y municipales, EVIS, MIA, dictamen de factibilidad; estudios de mecánica de suelos, topografía, resistividad; ingeniería básica y de detalle de obra civil y electromecánica, paquetes de licitación; y supervisión y gerencia de la construcción de subestaciones y líneas de transmisión y distribución. También, actualización del sistema de control de localidades pendientes de electrificar y del sistema de información para atención de emergencias; estudios y servicios para la conservación de infraestructura de líneas de transmisión y subestaciones. Así como, apoyo al proceso de contratación de líneas de transmisión y subestaciones. Integración de Pliego de Requisitos, revisión de especificaciones técnicas, atención a las Sesiones de Aclaraciones, Evaluación de Ofertas Técnicas e integración de Anexos del Contrato.	\$92.72
EPS Transmisión		\$1,999.85
Suministro Básico	Servicios para la elaboración de proyectos ejecutivos, catálogo de conceptos y especificaciones; ingeniería, supervisión y gerencia de la construcción de edificios administrativos y centro de atención a clientes. También, servicio de información meteorológica horaria, real y de pronóstico, para suministro básico 2023	\$28.90
EPS TEIT	Proyecto ejecutivo de remodelación de oficinas	\$0.24
Corporativo de la CFE	Servicios para la elaboración del SIG; estudios técnicos especializados; gerencia del proyecto de rescate en la Mina Pasta de Conchos y El Pinabete; servicios para la gerencia de protección ambiental para la liberación arqueológica de los cables submarinos; estudio de interferencias electromagnéticas con líneas de CFE; emisión del pronóstico meteorológico y oceanográfico para las operaciones de energéticos; acompañamiento geológico y geotécnico de la instrumentación, verificación de control de la calidad y supervisión no invasiva en proyectos de generación , entre otros	\$1,415.78
	Total	\$4,438.47





Servicios a clientes externos

Cliente	Descripción del servicio	Ventas \$MDP
69 diferentes empresas e instituciones privadas, del ramo de energía, construcción y alimentos.	Actividades previas y selección de sitios, autorizaciones y permisos federales, estatales y municipales, EVIS, MIA; estudios de mecánica de suelos, topografía, resistividad; ingeniería básica y de detalle de obra civil y electromecánica; supervisión y gerencia de la construcción de subestaciones y líneas; estudios de interferencias electromagnéticas en ductos de distribución de infraestructura para el suministro de energía; estudios geotécnicos; estructurales y contratos para protección anticorrosión de estructuras	\$431.28
10 diferentes empresas e instituciones privadas, del ramo de transporte y minería	Servicios geológicos, geotécnicos, ambientales y eléctricos; estudios hidrodinámicos para puentes carreteros y verificación estructural en aerotren del AICM para Sistemas Integrales para el Transporte.	\$49.21
CONAGUA, FONATUR, SEDENA, ASIPONA, FIT, así como Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey	Equipamiento eléctrico a 5 presas; y actividades previas, estudios, ingeniería, concurso, supervisión, suministro y construcción de infraestructura para el suministro de energía.	\$1,959.52
Gobiernos estatales y municipales, secretarías y dependencias	Servicios de ingeniería para la Central Fotovoltaica y Sistemas de Generación Distribuida de la Central de Abasto e instrumentación geotécnica tren Interurbano Toluca México	\$3.87
	Total	\$2,443.87



PROYECTOS INCONCLUSOS DE LA ADMINISTRACIÓN ANTERIOR

Proyectos de generación concluidos más relevantes

264 CCC Centro

La Central de Ciclo Combinado (CCC) Centro se ubica en el sitio “La Huexca”, en el municipio de Yecapixtla, Morelos. La central cuenta con una capacidad neta de 642.3 MW, a condiciones de diseño de verano, y una eficiencia térmica de 57.39%. Este proyecto se realizó mediante una inversión contractual de \$439.8 MDD.

El proyecto inició su construcción el 8 de diciembre de 2011 y se tenía programada su fecha de aceptación provisional para el 9 de diciembre de 2013; sin embargo, derivado de la oposición social para la conclusión del gasoducto y del acueducto requeridos para el abasto del gas natural, como combustible, y del agua del sistema de enfriamiento principal, respectivamente, la fecha de operación se postergo hasta el 10 de septiembre de 2021, lo cual fue posible mediante la continua gestión de diálogos con la población, principalmente aclarando el funcionamiento del proceso de enfriamiento con el objeto de mitigar totalmente sus temores respecto a su operación. Así mismo se implementó un programa de obras sociales que permitieron entre otros aspectos la reducción de pérdidas de agua de los sistemas de riego de la zona mediante el sellado de los canales de riego, así como diversas obras de urbanización, educativas, deportivas y de salud entre otras.



Fotografía: 264 CCC Centro

298 CCC Valle de México II

La CCC Valle de México II se ubica en el municipio de Acolman, Estado de México, contando con una capacidad neta garantizada de 615.23 MW, para lo que requirió una inversión de 438 MDD. Su construcción concluyó el 22-jul-22, iniciando su operación, en el Mercado Eléctrico Mayorista, el 04-nov-22. La central contribuye a suministrar

energía eléctrica en el área central del Sistema Interconectado Nacional, orientado a incrementar la derrama económica de la actividad industrial y comercial, e impulsar el desarrollo sostenible de la zona centro del país, beneficiando a más de 3 millones de habitantes, traducidos en 792,414 hogares iluminados.



Fotografía: Panorámica de la CCC Valle de México II

Proyectos más relevantes de transmisión, transformación y distribución concluidos

Proyecto 188 SE 1116 Transformación del Noreste (4a fase)

El proyecto está integrado por 2 subestaciones con capacidad de transformación de 500 MVA, 11 Alimentadores y 4 líneas de transmisión con longitud de 97.6 km-C. Estas obras iniciaron el 12-nov-2014 y debieron concluir en marzo de 2016; sin embargo, no se concluyó debido a la falta de recursos financieros para continuar con la ejecución de las obras por parte del Contratista Isolux. Debido a esta circunstancia, así como a otros incumplimientos contractuales, la CFE rescindió su contrato en abril de 2018.

En noviembre de 2019 la CFE formalizó, un nuevo contrato para la ejecución de las obras que quedaron inconclusas, trabajos que ejecutó la empresa EDM Proyecto Regiomontano, concluyendo las 6 obras del proyecto el 12-dic-21. Este proyecto represento una inversión total de 65 MDD



Fotografía: Subestación Regiomontano

Proyecto 321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (5a Fase)

Este proyecto esta integrado por 1 subestacion con capacidad de 30 MVA, 1.8 MVA_r, 8 alimentadores y 1 línea de transmisión con longitud de 1.42 km-C. Su construcción inició el 8- jul-16 y debía concluir el 16-dic-17, sin embargo, no se concluyó debido a problemas de índole social; los habitantes de la zona aledaña a la subestación no permitieron la construcción de la línea de Transmisión en la trayectoria como se tenía proyectada, por lo que fue necesario suspender la construcción de las obras en diciembre de 2017, en un avance de 86%.

En julio de 2019 la División de Distribución Golfo Centro adquirió una franja de terreno adicional a la superficie original de la Subestación, con lo que se pudieorn reiniciar los trabajos de construcción y el 16-dic-19, finalmente se logro la conclusión y energización de ete proyecto. Este proyecto representó una inversión total de 6.5 MDD



Fotografía: Subestación de Distribución Elena Banco 1 + MVAR

Proyecto 274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase)

Este proyecto esta integrado por 10 subestacion con capacidad de 420 MVA, 124.2 MVAR, 19 alimentadores y 7 línea de transmisión con longitud de 16.1 km-C. Su construcción inició el 9-nov-12 y debía concluir en noviembre de 2013, sin embargo, no se concluyó debido a problemas de índole social, ya que, desde el 2012, vecinos de la hoy Alc. Iztapalapa impidieron la construcción de la S.E. Culhuacán y la L.T. Culhuacán – Xochimilco, que originaron diversas suspensiones y reanudaciones de las Obras, que acumularon mas de 1,500 días de suspensión.

Mediante gestiones realizadas entre la CFE y el gobierno de la Ciudad de México, entre 2017 y 2019, de manera paulatina e intermitente se logró la continuación de la construcción de las obras antes mencionadas, y finalmente, hasta el 20-feb-20 se concluyeron de manera satisfactoria. Este proyecto represento una inversión total de 102.1 MDD



Fotografía: Subestación Zumpango Bcos. 1 y 2 (Sust.) + MVar



PLANEACIÓN

AVANCES EN LA RECUPERACIÓN DE LA PLANEACIÓN DE LA CFE

Por instrucciones precisas del titular del Ejecutivo, desde el 1 de diciembre de 2018, la CFE se dio a la tarea de cumplir su propósito primario, que es el de brindar el servicio de electricidad a los mexicanos.

Como parte de la estrategia para mitigar los efectos de la reforma energética de 2013 se establecieron algunas líneas de acción entre las que se destaca la **reorganización de sus áreas estratégicas**.

Derivado de lo anterior se estableció como directriz institucional que desde la planeación estratégica se aseguren las propuestas y proyectos que contribuyan a que la empresa eléctrica nacional, como institución pública, haga contribuciones decisivas para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en el mediano y largo plazo de manera eficiente, realizando aportaciones decisivas que coadyuven a que el SEN opere con criterios de calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y economía.

El 25 de junio de 2020, el Consejo de Administración de la CFE aprobó la creación de la **Dirección Corporativa de Planeación Estratégica**, cuyo objetivo general es establecer la planeación estratégica de la CFE en el mediano y largo plazo, que permita satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en nuestro país, buscando participación preponderante en el mercado eléctrico, de manera eficiente y amigable con el medio ambiente, que se encuentra alineado con una estrategia global.

Dicha estrategia, consiste en dirigir acciones que incrementen la participación de la CFE en la energía generada del SEN, alcanzando los objetivos del Plan de Negocios de recuperar una participación mayoritaria, con más energías limpias bajo un escenario de disminución de la dependencia de gas natural de importación, promoviendo el uso de un portafolio tecnológico diversificado.

Visión estratégica del Fortalecimiento de la Generación

El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 establece, como principal política pública en materia energética, garantizar el suministro de energía eléctrica a la población con producción nacional, fortaleciendo a la CFE, para que vuelva a operar como palanca del desarrollo nacional.

Como parte de su direccionamiento, la CFE se estableció como uno de sus objetivos estratégicos mantener la participación mayoritaria de la empresa en la generación de energía eléctrica a nivel nacional. Para ello se ejecutaron acciones orientadas a la ampliación de su parque de generación, con centrales que utilicen equipos de última generación, aprovechando mayoritariamente el gas natural como combustible base, mismo que emite la menor cantidad de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera por unidad de energía producida.

Durante la actual administración, la CFE desarrolla 36 ¹⁴ proyectos de centrales de generación, entre los que se incluyen 14 nuevas centrales de generación convencional, 2 centrales fotovoltaicas, 16 repotenciaciones y modernizaciones (RM) de centrales hidroeléctricas, 3 equipamientos de presas y la reactivación del proyecto hidroeléctrico Chicoasén II.

Desde diciembre de 2018, la CFE aplica una inversión de aproximadamente 9,170¹⁵ millones de dólares, que representa una adición de capacidad de generación de electricidad del orden de los 9,100 MW, a partir de la implementación de una matriz energética diversificada que atiende necesidades puntuales de la demanda en el país. De ese total, se destinó una inversión de 6,828.91 millones de dólares para la construcción de 16 Centrales Eléctricas, mediante autofinanciamiento de la propia CFE, que representan un aumento en la capacidad instalada de generación de 8,547.40 MW.

Adicionalmente, se ha realizado una inversión extraordinaria de 1,561.74 millones de dólares en materia de centrales hidroeléctricas, que representa una capacidad adicional de 558.80 MW. Con esta iniciativa, se promueven las energías limpias con bajos costos de operación y mantenimiento, y se extiende su vida útil hasta por 50 años, lo anterior debido a la renovación y sustitución de los equipos principales, por componentes nuevos, eficientes y automatizados.

Notas:

14 Central de Ciclo Combinado (CCC): CCC El Sauz II, CCC Salamanca, CCC Manzanillo III, CCC San Luis Potosí, CCC Lerdo, CCC San Luis Río Colorado, CCC González Ortega, CCC Tuxpan Fase I, CCC Mérida, CCC Riviera Maya (Valladolid)

Central de Combustión Interna (CCI): CCI Mexicali Oriente, CCI Altar (Parque Industrial).

Central Turbogás (CTG); CTG González Ortega I y II

Central Fotovoltaica (CFV): CFV Rafael Galván Maldonado (Puerto Peñasco) Secuencias I y II; CFV Nachi Cocom.

Rehabilitación y Modernización (RM) Central Hidroeléctrica (CH): RM CH Caracol, CH RM CH Zimapán, CH RM CH La Villita, RM CH Infiernillo, RM CH Portezuelo I, RM CH Portezuelo II, RM CH Angostura, RM CH Malpaso, RM CH Mazatepec, RM CH Peñitas, RM CH El Encanto, RM CH Minas, RM CH Humaya, RM CH Novillo, RM CH Sanalona, RM CH El Fuerte.

Proyectos de Equipamiento Hidroeléctrico (PEH): PEH Santa María, PEH Picachos y PEH Amata.

Proyecto Hidroeléctrico (PH): PH Chicoasén II.

15 Considera las inversiones por ejercer de las secuencias III y IV de Puerto Peñasco.

Por otra parte, en la ciudad de Mérida Yucatán, se inició la construcción de la central fotovoltaica Nachi-Cocom, para energizar el sistema de transporte eléctrico de su Zona Metropolitana.

El desarrollo de los 36 proyectos de fortalecimiento de la generación se ha llevado a cabo bajo dos premisas, la primera es la de no aumentar el techo de endeudamiento, la segunda no comprometer financieramente a la CFE. Por estas razones, se diseñaron esquemas de financiamiento que no comprometen las finanzas, son más baratos y permiten desarrollar los proyectos en menos tiempo.

Se incrementa la capacidad del parque de generación a través de nuevas centrales que aportarán flexibilidad al sistema, lo cual permitirá aumentar la eficiencia, así como reducir los costos operativos.

Estas acciones permitirán subsanar los problemas de capacidad existentes principalmente en las penínsulas de Yucatán y Baja California.

La rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas aumentará su confiabilidad, ampliará disponibilidad, y con una vida útil más prolongada contribuirá a la producción de energía limpia.

La totalidad de estos proyectos permitirá beneficiar a una población de alrededor de 27 millones de habitantes (equivalente aproximadamente a 7 millones de hogares mexicanos).

En la siguiente tabla se muestran la aportación en generación de energía, así como de atención de usuarios finales de los diversos proyectos que actualmente se encuentran en desarrollo:

Beneficios de los proyectos

Proyecto	EPS	Ubicación	Generación anual (GWh)	Beneficiarios anuales (millones de habitantes)
RM CH Mazatepec	Gen VI	Apulco, Puebla	783.20	0.3
RM CH Infiernillo	Gen I	Arteaga, Michoacán	3,285.70	1.39
RM CH La Villita	Gen I	Arteaga, Michoacán	1,284.10	0.6
RM CH Humaya	Gen III	Badiraguato, Sinaloa	525.40	0.2
PH Chicoasén II	Gen VI	Chicoasén, Chiapas	580.80	0.2
RM CH Sanalona	Gen III	Culiacán, Sinaloa	44.00	0.019
RM CH El Fuerte	Gen III	El Fuerte, Sinaloa	243.00	0.103
RM CH El Novillo	Gen III	El Novillo, Sonora	98.20	0.042
PH Santa María	Gen III	El Rosario, Sinaloa	194.10	0.08
RM CH Caracol	Gen I	Heliodoro Castillo, Guerrero	1,024.00	0.4



Proyecto	EPS	Ubicación	Generación anual (GWh)	Beneficiarios anuales (millones de habitantes)
RM CH Minas	Gen VI	Las Minas, Veracruz	98.20	0.042
CCC Lerdo	Gen IV	Lerdo, Durango	1,064.70	0.6
CC Manzanillo III	Gen II	Manzanillo, Colima	2,874.50	1.2
CFV Nachi Cocom	Gen VI	Mérida, Yucatán	13.00	0.005
CCC Mérida	Gen VI	Mérida, Yucatán	4,123.10	1.8
CCC González Ortega	Gen III	Mexicali, Baja California	5,339.80	2.3
CTG González Ortega II	Gen III	Mexicali, Baja California	9.50	0.004
CCI Mexicali Oriente	Gen III	Mexicali, Baja California	618.60	0.3
RM CH Malpaso	Gen VI	Mezcalapa, Chiapas	2,804.90	1.2
RM CH Peñitas	Gen VI	Ostucan, Chiapas	1,208.20	0.5
CCC El Sauz II	Gen I	Pedro Escobedo, Querétaro	2,198.50	0.9
CFV Puerto Peñasco Sec I	Gen III	Puerto Peñasco, Sonora	276.70	0.1
CFV Puerto Peñasco Sec II	Gen III	Puerto Peñasco, Sonora	926.40	0.4
CCC Salamanca	Gen I	Salamanca, Guanajuato	7,402.00	3.2
CCC San Luis Río Colorado	Gen III	San Luis Río Colorado, Sonora	4,916.20	2.1
CCI Parque Industrial	Gen III	San Luis Río Colorado, Sonora	370.00	0.2
RM CH Portezuelo I	Gen I	Santa Clara Ocoyucan, Puebla	15.10	0.0065
RM CH Portezuelo II	Gen I	Santa Clara Ocoyucan, Puebla	5.30	0.0022
RM CH Encanto	Gen VI	Tlapacoyan, Veracruz	79.10	0.034
CCC Tuxpan Fase I	Gen VI	Tuxpan, Veracruz	8,793.60	3.8
RM CH Angostura	Gen VI	V. Carranza, Chiapas	2,229.80	1
CCC Riviera Maya (Valladolid)	Gen VI	Valladolid, Yucatán	8,444.30	3.58
CCC San Luis Potosí (Villa de Reyes)	Gen IV	Villa de Reyes, San Luis Potosí	3,481.40	1.5
RM CH Zimapán	Gen I	Zimapán, Hidalgo	1,661.80	0.7



Los avances constructivos de los proyectos de generación son los siguientes:

N°	PROYECTO	CAPACIDAD (MW) ¹⁶	AVANCE CONSTRUCTIVO (cierre de 2023)
1	CFV Puerto Peñasco Sec I	120	Concluido
1	CFV Puerto Peñasco Sec II	300	68.35%
1	CFV Puerto Peñasco Sec III	300	-
1	CFV Puerto Peñasco Sec IV	280	-
2	CFV Nachi Cocom	7.5	20.3%
3	RM CH Infiernillo	0	61.00%
4	RM CH Caracol	30	74.00%
5	RM CH La Villita	0	76.00%
6	RM CH Zimapán	12	87.00%
7	RM CH Humaya	5	Concluido
8	RM CH Angostura	100	49.00%
9	RM CH Malpaso	72	40.00%
10	RM CH Peñitas	0	82.00%
11	RM CH Mazatepec	24	76.14%
12	RM CH Minas	3	53.00%
13	RM CH Encanto	7	58.00%
14	RM CH Portezuelo I	1.2	86.00%
15	RM CH Portezuelo II	0	89.00%
#	PH Chicoasén II	240	Obra Civil: 6.31% Electromecánica: 60.11%
17	PH Santa María	30	22.99%
18	PH Picachos	6.4	Por iniciar
19	RM Amata	10	Pendiente Adjudicación
20	RM CH El Fuerte	2.2	Concluido
21	RM CH Sanalona	1	Concluido
22	RM CH El Novillo	10	Concluido
23	CCC Mérida	564.60	77.80%
24	CCC Riviera Maya (Valladolid)	1131.87	74.67%
25	CCC San Luis Río Colorado	769.70	70.00%
26	CCC Tuxpan Fase I	1151.30	65.60%

¹⁶ En esta tabla, la capacidad de generación se refiere a la Capacidad Media Anual, dato tomado de la ingeniería incluida en la propuesta técnica entregada por cada Contratista. Se resalta que otros reportes relativos a los proyectos de generación pueden incluir valores de capacidad distintos debido a que existen diversos criterios y valores para calcular y reportar las capacidades de generación. En el caso de cualquier central, pueden informarse valores brutos o netos, y en el caso de las centrales termoeléctricas, puede reportarse además la capacidad en condiciones de verano o en condiciones de invierno, puesto que la temperatura ambiental hace variar el desempeño de los equipos. Adicionalmente, los reportes pueden hacerse en función de las etapas de los proyectos, tomando valores de diseño, de planeación, de evaluación o de realización de casos de negocio.

N°	PROYECTO	CAPACIDAD (MW) ¹⁶	AVANCE CONSTRUCTIVO (cierre de 2023)
27	CCC González Ortega	768.80	70.00%
28	CTG González Ortega I	151.40	
29	CTG González Ortega II	50.47	Concluido
30	CC Manzanillo III	371.40	65.10%
31	CCI Lerdo	363.35	65.93%
32	CCC San Luis Potosí (Villa de Reyes)	455.43	92.58%
33	CCC El Sauz II	277.93	94.52%
34	CCC Salamanca	932.39	93.60%
35	CCI Parque Industrial	203.25	Concluido
36	CCI Mexicali Oriente	431.37	Concluido

AVANCES EN LA AGENDA REGULATORIA DE LA CFE 2023

Durante 2023, CFE contribuyó con la mejora regulatoria, colaborando con la Comisión Reguladora de Energía (CRE), Secretaría de Energía y el CENACE, para lograr una regulación más transparente e imparcial en el sector eléctrico, que facilite los trámites a los participantes y permita una justa competencia, buscando que, en última instancia, los usuarios del servicio eléctrico se vean favorecidos.

Es importante mencionar que la participación de la CFE en la gestión regulatoria ha consistido en cumplir sus compromisos y tareas en el programa emitido por la CRE, pero además ha realizado aportaciones sustantivas sobre el contenido de diversos instrumentos regulatorios, lo que ha coadyuvado a enriquecer el proceso de consulta pública (en el portal de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria) de diversos instrumentos, lo que derivó finalmente en su formalización en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

ADMINISTRACIÓN

Resultados de la transformación del modelo de adquisiciones y obra

El rescate de la CFE emprendido por esta Administración incluyó un nuevo modelo de contrataciones de bienes, arrendamientos, servicios y obras, privilegiando la planeación de los procesos, implementación de inteligencia de mercado para obtener las mejores condiciones para la CFE, favoreciendo la máxima competencia entre proveedores y contratistas en los procedimientos de contratación y fortaleciendo su supervisión.

La Dirección Corporativa de Administración ha sido la responsable de la conducción estratégica del abastecimiento de bienes, prestación de servicios y contratación de obras, con la política de establecer condiciones de equidad en los concursos que realiza la CFE y sus EPS, lo que ha permitido en esta Administración obtener ahorros acumulados por 36,267.0 millones de pesos (MDP), importe que es superior al costo de la modernización de las 16 Centrales Hidroeléctricas y equipamiento de 4 presas, proyectos emblemáticos cuya inversión es de alrededor de 1,540 millones de dólares (MDD).

Reporte general de contrataciones de Bienes, Servicios y Obras

En el 2023 se realizaron 10,240 procedimientos de contratación, de los cuales el 92.2% fue mediante concursos abiertos y solo el 7.6% por adjudicación directa, porcentaje sin precedentes en la CFE.

Procedimientos por tipo de Contratación
CFE Corporativo y EPS

Tipo de Contratación	Procedimientos	
	Adjudicados	%
Concurso Abierto	3,028	29.6
Concurso Abierto Simplificado	6,412	62.6
Subtotal	9,440	92.2
Invitación Restringida	24	0.2
Adjudicación Directa	776	7.6
Subtotal	800	7.8
Total	10,240	100.0

Fuente: Informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2023.

Adicionalmente, se informa que de los 59,307.2 MDP adjudicados, el 66.6% (39,511.4 MDP) fueron contrataciones en materia de adquisiciones y servicios por abastecimiento, mientras que el 33.4% (19,795.8 MDP) tuvieron destino para Obra y Servicios Relacionados.

Contrataciones por su Objeto
(Millones de Pesos)

Clasificación	Importe	%
Adquisiciones, arrendamientos y servicios	39,511.4	66.6
Obras y servicios relacionados	19,795.8	33.4
Total	59,307.2	100.0

Fuente: Informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2023.

A través de los concursos realizados en 2023, se obtuvieron ahorros de 5,295.4 MDP, respecto a lo presupuestado, con la siguiente distribución;

Ahorros por Objeto de la Contratación
(Millones de Pesos)

Objeto	Importe	%
Adquisiciones	2,609.4	49.3
Arrendamientos	2.1	0.0
Servicios	1,231.5	23.2
Obras Públicas	1,437.8	27.2
Servicios relacionados con Obra Pública	14.6	0.3
Total	5,295.4	100.0

Fuente: Informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2023.

Ahorros en Contrataciones por Tipo de Procedimiento
(Millones de Pesos)

Tipo de Procedimiento	Importe	%
Concurso abierto	3,119.2	58.9
Concurso abierto simplificado	1,726.2	32.6
Invitación restringida	230.2	4.3
Adjudicación directa	219.8	4.2
Total	5,295.4	100.0

Fuente: Informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2023.

En el 2023, el Corporativo de la CFE contrató 31,208.8 MDP equivalente al 52.6% del monto total contratado, mientras que el 47.4% restante (28,098.4 MDP), se adjudicó a través de procedimientos de contratación realizados por las EPS.

El 84% de las adjudicaciones directas se concentró en 30 adjudicaciones de montos mayores, que se adjudicaron directamente por haber presentado alguna de las siguientes circunstancias:

- Proveedor único (15 casos)
- Seguridad de la empresa (2 casos)
- Caso fortuito o fuerza mayor (3 casos)
- Concurso desierto (2 casos)
- Costos adicionales o marca determinada (5 casos)
- Bienes usados o reconstruidos (1 caso)
- Incidentes en materia eléctrica (1 caso)
- Dependencias o entidades (1 caso)

Contrataciones por CFE Corporativo y EPS en 2023
(Millones de Pesos)

Contratante	Importe	%
CFE Generación I	2,004.5	3.4
CFE Generación II	1,719.3	2.9
CFE Generación III	2,456.0	4.2
CFE Generación IV	4,414.0	7.4
CFE Generación V	8.8	0.0
CFE Generación VI	3,630.7	6.1
CFE Transmisión	1,239.8	2.1
CFE Distribución	12,069.8	20.4
CFE Suministrador de Servicios Básicos	555.5	0.9
Subtotal	28,098.4	47.4
Corporativo CFE (incluye Unidades de Negocio)	31,208.8	52.6
Total	59,307.2	100.0

Fuente: Informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2023.

Principales Contrataciones en 2023
(Millones de Pesos)

Empresa Requirente	Descripción	Importe
Corporativo	Contratación de parque vehicular para la CFE y sus EPS (Arrendamiento).	1,710.1
CFE Transmisión	Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey.	1,484.9
Corporativo	Programa de Aseguramiento Integral 2023.	1,338.8
CFE Distribución	Medidores de Baja Tensión 2023.	1,265.8

Empresa Requiriente	Descripción	Importe
CFE Distribución	Adquisición de vehículos chasis con equipo hidráulico (Grúas).	999.6
CFE Generación IV	Rediseño (optimización), fabricación, suministro, sustitución y puesta en servicio, de bancos del sobrecalentador secundario, sobrecalentador platen, recalentador primario, recalentador secundario.	980.0
CFE Distribución	Adquisición de Conductores 2023.	858.5
CFE Distribución	Adquisición de Postes de Concreto y Madera 2023.	790.8
CFE Distribución	Transformadores de Distribución Partidas Desiertas 2023.	726.5
CFE Generación IV	Suministro, rehabilitación de componentes y servicio de mantenimiento de la Turbina de Gas 4 W501FD2 y Turbina de Vapor B2567 de la CCC Chihuahua.	722.1

Fuente: Información proporcionada por las áreas y subáreas contratantes de la CFE y de sus EPS, respecto de procedimientos de contratación concluidos en el periodo 1 enero a 31 diciembre de 2023

Compras consolidadas

Uno de los principales cambios que se implementó en esta Administración fue la planeación de contrataciones, a fin de identificar necesidades y consolidarlas para obtener mejores precios y condiciones comerciales en beneficio de la CFE y sus EPS.

En el 2023 se realizaron 42 procedimientos de contratación consolidados, por un monto de 11,107.8 MDP, generando un ahorro con respecto a lo programado de 659.9 MDP, conforme a lo siguiente:

Contrataciones Consolidadas por Empresa Requiriente (Millones de Pesos)

Empresa	Cantidad	Importe				%
		Presupuesto (A)	Adjudicado (B)	Desierto (C)	Ahorro (D)=A-B-C	
Corporativo	12	14,498.7	4,010.3	10,422.5	65.9	10.0
CFE Distribución	18	9,889.4	6,163.0	3,237.3	489.1	74.1
CFE Transmisión	10	745.2	500.5	156.5	88.2	13.4
CFE Generación III	1	151.9	134.1	1.1	16.7	2.5
CFE SSB	1	299.9	299.9	0.0	0.0	0.0
Total	42	25,585.1	11,107.8	13,817.4	659.9	100.0

Fuente: Información proporcionada por las áreas y subáreas contratantes de la CFE y de sus EPS, respecto de procedimientos de contratación concluidos en el periodo 01 de enero al 31 de diciembre de 2023

Las 5 principales Contrataciones Consolidadas realizadas mediante Concurso Abierto, permitieron ahorrar 398.6 MDP, equivalentes al 10.4% de los ahorros totales generados (3,843.0 MP) por la CFE y sus EPS en 2023 en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios.

Contrataciones Consolidadas con Mayor Ahorro en 2023
(Millones de Pesos)

Empresa	Descripción de la contratación	Importe
CFE Distribución	Adquisición de Vehículos chasis con equipo hidráulico (Grúas) PD.	233.1
CFE Distribución	Adquisición de Conductores 2023.	72.6
CFE Distribución	Adquisición de Postes de Concreto y Madera 2023.	35.1
Corporativo	Programa de Aseguramiento Integral 2023 (PAI).	30.7
Corporativo	Contratación de parque vehicular para la CFE y sus EPS (Arrendamiento).	27.1
Total		398.6

Fuente: Información proporcionada por las áreas y subáreas contratantes de la CFE y de sus EPS, respecto de procedimientos de contratación concluidos en el periodo 01 de enero al 31 de diciembre de 2023

Procesos de inteligencia de mercado aplicado en contrataciones de obras y servicios relacionados

Con el fortalecimiento del control interno en los procesos de contratación de obras públicas, al separar del área requirente el proceso de contratación y realizarlo de manera independiente en la Dirección Corporativa de Administración, se establecieron nuevas directrices para realizar más rigurosas las Investigaciones de Condiciones de Mercado (ICM), a través de la Gerencia de Planeación e Ingeniería de Costos (GPIC), entre las cuales se encuentran los ejemplos siguientes:

- Revisar la consistencia entre las especificaciones particulares, planos, generadores, precios unitarios y presupuesto.
- Congruencia de precios unitarios respecto a rendimientos en los procesos constructivos, así como costo de los insumos acorde al mercado actual.
- Eliminación de precios históricos que presentaban costos en exceso.
- Supervisión de la adecuada integración de costos indirectos; financiamiento, utilidad y cargos adicionales.

Con ello, nos ha permitido:

- Homologar contenidos de las ICM en estricto apego a la normatividad vigente.
- Determinación del Precio Máximo de Contratación con el debido sustento de su integración.
- Reducción en los presupuestos solicitados por el área requirente, al tomar como base las condiciones de mercado y apegado a mejores prácticas, obteniendo mejores condiciones para la CFE.

Ahora bien, en lo que refiere a los procedimientos adjudicados en el ejercicio 2023, la Dirección Corporativa de Administración, a través de la Subdirección de Contratación y Servicios, se encargó de la conducción de diversos procedimientos de contratación de gran magnitud, citándose los siguientes:

- **Ampliación y modernización de la red nacional de transmisión proyecto Zona Laguna.** Se concursó el suministro de equipos y materiales, así como la ejecución de

obras electromecánicas y civiles para la construcción de 6 obras de líneas de transmisión de 115 kV por una longitud de 44.18 km línea y 44.19 km circuito, en el estado de Coahuila. Esta contratación se adjudicó por un importe de 499.9 MDP, obteniendo un ahorro de 85.3 MDP respecto del monto presupuestado.

- **Reducción en el nivel de cortocircuito red eléctrica de la zona metropolitana de Monterrey.** Se concursaron 8 obras de líneas de transmisión de 115 kV y 400 kV y una longitud de 6.27 km línea y 12.35 km circuito, 1 subestación nueva y 24 ampliaciones de subestaciones correspondiente al proyecto reducción en el nivel de cortocircuito zona metropolitana Monterrey, adjudicándose por un importe de 1,484.9 MDP lo que representó un ahorro de 6.8 MDP respecto al monto presupuestado.

Tecnologías de Información

En el marco de la transformación digital que está experimentando la CFE, los servicios de Tecnologías de la Información, Comunicaciones y Seguridad de la Información (TICSI) han adquirido una relevancia estratégica. Estos servicios se han convertido en pilares para la ejecución eficiente de una diversidad de procesos sustantivos, directivos y de apoyo, impactando directamente en la mejora de las operaciones.

La Dirección Corporativa de Administración, a través de su Coordinación de Servicios Tecnológicos (CST) ha liderado con éxito una serie de iniciativas durante el 2023, lo que se ha materializado en la adquisición de equipos para la renovación de la infraestructura de TICSI, la digitalización de procesos y el fortalecimiento de la ciberseguridad.

Ciberseguridad

La CFE enfrenta un entorno cada vez más complejo y desafiante en temas de seguridad informática, marcado por ataques cibernéticos cada vez más sofisticados que amenazan constantemente la integridad, confiabilidad y disponibilidad de la información y los servicios.

Frente a este panorama, la CFE intensificó en 2023 sus esfuerzos para reforzar los mecanismos de prevención y monitoreo para contener ataques, lo que nos ha permitido mantener a la empresa con cero vulneraciones en su seguridad informática.

En línea con esta gestión preventiva, se llevó a cabo una campaña de sensibilización sobre ciberseguridad, mediante la difusión de correos electrónicos dirigidos a todo el personal, así como el establecimiento de mecanismos en las áreas especializadas para detectar y eliminar amenazas emergentes.

Se contrataron dos servicios esenciales, el primero para la protección avanzada contra ataques dirigidos y DDoS, que permite mantener la disponibilidad ininterrumpida de los portales y aplicaciones, mediante la identificación de tráfico malicioso, detección de bots y la protección de aplicaciones.

El segundo servicio se centra en el uso de las librerías criptográficas, indispensable para la seguridad de servicios críticos y de contratación digital, a través de la administración de llaves públicas y el estampado de tiempo para certificaciones, necesarias para la autenticación y firma digital.

En la siguiente tabla, se detallan los resultados más destacados en ciberseguridad:

Principales resultados de ciberseguridad 2023

Indicador	Resultado
Vulneraciones a la seguridad de los sistemas de CFE	0
Activos protegidos de TICSÍ	84,000
Incidentes contenidos de virus informáticos	958,000
Correos electrónicos protegidos	418,000,000
Eventos de seguridad analizados	121,000,000,000

Fuente: Reporte de Responsable Institucional de Seguridad de la Información.

Plataformas de Monitoreo y Evaluación Estratégica

Durante el año 2023, se continuó con el desarrollo del "Centro de Mando", diseñado para monitorear en tiempo real los indicadores operativos de Generación, Transmisión y Distribución, integrando datos de diversas fuentes para analizar comportamientos, tendencias y potenciales fallas. El 2023 fue particularmente relevante por la incorporación de los indicadores de Desempeño Empresarial y datos sobre la demanda energética.

En colaboración con la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, se desarrolló una infraestructura capaz de extraer información directamente de los sistemas de origen y, al mismo tiempo, establecer un mecanismo alternativo para manejar aquellos datos que no se encuentran en sistemas estructurados. También se implementó un proceso de filtrado para garantizar la calidad y fiabilidad de los datos recopilados. Una vez depurados, estos datos se preparan para su presentación de manera ejecutiva.

Servicios de Comunicación

Se consolidó la adopción de las herramientas de colaboración en línea que incluye correo electrónico, almacenamiento en la nube por usuario, software de colaboración y videoconferencias, lo que ha permitido transformar la dinámica laboral, fomentando un entorno de trabajo colaborativo y el incremento en el uso de comunicaciones electrónicas.

Estas herramientas no solo han transformado la forma de trabajo y contribuido al aumento de la productividad del personal, sino que también han mejorado la protección y clasificación de la información, así como la gestión de dispositivos.

En el siguiente cuadro se muestra el incremento en el uso de herramientas colaborativas, en el período 2021-2023, destacando el aumento de cuentas colaborativas y la capacidad de almacenamiento en la nube, junto con un crecimiento en reuniones remotas y un incremento de 30% en el volumen de correos electrónicos.

Herramientas Colaborativas Informáticas 2021-2023

Fuente: Consola de administración de licenciamiento de Microsoft.

Descripción	Cantidad			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Cuentas colaborativas (miles de usuarios)	57.0	51.5	46.3	10.7	11.2
Almacenamiento en la nube (Petabytes)	1.2	1	0.9	20.0	11.1
Reuniones remotas (miles)	473.0	376.4	333.1	25.7	13.0
Correos (millones)	418.0	350.0	321.0	19.4	9.0

La estrategia de adquisición consolidada de switches, routers y red inalámbrica avanzó significativamente en 2023, con la adquisición de más de 18,000 equipos para redes, que garantizarán la conectividad y la comunicación efectiva, modernizando la infraestructura de TICSÍ y fortaleciendo la transformación digital en la CFE y sus EPS.

Centros de Datos

Se cuenta con un plan integral de modernización para los Centros de Datos de la CFE en México, Guadalajara y Monterrey, con el objetivo de mejorar las capacidades de procesamiento, almacenamiento, respaldo de datos, conectividad y seguridad, respondiendo a la necesidad de minimizar las interrupciones en los servicios críticos de TICSÍ. Esta modernización incluye la actualización de equipos obsoletos en México y Monterrey, así como la ampliación del ubicado en Guadalajara.

Durante 2023, se continuó con la mejora de la conectividad entre Centros de Datos, en la expansión de la infraestructura existente y el mantenimiento de los equipos auxiliares, destacando la implementación de un sistema automatizado de alertas en el centro de datos de la Ciudad de México, lo que permite la detección temprana de cualquier irregularidad operativa. Esta aportación ayuda a mantener la eficiencia y prevenir posibles interrupciones en los servicios críticos soportados por la infraestructura de TICSÍ.

Al cierre del 2023, los centros de datos concentran 3,369 máquinas virtuales con 4,906 terabytes de almacenamiento, cuya operación alberga diversos sistemas sustanciales para los procesos de la CFE y sus EPS.

Equipo Informático

A finales de diciembre de 2023, se realizó la adquisición consolidada de más de 4 mil computadoras personales y estaciones de trabajo, destinadas a 17 áreas corporativas, Unidades de Negocio y EPS, mediante un concurso bajo la modalidad de subasta, lo que permitió una mayor transparencia y competitividad, generando ahorros a la CFE superiores al 15% en comparación con el Precio Máximo de Contratación. La adquisición de las estaciones de trabajo atenderá las necesidades prioritarias de las áreas técnicas de alta especialización que cuenta la CFE y sus EPS.

Cabe destacar que en 2019 el 75% del equipo de cómputo de la CFE y sus EPS era obsoleto, afectando la productividad y aumentando los riesgos de ciberseguridad. Ahora, el 84.5% de los equipos tienen menos de 5 años, con capacidades para el uso de tecnologías modernas y seguras.

Desarrollo de Sistemas

El desarrollo, actualización, mejora continua de software y sistemas informáticos representan uno de los ejes de la estrategia de transformación digital, por lo que se implementaron y mejoraron diversos sistemas informáticos, destacando el proyecto de fortalecimiento y modernización del Micrositio de Concursos (MSC), con la incorporación de nuevos módulos y funcionalidades que agilizan los procedimientos de contratación.

El Sistema de Control de Préstamos (SICOPRE) de la CFE contaba con tecnología obsoleta, por lo que se realizó una profunda reingeniería para desarrollar el SICOPRE 2.0, centrándose en la automatización de sus procesos y en nuevas funcionalidades que mejoran la gestión integral de los préstamos, superando las limitaciones anteriores.

Además, se continuó con la modernización del sistema de administración de inmuebles, la automatización del proceso de enajenación de bienes y la mejora del canal confidencial de denuncia de acoso laboral y sexual. Todas estas mejoras contribuyeron a reducir la dependencia de los procesos manuales, permitiendo una gestión más eficiente y transparente.

Recursos Humanos

En el año 2023 la H. Cámara de Diputados aprobó un presupuesto para servicios personales de 69,947.2 MDP, de los cuales, se ejercieron 69,791.8 MDP, lo que representó un cumplimiento del 99.8% del presupuesto autorizado, con ahorros por 155.4 MDP que se explican principalmente por la política de no ocupación de plazas vacantes no prioritarias.

Presupuesto Ejercido de Servicios Personales
por Rubro de Gasto 2021-2023
(Millones de Pesos)

Rubro de Gasto	Importe			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 /2022	2022 /2021
Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo o por Convenio	42,907.3	39,999.3	37,763.0	7.3	5.9
Sueldos y Salarios	15,619.9	14,697.1	14,293.7	6.3	2.8
Gastos de Seguridad Social	7,864.4	6,961.1	6,634.5	13.0	4.9
Otras Erogaciones	3,400.2	3,135.6	2,857.1	8.4	9.7
Total	69,791.8	64,793.1	61,548.3	7.7	5.3

Fuente: Cubos de Essbase módulo FI.

El incremento de 7.7% del presupuesto ejercido en el período 2022-2023, obedece fundamentalmente por el incremento salarial y prestaciones derivadas de la revisión salarial, en la cual se otorgó un aumento del 4% y 1.82% al salario diario tabulado, este último como fortalecimiento al poder adquisitivo del personal de la CFE, así como incremento en las prestaciones de renta de casa, ayuda para despensa y transporte, lo que permitió cubrir el impacto de la inflación de 7.82% reportada al término del año 2022.

En relación con el incremento para pensionados, en cumplimiento a lo establecido en el Contrato Colectivo de Trabajo, se otorgó un aumento del 7.82%, conforme a la inflación reportada el año anterior.

Uno de los problemas históricos heredados a esta Administración fue la indefinición de la situación laboral del personal del Cuerpo de Seguridad Física, responsable de salvaguardar instalaciones estratégicas y de seguridad nacional que posee la CFE.

Por ello, el 12 de junio de 2023 se publicó por primera vez el “Reglamento de Trabajo para el Personal de Confianza de Seguridad Física de la CFE”, en el cual se reconoce la función especializada que realiza este personal y la naturaleza de su contratación como personal de confianza al tratarse de funciones de seguridad.

Se establecen las condiciones laborales y económicas a que tienen derecho, así como la obligación de mantenerse en óptimas condiciones físicas para el desempeño de sus labores.

Plantilla de Personal

El analítico de plazas de la CFE, aprobado como anexo del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2023, reportó 93,184 plazas autorizadas, de las cuales, al término del mismo año se contaba con 92,054 personas trabajadoras activas, lo que significó una ocupación del 98.8% de la plantilla autorizada.

Al analizar la composición del personal contratado en el 2023, se observa que las 71,582 son personas permanentes de base, equivalentes al 77.8% de la plantilla reportada, en tanto que las 20,472 personas de confianza representan el 22.2%.

Personal Activo por Tipo de Contratación 2021-2023

Tipo de Contratación	Personas Trabajadoras			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023/2022	2022/2021
Confianza	20,472	20,262	20,418	1.0	-0.8
Base	71,582	71,562	71,320	0.0	0.3
Total	92,054	91,824	91,738	0.3	0.1

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE.

El aumento de personal de confianza se explica por la emisión del “Reglamento de Trabajo para el Personal de Confianza de Seguridad Física de la CFE”, en el mes de junio de 2023, en el cual se reconoce al personal de seguridad física como personal de confianza.

Jubilaciones

La CFE asume el costo de las pensiones del personal que ingresó antes del 18 de agosto de 2008, denominando a este esquema como de Beneficio Definido, por lo que el personal que ingresó posterior a esa fecha tiene cuentas individualizadas para su pensión, a través del Sistema de Cuentas Individuales de Jubilación del Plan de Retiro de los Trabajadores (CIJUBILA).

En el año 2023 se jubilaron 751 personas bajo el esquema de Beneficio Definido, lo que representó un incremento del 1.4% con respecto a las reportadas al término del año 2022, para alcanzar un total de 53,233 personas jubiladas.

El personal que se encuentra en el CIJUBILA ascendió a 57,526, lo que representa el 59.8% del total del personal activo al 31 de diciembre de 2023, incrementándose en 2,521 cuentas respecto a las 55,005 reportadas en el año 2022.

Campañas de cuidado de salud del personal

Se realizaron 2,700 Actividades Preventivas Integradas, en coordinación con el IMSS, para beneficio de la salud del personal, que incluyen toma de glucosa, presión arterial, talla, peso, circunferencia abdominal, referencia para mastografía, promoción de salud dental y sexual, prueba de VIH y Hepatitis C.

En noviembre de 2023, se activó el programa piloto “Pierde kilos gana vida” en tres centros de trabajo, dirigido a trabajadores con Índice de Masa Corporal mayor a 30, dicho programa finaliza en 2024. También se realizaron campañas de vacunación contra Covid-19, Hepatitis B, Neumococo e influenza como medidas de protección del personal que labora en la CFE.

Sistema Integral de Recursos Humanos (SIRH)

El actual Sistema Integral de Recursos Humanos cuenta con 28 años en operación, por lo que presenta obsolescencia tecnológica y no es recomendable continuar con su operación, por lo que desde el año 2021, se iniciaron los trabajos para desarrollar el Sistema Integral de Recursos Humanos 2.0, considerando las necesidades específicas de operación para la CFE y sus EPS, con nuevas funcionalidades y con una visión integral que facilite la comunicación con otros sistemas que operan en la empresa.

Al cierre del año 2023, la Dirección Corporativa de Administración, a través de la Coordinación de Recursos Humanos, concluyó los procesos para el pago de nómina del personal de mandos superiores, eventuales y jubilados, lo que permitirá que de manera paulatina en el año 2024 inicie la operación del SIRH 2.0, incorporando a todo el personal del Corporativo de la CFE y posteriormente a las EPS.

Capacitación al personal

El desarrollo profesional del personal que labora en la CFE y sus EPS ha sido una prioridad en esta administración, por lo que en el año 2023 se aumentó en 23.7% el presupuesto para capacitación con respecto al año anterior, lo que permitirá incrementar conocimientos, habilidades y mejoras en las actividades cotidianas que desarrolla nuestro personal.

Presupuesto Ejercido de Capacitación por Área (Millones de Pesos)

Área	Importe			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
CFE Corporativo	70.1	58.7	47.4	19.4	23.8
EPS CFE Distribución	350.3	291.4	243.1	20.2	19.9
EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos	44.5	32.5	27.3	36.9	19.0
EPS CFE Transmisión	61.5	43.9	33.1	40.1	32.6
EPS de Generación	108.5	86.9	53.8	24.9	61.5
Total	634.9	513.4	404.7*	23.7	26.9

Fuente: ESSBASE de la Dirección Corporativa de Finanzas al 26 de febrero de 2024

* La información del 2021 se actualizó con respecto a lo reportado el año anterior, debido a que se reportó el dato preliminar de enero de ese año y no la definitiva del cierre del ejercicio.

En el 2023 las horas de capacitación presentaron un incremento del 18.5%, y de manera particular, resalta el aumento de 53.9% en temas transversales, destacando la formación en temas de Ética y Equidad de Género, cuyo objetivo es tener un desempeño íntegro en la función pública, así como un comportamiento de igualdad y equidad para las mujeres, desterrando prácticas indebidas como el hostigamiento y acoso sexual.

Horas de Capacitación por Temática

Temática	Horas en capacitación			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Desarrollo Humano	488,262	471,189	534,014	3.6	-11.8
Transversal	1,331,254	864,905	1,466,720	53.9	-41.0
Técnico o especialidad	10,881,470	9,335,684	9,664,998	16.6	-3.4
Estudios escolarizados	367,817	356,825	80,031	3.1	345.9
Total	13,068,803	11,028,603	11,745,763	18.5	-6.1

Fuente: Sistema de Capacitación de la CFE con corte al 26 de febrero de 2024

Con la conclusión oficial de la pandemia en el año 2023, se incrementó la capacitación en modalidad presencial en un 20.6%, en tanto que la mixta presenta el aumento mayor con un 76.4%, como se muestra en el cuadro siguiente:

Actividades de Capacitación por Modalidad

Modalidad	Capacitaciones			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Presencial	51,602	42,934	36,158	20.2	18.7
A Distancia	33,724	42,488	41,661	-20.6	2.0
Mixta	2,942	1,667	254	76.4	556.3
Total	88,268	87,089	78,073	1.4	11.5

Fuente: Sistema de Capacitación de la CFE con corte al 26 de febrero de 2024.

Financiamiento para Vivienda de Personal

En el año 2023 se autorizaron 6,098 créditos para el financiamiento de vivienda del personal de la CFE, cifra sin precedentes en la historia de la empresa, con un importe que representa 6,437.9 MDP.

El 60.5% del importe de los créditos que se otorga al personal es sin intereses, y el 39.5% restante, se le aplica una tasa de interés del 7.5% semestral, lo que permite al personal obtener beneficios que no están disponibles en instituciones privadas o públicas.

Créditos Hipotecarios Autorizados

Cantidad			Variaciones (%)	
2023	2022	2021	2023/2022	2022/2021
6,098	3,752	4,880	62.5	-23.1

Fuente: Acuerdos autorizados del Comité Nacional de Administración en el 2023.

Ética Corporativa e Igualdad de Género

En el año 2023 se realizó la renovación del Micrositio de Ética en la Intranet de la CFE, en donde el personal tiene a su alcance los documentos normativos e información relevante respecto a los temas de ética e integridad pública, así como material de difusión

elaborado para un mayor conocimiento, mejor comprensión y cumplimiento de los Códigos de Ética y de Conducta que regulan la actuación de todos los servidores públicos de la empresa.

El 41% del personal participó en actividades de capacitación en materia de ética, obteniendo una valoración de 90.4 en el apartado de “Ética e Integridad Pública” de la encuesta que se aplica al personal de la CFE.

En el año que se reporta, se recibieron 141 denuncias a través de la Línea Ética, mismas que fueron canalizadas a la Unidad de Responsabilidades para su atención y eventual sanción, en el marco de la Ley General de Responsabilidades Administrativas.

Por otro lado, el 4 de junio de 2023, se llevaron a cabo elecciones en los estados de Coahuila para elegir gobernador y 25 diputaciones y en el Estado de México para elegir gobernador, por lo que, desde el 1o de abril y hasta el 5 de junio, se llevaron a cabo acciones en materia de Blindaje Electoral instruidas por la Fiscalía Especializada en Delitos Electorales (FISEL).

En 2023 la CFE hizo historia en el avance hacia la igualdad de género, al nombrar a dos mujeres como Directoras Generales de EPS, en mayo en CFE Generación I y la segunda en noviembre, en CFE Generación II.

Por otra parte, el Programa de Igualdad de Género e Inclusión 2020-2024 de la CFE fue reconocido mediante una mención honorífica en el Premio de Innovación de Género en el Sector Energético de América Latina y El Caribe - Energía para el Futuro, otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por “el compromiso y sostenibilidad en sus ejes temáticos, estrategias y acciones las cuales muestran un compromiso serio y con visión estratégica a largo plazo, que se ha venido desarrollando y tienen intención de continuar”.

Las principales acciones realizadas en materia de Igualdad de Género durante el año 2023, fueron las siguientes:

- Se promovió un proyecto de electrificación con perspectiva de género en localidades de los municipios de Huehuetla, Omitlán de Juárez y Actopan del estado de Hidalgo.
- Se instalaron 62 salas de lactancia y se publicaron los lineamientos para su uso, con la finalidad de asegurar que las trabajadoras cuenten con espacios dignos e higiénicos para ejercer este derecho.
- En el marco de las “Redes de sororidad en la CFE”, participaron 1,257 mujeres para crear alianzas entre ellas y promover espacios laborales libres de violencia de género.
- Se llevó a cabo la tercera edición del foro: "Convirtiendo en acciones el 25N", en el que se rindieron cuentas sobre la prevención, atención y sanción de las quejas en materia de hostigamiento y acoso sexual en la CFE. Asimismo, se lanzó una actualización de la Aplicación móvil Que-HAS para denunciar casos al interior de la empresa.
- Se realizó el “Censo de Detección de Talento Femenino en la CFE”, con una participación del 74% de la población laboral femenina, con el objeto de identificar a las trabajadoras que podrían ser candidatas para ocupar puestos de mayor jerarquía y detectar las necesidades de profesionalización.
- Se presentó la publicación “Mujeres en la Industria Eléctrica Mexicana”, en algunas de las más importantes ferias del libro en México, como son: Feria Internacional del Libro en el Palacio de Minería de la Ciudad de México; XI Feria Internacional de la Lectura, Yucatán; Feria Internacional del Libro Universitario, Xalapa, y en la Feria Internacional del Libro de Guadalajara.



Bienes Muebles, Inmuebles y Servicios Generales

Programa de Aseguramiento Integral de Bienes

El cuidado del patrimonio es una de las actividades prioritarias de la CFE, por el riesgo de afectación que puede sufrir por fenómenos meteorológicos, accidentes en centrales o en la falla de equipos necesarios para la operación y generación de electricidad.

En el año 2023, se adjudicó la Póliza Integral a la empresa que ofertó el mismo precio otorgado en el año 2021, a pesar de una alta inflación y siniestralidad en el mundo, lo que permitió a la CFE mantener sus costos por tercer año consecutivo, lo que aunado a la disminución del tipo de cambio del peso frente al dólar, generó ahorros para la CFE del orden de 239 MDP.

En las pólizas de transporte marítimo y de carga se obtuvo una reducción en su costo del 29.0%, con respecto al año anterior, y en el caso del aseguramiento de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde aumentó en 4.8%, lo que es casi equivalente al efecto inflacionario reportado al cierre del año 2023 (4.66%).

Primas de Aseguramiento 2021-2023
(Millones de Dólares)

Póliza	Importe			Variaciones (%)	
	2023*	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Integral de Aseguramiento	70.1	70.1	70.1	0.0	0.0
Daño Físico Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV)	6.6	6.3	6.1	4.8	3.3
Responsabilidad Civil (CNLV)	1.3	1.3	1.2	0.0	8.3
Marítimo y Transportes Carga	2.2	3.1	0.0**	-29.0	NA
Total	80.2	80.8	77.4	-0.7	4.4

Fuente: Información de la Gerencia de Aseguramiento y Administración de Riesgos.

* La vigencia de la póliza es de junio 2023 a junio 2024.

** El pago de la prima de 2020 incluyó desde el 8 de diciembre de 2020 al 23 de enero de 2022, por lo que en 2021 no se realizaron pagos por este concepto.

Por otra parte, los costos de los gastos de administración por el manejo del Esquema de Administración de Pérdidas de Bienes y Riesgos Diversos (que es el riesgo que asume la CFE) ascendieron a 9.4 MDD.

El aumento que se reporta en nuestras pólizas por Gastos de Administración en 2023, comparado con el año anterior, se debe a que se superó el límite máximo de cobertura de las pólizas de los años 2017, 2020 y 2021, las cuales todavía reportaban siniestros pendientes de concluir definitivamente, como se muestra a continuación:

Adicionalmente, las reposiciones del fondo para sufragar las reparaciones de vehículos siniestrados, así como los gastos de administración de las Pólizas de Parque Vehicular y de Maquinaria Pesada Móvil, ascendieron a 54.9 MDP al cierre del año 2023.

Impacto del Huracán Otis

El 25 de octubre de 2023, ocurrió el Huracán Otis en el Estado de Guerrero, sufriendo daños considerables la infraestructura de las líneas de transmisión y distribución, así como de los equipos electrónicos. Las cifras estimadas por parte de las áreas afectadas de la CFE ascienden a un importe de 4,454.8 MDP, lo que lo convierte en el siniestro con mayor impacto económico en la historia de la CFE.

Enajenación de Bienes Muebles

En el mes de mayo de 2023, el Gobierno Federal dio por concluida la emergencia sanitaria causada por el virus SARS-CoV2, por lo que las áreas de CFE y sus EPS reiniciaron los procedimientos de licitación pública para la venta de sus bienes muebles no útiles.

Se realizaron 174 procedimientos de enajenación a través de los cuales se obtuvieron recursos por 231.1 MDP, incluyendo casos del Programa de Repotenciación y Modernización de Centrales Hidroeléctricas y Minihidroeléctricas, coordinado por la Subdirección de Negocios no Regulados, en los que se sustituyeron equipos para incrementar la capacidad de generación de electricidad.

Los principales bienes enajenados fueron transformadores de distribución y potencia (57.9 MDP), medidores de energía (34.8 MDP), cable de aluminio (25.4 MDP), desecho ferroso de segunda (22.4 MDP), tubería de cuproníquel (9.9 MDP), cobre desnudo (9.6 MDP), cable de aluminio con forro (9.1 MDP), conductores eléctricos de cobre (7.1 MDP), desecho ferroso vehicular (6.6 MDP), aceite quemado y/o usado (6.2 MDP).

Bienes Inmuebles

Como parte de la transformación digital, se desarrolló un nuevo módulo en el Sistema de Control de Bienes Inmuebles (SICABIN 2.0), para incorporar información de Derechos de Vía y Servidumbres (DVyS), a través del cual las áreas de la CFE y EPS podrán reportar información en la materia.

En el año 2023 se continuó con la actividad permanente de supervisión de la calidad de la información que se registra en el SICABIN 2.0, por lo que se realizaron 20 visitas supervisión a 47 oficinas de las EPS de Generación, Distribución, Transmisión, Suministrador de Servicios Básicos, así como a la Central Nuclear Laguna Verde y la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos.

En materia de arrendamiento de inmuebles y de conformidad con las disposiciones en materia de precios de transferencia y operaciones inter-compañías, la CFE celebró contratos de arrendamiento de bienes inmuebles de su propiedad con las EPS CFE Distribución, CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Generación III, obteniendo ingresos por un monto de 73.9 MDP antes de IVA. Dicho importe representó un incremento de 20.9% con respecto a lo obtenido en este rubro en el ejercicio 2022, tal incremento porcentual se debe a que en el año 2023 se aplicó una nueva metodología en materia de precios de transferencia.

Arrendamiento de Bienes Inmuebles
(Millones de Pesos)

Programa	Importe			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Arrendamiento de Inmuebles	73.9	61.1	58.8	20.9	3.9

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos; Unidad de Administración del Patrimonio Inmobiliario.

Archivos

Con el propósito de contar con un espacio que reuniera las condiciones idóneas para el resguardo, preservación y difusión del patrimonio archivístico institucional, la CFE construyó la edificación de un nuevo recinto para el Archivo Histórico en la segunda sección del Bosque de Chapultepec, en un terreno contiguo al antiguo Museo Tecnológico.

El 12 de diciembre de 2023 se inauguró las nuevas instalaciones del Archivo Histórico "Adolfo López Mateos", como una contribución al Gobierno de la República a la preservación de la memoria documental de la institución y al rescate de la historia de la industria eléctrica en México.



En noviembre de 2023, se realizó el Tercer Encuentro Nacional de Archivos, con el objetivo de reunir a profesionales, investigadores, académicos, encargados o responsables de archivos y en general a los interesados en el campo de la gestión documental, contando con la participación de 4,174 personas responsables de archivos y personal de la empresa en diversas entidades del país.

En el Archivo de Planos, se atendieron 133 solicitudes de servicio que corresponden a la cantidad de 36,639 documentos digitalizados, 4,953 documentos en reprografía, 35 consultas y 54 clasificaciones de planos. Entre las solicitudes realizadas, se destaca la digitalización de planos de zonas afectadas en Acapulco, cuya información fue de vital importancia para el restablecimiento de energía eléctrica de la población afectada por el huracán Otis.

De enero a diciembre del 2023, se realizó la revisión de 111,984 planos y 866,056 documentos afines, de los cuales se ha evaluado su estado de conservación, identificando que el 99% de los documentos se encuentran en buen estado.

En el Archivo de concentración del corporativo de CFE, se resguardan 25 mil cajas con documentación, la cual periódicamente se solicita su consulta y préstamo, atendiendo 210 peticiones al término del año 2023.

Mediante el proceso de valoración documental se detectaron documentos con valor patrimonial susceptibles de ser transferidos al Archivo Histórico, mediante la transferencia secundaria, realizando dos transferencias que incluyeron 1,000 documentos, con fechas entre 1967 a 1973, 657 diapositivas y 201 fotografías de los años de 1989, 1990 y 2005, para ser permanentemente resguardados y consultados.

Se realizó el procedimiento para desincorporar 417 cajas con documentos que no son de archivos, denominados de comprobación administrativa inmediata y de apoyo informativo,

realizando donación de papel para su reutilización a la Comisión Nacional de Libros de Texto Gratuito.

Gestión del parque vehicular

Durante el ejercicio 2023, para cumplir con las necesidades de la CFE y sus EPS, se tuvo la disponibilidad de un parque vehicular terrestre de un total de 36,365 unidades: 24,447 propias y 11,918 unidades arrendadas.

En abril de 2023, inició la operación de un nuevo contrato de arrendamiento, con el que se sustituyó una parte de las unidades obsoletas (reducción de vehículos propios en 2.6%) y se atendieron requerimientos de vehículos para el desarrollo de nuevos proyectos. En ese sentido, los vehículos arrendados aumentaron en un 19.8% en comparación con el cierre de 2022; continuando la administración de cinco contratos plurianuales de arrendamiento.

Parque Vehicular de la CFE y EPS 2021-2023

Propiedad	Vehículos			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
CFE y sus EPS*	24,447	25,091	25,405	-2.6	-1.2
Arrendados	11,918	9,951	9,856	19.8	1
TOTAL	36,365	35,042	35,261	3.8	-0.6

* Vehículos clasificados como en Operación (Oper-Mont) en el SII SAP (OPER).

Fuente: Sistema Institucional SAP con datos al cierre de los ejercicios que se mencionan.

Cabe señalar que, se prevé la conclusión de cuatro de los seis contratos de arrendamiento vigentes, que implica la devolución de 9,856 vehículos arrendados a los respectivos proveedores, por lo que se realizaron dos concursos abiertos para la contratación del servicio de arrendamiento, cuya operación iniciará en 2024.

Recursos Materiales y Servicios Generales

La Unidad de Servicios Generales y de Apoyo (USGA) es el área encargada de concentrar los gastos para los servicios generales que requiere CFE Corporativo, así como funge como unidad concentradora para servicios que se contratan de manera consolidada para las EPS, lo que permite obtener mejores condiciones para la CFE.

En 2023, la USGA ejerció 447.7 MDP para apoyar la adquisición de insumos y la recepción de servicios necesarios para actividades sustantivas, de acuerdo con lo siguiente:

Presupuesto Ejercido por Tipo de Gasto 2023
(Millones de pesos)

Tipo de Gasto	Importe Ejercido			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Pasajes Aéreos	140.4	94.7	65.3	48.3	45.0
Arrendamiento	66.0	66.4	66.0	-0.6	0.6



Tipo de Gasto	Importe Ejercido			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
Impresión, Fotocopiado, Escaneo	56.2	62.5	44.9	-10.1	39.2
Servicio de Seguridad y Vigilancia	79.5	72.6	69.1	9.5	5.1
Otros Servicios	68.5	44.6	29.5	53.6	51.2
Mantenimientos Diversos	22.9	18.1	16.3	26.5	11.0
Materiales y Suministros	14.2	26.8	10.6	-47.1	152.8
Total	447.7	385.7	301.7	16.0	27.9

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Febrero 2024

El aumento en el rubro de pasajes aéreos se explica por las actividades de supervisión de los proyectos en marcha para el rescate de la CFE, tales como la construcción, modernización y equipamiento de 35 proyectos de centrales de generación, tales como la Central Fotovoltaica más grande de América; la modernización y equipamiento de 20 Centrales Hidroeléctricas; construcción de 5 centrales de ciclo combinado en zonas prioritarias y de centrales de corto plazo, 5 ciclo combinado y 2 de combustión interna, distribuidas en diversas Entidades Federativas, lo que permitirá incrementar la capacidad de generación de electricidad y atender el crecimiento de la demanda en zonas como las penínsulas de Baja California y Yucatán.

Asimismo, en otro tipo de servicios se incluyen erogaciones para mantenimiento de espacios de trabajo adecuados y seguros, el reemplazo de elevadores en edificios del corporativo que por su antigüedad presentaban riesgos en su operación por falta de refaccionamiento, así como el mantenimiento a plantas de tratamiento, a equipos de prevención y diversos servicios necesarios para el desarrollo de las actividades administrativas en los inmuebles.



Negocios comerciales

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE NEGOCIOS COMERCIALES (DCNC)

Con el logro de los objetivos institucionales dictados en el Plan de Negocios, y al atender la política instituida para dar prioridad a las necesidades internas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la DCNC continúa realizando las tareas necesarias que le permitan garantizar el cumplimiento de metas que, desde el ámbito de su competencia, contribuyan a seguir fortaleciendo a la CFE.

Como se ha informado a lo largo de la actual Administración, la Reforma Energética y la de Telecomunicaciones del Pacto por México restringieron al Estado mexicano, y particularmente a la CFE, en ambos sectores, obligándola a entregar su infraestructura respectiva. Situación que provocó que áreas de servicios técnicos estratégicos de la CFE se vieran acotadas.

Ante tal circunstancia, la DCNC en cumplimiento de sus funciones ha buscado, en todo momento, fortalecer la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones, y bajo su supervisión se ha privilegiado que, a través de los servicios que ofrecen las denominadas Unidades de Negocio [CFE TELECOM, PAESE y LAPEM] a las áreas internas de la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y en su caso, Empresas Filiales (EF) eviten contratar con privados. Encauzar a que la CFE compre mejor y al menor costo, generando ahorros y asegurando la calidad en las adquisiciones. Es así como, mediante la aplicación de las políticas de austeridad en el gasto, se ha logrado abonar al saneamiento financiero planteado en el Programa Nacional de Electricidad de este gobierno.

Mediante esta estrategia apoyada todos los días por el equipo de trabajo de la DCNC y las Unidades de Negocio, se tienen los siguientes resultados:

SUBDIRECCIÓN DE ESTRATEGIA COMERCIAL (SEC)

Misión del área y aportación de valor

La Subdirección de Estrategia Comercial tiene como objetivo maximizar el desempeño de las empresas comerciales en el mercado de energéticos, el Mercado Eléctrico Mayorista y en el suministro básico y calificado; así como en el desarrollo de los productos y servicios que la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos (SSB) y las Empresas Filiales CFE Calificados, S.A. de C.V. (CFEC), CFenergía, S.A. de C.V. (CFEn) y CFE International, LLC (CFEi), al igual que las Unidades de Negocio (UN) CFE TELECOM, Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM), y Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), comercializarán en cumplimiento al Plan de Negocios de la CFE.

Para cumplir con su objetivo, la SEC realiza funciones de evaluación del desempeño y seguimiento a las actividades de suministro básico, suministro calificado y proveeduría de insumos primarios; así como de las actividades comerciales y los proyectos implementados por las Unidades de Negocio adscritas a la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC). Mediante el análisis y la evaluación del desempeño, la SEC coadyuva a inhibir las desviaciones a los objetivos estratégicos de dichas áreas y contribuye a que cumplan con las metas establecidas. Lo anterior, con el propósito de contribuir a la generación de ventajas tecnológicas, comerciales y económicas, que redunden en el fortalecimiento de la CFE y en la consolidación de su carácter de empresa pública que aporta valor al Estado.

A pesar de que la creación de la SEC se encontraba considerada en el Estatuto Orgánico de la CFE, publicado el 12 de abril de 2017, y en el Manual de Organización General del 25 de abril de 2018; se trata de un área de reciente reconocimiento, cuya estructura básica está en trámite. De manera precisa, el 19 de diciembre de 2023 - mediante Acuerdo CA-100/2023 del Consejo de Administración de la CFE, en su Sesión Ordinaria 57- se nombró al primer titular de esta Subdirección. Sin embargo, es importante precisar que aún en el periodo en que el área no se encontraba formalmente en funciones, sus distintas responsabilidades fueron cumplidas.

Descripción General de Nuevos Negocios o Proyectos

Debido a su reciente reconocimiento, la SEC se encuentra en el punto inicial de la implementación de nuevos proyectos. No obstante, el pasado 13 de diciembre de 2023 coordinó el Seminario sobre “Almacenamiento de Energía”, en el cual se contó con la participación de distintas áreas de la CFE y de ponentes externos interesados en compartir su propuesta comercial. Dicho encuentro brindó, a los distintos participantes, una visión integral de las últimas tendencias, tecnologías y soluciones innovadoras en el campo del almacenamiento de energía. Este encabeza una serie de seminarios, proyectados a lo largo del 2024, que buscan fungir como espacios de diálogo e intercambio de experiencias, que permitan reconocer oportunidades comerciales para la CFE.

Aunado a lo anterior, al cierre del 2023, la SEC comenzó con la implementación de una serie de acciones encaminadas al impulso del proyecto de electromovilidad, como una de las principales estrategias comerciales para la CFE y sus distintas áreas. Entre otros, se desarrollaron análisis económicos, ambientales y estructurales encaminados a identificar las áreas de oportunidad en el suministro de energía para los autos eléctricos; es decir, respecto a la comercialización de la energía eléctrica. A través de este proyecto, la SEC procura definir, con mayor precisión, el papel que la CFE puede desarrollar en materia de movilidad eléctrica, procurando generar valor económico para la institución; a la par, busca sumar esfuerzos al llamado de la transición energética, generando un impacto social real.

GERENCIA DE NUEVAS ÁREAS DE OPORTUNIDAD (GNAO)

Se formalizaron los principales procedimientos de la GNAO con la emisión de “Manual de Procedimientos de Desempeño de Estrategias Comerciales, Seguimiento y Mejora”, consolidando el “Procedimiento para la vinculación de las estrategias y líneas de acción del Plan Anual Comercial de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC)”, el “Procedimiento de Análisis y Evaluación del Desempeño de la(s) EPS/EF/UN”, el “Procedimiento para proponer metas estratégicas e indicadores clave para el Desempeño de los principales proyectos, productos o servicios de la (s) EPS/EF/UN” y el “Procedimiento para el Seguimiento a las sugerencias, medidas preventivas y correctivas propuestas a la(s) EPS/EF/UN”, fortaleciendo con ello, la estructura y las funciones de la DCNC.

En 2023 la GNAO atendió todas sus actividades sustantivas, dentro de las cuales destacan las evaluaciones trimestrales del desempeño correspondientes al cuarto trimestre de 2022, y los trimestres primero, segundo y tercero de 2023 para la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, las empresas filiales CFE Calificados, CFEEnergía y CFE Internacional, así como las Unidades de Negocio CFE Telecom, el Laboratorios de Pruebas de Equipos y Materiales y el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico. Las evaluaciones del desempeño, además de brindar una visión integral de la eficiencia y eficacia de actividades realizadas por las empresas relacionadas y las Unidades supervisadas en lo relativo al cumplimiento de sus objetivos y metas, y el avance en la implementación de sus proyectos relevantes, dio continuidad al seguimiento de la gestión de los riesgos estratégicos, y se propusieron medidas correctivas y preventivas cuando se advirtieron situaciones que pudieran comprometer sus objetivos o bien al presentarse desviaciones en las metas comprometidas. Asimismo, se dio puntual seguimiento a la atención de las medidas preventivas y correctivas propuestas por la GNAO.

La GNAO participó en la integración del Plan de Negocios 2024 – 2028 de la CFE con la aportación de las Unidades de Negocio que reportan a la DCNC.

Adicionalmente, se revisaron y consolidaron los indicadores clave de la EPS (Empresa Productiva Subsidiaria), EF (Empresa Filial) y UN (Unidades de Negocio) con los objetivos estratégicos del Plan de Negocios 2023 – 2027 de la CFE.

Se realizaron las gestiones que se desprendieron del despacho a la Auditoría AUDI-COA-038-2023, atendiendo a todos los requerimientos solicitados por la Contraloría Interna de esta CFE.

GERENCIA DE PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN (GPM)

La GPM se enfoca a ejecutar tareas y proyectos de corte transversal en el Corporativo y las empresas de la CFE, y de igual forma, realiza la identificación y análisis de propuestas de nuevos negocios, asociaciones, alianzas, coinversiones, estrategias y adopción de innovaciones tecnológicas y comerciales para su promoción.

Programas y Proyectos Intervenido por la GPM	Cifras (Datos observados)				Variación respecto al año anterior (%)		
	2023	2022	2021	2020	2023	2022	2021
Programas y Proyectos	7	7	7	0	0%	0%	N/A

- Fuente: [Oficio DCNC-GPM-0004-2024](#). Detalle del Índice de Productividad, FO-CA000-004. Gerencia de Proyectos de Modernización. 23 de enero de 2024.
- Las Variaciones (%) se calculan como los valores de: (año actual - año anterior) / (año anterior).

Para cumplir con este enfoque, la Gerencia organiza sus actividades en programas y proyectos que ha ejecutado desde el 2020, durante 2023, y continúa su ejecución para el cumplimiento de las funciones encomendadas. A continuación, se reportan programas, proyectos y actividades relevantes ejecutados en 2023.

- Desarrollo Organizacional de la DCNC: Colaboración en la elaboración del Manual de Procedimientos de Impulso a la Mejora e Innovación Comercial¹⁷, en el análisis de las funciones de las gerencias y en propuestas de indicadores para evaluación del desempeño de las áreas relacionadas y supervisadas por la Subdirección de Nuevos Negocios (SNN).
- Secretaría Técnica del Convenio CFE-INEEL 2019: Derivado de modificaciones a las Disposiciones Generales en materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se finalizó el “*CONVENIO QUE REGIRÁ LA RELACIÓN DE LAS CONTRATACIONES ENTRE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS LIMPIAS (INEEL)*”, celebrado en 2019; finalizando el programa de apoyo y seguimiento a proyectos para realizar contrataciones con el INEEL y a la vez atendiendo y solventando observaciones derivadas de requerimientos de auditoría¹⁸.
- Análisis de Nuevos Negocios: Análisis de propuestas, principalmente por parte de entidades externas a la DCNC, para la determinación de su viabilidad y proponer conclusiones y recomendaciones sobre la ejecución de la propuesta.

Análisis de propuestas de nuevos negocios	Cifras (Datos observados)				Variación respecto al año anterior (%)		
	2023	2022	2021	2020	2023	2022	2021
Propuestas Analizadas	4	5	6	0	-20%	-17%	N/A

- Fuente: Información de la Gerencia de Proyectos de Modernización, 22 de enero de 2023.
- Las Variaciones (%) se calculan como los valores de: $(\text{año actual} - \text{año anterior}) / (\text{año anterior})$.

- Nuevo Negocio – Movilidad Eléctrica: ejecución del Procedimiento para Impulsar la Innovación Comercial de las Áreas Supervisadas y Relacionadas, realizando el Análisis Inicial de un Nuevo Negocio de Movilidad Eléctrica, el cual fue firmado por la SNN a la SEC, en atención a la indicación superior.
- Mejora Comercial – Centro de Ensayos de Eficiencia Energética: ejecución del Procedimiento para Impulsar la Mejora Comercial de las Áreas Supervisadas y Relacionadas, donde se proponen 5 opciones de servicios y una enajenación para aprovechar los activos del CEEE bajo el control de la UN PAESE, existente en el predio que ocupa la UN LAPEM en Irapuato.
- Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones: Este grupo realiza la optimización del uso de activos tecnológicos mediante procedimientos de adquisición de equipamiento, en los que se ha participado mediante opiniones y recomendaciones.
- Grupo de trabajo para Gobierno y Estandarización de Ingeniería de Software: Este grupo tiene como objetivo de identificar y desarrollar propuestas de mejora en

¹⁷ Normateca Institucional, [Manual de Procedimientos de Impulso a la Mejora e Innovación Comercial](#), 2 de agosto 2023.

¹⁸ [Oficio/CFE/AI/CAA/0139/2023-HAEM](#) Cédulas de Seguimiento de la auditoría COA023/2022.

materia de gobierno, estándares y arquitecturas para la Ingeniería de Software en el que participa la gerencia mediante opiniones y recomendaciones.

- Ejecución PAESE: Apoyo a la unidad de negocio del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico en la ejecución de proyectos de eficiencia energética.
- Participación en Órganos Directivos: colaboración con el análisis de la participación de la CFE en órganos directivos de otras instituciones como el INEEL e InnovaBienestar de México (antes Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, COMIMSA).
- Responsable de TICSÍ de la DCNC: la gerencia asume las funciones enlace y encargado de las tareas derivadas de la aplicación, seguimientos y vigilancia del cumplimiento de las Políticas y la normatividad de TICSÍ atendiendo en 2023, 10 requerimientos de la Coordinación de Servicios Tecnológicos.

Conclusión

Las tareas y proyectos presentados reflejan la diversidad acciones realizadas por la GPM, orientadas a la obtención de economías de escala y optimización de activos a través de proyectos como Ejecución PAESE y del Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones; apoyando a la CST en la administración de tecnologías de información y participando en grupos de trabajo; identificando nuevas oportunidades mediante el Análisis de Nuevos Negocios; y desarrollando análisis y planes de mejora, para cumplir con los objetivos y funciones de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales y la Subdirección de Nuevos Negocios.

UNIDAD DE NEGOCIO CFE TELECOM (UN CFET)

Objetivo

La UN CFET adoptó un enfoque estratégico transversal atendiendo las directrices en materia de telecomunicaciones del Director General y de la DCNC, bajo los siguientes principios:

1. Aprovechar, fortalecer y modernizar la infraestructura asociada a las telecomunicaciones para la atención de servicios internos al Corporativo y EPS, así como a clientes externos.
2. Adquirir servicios y equipos de telecomunicaciones de forma coordinada, consolidada y justificada, para atender las necesidades de la CFE y sus Empresas generando ahorros.
3. Favorecer la política de austeridad republicana generando economías de escala y ahorros mediante análisis técnicos y propuestas de soluciones eficientes a los proyectos en materia de telecomunicaciones al interior de la CFE y sus Empresas.
4. Mantener vigentes los servicios de los contratos cedidos a Financiera para el Bienestar (FINABIEN) para conservar ingresos para la CFE. Estos contratos que aún se encuentran vigentes otorgan a la CFE 84% de lo que FINABIEN cobra a sus clientes.
5. Orden y disciplina financiera, reduciendo costos y aprovechando los recursos existentes para ejercer el presupuesto de manera responsable y justificada.

La Unidad de Negocio CFE Telecom tiene por objeto consolidar su papel transversal y estratégico para la provisión y prestación de servicios de telecomunicaciones al interior

de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), privilegiando la prestación de servicios a través de infraestructura interna, generando ahorros y economías de escala en beneficio de la CFE. Asimismo, busca diversificar sus ingresos contribuyendo a la creación de valor para la CFE y el Estado Mexicano.

Principales Logros del Año

El resultado de implementar una estrategia transversal en materia de telecomunicaciones por parte de la UN CFET fue el crecimiento de los servicios prestados a la CFE y EPS con su infraestructura propia, la modernización de procesos e infraestructura en telecomunicaciones a través de compras estratégicas en las que la UN CFET participó mediante estudios de inteligencia de mercado y de diseño de redes.

Los ingresos se han incrementado y la UN CFET está cerca de recuperar el nivel de ingresos que tenía en el año 2015 (el más alto históricamente), los ahorros y servicios al Corporativo y EPS han aumentado derivado de la administración de los servicios de telecomunicaciones prestados por terceros.

1. Durante 2023, los ingresos acumulados registrados fueron de \$1,105 mdp, lo que representó un incremento del 14.2% comparado con el ejercicio 2022. Con lo cual se ha registrado una utilidad promedio anual del 23% en los últimos tres años (2021-2023).
2. La cuantificación de los servicios de telecomunicaciones que se prestaron a las áreas del Corporativo y EPS a diciembre 2023, fue de \$1,677 mdp, recursos presupuestales que la CFE no está erogando, ya que estos servicios se prestan a través de infraestructura propia.
3. El 22 de febrero de 2023 el Pleno del Instituto Federal de Telecomunicaciones aprobó el otorgamiento a favor de la CFE un título de concesión para uso comercial con carácter de red compartida mayorista de servicios de telecomunicaciones (Título de Concesión Mayorista). Con este instrumento, la CFE nuevamente pretende prestar servicios de carácter comercial e incrementar sus ingresos por la prestación de servicios mayoristas a otros concesionarios y operadores de telecomunicaciones.

Actividades Relevantes

- Continuidad operativa de la provisión de servicios de telecomunicaciones a través de un tercero, para brindar soluciones de voz, datos y seguridad informática a las EPS y áreas del Corporativo.
- Continuidad en la administración del contrato de internet de alta capacidad bajo demanda, con el cual se brinda servicio de internet institucional.
- Continuidad en la administración del contrato de Red Satelital, ya que ésta es un medio de comunicación para centrales generadoras ubicadas en sitios donde no se cuentan con otras alternativas de infraestructura, siendo fundamental para monitorear los procesos de generación eléctrica y la comunicación con oficinas y centros administrativos, así como para el CENACE.
- Creación del Laboratorio de Telecomunicaciones CFE Telecom y acceso a plataforma de cursos especializados para la transmisión de conocimiento en temas relacionados con tecnologías de información y telecomunicaciones, así como para llevar a cabo pruebas de soluciones y nuevas tecnologías para proyectos dentro de la CFE.

- Actualización del modelo financiero para determinación de precios, el cual considera información de los principales operadores en telecomunicaciones, así como el desarrollo de una propuesta de cálculo de costos por el uso de infraestructura de CFE Transmisión que aplica a los servicios que comercializa CFE Telecom.
- Adquisición de equipo de telecomunicaciones necesario para la actualización y entrega de nuevos servicios y el fortalecimiento de puntos neurálgicos y con saturación en la red. Con ello, se pronostica la entrega de más de 250 servicios, principalmente para usuarios de CFE Distribución, y también para la comercialización de los primeros clientes de servicios mayoristas a través de la concesión obtenida en 2023.

Nuevos Negocios o Proyectos

Título de concesión para uso comercial con carácter de red compartida mayorista de servicios de telecomunicaciones (Título de Concesión Mayorista), para prestar servicios de carácter comercial.

Variables Cuantitativas

Indicador / Programa / Resultado	Año (Cifras en mdp)			Variaciones (%)	
	2021	2022	2023	2021 / 2022	2022 / 2023
1. Ingresos	\$911	\$968	\$1,105	6.3%	14.2%

Fuente: Sistema Institucional SAP / Fecha consulta: 31 de diciembre 2023.

Indicador / Programa / Resultado	Año			Variaciones (%)	
	2021	2022	2023	2021 / 2022	2022 / 2023
2. Servicios de telecomunicaciones a usuarios internos con infraestructura propia	2,175	2,205	2,261	1.4%	2.5%

Fuente: Avisos de Entrega / Fecha consulta: 31 de diciembre 2023.

UNIDAD DE NEGOCIO PROGRAMA DE AHORRO DE ENERGÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO (UN PAESE)

Misión del área y aportación de valor. De conformidad con el Artículo 59 del Estatuto Orgánico de la CFE, el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico es la Unidad de Negocio (UN PAESE) responsable de la creación de valor mediante el aprovechamiento, administración y comercialización de los servicios relacionados con la evaluación, certificación y comercialización de dispositivos, técnicas, sistemas de control y tecnologías que promuevan el ahorro de energía eléctrica. Esto bajo la directriz de la DCNC.

Proyectos de eficiencia energética. Durante 2023 se comercializaron e implementaron 3 proyectos de eficiencia energética en la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión, con una inversión de \$26.6 millones de pesos; estos proyectos generarán ingresos para el área por \$30,096 MDP y ahorros en energía eléctrica para la EPS de



81.93 MWh al año, lo que evitará la emisión de 105.8 tCO₂ durante la vida útil de los proyectos.

Fomento a la movilidad eléctrica. La UN PAESE actualmente monitorea el uso de 100 estaciones de recarga para autos eléctricos en el país y prepara alternativas para posicionar a la CFE en torno a esta industria. Con esta infraestructura se entregaron 10.3 MWh de energía, lo que equivale a 103,895 kilómetros recorridos y a evitar la emisión de 13.97 tCO₂ a la atmósfera.

Diagnósticos energéticos. Durante 2023 concluyeron los diagnósticos en los inmuebles Don Manuelito 11, Augusto Rodín, oficinas de la Gerencia de Tecnologías de la Información (GTI) y Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales (LAPEM). Con estas acciones se han realizado 12 diagnósticos en inmuebles del Corporativo de la Comisión, con lo que la UN PAESE cumple su función de desarrollar y conducir la planeación y control de las estrategias de ahorro y uso eficiente de la energía en las instalaciones de la CFE.

Implementación de los Sistemas de Gestión de la Energía. En 2023 se iniciaron los Sistemas de Gestión de la Energía en 22 instalaciones de las EPS CFE Generación I, CFE Transmisión y CFE Suministrador de Servicios Básicos; las actividades consisten en la capacitación al personal en la norma "ISO 50001:2018" y en "Diagnósticos Energéticos", como resultado, se integraron 22 Comités de Eficiencia Energética, con las respectivas auditorías energéticas y reportes que establecen una línea base que permite implementar políticas de eficiencia energética.

Evaluación de Tecnologías Ahorradoras. Durante 2023 la UN PAESE evaluó 302 luminarias de alumbrado público (se emitieron 281 Constancias de Ahorro de Energía y 21 Dictámenes No Satisfactorios). A través de este servicio se dio atención a 47 empresas fabricantes y comercializadoras del ramo.

Difundir medidas de Ahorro y uso eficiente de la energía. La UN PAESE realiza actividades de difusión en materia de ahorro y uso eficiente de la energía al interior de la CFE, sus EPS, Unidades de Negocio y con los usuarios del servicio eléctrico, con lo que se beneficia a los sectores más necesitados, toda vez que al adoptar prácticas de eficiencia energética les permite reducir el consumo de la energía. Estas acciones se realizan mediante pláticas, brigadas, presentaciones del Teatro Robótico "La Casita del Ahorro" y publicaciones en los canales digitales oficiales de la Comisión. Por medio de estas actividades se informaron en 2023 a 77,846 personas.

Capacitación especializada en eficiencia energética Impartiendo capacitación especializada en eficiencia energética, la UN PAESE fortalece el control interno en los procesos de las distintas EPS, EF, UN y del Corporativo de la CFE; en el año 2023 se impartieron un total de 31 cursos especializados, entre ellos los más demandados fueron los de Ahorro de Energía Aplicado a Diagnósticos Energéticos para Edificios Comerciales e Industriales, Diagnósticos Energéticos y Evaluación de Proyectos de Ahorro de Energía.

Comparativos anuales, interpretación y componente de infraestructura. Los principales comparativos anuales que destacan son el aumento tanto en los ingresos, en el ahorro de energía, así como las emisiones evitadas por las acciones de la Unidad de Negocio. Estos resultados derivan de los proyectos de eficiencia energética, el principal proceso prioritario del área; por ello, los proyectos representan el componente de infraestructura clave.



Adicionalmente, este proceso, ya consolidado como actividad comercial, puede analizarse de manera plurianual, pues los resultados de ahorro de energía, ingresos y emisiones de CO2 evitadas son continuos y comparables, ya que los proyectos cuentan con hasta 10 años de vida y se financian hasta en 3 periodos anuales, además de que el proceso impacta en toda la cadena de valor de la energía eléctrica de manera plurianual. Por ejemplo, además de los proyectos ejecutados en 2023, se elaboró la cartera de proyectos 2024, misma que será concursada este año, lo que genera valor para el Estado mexicano.

Logros relevantes del año. Como principales logros relevantes del 2023 la UN PAESE destaca una mayor práctica en el **desarrollo de sus actividades comerciales**, avances en la propuesta de **nuevas iniciativas de negocio** y la **recuperación de la misión social de la Unidad** y de la CFE mediante el seguimiento de los procesos.

Cuadro de resumen anual con resultados de la UN PAESE

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	22/21	21/20
1. Ingresos UN PAESE (Pesos)	\$87,470,596.62	\$4,996,957	\$1,482,357	1650%	237%
2. Energía ahorrada mediante proyectos de eficiencia energética (MWh)	1,573.16	22.42	0	6917%	N/A
3. Inversión en proyectos de Eficiencia Energética (MDP)	26.6	86.5	0	0%	N/A
4. Evitar Emisiones Contaminantes por Acciones y Programas de Eficiencia Energética de la UN PAESE (TonCO2)	698.3	64.88	22.3	976%	191%
5. Diagnósticos energéticos en edificios del corporativo	4	4	4	0%	0%
6. Implementación de los Sistemas de Gestión de la Energía (Inmuebles)	22	21	20	5%	5%
7. Evaluación de Tecnologías Ahorradoras	302	348	277	-13%	26%
8. Difundir Medidas de Ahorro y Uso Eficiente de Energía (personas)	75,985	73,736	65,935	6%	12%
9. Actividades de capacitación	31	44	136	-30%	-68%

UNIDAD DE NEGOCIO LABORATORIO DE PRUEBAS DE EQUIPOS Y MATERIALES (UN LAPEM)

Misión y aportación de valor del LAPEM

La UN LAPEM es un área de la CFE que, bajo la directriz de la DCNC brinda apoyo técnico en cuanto al análisis, diagnóstico y optimización del comportamiento de materiales y equipos, así como un brazo fundamental para el desarrollo de servicios de ingeniería, pruebas y ensayos. Además, tiene entre sus funciones la implantación y difusión de normas y la coordinación de la elaboración de especificaciones de la CFE.

Con presencia internacional, en el país no hay otro Laboratorio tan completo y versátil en análisis técnicos, lo que lo vuelve único en su tipo no sólo en México, sino en Latinoamérica. El tren de pruebas del LAPEM es un sello de garantía que cualquier consumidor, a nivel mundial, reconoce por el grado de exigencia y calidad que estas pruebas implican.

El LAPEM destaca por sus instalaciones e infraestructura de vanguardia; su capacidad técnica, y su personal altamente calificado y especializado, aspectos que hacen que se constituya en un factor estratégico para mejorar el suministro eléctrico de manera oportuna, confiable y efectiva.

Este Laboratorio sirve de apoyo a los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica de la CFE, gracias a los servicios que ofrece. Para garantizar la integralidad y eficacia en su labor, el LAPEM cuenta con los siguientes laboratorios: Laboratorio de Alta Corriente, Laboratorio de Alta Potencia, Laboratorio de Transformación, Laboratorio de Metrología, Laboratorio de Materiales, Laboratorio de Protecciones y Comunicaciones; Laboratorio de Pruebas Mecánicas; Laboratorio de Química Analítica; Sistemas de Distribución; Sistemas de Transmisión; Sistemas Químicos. Para garantizar la confiabilidad de sus servicios, se cuenta con más de 200 métodos de prueba acreditados ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA).

De esta manera la UN LAPEM ha tomado nuevos bríos y sigue consolidándose como un área toral de la CFE y del mercado de servicios de ingeniería y pruebas al sector eléctrico nacional a nivel mundial.

Reporte de actividades

Metodología de precios

La función de fijar y ajustar los precios de los bienes y servicios que produzca o preste la Comisión Federal de Electricidad, o bien, las reglas para tal efecto, recae en el Consejo de Administración de la CFE (CA), órgano facultado para ello conforme al artículo 12, fracción XXIX de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, por lo que en ese sentido, el CA emitió el 24 de abril de 2015 las “Reglas Generales para Determinar los Precios de Servicios de Ingeniería que preste la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales”. Documento que regula la determinación de los precios de servicios de ingeniería especializada, tal y como es el caso de los servicios que realiza el LAPEM.

En la Sesión 56 Ordinaria del 13 de julio del 2023 mediante Acuerdo CA-069/2023 el CA aprobó la actualización de la “Metodología para el cálculo de costos y determinación de precios de los servicios que presta el LAPEM”.

Inversión

En el LAPEM se realizaron 29 concursos bajo la modalidad de abiertos simplificados de adquisiciones por abastecimiento, tal y como lo establecen las Disposiciones Generales que regulan las adquisiciones en la CFE., garantizando las mejores condiciones de contratación respecto a eficiencia, eficacia, precio y calidad de cada una de las adquisiciones.

Adicionalmente, para cada concurso se realizó una evaluación técnica que garantizó el cumplimiento de la necesidad específica plasmada en el pliego de requisitos. En el caso de las evaluaciones económicas, todas se hicieron bajo el criterio de evaluación de “Precio Máximo de Contratación”.

El monto adjudicado por los 29 concursos fue de \$51,809,024 pesos. Del total de concursos realizados, se aplicaron penalizaciones a 9 de ellos debido a incumplimientos en el plazo de entrega del bien. El monto por concepto de penas asciende a \$2,717,909 pesos.

Resultados en las acciones operativas y de seguimiento



Los resultados alcanzados al cierre del 2023 en el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales dan cuenta de que se tiene hoy un laboratorio fortalecido tanto en lo económico como en lo operativo, lo que constituye no solo el cumplimiento total respecto de lo instruido por las autoridades del Corporativo, sino también, se retomó el carácter histórico y estratégico que desde sus inicios ha tenido el Laboratorio para la CFE.

- Al cierre del 2023, el LAPEM continuó con la recuperación y por segundo año consecutivo la cantidad de ingresos alcanzados fue superior a los costos totales, es decir, se tuvieron por segunda ocasión utilidades para la CFE.
- Se alcanzaron 1,355 mdp en ingresos económicos para la CFE.
- Se realizaron poco más de 11,700 servicios técnicos especializados.
- Debido a la importancia y especialización del personal del Laboratorio, se ha tenido participación en proyectos relevantes para la Administración, como son:
 - Rehabilitación del parque hidroeléctrico de la CFE
 - Evaluación técnica de la segunda fase del proyecto Puerto Peñasco
 - Pruebas de cumplimiento a Centrales para Protocolo Correctivo de Verano
 - Apoyo a recomendación panel de expertos. Evento de 28 de diciembre 2020
 - Calibración de equipos en Central Nucleoeléctrica Laguna Verde
 - Auditorías Producto-Proceso y de Sistemas de Gestión
- La UN LAPEM realiza servicios que extienden los efectos de ciertos mantenimientos, prolongan la vida útil de equipos y otros aumentan su capacidad. Todo ello se refleja en ahorros para la CFE, los cuales, son determinados por metodologías de cálculo particulares para cada uno de estos servicios, con lo cual se estiman ahorros (costos evitados) del orden de 712 mdp.



CONTROL INTERNO

1.- Programa Anticorrupción

Las acciones emprendidas para la atención del Programa Anticorrupción de la CFE, sus EPS y EF (PANT), son registradas por las áreas responsables en el Sistema Informático del Programa Anticorrupción (SIPANT), en donde se observa que, de las **87 líneas de acción establecidas, 74 se han atendido al 100%, y 13 se encuentran en proceso de seguimiento**, lo que significa que **el avance global de cumplimiento durante el 2023 es del 85%. (Grafico 1)**

Como parte de las acciones de difusión y sensibilización, en diciembre 2023, se llevó a cabo el Foro: “Prevención, Detección y Combate a la Corrupción en la CFE”, para conmemorar el **Día Internacional Contra la Corrupción**, donde se resaltó el ahorro derivado de la disminución de las adjudicaciones directas que, a comparación con administraciones pasadas, ahora se priorizan las contrataciones por concurso abierto y simplificado; reconociendo así, resultados positivos en la prevención, detección y combate a la corrupción. Asimismo, se destacó la consigna de **Cero Tolerancia en Materia de Corrupción** en todas las áreas y procesos de la Comisión Federal de Electricidad.

Contar con mecanismos y procedimientos anticorrupción adecuados al interior de la CFE, sus EPS y EF es de gran importancia para que los servidores públicos adviertan sobre actos que pueden constituir en Faltas Administrativas Graves y Delitos por Hechos de Corrupción, a efecto de que las autoridades competentes, cuenten con los elementos probatorios suficientes, para que puedan imponer las sanciones que correspondan y no prevalezca la impunidad.

De esta forma, en la Comisión Federal de Electricidad se fortalece el Control Interno permitiendo la adecuada gestión de los recursos, con apego y aplicación de las Leyes y de los Valores Institucionales, a partir de ello, se han obtenido resultados de transformación importantes, lo cual ha fortalecido a la empresa para recuperar la Rectoría del Estado en la Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica.

2.- Sistema de Control Interno y Administración de Riesgos

El Sistema de Control Interno (SCI), se representa por medio de principios, normas, políticas, procedimientos y mecanismos de verificación y evaluación, con la finalidad de dar cumplimiento a los objetivos estratégicos de la CFE.

En la presente Administración se han realizado trabajos para la implementación, fortalecimiento y promoción SCI, concientizando al personal de la CFE hacia una política de prevención y atención a debilidades en los procedimientos, procesos y

proyectos de la CFE y sus Empresas, garantizando que las actividades y acciones se cumplan con eficacia, eficiencia y efectividad, evitando el dispendio de recursos y actos de corrupción.

Lo anterior, contribuye a la identificación de riesgos para una adecuada administración, evitarlos y reducir su materialización a través de acciones de control; además de clasificar los riesgos de corrupción por sus características en áreas o procesos susceptibles.

La Coordinación de Control Interno en conjunto con los Titulares y enlaces de las Áreas del Corporativo, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, han fortalecido la identificación y administración de riesgos implementando controles para resguardar los recursos, optimizar la Información operativa y financiera de la empresa; así como, la efectividad de los Procesos Institucionales.

La implementación, fortalecimiento y promoción del Sistema de Control Interno; así como la adecuada Administración de Riesgos, evitan y reducen en su caso, la materialización de situaciones que impiden el cumplimiento de los objetivos institucionales, para ello, se ha puesto mayor énfasis en lo siguiente:

2.1.- Acciones de Implementación del Sistema de Control Interno en 2023:

- Elaboración del Curso “Introducción al Sistema de Control”, el que se encuentra disponible para todo el personal de todos los niveles jerárquicos, en las plataformas de los Centros Nacionales de Capacitación.
- Se asesoró en Grupos de Trabajo a diferentes Áreas del Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales; y se llevaron a cabo talleres del Sistema de Control Interno y Administración de Riesgos con casos prácticos de sus propias Áreas, para que lleven un adecuado Control Interno y la correcta identificación y redacción de sus riesgos, con la finalidad de considerarlos en sus procesos y proyectos prioritarios.
- Actualización de los Riesgos Estratégicos en el Plan de Negocios 2024-2028.

2.2.- Identificación Riesgos

Se han coordinado acciones con los Enlaces de las Áreas del Corporativo de la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales para que se realice la identificación y redacción correcta de sus Riesgos Estratégicos, Directivos y Operativos, con lo cual **se han reconstruido las matrices de identificación de riesgos.**

En cuanto a los Riesgos Estratégicos, se han identificado 10 Riesgos alineados a los objetivos estratégicos del Plan de Negocios 2024-2028 de la Comisión Federal de Electricidad:

Riesgos Estratégicos del Plan de Negocios 2024 – 2028

RE1. Productividad afectada por factores internos y externos a CFE

RE2. Energía eléctrica entregada insuficiente para alcanzar y mantener una participación mayoritaria en el mercado eléctrico nacional.

Riesgos Estratégicos del Plan de Negocios 2024 – 2028
RE3. Procesos no sustentables en la cadena de valor que impidan la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
RE4. Nuevos negocios que no incrementan o diversifican los ingresos.
RE5. Regulaciones que provoquen afectaciones operativas, comerciales y financieras.
RE6. Sistema de Control Interno implementado deficientemente que impide el fortalecimiento de los procesos operativos y administrativos.
RE6.2. Debilitamiento de la CFE por falta de cohesión y dirección única que provocarían la pérdida de eficiencia y rentabilidad
RE6.3. Pérdida de la experiencia técnica y organizacional de liderazgo en la organización, lo que imposibilitaría cumplir sus objetivos y funciones con eficiencia.
RE7. Usuarios insatisfechos afectados por la prestación de los servicios que dañan la imagen de la empresa
RE8. Recursos financieros insuficientes para operar e invertir oportunamente

Asimismo, se han alineado los objetivos y riesgos estratégicos de las EPS y EF, a los de la Comisión Federal de Electricidad, permitiendo tener un mejor seguimiento y control.

2.3.- Inventario de Riesgos

En 2023, **se identificaron 179 riesgos estratégicos, directivos y operativos** (Tabla 1), con base en la nueva visión de la Coordinación de Control Interno de fortalecer la identificación y administración de riesgos alineados a la estrategia de la Comisión Federal de Electricidad, sus EPS y EF.

2.4.- Identificación de Riesgos de Corrupción

Del total de riesgos identificados, **17 riesgos se han clasificado como de corrupción** en los diferentes procesos prioritarios de la empresa y en los proyectos de gran magnitud logrando que los responsables implementen controles eficientes que eviten su materialización y con ello cumplan sus metas y objetivos (Tabla 2).

3.- Avances en la atención de la Auditoría Superior de la Federación

Como parte de las actividades de la Coordinación de Control Interno como enlace permanente de la Comisión Federal de Electricidad ante la Auditoría Superior de la Federación (ASF), se coordinó a las diversas áreas del Corporativo, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, para atención de los trabajos de la fiscalización de la Cuenta Pública 2022.

El 15 de marzo de 2023, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2022, determinando **15 auditorías para la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales**. Asimismo, el 12 de julio, se publicaron modificaciones al Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2022, en donde se agregaron 2 auditorías a las originalmente proyectadas.

Durante el desarrollo de las auditorías, la Coordinación de Control Interno tuvo comunicación permanente con los grupos auditores de la ASF y los enlaces de las diversas áreas y empresas de la CFE, elaborando un aproximado de 650 oficios a fin de atender en tiempo y forma los requerimientos, así como reuniones por videoconferencia y telefónicas para la aclaración de dudas sobre la información remitida.

Por lo anterior, de las **17 auditorías** concluidas en la fiscalización de la Cuenta Pública 2022, se desprendieron **96 acciones** determinadas (**Tabla 3**).

3.1.- Comparativo de observaciones

La fiscalización de la cuenta pública 2022 observó un total de **96 acciones** determinadas, que comparadas con la fiscalización de la cuenta pública 2021, se tiene una disminución de 49 por ciento en el total de acciones determinadas por la Auditoría Superior de la Federación. Asimismo, en comparación con los resultados de la última Cuenta Pública fiscalizada de la anterior administración (2018), se presenta una disminución de 74 por ciento. (**Tabla 4**).

Con relación a los montos determinados en los pliegos de observaciones, la suma de las 4 cuentas públicas fiscalizadas de la presente administración asciende a 3,320.21 millones de pesos de los cuales se han hecho las aclaraciones pertinentes, lo que refleja una disminución del 23 por ciento, comparándolo sólo con la Cuenta Pública 2018. (**Tabla 5**).

Es importante resaltar que, durante la designación de la Coordinación de Control Interno, **no se han recibido multas** por incumplimiento a los requerimientos de información por parte de la ASF.

4.- Transparencia y Acceso a la Información Pública

En la Coordinación de Control Interno recae la Presidencia del Comité de Transparencia de la Comisión Federal de Electricidad; ésta, impulsa la coordinación y supervisión de las acciones y los procedimientos para asegurar la mayor efectividad en la gestión de las solicitudes en materia de acceso a la información.

Artículo 44 f. I de la LGTAIP

En el año 2023, la Comisión Federal de Electricidad **sesionó a través de su Comité de Transparencia en 93 ocasiones (47 de forma ordinaria y 46 de forma extraordinaria)**; cumpliendo con el mandato constitucional, y contribuyendo activamente con la transparencia, la rendición de cuentas y el combate a la corrupción. (**Grafico 2**).

En materia de protección de datos personales, durante 2023 no se recibió notificación de denuncias por algún presunto tratamiento de datos personales, por parte del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales.

[Cuadros y gráficos en la sección "Anexos"](#)

TRANSPARENCIA

Durante 2023, la Unidad de Transparencia de la CFE recibió 4,056 solicitudes de acceso a información pública y ejercicio de derechos ARCOP, gestionando todas dentro de los términos legales aplicables a cada una de esas materias. La cantidad de solicitudes recibidas representó un decremento del 5.99% con respecto al año 2022.

Considerando el número de solicitudes recibidas, la CFE se ubicó entre los primeros 10 sujetos obligados que más solicitudes recibieron, de un total de 781 en el ámbito federal, lo que la ubica como una de las entidades sobre las que más indaga la ciudadanía. *

Toma importancia precisar que, en los últimos años el interés de la ciudadanía por ejercer su derecho de acceso a la información como una prerrogativa fundamental contenida en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, se ha reflejado en la complejidad de las temáticas sobre las que se demanda información, aunque para este rubro no exista un indicador que nos ayude a dimensionar el compromiso y el trabajo conjunto que las diversas áreas de la Comisión Federal de Electricidad realizan para garantizar el ejercicio del derecho.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2023	2022	2021	2023 / 2022	2022 / 2021
1. Solicitudes recibidas	4,056	4,299	4,364	-5.99%	-1.51%

Fuente: Unidad de Transparencia, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre de 2023.

Durante el 2023, la Comisión Federal de Electricidad mantuvo su compromiso con la transparencia reportando en tiempo y forma sus obligaciones (léase: la información pública de oficio) referentes a los artículos 70 y 71 de la *Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública* y a los artículos 68, 73, 74, 75 y 76 de la *Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública* a través de la Plataforma Nacional de Transparencia, donde se acumularon 8'999,976 registros lo que se traduce en 125'999,664 datos**, con lo que se reafirma el compromiso de la empresa eléctrica nacional con el cumplimiento normativo en la materia.

Por lo que toca a la atención de medios de impugnación promovidos por la ciudadanía y sustanciados ante el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), en el periodo que se reporta se atendieron 301 recursos de revisión, cumpliéndose en la totalidad de los casos con las resoluciones emitidas por la autoridad.

En materia de protección de datos personales, durante 2023 no se recibió notificación alguna de denuncias por presunto indebido tratamiento de datos personales por parte del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales.

* Información proporcionada por el portal institucional del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales. https://home.inai.org.mx/wp-content/documentos/DirectorioUE/Directorio_UE.xls

** Los datos extraídos de la Plataforma Nacional de Transparencia son al mes de diciembre de 2023.



Página en blanco





Consejo de Administración



ACTIVIDADES E INTEGRACIÓN DEL CONSEJO Y SUS COMITÉS

Consejo de Administración

El Consejo de Administración de la CFE se integra por 10 Consejeros, por mandato de Ley la Secretaría de Energía es la Presidente de dicho órgano, el Secretario de Hacienda y Crédito Público es miembro, existen tres lugares más de Gobierno Federal, que son designados por el Titular del Ejecutivo Federal; por otro lado existen cuatro sillas que son ocupadas por Consejeros Independientes, los cuales son propuestos por el Presidente y ratificados por la Cámara de Senadores; finalmente, una silla más dentro del Consejo de Administración, se encuentra destinada para un Representante de los Trabajadores de la CFE.

Integración del Consejo de Administración de la CFE durante el 2023.

Propietarios	Suplentes
Consejeros del Gobierno Federal Ing. Miguel Ángel Maciel Torres (Presidente) Titular de SENER Dr. Rogelio Ramírez de la O Titular de SHCP Mtro. Roberto Salcedo Aquino Titular de SFP Ing. Octavio Romero Oropeza Titular de PEMEX Vacante Gobierno Federal	 Pendiente de designar Mtro. Gabriel Yorio González Subsecretario del Ramo C.P. Eduardo Gurza Curiel Subsecretario de Control y Auditoría de Gestión Pública Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño Vacante
Consejeros Independientes Mtro. Héctor Sánchez López Dra. María del Rosío Vargas Suárez Lic. Tito Rubín Cruz C.P. Antonio Echevarría García	 No tienen derecho a designar
Representante de los trabajadores Sr. Víctor Fuentes del Villar Secretario General	 Lic. Mario Ernesto González Núñez Secretario del Interior

Secretario: Lic. José David Rangel Zermeño
Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos SENER

Prosecretario: Dr. Raúl Jiménez Vázquez
Abogado General de la CFE

Durante el 2020, la Dra. Graciela Márquez Colín, entonces Titular de la Secretaría de Economía y Consejera de Gobierno Federal, dejó su cargo y como consecuencia de ello, el cargo de Consejera, mismo que se encuentra actualmente vacante.

Comités Auxiliares del Consejo de Administración

El Consejo de Administración de la CFE cuenta con cuatro Comités Auxiliares, dentro de los cuales se analizan y discuten detalladamente los temas que se votarán en el pleno del Consejo con posterioridad.

Los Comités son los siguientes:

- Comité de Auditoría. (CoAu)
- Comité de Estratega e Inversiones. (CEI)
- Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones. (CRHR)
- Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. (CAAOS)

Son presididos por alguno de los Consejeros Independientes, las presidencias rotan de manera anual, la correspondiente al 2023 fue la siguiente:

	Presidencias 2023		Propuesta 2024	
CoAu	Presidente	Héctor Sánchez López	Presidente	Ma. Del Rosío Vargas
	Vocales	Ma. Del Rosío Vargas Tito Rubín Cruz	Vocales	Héctor Sánchez López Antonio Echevarría García
CEI	Presidente	Ma. Del Rosío Vargas	Presidente	Héctor Sánchez López
	Vocal	Tito Rubín Cruz	Vocales	Ma. Del Rosío Vargas
CAAOS	Presidente	Tito Rubín Cruz	Presidente	Antonio Echevarría García
	Vocal	Antonio Echevarría García	Vocales	Tito Rubín Cruz
CRHR	Presidente	Antonio Echevarría García	Presidente	Tito Rubín Cruz
	Vocal	Héctor Sánchez López	Vocales	Ma. Del Rosío Vargas

Los Comités se integran de la siguiente manera:

CoAu

El CoAu se integra únicamente por Consejeros Independientes (3).

Propietario	Suplente
Héctor Sánchez López Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Dra. Ma. Del Rosío Vargas Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Lic. Tito Rubín Cruz Consejero Independiente	No tiene derecho a designar

CEI

El CEI se integra por dos Consejeros Independientes, así como por la Titular de la Secretaría Energía, el Titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y durante 2020 participó la Titular de la Secretaría de Economía, sin embargo tal como ya se explicó previamente, tras dejar su cargo, estuvo pendiente su designación durante el 2023.

Propietario	Suplente
Dra. Rosío Vargas Suárez Presidenta Consejera Independiente	No tiene derecho a designar
Lic. Tito Rubín Cruz Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Ing. Miguel Ángel Maciel Torres SENER	Ing. Heberto Barrios Castillo
Dr. Rogelio Ramírez de la O SHCP	Mtro. Adán Enrique García Ramos
VACANTE	VACANTE
Sr. Víctor Fuentes del Villar SUTERM (Invitado permanente)	Lic. Mario Ernesto González Núñez

CRHR

El CRHR se integra por dos Consejeros Independientes, así como por el Titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el Director General de PEMEX y un representante de los trabajadores; asimismo se informa que durante el 2020 participó como integrante de este órgano la Titular de la Secretaría de Economía, sin embargo por los motivos ya explicados, el lugar se encontró vacante durante el 2023.

Propietario	Suplente
C.P. Antonio Echevarría García Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Mtro. Héctor Sánchez López Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Dr. Rogelio Ramírez de la O SHCP	Mtro. Adán Enrique García Ramos
VACANTE	VACANTE
Ing. Octavio Romero Oropeza PEMEX	Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera
Sr. Víctor Fuentes del Villar SUTERM (Invitado permanente)	Lic. Mario Ernesto González Núñez

CAAOS

En el CAAOS participan dos Consejeros Independientes, así como el Titular de la Secretaría de la Función Pública y durante 2023 permaneció Vacante el puesto que ocupaba la Titular de la Secretaría de Economía.

Propietario	Suplente
Lic. Tito Rubín Cruz Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
C.P. Antonio Echevarría García Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Mtro. Roberto Salcedo Aquino Secretaría de la Función Pública	C.P. Eduardo Gurza Curiel
Vacante	Vacante
Sr. Víctor Fuentes del Villar SUTERM	Lic. Mario Ernesto González Núñez

Información estadística de los Órganos de Gobierno de Corporativo de la CFE

Las sesiones de los Órganos de Gobierno Corporativo se llevaron a cabo de manera exitosa, utilizando los medios tecnológicos con los que cuenta la empresa.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración sesionó en cinco ocasiones durante el 2023, cuatro de ellas fueron de manera ordinaria y una extraordinaria.

En total el Consejo adoptó 133 acuerdos, distribuidos de la siguiente manera:

No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
54	Extraordinaria	2
55	Ordinaria	45
56	Ordinaria	33
57	Ordinaria	29
58	Ordinaria	24
Total		133

Comités

El CoAu sesionó en cuatro ocasiones durante 2023, tres de ellas tuvieron carácter de ordinaria y una fue extraordinaria, teniendo un total de 50 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CoAu	52	Ordinaria	19
	53	Ordinaria	14
	54	Extraordinaria	2
	55	Ordinaria	15
Total			50



En el caso del CEI, se llevaron a cabo tres sesiones ordinarias, durante dichas sesiones se adoptaron un total de 63 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CEI	41	Ordinaria	20
	42	Ordinaria	13
	43	Ordinaria	30
Total			63

En cuanto al CRHR, tuvieron verificativo cuatro sesiones, tres ordinarias y una extraordinaria, en estas sesiones se suscribieron un total de 23 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CRHR	43	Ordinaria	6
	44	Ordinaria	7
	45	Ordinaria	8
	46	Extraordinaria	2
Total			23

Finalmente el CAAOS sesionó en tres ocasiones, las tres de ellas fueron ordinarias y se adoptaron un total de 16 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CAAOS	39	Ordinaria	5
	40	Ordinaria	6
	41	Ordinaria	5
Total			16



AUDITORÍA INTERNA

Avances del programa de auditoría 2023

Conforme al artículo 51 de la Ley de la CFE, la Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría, lo que le confiere independencia para actuar conforme a las políticas que dicha instancia determina.

1. Auditorías y visitas inspección practicadas a la Comisión Federal de Electricidad

El Comité de Auditoría aprobó practicar 141 auditorías a la CFE en 2023 (30 en las áreas de la estructura corporativa, 95 en empresas subsidiarias, 14 en filiales y 2 transversales) y, adicionalmente, 41 con carácter concurrente y plurianual a las obras de generación y transmisión financiadas mediante instrumentos fuera de balance.

De las 141 auditorías aprobadas para practicar en 2023, al cierre del ejercicio se concluyeron 131 (93%) y continuaron su proceso 10 (7%), cuyas actividades finales se extendieron hacia el primer bimestre de 2024, lo que significó un avance ponderado general, al último día de 2023, de 99% en la ejecución del PAAI.

Este avance no considera las 41 auditorías concurrentes, toda vez que al ejecutarse mediante acciones de revisión continua mientras las obras se encuentren en proceso, su duración queda asociada al de cada proyecto.

Adicionalmente, en el transcurso del ejercicio que se informa, el Auditor Interno ordenó practicar 15 visitas de inspección a temas, proyectos o contratos específicos relevantes, de las que, al cierre del año, habían concluido 8 y continuaban en proceso 7, llegando al término del año con un avance ponderado de 91%.

2. Principales resultados

La Auditoría Interna identificó aspectos operativos y de cumplimiento normativo en las áreas corporativas de la CFE y de sus empresas subsidiarias y filiales que se requiere atender para el continuo fortalecimiento de la gestión financiera y operativa, en temas relevantes tales como:

- Medición del desempeño empresarial
- Adquisición de bienes, servicios y arrendamientos
- Contratación de obra y servicios relacionados
- Contraprestación de servicios con Pemex
- Ingresos (distintos a los del mercado eléctrico mayorista), cargos por demanda garantizada y obligaciones fiscales (ISR e IVA)
- Gasto corriente en las empresas productivas subsidiarias
- Control y registro de cuentas por cobrar y pagar
- Administración de contratos de instrumentos financieros derivados de gas natural

- Administración de almacenes y activo fijo en las empresas productivas subsidiarias
- Proceso de nómina
- Operación y resultados de los Centros Nacionales de Capacitación
- Gobierno digital y tecnologías de la información
- Proyectos financiados mediante instrumentos fuera de balance
- Administración de fideicomisos institucionales
- Suministro y administración de combustibles
- Mantenimiento, control de las estaciones de regulación y medición de gas y monitoreo de las condiciones ambientales de las centrales de energía a cargo de los productores externos de energía
- Mantenimiento y modernización del parque de generación de la CFE
- Mantenimiento de la Red Nacional de Transmisión
- Mantenimientos de las Redes Generales de Distribución
- Cumplimiento de las empresas productivas subsidiarias en el mercado eléctrico mayorista (liquidación de energía), mercado a corto plazo, mercado en tiempo real y contrato legado
- Ajustes a la medición e integración de consumo de energía eléctrica no facturada por CFE Distribución
- Cobranza de la cartera vencida a grandes usuarios y adeudos documentados por CFE Suministrador de Servicios Básicos
- Procesos contenciosos y administrativos contra servidores públicos de las empresas productivas subsidiarias
- Cumplimiento en materia de transparencia y archivos

3. Atención de observaciones

De 131 auditorías concluidas, 115 originaron 463 observaciones, y de éstas, 19 involucraron 486.7 millones de pesos (MM\$) por recuperar, y 69 implicaron 135,822.5 MM\$ por aclarar.

De las 463 observaciones generadas, al término de 2023 las áreas auditadas habían solventado 228 (49%) y continuaban en atención 235 (51%), dentro del plazo procesal establecido en la normativa.

4. Denuncias de presunta responsabilidad administrativa y vistas a la Oficina del Abogado General

Como resultado de la actividad de la Auditoría Interna en el ejercicio 2023, se presentaron 20 denuncias ante la Unidad de Responsabilidades y se dio vista de 10 asuntos a la Oficina del Abogado General; lo anterior, derivado de irregularidades advertidas principalmente en temas de contratación de bienes y servicios, contratación de obras, proceso comercial, recursos humanos y sistemas de información y registro.

5. Combate a la Corrupción

El Programa Anual de Auditoría Interna se enfocó hacia procesos sensibles a riesgos de corrupción, lo que permitió identificar debilidades de control interno, principalmente en materia de gestión financiera y contrataciones de obra, bienes, servicios y arrendamientos.

Asimismo, en 2023 se programaron auditorías concurrentes a los proyectos financiados mediante fideicomisos, cuyo objetivo es ejecutarse de manera continua, a fin de determinar de manera inmediata y oportuna información confiable sobre la eficiencia, eficacia y economía de sus resultados, para la toma de decisiones.

6. Acompañamiento preventivo a las contrataciones durante 2023

La Auditoría Interna participó como invitado en los diversos grupos revisores de pliegos de requisitos para el caso de adquisiciones y emitió comentarios a los pliegos de requisitos publicados en materia de obras; en ambos casos, con objeto de prevenir posibles fallas u omisiones.

Algunos de los procedimientos acompañados en 2023 fueron, entre otros:

- Contratación de parque vehicular para la CFE y sus EPS (arrendamiento)
- Adquisición de vehículos chasis con equipo hidráulico (grúas)
- Suministro, rehabilitación de componentes y servicio de mantenimiento de la Turbina de Gas 4 W501FD2 y Turbina de Vapor B2567 de la CCC Chihuahua
- Proyecto Zona la Laguna, construcción de la obra civil, construcción de la obra electromecánica, suministros y puesta en servicio de las obras
- Reducción en el nivel de cortocircuito de la red eléctrica de la Zona Metropolitana de Monterrey

Evaluación que realiza el Consejo de Administración

INTRODUCCIÓN

Con respeto al marco jurídico vigente, en 2023 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ratificó su compromiso de ser una empresa pública, avocada a cumplir su misión histórica de llevar energía a todo el país, al menor precio posible.

La suma de los esfuerzos, entre los que destaca el apoyo del gobierno federal, permitió avanzar en el objetivo de incrementar la participación de la CFE en el Mercado Eléctrico Mayorista a valores de 56% de la generación eléctrica. Además, las acciones llevadas a cabo por la empresa contribuyeron a cumplir con el compromiso presidencial de no incrementar las tarifas de electricidad por encima de la inflación.

La CFE es financieramente más fuerte que nunca. Al cierre de 2023 obtuvo ingresos totales por 639 mil 844 millones de pesos. Este resultado representó un incremento de 3% con respecto al cierre de 2022, lo que significó en ingresos adicionales para la empresa por 18 mil 996 millones de pesos. Mientas que el valor de los activos creció, respecto del año precedente.

El sólido desempeño financiero fue impulsado, principalmente, por mayores ventas de energía eléctrica. A nivel sectorial, la mayor demanda de electricidad se registró en los usuarios domésticos e industriales, en sintonía con el crecimiento de la economía mexicana observado en 2023 de 3.2%.

Cabe señalar que las dinámicas implementadas a partir de la pandemia del virus SARS-CoV-2, en las que un mayor número de actividades laborales, educativas, sociales y recreativas son realizadas desde los hogares, así como las temperaturas extremas registradas durante el verano en todo el país, explican el crecimiento de la demanda de electricidad registrado en el sector doméstico. Asimismo, el proceso de relocalización, por medio del cual un creciente número de empresas están llegando a México para incorporarse a las cadenas globales de producción, justifican el aumento de la demanda de electricidad en el sector industrial.

Por otro lado, el manejo eficiente y prudente de la Empresa Productiva del Estado en materia de gasto, así como la estabilización de los precios de los combustibles observada durante 2023, permitieron que la CFE lograra una reducción de costos de operación de 16.1% con relación al 2022. Dicha disminución se alcanzó a pesar de los

costos en que incurrió la empresa para superar los efectos que el huracán “Otis” dejó en octubre de 2023 tras su paso por Acapulco y Coyuca de Benítez, Guerrero.

Al cierre de 2023, la CFE reportó una utilidad neta de 96 mil 192 millones de pesos, cifra que revierte la tendencia observada en los últimos tres años, periodo en el cual se habían registrado pérdidas por factores externos, como la pandemia del virus SARS-CoV-2 (2020), la tormenta polar ártica de Texas (2021) y el impacto en los precios de los combustibles por el conflicto entre Rusia vs Ucrania (2022). Destaca que la cifra de la utilidad neta de 2023 es la más alta registrada en la última década por la CFE.

Las políticas, lineamientos y visión que la CFE instrumentó en 2023 sintetizan y materializan los esfuerzos realizados por la presente Administración en el rescate de la Empresa Productiva del Estado, al incorporar nuevas estrategias de inversión, financieras, administrativas y comerciales que han permitido a la Comisión aprovechar las oportunidades y coyunturas favorables para posicionarla como la empresa eléctrica líder en México y América Latina.

En el quinto año de la presente Administración, existe el compromiso de la CFE de consolidarse como un soporte estratégico para el crecimiento económico y la competitividad del país. Sus resultados operativos y financieros la posicionan como un pilar para el desarrollo sustentable y equitativo de la sociedad mexicana a través de la implementación de acciones que aceleran la transición energética y fortalecen la inclusión social, en particular de las comunidades más alejadas y remotas del país.

PROGRAMA FINANCIERO

Comparación con las Proyecciones del Plan de Negocios 2023-2027 para el año 2023

En esta sección se comparan el Estado de Resultados y el Estado de Situación Financiera consolidado condensado de la CFE, con las proyecciones incluidas en el Plan de Negocios 2023-2027 aprobado por el Consejo de Administración.

Para efectuar las proyecciones financieras se utilizaron las estimaciones de la demanda de energía eléctrica del escenario de planeación. La información de oferta y demanda de energía se integran con las proyecciones de las inversiones y la depreciación; junto con las estimaciones de la evolución del pasivo laboral, las remuneraciones y prestaciones; la estimación de las amortizaciones y pagos de intereses de la deuda; las proyecciones internas de las empresas subsidiarias, filiales y unidades de negocios respecto a gastos generales.

Toda esta información se integra a un modelo contable-financiero que proyecta, de la manera más precisa, el desempeño financiero futuro de las empresas de CFE, tanto a nivel individual como consolidado.

Es importante aclarar que el modelo mencionado también integra las estimaciones de las principales variables macroeconómicas, como son niveles de tasas de interés, de tipo de cambio y de inflación, junto con parámetros correspondientes a endeudamiento y relativos a distribución de la carga fiscal, con objeto de simular de manera más precisa el desempeño financiero futuro de la CFE.



Análisis de los resultados del año 2023, comparado con las proyecciones del Plan de Negocios para el mismo año

En esta sección se comparan el Estado de Resultados y el Estado de Situación Financiera consolidados de la CFE correspondientes al ejercicio 2023, con las proyecciones incluidas en el Plan de Negocios 2023-2027. Este ejercicio permite realizar ajustes y calibraciones al modelo, además de verificar que las estrategias y acciones definidas encaminen a la CFE hacia el lugar donde la Planeación Estratégica desea.

Para efectuar las proyecciones financieras se utilizan las estimaciones de la demanda de energía eléctrica determinadas en el escenario de planeación. Con la información de oferta y demanda de energía eléctrica estimadas, más las proyecciones de tarifas y costos de combustibles se integra el presupuesto financiero operativo de generación, redes y suministro, que se incorporan a las proyecciones de las inversiones y la depreciación, junto con las estimaciones de la evolución del pasivo laboral y de las remuneraciones y prestaciones, la estimación de las amortizaciones y pagos de intereses de la deuda, y proyecciones internas de las empresas subsidiarias y filiales, y unidades de negocios, respecto a gastos generales.

En la siguiente tabla se muestra la comparación entre el Estado de Resultados consolidado dictaminado, y el Estado de Resultados consolidado proyectado, ambos para el ejercicio que concluyó el 31 de diciembre de 2023, con las explicaciones a las principales variaciones observadas.





COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado, Subsidiarias y Filiales)
Estados de Resultados Consolidados dictaminados y proyectados
Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
(Millones de pesos)

Concepto	Acumulado a Diciembre 2023		Variaciones	
	Dictaminado	PDN	\$	%
Ingresos	\$639,844	\$644,720	(\$4,876)	-1%
Ingresos por venta de energía	\$490,756	\$440,610	\$50,146	11%
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$18,380	\$48,834	(\$30,453)	-62%
Ingresos por transporte de energía	\$13,392	\$16,418	(\$3,026)	-18%
Ingresos por subsidio	\$76,625	\$82,400	(\$5,775)	-7%
Otros ingresos y ganancias	\$40,690	\$56,458	(\$15,768)	-28%
Costos	\$513,584	\$692,613	(\$179,029)	-26%
Energéticos y otros combustibles	\$216,039	\$376,371	(\$160,332)	-43%
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$21,339	\$47,857	(\$26,518)	-55%
Remuneraciones	\$84,808	\$74,799	\$10,008	13%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$33,258	\$26,432	\$6,825	26%
Impuestos y derechos	\$4,583	\$1,928	\$2,655	138%
Costo MEM	\$2,648	\$2,648	\$0	0%
Costo de obligaciones laborales	\$49,123	\$40,101	\$9,022	22%
Depreciación	\$77,370	\$83,204	(\$5,834)	-7%
Otros gastos	\$24,417	\$39,272	(\$14,855)	-38%
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$126,260	(\$47,892)	\$174,153	-364%
Costos de Financiamiento	\$5,576	\$31,619	(\$26,044)	-82%
Otros (Ingresos) gastos financieros netos	\$37,996	(\$5,873)	\$43,869	-747%
Gastos por intereses neto	\$41,431	\$26,843	\$14,588	54%
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	(\$73,852)	\$10,649	(\$84,501)	-793%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	\$120,685	(\$79,511)	\$200,196	-252%
Impuestos a la utilidad	\$24,493	\$7,039	\$17,454	248%
RESULTADO NETO	\$96,192	(\$86,550)	\$182,742	-211%

Fuente: CFE, DCF

Ingresos

Los ingresos totales fueron menores en 4,876 mdp, -1%, respecto a lo proyectado, presentándose la principal variación en los ingresos por ventas de combustibles a terceros, con 30,453 mdp, 62% menos de lo proyectado, debido principalmente a disminución de precios; esta variación fue parcialmente compensada por mayores ingresos por venta de energía, de 50,146 mdp, 11% más que lo proyectado, lo que se debió a una mayor recuperación de la demanda, en línea con la mayor actividad económica nacional.



Egresos

El gasto operativo real total fue menor en 179,029 mdp, -26%, respecto de la proyección. Esta variación está integrada por menores costos de combustibles para la generación por 160,332 mdp, -43%, por la disminución en el precio del gas natural ya comentada, y por la disminución de 26,518 mdp en el costo de venta de combustibles a terceros, también derivados del decremento de precios internacionales. Adicionalmente la partida de Otros gastos fue menor en 14,855 mdp, -38%, y a que se presupuestaron 11,884 mdp por este concepto en el último trimestre del ejercicio que tampoco se ejercieron en su totalidad.

Resultado de operación

La variación en el costo de operación del ejercicio derivado de la diferencia en los precios de los combustibles genera un resultado de operación positivo mayor en 174,153 mdp respecto a lo proyectado.

Costo financiero

El costo financiero del ejercicio fue menor al proyectado en 26,044 mdp, equivalente al -82%, principalmente por una utilidad cambiaria mayor a la estimada en 84,501 mdp, debido a que el tipo de cambio de cierre real fue de 16.8935, mientras que el cierre se proyectó en 21.1, una diferencia de 25%. Esta variación se compensó parcialmente con el incremento respecto a lo proyectado en gastos financieros netos por 43,869 mdp. Derivado de lo anterior, el resultado antes de impuestos generó un resultado positivo en 200,196 mdp contra lo proyectado.

Impuestos a la utilidad y resultado neto

El resultado del ejercicio 2023 generó impuestos a la utilidad mayores a lo estimado en 17,454 mdp, derivado de los resultados positivos de la empresa respecto de los proyectado.

En conclusión, el resultado del ejercicio 2023 fue mayor al proyectado principalmente por dos factores externos: menor precio de combustibles para la generación, lo que redujo en 160,332 y 26,518 mdp los costos operativos respecto de los proyectados; y el costo financiero menor al proyectado derivado de la paridad cambiaria al cierre del año, generando una utilidad cambiaria mayor en 8,4501 mdp. Es importante resaltar que la CFE regresa al terreno de las ganancias por primera vez desde 2019, es decir del último año antes de la pandemia.

Estado de la Situación Financiera

El valor total de los activos de la CFE al cierre del ejercicio de 2023 registró una variación de -87,431 mdp, equivalente al -4% respecto al proyectado. Las principales variaciones se explican por la disminución en Plantas, instalaciones y equipo por -58,533 mdp, -4%, entre otros factores por las variaciones en el tipo de cambio con que se registraron los nuevos activos, y por los Activos por derecho de uso por -46,206 mdp, también derivados de efectos cambiarios; estas diferencias son parcialmente compensadas por mayor Efectivo y equivalentes.

Por el lado del pasivo, el pasivo total respecto al proyectado es menor en 165,722 mdp, 10%, derivado de lo siguiente: variaciones a favor en Deuda a corto plazo por 85,472 mdp y a largo plazo por 74,907 mdp respecto de la proyectada, esto a consecuencia de la reducción



en el costo de los combustibles que benefició el flujo de efectivo, impactando en forma favorable el rubro de Efectivo y equivalentes y reduciendo la necesidad de contratar deuda adicional; Pasivos por arrendamiento a largo plazo por -134,349 mdp que incluye efecto cambiario por 122,461 mdp originado por la variación mencionada entre el tipo de cambio proyectado y el observado; parcialmente compensadas por el incremento en las obligaciones laborales por 112,565 mdp debido a la renegociación del contrato colectivo.

El patrimonio presenta una variación de 78,291 mdp correspondiente la variación en otras partidas de resultado integral por -184,402 mdp respecto de la proyección, parcialmente compensada por la diferencia en resultados acumulados por 257,139 mdp explicada en los comentarios al Estado de Resultados, y por las aportaciones recibidas del Gobierno Federal no proyectadas.

El Estado de Situación Financiera presenta reclasificaciones en el 2023 respecto al del plan de negocios para efectos de una mejor presentación y análisis.



COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado, Subsidiarias y Filiales)
Estados Consolidados de Situación Financiera dictaminados y proyectados al 31 de diciembre de 2023
(Millones de pesos)

Concepto	Al 31 de diciembre de 2023		Variaciones	
	Dictaminado	PDN	\$	%
ACTIVO				
Activo circulante	192,922	145,576	47,346	33%
Efectivo, Equivalentes y Otras Inversiones	67,488	10,000	57,488	575%
Cuentas por cobrar neto	99,066	126,356	(27,290)	-22%
Materiales para operación	26,368	9,220	17,148	186%
Prestamos a los trabajadores (Fondo de la Hab.)	23,779	18,978	4,800	25%
Plantas, instalaciones y equipo	1,491,858	1,550,392	(58,533)	-4%
Instrumentos financieros derivados	1,396	4,124	(2,728)	-66%
Activos intangibles y Otros Activos	43,640	83,509	(39,869)	-48%
Activo por derecho de uso	475,740	521,946	(46,206)	-9%
Impuesto diferido activo	95,675	87,915	7,760	9%
TOTAL ACTIVO	2,325,010	2,412,441	(87,431)	-4%
PASIVO				
A corto plazo	297,153	339,933	(42,780)	-13%
Deuda a corto plazo	100,709	186,181	(85,472)	-46%
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	136,853	123,851	13,002	10%
Instrumentos financieros derivados	19,134	-	19,134	N/A
Impuesto a la utilidad	13,517	3,934	9,583	244%
Pasivo por arrendamiento Corto Plazo	26,940	25,967	973	4%
A largo plazo	1,269,295	1,392,237	(122,942)	-9%
Deuda a largo plazo	311,237	386,144	(74,907)	-19%
Obligaciones laborales	424,388	311,824	112,565	36%
Otros pasivos a largo plazo	33,009	59,261	(26,251)	-44%
Pasivo por arrendamiento Largo Plazo	500,660	635,009	(134,349)	-21%
TOTAL PASIVO	1,566,447	1,732,169	(165,722)	-10%
Patrimonio	758,563	680,271	78,291	12%
Aportaciones recibidas Gobierno Federal	10,005	5	10,000	200005%
Aportaciones en especie (Gobierno Federal)	95,111	95,111	-	0%
Resultados acumulados	40,688	(216,451)	257,139	-119%
Otras partidas de utilidad integral	594,741	779,143	(184,402)	-24%
Participación no controlada	18,017	22,463	(4,446)	-20%
PASIVO + PATRIMONIO	2,325,010	2,412,441	(87,431)	-4%

Fuente: CFE, DCF

PROGRAMA OPERATIVO ANUAL

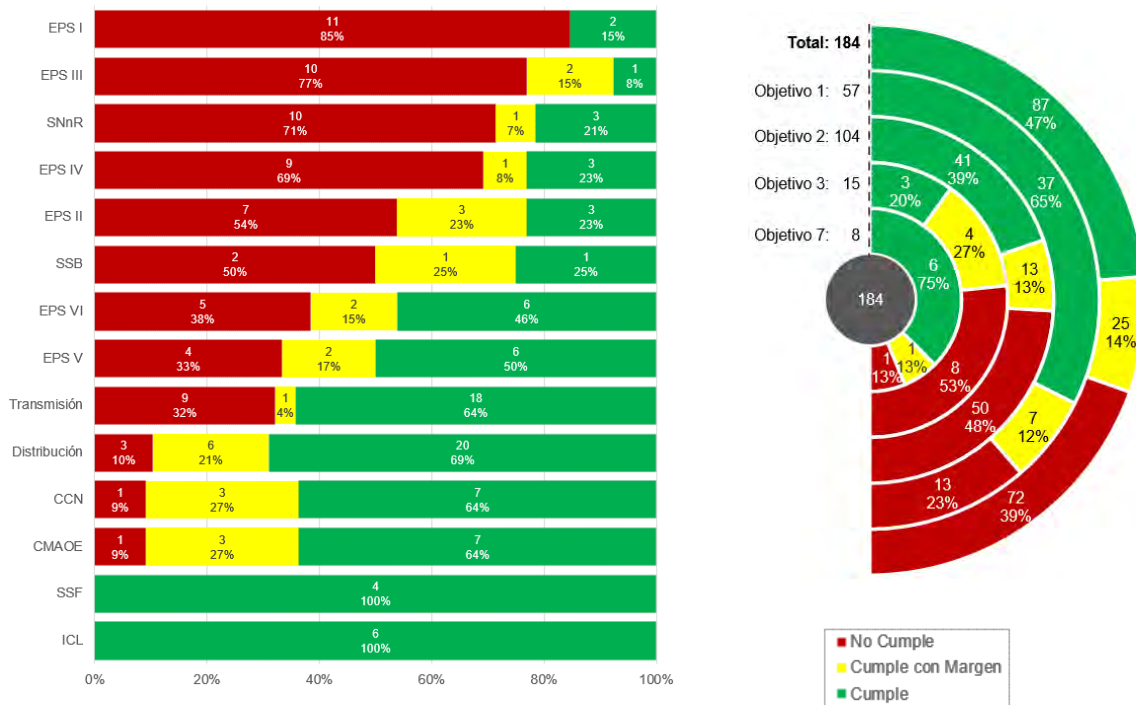
El Programa Operativo Anual (POA) tiene como objetivo ser la base de referencia que permita, a través de métricas operativas comprometidas (indicadores estratégicos, programas, iniciativas y proyectos), monitorear y evaluar el desempeño operativo mensual de las EPS, EF y UN en el ámbito de responsabilidad de la Dirección Corporativa de Operaciones de la Comisión Federal de Electricidad y por medio de informes trimestrales enterar de sus avances al Comité de Auditoría y Consejo de Administración de la CFE.

El POA 2023, se integra por 184 métricas que evalúan el desempeño de Indicadores Estratégicos, Programas, Iniciativas y Proyectos de las EPS, EF, UN y Áreas del

Corporativo bajo la coordinación de la Dirección Corporativa de Operaciones (135 Indicadores Estratégicos y 49 Métricas de Programas, Iniciativas y Proyectos). Al mes de diciembre del 2023, se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ 87 métricas (47.28 %) con resultados favorables (igual o mejor a la meta).
- ✓ 25 métricas (13.59 %) con resultados dentro del margen de aceptación.
- ✓ 72 métricas (39.13 %) con resultados desfavorables de cumplimiento.

Las siguientes gráficas muestran el resumen de los resultados semaforizados de cada uno de los procesos:



Nota: Los valores en los gráficos anteriores no muestran todos los decimales, por lo que se pueden presentar variaciones en el cálculo del porcentaje total (100 %).

Los hitos más importantes al mes de Diciembre-2023 en los indicadores operativos de los procesos sustantivos Generación, Transmisión, Distribución y Suministro Básico son:

Proceso de Generación

Tres de sus catorce Indicadores Estratégicos se encuentran con semaforización en verde, cumpliendo de manera favorable con la meta al periodo; otro indicador cumple con margen la meta: Emisiones de CO₂ por MWh (tonCO₂/MWh); y diez indicadores no cumplen la meta, por lo que **se** presentan **en** semáforo rojo:

- El indicador **Adición Programada de Capacidad**: No cumple la meta de 1,220.0 MW, al obtener un resultado de 767.92 MW, lo que representa un cumplimiento de 62.94 % debido a la extensión del mantenimiento en la C.T. Altamira, el retraso en la adquisición de C.T.G. Pichilingue, la reprogramación de la fecha entrada en operación C.C.I. Mexicali Oriente y en proceso de pruebas de la C.FV. Puerto Peñasco.
- Además, el indicador **Disponibilidad Propia**: No cumple la meta de 84.56 %, al obtener un resultado de 80.05 %, lo que representa un cumplimiento de 94.67 % debido a fallas y decrementos en la C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula), C.C.C. Valle de México, C.C.C. Gral. Manuel Álvarez Moreno, C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), C.C.C. Empalme, C.C.C. Gómez Palacio y C.C.C. Dos Bocas.
- Sobre el indicador **Eficiencia Térmica Neta**: No cumple la meta de 35.55 %, al obtener un resultado de 34.43%, lo que representa un cumplimiento 96.86 %. Principalmente afectado por mayor generación requerida por CENACE, haciendo que las emisiones fueran mayores a las esperadas; así como la operación a bajas cargas, cargas cíclicas, operación a ciclo abierto de ciclos combinados y la cantidad de arranques no programados.
- Con respecto al indicador de **Indisponibilidad por Falla más Decremento**: No cumple la meta de 4.45 %, al obtener un resultado de 8.71 %, lo que representa un cumplimiento de 4.48 %. Principalmente afectado por las fallas y decrementos en la C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula), C.C.C. Centro I, C.C.C. Gral. Manuel Álvarez Moreno, C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), C.C.C. Empalme, C.C.C. Agua Prieta II y C.C.C. Gómez Palacio.
- Por su parte, el indicador **Indisponibilidad por Causa Externa** No cumple la meta de 2.34 %, al obtener un resultado de 7.89 %, lo que representa un cumplimiento de -137.39 %. La desviación se debe principalmente a la falta de recurso hídrico en el caso del proceso Hidroeléctrico; falta de combustible y de cumplimiento por parte de contratistas en el caso del proceso Termoeléctrico. Además del disparo del bus de 400 kV afectando a ambas Unidades de C.N. Laguna Verde.
- Referente al indicador de **Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido**: No cumple la meta de 0.841 %, al obtener un resultado de 2.827 %, lo que representa un cumplimiento de -136.21 %. La desviación se debe principalmente a los hallazgos no programados en los mantenimientos, pruebas de puesta en servicio, retraso en los procesos de contratación y de los trabajos por parte de los prestadores de servicio.
- Asimismo, la métrica de **Capacidad Mantenido**: No cumple la meta de 36,760 MW, al obtener un resultado de 32,734 MW (4,026 MW menos), lo que representa un cumplimiento de 89.05 %. La desviación se debe principalmente a las afectaciones de reprogramación, cancelación y extensión de los mantenimientos que se describen en las Métricas de Mantenimientos Iniciados y Concluidos.

- La métrica **Número de Mantenimientos Iniciados**: No cumple la meta de 659 mantenimientos, al obtener un resultado de 535 mantenimientos (124 mantenimientos menos), lo que representa un cumplimiento de 81.18 %. Principalmente afectado por los tiempos en los procesos de contratación y reprogramaciones de licencias por CENACE debido al aumento de la demanda.
- Con relación a la métrica **Número de Mantenimientos Concluidos**: No cumple la meta de 656 mantenimientos, al obtener un resultado de 510 mantenimientos (146 mantenimiento menos), lo que representa un cumplimiento de 77.74 %. Principalmente afectado por hallazgos no contemplados en el alcance y retrasos por parte del contratista.
- Por último, el indicador **Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas**: No cumple la meta de 29.95 %, al obtener un resultado de 24.74 %, lo que representa un cumplimiento 82.59 %. La desviación se debe principalmente por falta de agua y por baja generalizada en el despacho de CENACE.

Proceso de Transmisión

Dieciocho de sus veintiocho Indicadores Estratégicos se encuentran con semaforización en verde, cumpliendo de manera favorable con la meta al periodo; un indicador cumple con margen la meta, presentando semáforo amarillo, el cual es: **Cumplimiento al programa de mantenimiento**; y nueve indicadores no cumplen la meta, por lo que presentan semáforo rojo, los cuales son los siguientes:

- El indicador **SAIDI RNT**: No cumple la meta de 2.845 min./cli., al obtener un resultado de 11.976 min./cli., lo que representa un cumplimiento de -220.93%. La desviación se debe principalmente a que las Gerencias Regionales de Transmisión Noreste, Oriente, Sureste, Central, Norte, Noroeste, Occidente y Baja California no cumplen la meta, toda vez que se presentó una mayor cantidad de eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red Nacional de Transmisión.
- En cuanto al indicador **SAIDI RST**: No cumple la meta de 2.345 min./cli., al obtener un resultado de 11.716 min./cli., lo que representa un cumplimiento de -299.59%. La desviación se debe principalmente a que las Gerencias Regionales de Transmisión Noreste, Oriente, Sureste, Central, Norte, Noroeste, Occidente y Baja California no cumplen la meta, toda vez que se presentó una mayor cantidad de eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red de Subtransmisión.
- Respecto al indicador **SAIFI RST**: No cumple la meta de 0.112 int./cli., al obtener un resultado de 0.122 int./cli., lo que representa un cumplimiento de 91.43%. La desviación se debe principalmente a que las Gerencias Regionales de Transmisión Noreste, Norte, Oriente, Noroeste y Central no cumplen la meta, toda vez que se presentó una mayor



cantidad de eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red de Subtransmisión.

- El indicador **ENS RNT**: No cumple la meta de 2,755.000 MWh, al obtener un resultado de 7,338.175 MWh, lo que representa un cumplimiento de -66.36%. La desviación se debe principalmente a que las Gerencias Regionales de Transmisión Noreste, Oriente, Sureste, Occidente, Central, Norte y Noroeste no cumplen la meta, toda vez que se presentó una mayor cantidad de eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red Nacional de Transmisión.
- Sobre el indicador **ENS RST**: No cumple la meta de 2,154.000 MWh, al obtener un resultado de 6,363.210 MWh, lo que representa un cumplimiento de -95.41%. La desviación se debe principalmente a que las Gerencias Regionales de Transmisión Noreste, Oriente, Sureste, Central, Norte, Noroeste y Occidente no cumplen la meta, toda vez que se presentó una mayor cantidad de eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red de Subtransmisión.
- En lo que respecta al indicador **ENS RT**: No cumple la meta de 600.000 MWh, al obtener un resultado de 974.965 MWh, lo que representa un cumplimiento de 37.51%. La desviación se debe principalmente a que la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, Noreste y Sureste no cumplen la meta, toda vez que se presentó una mayor cantidad de eventos que afectaron el transporte de energía a través de la Red de Transmisión.
- Con relación a la métrica **Avance en el Proyecto Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018-2021**: No cumple la meta de 100.00%, al obtener un resultado de 72.00%, lo que representa un cumplimiento del 72.00%. La desviación se debe principalmente al proceso de reevaluación del Caso de Negocios del proyecto, estando en análisis la factibilidad de diferir su fecha de conclusión para el 2024.
- Acerca de la métrica **Avance en el Proyecto S.E Potrerillos Bco. 4**: No cumple la meta de 100.00%, al obtener un resultado de 69.30%, lo que representa un cumplimiento del 69.30%. La desviación se debe principalmente a la gestión relacionada con la ejecución de obras; por lo que, se solicitó diferir la fecha de conclusión del proyecto con fecha factible de término en 2024. Cabe señalar que se llevaron las gestiones relacionadas al procedimiento de contratación.
- Por último, la métrica **Mantenimiento Basado en Condición**: No cumple la meta de 43.00%, al obtener un resultado de 34.00%, lo que representa un cumplimiento del 75.56%. La desviación se debe principalmente al atraso en las actividades relacionadas con los Lineamientos Generales PM y Manual MBC, lo anterior relacionado a la nueva metodología, requeridas para la implementación del MBC.



Como se puede observar muchas de las metas no cumplidas tienen que ver con eventos fortuitos que afectaron el transporte de electricidad.

Proceso de Distribución

Veinte de sus veintinueve Indicadores Estratégicos se encuentran con semaforización en verde, cumpliendo de manera favorable con la meta al periodo; seis indicadores cumplen con margen la meta, presentando semáforo amarillo, los cuales son: **Porcentaje de Pérdidas de Energía (AT+MT+BT), Porcentaje de Pérdidas de Energía (MT+BT), Modernización de la medición, Restablecimiento en Baja Tensión, Restablecimiento Sectorial por Falla y Conexión en Baja Tensión;** y tres indicadores no cumplen la meta, por lo que presentan semáforo rojo, los cuales son los siguientes:

- La métrica de **Aseguramiento de la medición (Revisiones)**: No cumple la meta de 6,492,965 revisiones, al obtener un resultado de 5,735,800 revisiones, lo que representa un cumplimiento de 88.34%. La desviación se debe principalmente a que en diciembre de 2023 la cantidad de revisiones faltantes para cumplir con la meta fue de 290 mil debido principalmente al rezago en el cumplimiento de la productividad diaria esperada de los verificadores.
- Respecto a la métrica de **Aseguramiento de la facturación (GWh)**: No cumple la meta de 10,562.77 GWh, al obtener un resultado de 8,901.35 GWh, lo que representa un cumplimiento de 84.27%. La desviación se debe principalmente a que 10 Divisiones de Distribución muestran incumplimiento en el indicador de incremento en ventas, teniendo el mayor impacto en el resultado de la División Centro Oriente, esto originado al término de operaciones de los servicios más representativos en cada División.
- Acerca del indicador **Inconformidades por cada mil usuarios (Inc/mil usuarios)**: No cumple la meta de 4.00 inc/mil usuarios, al obtener un resultado de 4.40 inc/mil usuarios, lo que representa un cumplimiento de 90.00%. La desviación se debe principalmente a la ola de calor de los meses de junio y julio, incrementándose las inconformidades de las Divisiones Peninsular, Golfo Norte, Oriente, Baja California, Noroeste, Norte, Centro Occidente, Sureste, Jalisco, Golfo Centro, Centro Sur, Centro Oriente y Valle de México Norte.

A la luz de los mayores indicadores que cumplieron la meta, la distribución tuvo en general un mejor desempeño que la transmisión de electricidad.

Proceso de Suministro Básico

Uno de sus cuatro Indicadores Estratégicos se encuentra con semaforización en verde, cumpliendo de manera favorable con la meta al periodo; un indicador cumple con margen la meta, presentando semáforo amarillo, el cual es: **Rezago;** y dos indicadores no cumplen la meta, por lo que presentan semáforo rojo, los cuales son los siguientes:

- Con relación al indicador **Costo Unitario de Suministro Básico (\$/cliente)**: No cumple la meta de 473.03 \$/cliente, al obtener un resultado de 513.79 \$/cliente, lo que representa un cumplimiento del 91.38%. La desviación se debe principalmente a que, al periodo de evaluación, se registra un decremento marginal en clientes con respecto al pronóstico, reportando una diferencia de -0.28%, que representan 134,011 clientes; además, el valor real de los costos es mayor al proyectado derivado al incremento en los costos Intercompañías.
- En lo que se refiere al indicador de **Cuentas por Cobrar Anualizado (MDP)**: No cumple la meta de 6,329 MDP, al obtener un resultado de 7,992.51 MDP, lo que representa un cumplimiento de 73.72%. La desviación se debe principalmente a que diez Divisiones Comerciales no cumplieron con la meta al periodo de evaluación, siendo la División Norte la de mayor desviación.

Conclusión

En 2023, quinto año de la actual Administración, se consolidó la instrucción presidencial de rescatar a la CFE. Así lo demuestra el fortalecimiento de la empresa a través de un manejo eficiente de sus finanzas y de la mejora en la eficiencia de sus operaciones.

Los esfuerzos realizados permitieron que la empresa ampliara su parque de generación, lo que permitió inyectar 9 mil MW adicionales a la red. Además, se agregaron 2 mil 600 km a la Red Nacional de Transmisión y se puso en marcha un amplio programa de impulso a la Distribución.

A estos resultados se suman acciones concretas en diversas áreas, desde el empuje para la utilización de energías limpias, hasta las labores de reactivación del suministro eléctrico ante los estragos derivados de fenómenos meteorológicos y, el acceso a Internet público y gratuito a todos los rincones de México.

En este contexto, en el año 2023 el Consejo de Administración sesionó en cinco ocasiones, cuatro sesiones ordinarias y una sesión extraordinaria. Cabe destacar que, a diferencia de los 3 años anteriores (2020, 2021 y 2022), las últimas dos sesiones ordinarias del 2023 fueron de carácter presencial.



ANEXOS



CUADROS ESTADÍSTICOS DE GENERACIÓN

Generación agregada CFE. [Regreso al texto.](#)

Generación Bruta (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Turbogás	511	443	532	491	549	685	918	921	781	545	481	473	7,332
Turbojet	7	3	3	5	3	1	2	1	0	5	5	2	38
Diesel	95	86	71	77	96	101	124	125	112	113	72	85	1,157
Carbón	1,165	1,379	1,440	1,416	1,520	1,392	1,572	1,489	988	1,023	752	1,050	15,186
Vapor	1,014	1,157	1,181	1,457	2,157	1,785	1,822	1,572	1,557	1,453	1,299	1,204	17,657
Ciclo Combinado	3,681	3,260	3,793	4,600	4,986	4,902	5,016	4,854	4,169	3,850	3,446	3,836	50,392
Hidroeléctrico	1,539	1,509	1,951	2,428	3,382	3,527	2,939	4,168	4,377	3,715	2,785	1,790	34,110
Geotérmica	400	379	427	416	438	405	371	333	310	365	331	370	4,543
Nucleoeléctrica	994	1,004	1,005	541	638	1,089	1,117	1,102	747	586	839	1,187	10,850
Eoloeléctrico	6	5	7	4	4	7	9	5	5	5	6	7	70
Solar	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	7
Total:	9,412	9,225	10,411	11,436	13,773	13,894	13,892	14,572	13,047	11,660	10,017	10,005	141,343

Generación Bruta (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Turbogás	494	466	572	594	653	892	1,027	933	887	641	501	507	8,168
Turbojet	4	5	10	7	7	11	14	12	15	15	10	12	124
Diesel	87	90	114	95	95	385	514	517	468	98	90	105	2,657
Carbón	1,159	1,094	1,469	1,361	1,284	1,558	1,320	1,446	1,326	1,390	1,060	840	15,307
Vapor	1,540	1,433	2,466	2,504	2,676	3,091	3,207	3,005	3,022	2,919	1,882	1,592	29,336
Ciclo Combinado	4,375	3,713	4,200	4,554	5,438	5,644	6,366	6,073	5,561	5,039	3,853	3,418	58,234
Hidroeléctrico	1,494	1,253	1,550	1,833	2,064	2,172	1,651	1,908	2,122	1,565	1,028	929	19,568
Geotérmica	406	361	408	402	394	352	342	359	343	326	299	330	4,321
Núcleo-eléctrica	1,168	1,074	1,174	1,125	1,074	1,120	1,142	1,106	793	554	871	1,185	12,386
Eoloeléctrico	8	5	6	5	6	2	11	11	11	8	6	6	86



Generación Bruta (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Solar	0	4	20	33	24	35	36	33	31	26	14	17	274
Total:	10,735	9,498	11,988	12,512	13,716	15,262	15,630	15,404	14,579	12,581	9,616	8,940	150,462

Variación Generación Bruta (GWh) 2023 – 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Turbogas	91	-7	131	9	49	59	184	254	122	-116	77	52	904
Turbojet	4	-5	1	3	3	1	2	-9	-9	-1	3	-1	-7
Diesel	1	-16	-29	-25	-10	2	-12	-16	-21	-6	-32	-35	-199
Carbón	68	466	682	575	455	483	703	997	611	488	76	174	5,779
Vapor	-375	-1,053	-644	-122	314	-778	-25	-427	-64	175	348	477	-2,173
Ciclo Combinado	420	500	736	1,056	875	285	725	375	135	-237	204	38	5,113
Hidroeléctrico	-231	-357	-193	-318	255	825	116	467	25	-396	671	110	973
Geotérmica	20	42	29	38	60	47	3	-36	-43	12	-30	-4	139
Nucleoeléctrica	616	367	-171	-606	-468	28	113	-49	-380	-339	-210	25	-1,073
Eoloeléctrico	0	0	0	-1	-4	5	-3	-3	3	-2	-6	-2	-14
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Total:	615	-64	541	609	1,529	957	1,807	1,554	377	-422	1,101	835	9,440

Utilización fuentes primarias de la CFE. [Regreso al texto.](#)

Tera Jules 2022													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Agua Turbinada (Mm3)	15,899	14,949	15,780	16,093	18,537	17,252	18,611	19,078	15,942	19,038	16,147	15,096	202,422
Combustóleo (TJ)	10,641	10,682	11,663	12,672	17,702	14,872	15,278	12,737	14,014	13,259	10,078	11,346	154,945
Diesel (TJ)	1,236	1,427	1,643	1,884	2,638	3,509	5,166	4,808	3,731	2,756	2,196	2,016	33,009
Gas (TJ)	41,931	37,499	44,007	50,997	58,234	56,586	59,168	55,488	46,545	41,089	39,280	43,070	573,894
Carbón (TJ)	5,112	7,088	7,242	7,803	8,004	7,562	9,234	9,145	4,710	5,610	4,465	3,996	79,970
Vapor Geotérmico (TJ)	8,955	8,439	9,352	9,074	9,562	8,965	8,289	7,593	7,761	8,182	7,445	8,294	101,911
Flama 100(TJ)	0	0	0	0	48	0	0	3	24	22	27	17	142
Uranio (TJ)	10,334	10,334	10,389	5,641	6,805	11,490	11,829	11,715	7,926	6,161	8,763	12,289	113,675





Tera Jules 2023													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Agua Turbinada (Mm3)	16,64 9	12,98 2	13,92 6	14,17 2	17,80 2	20,75 6	21,36 0	23,57 7	21,73 4	20,75 9	11,54 9	9,617	204,883
Combustóleo (TJ)	10,51 7	10,61 6	15,45 0	14,55 1	14,68 7	18,20 0	16,94 5	13,92 0	15,33 5	13,88 4	9,889	8,318	162,313
Diesel (TJ)	1,300	1,261	1,878	2,185	2,854	4,772	5,981	6,379	5,210	3,881	2,354	2,012	40,068
Gas (TJ)	52,19 8	45,85 2	57,23 6	60,06 3	69,15 5	76,85 5	85,50 3	83,28 4	77,63 6	68,59 0	50,04 9	43,600	770,020
Carbón (TJ)	6,371	5,705	9,126	8,601	7,651	10,07 1	9,738	11,94 2	11,18 4	11,46 1	7,858	7,874	107,582
Vapor Geotérmico (TJ)	8,991	7,880	8,930	8,851	8,760	7,951	7,912	8,112	7,698	7,784	7,171	7,620	97,659
Flama 100(TJ)	5	0	0	0	0	48	8	28	6	0	0	0	95
Uranio (TJ)	12,10 4	11,09 8	12,20 9	11,75 5	11,31 7	11,90 4	12,20 0	11,84 4	8,563	5,888	9,144	12,317	130,343

Variación Tera Jules 2023-2022													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Agua Turbinada (Mm3)	750	-1,968	-1,854	- 1,920	-735	3,504	2,749	4,500	5,792	1,721	-4,598	-5,480	2,462
Combustóleo (TJ)	-125	-65	3,787	1,879	-3,015	3,328	1,667	1,183	1,321	625	-189	-3,027	7,369
Diesel (TJ)	64	-166	236	301	216	1,263	815	1,571	1,479	1,126	158	-4	7,059
Gas (TJ)	10,26 6	8,352	13,229	9,066	10,92 1	20,26 9	26,33 5	27,79 5	31,09 1	27,50 1	10,76 9	530	196,126
Carbón (TJ)	1,259	-1,382	1,884	798	-354	2,509	504	2,797	6,474	5,851	3,393	3,878	27,612
Vapor Geotérmico (TJ)	36	-559	-422	-223	-802	-1,014	-378	518	-63	-398	-274	-674	-4,252
Flama 100(TJ)	5	0	0	0	-48	48	8	26	-18	-22	-27	-17	-47
Uranio (TJ)	1,769	765	1,820	6,114	4,512	414	371	130	637	-273	381	28	16,668



**Generación por Empresa Productiva Subsidiaria**

No se incluye generación de Laguna Verde (12,044 GWh anuales) ni generación de Unidades Móviles - UME's (338 GWh)

Generación de la EPS | [Regreso al texto](#)

Generación Bruta con UPS (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,537	1,681	1,695	1,702	1,731	1,603	1,650	1,649	1,641	1,620	1,705	1,571	19,786
Vapor C.	356	321	405	291	460	428	317	243	215	333	353	322	4,044
Hidroeléctrica	435	414	477	662	731	459	767	1,029	1,118	740	299	196	7,325
Turbogas	101	55	74	91	87	58	83	76	64	66	90	43	889
Cogeneración	293	271	303	270	281	288	286	291	290	275	243	304	3,397
Total	2,723	2,742	2,955	3,016	3,291	2,835	3,103	3,288	3,327	3,035	2,691	2,435	35,441

Generación Bruta con UPS (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,874	1,346	1,797	1,675	2,024	2,144	2,161	2,016	1,807	1,801	1,542	1,512	21,701
Vapor C.	389	334	495	485	441	505	495	558	553	500	321	354	5,430
Hidroeléctrica	208	183	265	324	477	419	280	326	456	249	232	225	3,644
Turbogas	75	85	120	144	113	147	171	130	163	137	100	92	1,476
Cogeneración	278	273	299	272	295	278	277	240	235	206	203	305	3,161
Total	2,824	2,221	2,977	2,900	3,349	3,493	3,384	3,269	3,215	2,894	2,398	2,489	35,412

Diferencia Generación Bruta con UPS (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	337	-334	102	-27	292	542	511	367	167	181	-163	-59	1,915
Vapor C.	33	13	90	194	-20	77	178	315	338	167	-32	33	1,386
Hidroeléctrica	-227	-231	-213	-338	-255	-40	-487	-702	-661	-491	-67	29	-3,681
Turbogas	-25	30	46	53	26	89	88	54	99	70	10	49	587
Cogeneración	-16	1	-4	2	14	-10	-9	-52	-55	-69	-40	1	-236
Total	101	-521	22	-116	58	658	281	-18	-112	-142	-293	53	-29

Comparativo de Generación Bruta 2023 vs 2022 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta con UPS (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,507	1,646	1,661	1,669	1,698	1,571	1,618	1,616	1,607	1,587	1,674	1,540	19,393
Vapor C.	339	302	379	275	429	401	298	228	199	315	331	297	3,794





Hidroeléctrica	431	410	474	657	726	454	760	1,020	1,109	733	296	193	7,263
Turbogas	97	53	71	87	83	55	79	73	61	64	86	41	850
Cogeneración	290	268	299	266	277	284	282	287	286	271	239	300	3,350
Total	2,663	2,678	2,884	2,954	3,213	2,766	3,038	3,224	3,262	2,971	2,626	2,371	34,649

Generación Neta con UPS (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,834	1,319	1,760	1,640	1,981	2,100	2,117	1,975	1,773	1,766	1,510	1,480	21,254
Vapor C.	360	310	454	446	403	461	455	507	502	456	297	325	4,973
Hidroeléctrica	205	181	263	321	473	415	277	323	452	246	230	223	3,610
Turbogas	72	81	115	137	108	140	163	124	156	131	96	88	1,411
Cogeneración	274	269	295	268	291	274	273	236	231	203	200	301	3,115
Total	2,745	2,159	2,886	2,811	3,255	3,390	3,286	3,165	3,114	2,802	2,333	2,417	34,364

Diferencia Generación Neta con UPS (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	328	-327	99	-29	282	529	499	359	166	178	-164	-59	1,861
Vapor C.	21	8	75	170	-26	59	157	279	302	141	-34	27	1,180
Hidroeléctrica	-226	-229	-211	-335	-253	-39	-483	-697	-656	-487	-66	30	-3,653
Turbogas	-24	28	44	50	25	85	84	51	94	67	10	47	561
Cogeneración	-16	1	-4	2	14	-10	-9	-51	-54	-68	-39	1	-234
Total	83	-518	2	-143	42	624	248	-59	-148	-169	-293	46	-285

Comparativo de Generación Neta 2023 vs 2022 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación de la EPS II. [Regreso al texto](#)

Generación Bruta con UPS (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	238	1	86	492	513	472	351	360	221	446	429	462	4,074
Vapor	333	335	293	323	334	262	302	260	131	107	136	326	3,143
Carboeléctrica	745	970	1,069	1,037	1,223	1,039	1,167	1,073	730	748	501	840	11,142
Geotérmica	138	152	168	162	167	151	126	113	127	148	114	154	1,719
Hidroeléctrico	187	257	333	413	674	906	630	893	968	367	191	164	5,981
Total	1,641	1,716	1,948	2,426	2,911	2,829	2,576	2,700	2,178	1,815	1,371	1,947	26,058

Generación Bruta con UPS (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	351	315	368	773	911	989	970	866	964	548	491	449	7,995





Vapor	443	344	513	400	355	325	387	459	388	508	439	376	4,937
Carboeléctrica	857	835	1,127	1,048	971	1,221	1,026	1,154	1,061	1,096	803	548	11,750
Geotérmica	173	146	170	164	158	123	109	130	132	115	119	128	1,667
Hidroeléctrico	160	131	165	232	285	307	292	316	264	229	200	153	2,733
Total	1,984	1,771	2,343	2,618	2,680	2,965	2,785	2,924	2,809	2,497	2,051	1,655	29,082

Diferencia Generación Bruta con UPS (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	113	314	281	281	398	517	618	505	742	102	61	-12	3,921
Vapor	109	9	221	77	21	63	85	199	257	401	302	49	1,794
Carboeléctrica	112	-135	58	12	-252	183	-140	80	331	349	302	-292	608
Geotérmica	35	-7	3	3	-8	-28	-17	17	5	-33	5	-27	-52
Hidroeléctrico	-27	-126	-168	-181	-389	-599	-338	-577	-705	-138	9	-11	-3,247
Total	343	55	395	192	-231	136	209	224	631	681	680	-292	3,024

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Bruta 2022 vs 2023 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta con UPS (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	233	1	85	483	504	463	344	353	217	438	422	453	3,998
Vapor	308	309	268	297	307	239	278	237	118	100	128	307	2,899
Carboeléctrica	705	917	1,013	977	1,152	976	1,093	1,005	688	701	467	792	10,485
Geotérmica	131	145	159	153	158	143	119	107	121	140	109	147	1,632
Hidroeléctrico	185	255	330	411	670	901	626	887	963	364	188	162	5,942
Total	1,562	1,628	1,855	2,322	2,792	2,723	2,461	2,590	2,107	1,744	1,313	1,861	24,956

Generación Neta con UPS (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	344	309	360	758	894	970	951	849	943	538	482	441	7,838
Vapor	418	321	481	368	326	299	354	422	355	470	408	348	4,571
Carboeléctrica	809	787	1,056	987	908	1,148	959	1,078	991	1,022	754	503	11,002
Geotérmica	164	139	162	156	150	117	104	123	125	108	112	121	1,582
Hidroeléctrico	158	129	163	230	283	305	290	313	262	228	198	150	2,709
Total	1,892	1,685	2,221	2,500	2,561	2,839	2,657	2,785	2,675	2,366	1,955	1,564	27,701

Diferencia Generación Neta con UPS (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	110	308	276	275	389	507	606	495	726	100	60	-12	3,840
Vapor	109	11	213	71	19	60	76	184	237	370	280	41	1,672
Carboeléctrica	104	-130	43	10	-244	172	-134	73	303	321	288	-289	516
Geotérmica	33	-6	3	3	-8	-26	-16	16	4	-32	4	-26	-50





Hidroeléctrico	-26	-125	-167	-180	-387	-596	-336	-574	-701	-137	10	-12	-3,232
Total	331	57	367	178	-230	116	197	195	569	622	642	-297	2,746

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Bruta 2022 vs 2023 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación de la EPS III. [Regresar al texto.](#)

Generación Bruta con UPS (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	227	259	217	334	461	439	510	466	459	347	203	207	4,129
Ciclo Combinado	1,325	1,079	1,279	1,241	1,450	1,626	1,702	1,568	1,202	997	787	1,257	15,513
Hidroeléctrico	215	232	187	71	25	11	10	219	430	365	321	213	2,299
Turbogas	96	77	109	72	103	262	329	334	289	130	91	72	1,963
Combustión Interna	95	85	69	75	93	99	121	123	110	111	70	83	1,135
Geotérmica	219	195	202	201	214	202	204	194	158	194	194	193	2,370
Solar Fotovoltaica	0.5	0.6	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.3	7.1
Total	2,177	1,928	2,065	1,996	2,347	2,640	2,877	2,904	2,647	2,143	1,666	2,025	27,416

Generación Bruta con UPS (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	263	265	445	516	594	695	757	754	710	636	397	216	6,248
Ciclo Combinado	1,276	1,142	1,184	1,065	1,200	915	1,592	1,524	1,197	1,319	892	915	14,222
Hidroeléctrico	366	325	271	190	141	84	37	48	94	56	45	99	1,755
Turbogas	107	72	80	100	106	257	314	324	283	170	127	76	2,016
Combustión Interna	85	88	111	93	95	385	514	516	468	98	90	105	2,649
Geotérmica	194	168	180	182	178	174	180	177	169	171	157	168	2,098
Solar Fotovoltaica	0.3	4.3	20.0	32.8	23.6	35.3	36.3	32.6	30.7	26.2	14.4	17.2	273.7
Total	2,291	2,064	2,290	2,179	2,338	2,546	3,430	3,376	2,951	2,475	1,723	1,597	29,261

Diferencia Generación Bruta con UPS (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	35.8	6.0	227.4	181.3	132.3	256.1	246.9	288.7	251.4	289.0	194.1	9.8	2,118.8
Ciclo Combinado	-48.6	62.5	-95.1	-175.1	-249.7	-710.3	-110.0	-44.2	-4.9	322.3	104.9	-342.4	-1,290.6
Hidroeléctrico	151.1	92.4	83.6	118.6	116.4	72.9	26.7	-171.1	-335.4	-309.5	-275.6	-114.3	-544.2
Turbogas	11.4	-5.2	-28.8	27.7	2.5	-5.4	-14.9	-10.0	-6.3	40.8	36.2	4.6	52.8
Combustión Interna	-9.8	2.7	41.9	17.7	2.1	286.1	392.3	393.9	358.1	-13.2	20.1	22.1	1,514.1
Geotérmica	-25.1	-26.6	-22.6	-19.4	-35.6	-27.4	-24.1	-17.9	10.8	-23.3	-36.2	-24.6	-272.0





Solar Fotovoltaica	-0.1	3.7	19.2	32.0	22.9	34.6	35.6	32.0	30.2	25.7	14.0	16.8	266.6
Total	114.8	135.6	225.8	182.8	-9.1	-93.4	552.5	471.3	304.0	331.8	57.6	-428.0	1,845.5

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta con UPS (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	212	238	203	313	428	407	475	433	427	323	189	192	3,841
Ciclo Combinado	1,296	1,055	1,250	1,212	1,417	1,589	1,664	1,532	1,174	973	769	1,230	15,161
Hidroeléctrico	214	231	186	70	24	11	10	218	428	363	318	211	2,285
Turbogas	95	76	108	72	102	260	326	331	288	128	90	71	1,948
Combustión Interna	90	81	66	72	89	94	116	117	104	106	67	80	1,082
Geotérmica	207	184	192	191	203	191	194	184	151	183	182	181	2,242
Solar Fotovoltaica	0.5	0.6	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.3	7.0
Total	2,114	1,866	2,005	1,930	2,265	2,552	2,785	2,816	2,573	2,078	1,616	1,966	26,565

Generación Neta con UPS (GWh) 2023													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	245	247	416	482	556	653	711	708	668	596	374	202	5,857
Ciclo Combinado	1,248	1,116	1,157	1,042	1,175	895	1,553	1,489	1,169	1,289	870	891	13,891
Hidroeléctrico	364	322	269	188	140	83	36	47	93	55	45	98	1,741
Turbogas	106	71	79	99	105	255	312	322	280	169	126	76	2,000
Combustión Interna	81	84	107	90	92	377	500	501	454	94	86	101	2,566
Geotérmica	182	158	168	171	168	163	169	166	158	160	147	157	1,967
Solar Fotovoltaica	0.3	4.3	19.9	32.7	23.5	35.3	36.2	32.5	30.6	26.1	14.4	17.1	273.0
Total	2,227	2,002	2,216	2,105	2,259	2,461	3,316	3,266	2,854	2,388	1,661	1,541	28,296

Diferencia Generación Neta con UPS (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	32.8	8.1	213.7	169.5	127.4	245.6	235.7	274.8	241.1	272.9	184.2	10.2	2,016.2
Ciclo Combinado	-47.7	60.8	-93.2	-170.3	-242.1	-694.1	-111.7	-43.4	-5.7	315.6	101.2	-339.3	-1,269.9
Hidroeléctrico	150.1	91.6	83.1	117.7	115.6	72.4	26.4	-170.8	-334.6	-308.0	-273.7	-113.8	-543.9
Turbogas	11.3	-5.2	-28.6	27.5	2.6	-5.4	-14.5	-9.3	-7.0	40.4	35.9	4.6	52.3
Combustión Interna	-8.8	3.1	40.6	17.9	3.1	282.5	384.3	384.6	350.1	-12.4	18.5	21.0	1,484.5
Geotérmica	-25.2	-25.5	-23.3	-19.4	-35.2	-27.2	-24.8	-18.3	7.0	-23.6	-34.9	-23.8	-274.3
Solar Fotovoltaica	-0.1	3.7	19.2	31.9	22.9	34.5	35.5	31.9	30.2	25.6	13.9	16.8	266.0
Total	112.4	136.6	211.4	174.9	-5.7	-91.5	531.0	449.6	280.8	310.6	45.2	-424.3	1,731.1

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)



Generación EPS IV. [Regresar al texto](#)

GENERACIÓN BRUTA (GWh) 2022													
TECNOLOGÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
C. Combinado	305	263	494	921	1,106	999	1,005	940	784	537	386	420	8,160
Vapor	4	143	126	213	402	294	297	245	233	178	213	192	2,541
Hidroeléctrico	4	3	10	14	11	9	10	6	3	5	3	3	81
Carbón	420	409	372	379	296	353	406	416	258	275	250	210	4,044
Turbogas	1	1	6	14	19	8	26	19	14	6	9	4	128
TOTAL	735	818	1,007	1,540	1,833	1,663	1,745	1,627	1,292	1,002	862	830	14,954

GENERACIÓN BRUTA (GWh) 2023													
TECNOLOGÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
C. Combinado	729	690	646	880	1,156	1,349	1,324	1,349	1,298	999	746	433	11,599
Vapor	258	259	459	606	729	781	787	765	746	609	296	238	6,532
Hidroeléctrico	5	10	20	32	1	3	9	7	7	8	9	6	118
Carbón	302	259	342	312	312	337	294	292	265	294	257	291	3,557
Turbogas	18	12	25	20	55	104	119	103	110	54	32	17	666
TOTAL	1,312	1,230	1,492	1,850	2,253	2,574	2,533	2,515	2,425	1,963	1,339	984	22,472

Variaciones (2023 -2022)													
TECNOLOGÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
C. Combinado	424	427	152	-41	51	350	319	408	513	462	360	13	3,439
Vapor	254	117	333	393	328	487	489	519	512	430	82	46	3,991
Hidroeléctrico	1	8	10	18	-10	-6	-1	1	5	3	6	2	37
Carbón	-118	-150	-30	-67	16	-16	-112	-124	7	18	7	81	-487
Turbogas	16	11	19	6	36	96	92	83	95	47	22	12	537
TOTAL	578	412	485	310	420	911	788	888	1,133	961	477	154	7,517

Generación Neta por tecnología y por mes

GENERACIÓN NETA (GWh) 2022													
TECNOLOGÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
C. Combinado	299	251	483	899	1,079	975	981	917	765	524	375	411	7,958
Vapor	3	134	120	201	378	273	278	230	218	168	203	183	2,388
Hidroeléctrico	4	3	10	13	11	9	10	6	2	5	3	3	80
Carbón	385	373	343	350	271	323	371	383	235	252	230	193	3,708



Turbogas	1	1	6	13	18	8	26	19	14	6	9	4	128
TOTAL	692	762	962	1,476	1,757	1,587	1,667	1,555	1,234	954	820	794	14,262

GENERACIÓN NETA (GWh) 2023													
TECNOLOGÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
C. Combinado	712	672	630	859	1,127	1,314	1,290	1,316	1,265	973	727	422	11,306
Vapor	249	246	435	577	692	746	749	727	707	577	283	227	6,215
Hidroeléctrico	5	10	20	32	1	3	9	7	7	8	9	5	117
Carbón	276	237	313	285	283	304	266	264	241	266	234	264	3,232
Turbogas	17	12	25	20	54	102	118	101	109	53	32	17	660
TOTAL	1,259	1,177	1,422	1,771	2,158	2,470	2,433	2,415	2,329	1,877	1,283	935	21,530

Variaciones (2023 -2022)													
TECNOLOGÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
C. Combinado	413	421	147	-41	48	340	310	398	500	449	352	11	3,347
Vapor	245	112	315	376	315	473	471	498	489	409	80	44	3,827
Hidroeléctrico	1	8	10	18	-10	-6	-1	1	5	3	5	2	37
Carbón	-109	-136	-31	-64	12	-19	-105	-119	5	14	3	72	-476
Turbogas	16	11	19	6	36	94	92	82	95	47	22	12	533
TOTAL	567	415	460	295	400	882	766	860	1,095	923	463	141	7,267

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Generación EPS VI. [Regreso al texto](#)

Generación Bruta (GWh) 2022													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	275	236	238	244	186	203	308	336	320	249	138	126	2,860
Diesel	0.6	0.6	1.4	1.6	2.3	2.1	2.6	2.5	2.3	2.0	2.2	1.9	22
Eoloeléctrico	6	5	7	4	4	7	9	5	5	5	6	7	70
Geotérmica	43	31	57	53	57	52	41	26	25	23	23	23	454
Hidroeléctrico	699	603	943	1,269	1,941	2,143	1,522	2,022	1,859	2,238	1,972	1,214	18,424
Turbogas	22	35	23	26	38	31	99	65	33	26	22	25	444
Vapor	94	99	140	296	500	361	396	357	519	488	393	157	3,800
Total	1,139	1,010	1,410	1,894	2,728	2,799	2,377	2,814	2,764	3,031	2,557	1,553	26,075



**Generación Bruta (GWh) 2023**

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	144	219	204	160	147	246	319	319	295	372	182	109	2,718
Diesel	2.0	1.9	2.4	2.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	9
Eoloeléctrico	8	5	6	5	6	2	11	11	11	8	6	6	86
Geotérmica	39	47	58	56	57	54	52	53	41	41	23	34	555
Hidroeléctrico	755	604	829	1,055	1,160	1,359	1,032	1,212	1,300	1,023	542	446	11,318
Turbogas	9	18	34	38	59	93	111	97	76	59	24	17	634
Vapor	187	231	554	496	558	783	781	469	625	666	430	408	6,188
Total	1,144	1,126	1,689	1,812	1,988	2,539	2,306	2,161	2,350	2,168	1,207	1,019	21,509

Variación (2022-2023)

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	-131	-17	-34	-84	-39	43	11	-17	-25	123	44	-17	-142
Diesel	1.4	1.3	1.0	0.6	-2.3	-2.1	-2.6	-2.4	-2.3	-2.0	-2.2	-1.9	-13.5
Eoloeléctrico	2	0	-1	2	3	-4	2	6	6	3	-1	-1	16
Geotérmica	-4	16	1	3	0	2	11	27	16	18	0	11	101
Hidroeléctrico	56	1	-114	-214	-781	-783	-490	-810	-559	-1,216	-1,430	-767	-7,106
Turbogas	-13	-17	12	11	21	62	13	32	43	33	1	-9	190
Vapor	94	132	414	200	58	422	385	111	106	178	38	250	2,388
Total	5	116	279	-82	-739	-260	-71	-653	-414	-863	-1,350	-534	-4,566

Comparativo de Generación Bruta 2023 vs 2022 EPS CFE Generación VI

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

*Incluye Generación de Unidades de Puesta en Servicio.

Generación Neta (GWh) 2022

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	269	230	233	237	181	199	299	326	311	244	137	124	2,790
Diesel	0.6	0.6	1.4	1.6	2.3	2.1	2.6	2.5	2.3	2.0	2.2	1.9	22.2
Eoloeléctrico	6	5	7	4	4	7	9	5	5	5	6	7	70
Geotérmica	40	29	53	50	54	49	38	24	23	22	22	22	426
Hidroeléctrico	693	599	937	1,262	1,930	2,130	1,513	2,010	1,847	2,227	1,960	1,206	18,314
Turbogas	22	35	22	26	38	30	98	65	33	25	22	25	440





Generación Neta (GWh) 2022

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Vapor	89	93	133	278	466	337	370	334	483	455	368	147	3,554
Total	1,120	992	1,388	1,858	2,673	2,754	2,329	2,766	2,705	2,981	2,517	1,532	25,615

Generación Neta (GWh) 2023

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	141	213	198	155	143	241	310	310	286	360	178	107	2,642
Diesel	2.0	1.9	2.4	2.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	9
Eoloeléctrico	8	5	6	5	6	2	11	11	11	8	6	6	86
Geotérmica	37	44	55	52	54	51	49	49	39	38	22	32	521
Hidroeléctrico	749	600	823	1,046	1,152	1,350	1,022	1,203	1,291	1,015	537	441	11,229
Turbogas	9	18	34	37	59	92	110	96	75	58	23	16	627
Vapor	175	217	518	465	522	734	730	435	584	621	403	381	5,786
Total	1,121	1,099	1,636	1,763	1,935	2,470	2,233	2,104	2,287	2,101	1,168	984	20,900

Variaciones Generación Neta (MWh) 2022-2023

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	-128	-17	-35	-82	-38	42	11	-16	-25	116	41	-17	-148
Diesel	1.4	1.3	1.0	0.6	-2.3	-2.1	-2.6	-2.4	-2.3	-2.0	-2.2	-1.9	-13.5
Eoloeléctrico	2	0	-1	2	3	-4	2	6	6	3	-1	-1	16
Geotérmica	-3	15	1	3	0	2	11	25	16	17	0	10	95
Hidroeléctrico	56	1	-115	-216	-778	-780	-490	-807	-556	-1,212	-1,423	-765	-7,085
Turbogas	-13	-17	11	11	21	61	12	31	43	33	1	-9	187
Vapor	86	124	385	186	56	397	360	102	101	166	35	235	2,233
Total	1	106	248	-95	-738	-284	-96	-662	-419	-880	-1,349	-548	-4,715

Comparativo de Generación Neta 2022 vs 2023 EPS CFE Generación VI
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)
*Incluye Generación de Unidades de Puesta en Servicio.



ANEXOS DE CONTROL INTERNO

[Cuadros y gráficos de la sección de "Control Interno".](#)

Gráfico 1. Avances del Programa Anticorrupción de la CFE, sus EPS y EF.



Tabla 1. Riesgos Estratégicos, Directivos y Operativos de la CFE, sus EPS y EF 2023.

Áreas	Estratégicos	Directivos	Operativos	Total
Corporativo	38	17	16	71
Empresas Productivas Subsidiarias	65	19	1	85
Empresas Filiales	13	10	0	23
Total de Riesgos	116	46	17	179

Tabla 2. Riesgos de Corrupción CFE, sus EPS y EF 2023.

Áreas	Riesgos de Corrupción
Corporativo	3
Empresas Productivas Subsidiarias	10
Empresas Filiales	4
Total de Riesgos	17

Tabla 3. Resultados de la Fiscalización de la ASF de la Cuenta Pública 2022.

Auditoría		R	RD	PRAS	PEFCF	PO	Total
39	Arrendamiento de Servicios de Transportación Aérea	2	0	0	0	0	2
40	Auditoría de TIC	5	0	0	0	0	5
41	Deuda de los Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas)	2	0	0	0	0	2
42	Erogaciones para el Arrendamiento de Vehículos Terrestres	4	0	0	0	5	9
43	Erogaciones para la Adquisición y Ensamble de Combustible Nuclear en la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde	0	0	1	0	0	1
44	Gastos por Servicios Profesionales, Científicos, Técnicos y Otros Servicios	2	0	3	0	0	5
45	Otorgamiento y Recuperaciones de Préstamos a Trabajadores	4	0	3	0	0	7
46	Costo de Ventas de Gas Natural	3	0	0	0	0	3
47	Costo de Ventas de Gas Natural	2	0	0	0	0	2
48	Adquisición de Cable para Acometidas y Medidores de Media y Baja Tensión	6	0	1	0	0	7
49	Compra de Gas Natural	10	0	0	0	0	10
50	Mantenimiento de las Unidades Generadoras de la C.T. Francisco Pérez Ríos y C.C.C. El Sauz	5	0	0	0	0	5
51	Venta de Energía Eléctrica de CFE Generación I	7	0	2	1	1	11
52	Suministro de Carbón Mineral Térmico para la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles	4	0	0	1	0	5
53	Gestión Financiera y de Tecnologías de Información y Telecomunicaciones	9	0	4	0	1	14
2105	Condonación de Reemplazo del Cable Submarino de Isla Mujeres y Conexión de la Isla de Holbox, en el Estado de Quintana Roo	0	0	4	0	1	5
2110	Construcción de la Obra Civil y Electromecánica para Subestaciones y Líneas de Transmisión de los SET 01, 02 y 03 del Proyecto Tren Maya, en los Estados de Yucatán y Quintana Roo	1	0	2	0	0	3
		66	0	20	2	8	96

R= Recomendación, RD= Recomendación al Desempeño, PEFCF= Promoción del Ejercicio de la Facultad de Comprobación Fiscal, PRAS= Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria, PO= Pliego de Observaciones

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2022. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2023 https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/MDB_Consolidado.pdf

Tabla 4 . Comparativo de resultados de las Cuentas Públicas del periodo 2018-2022.

Resultado	(Datos observados)					Variación (%)	Variación (%)
	2018	2019	2020	2021	2022	2021-2022	2018 - 2022
1. Recomendaciones	159	110	89	130	66	-49%	-58%
2. Recomendaciones al Desempeño	143	21	13	14	0	-100%	-100%
3. Solicitudes de Aclaración	0	0	2	0	0	-	-
4. Promoción del Ejercicio de la Facultad de Comprobación Fiscal	14	9	5	3	2	-33%	-86%
5. Promoción De Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.	35	16	16	34	20	-41%	-43%
6. Pliegos de Observaciones	15	10	6	7	8	14%	-47%
7. TOTAL	366	166	131	188	96	-49%	-74%

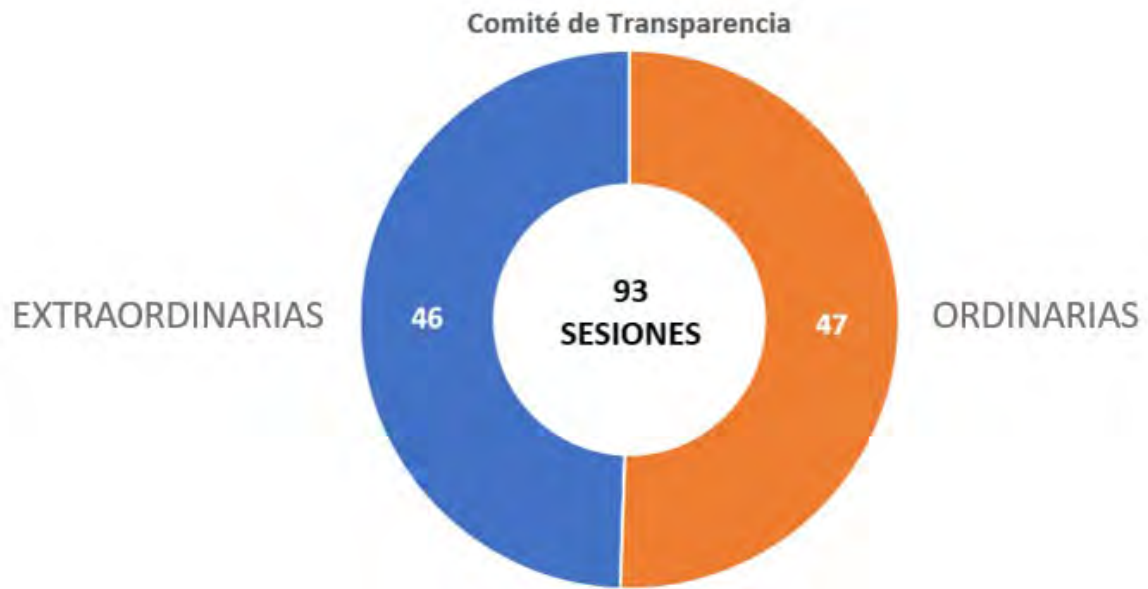
Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2021. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2023 https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/MDB_Consolidado.pdf

Tabla 5. Montos de los Pliegos de Observaciones de las Cuentas Públicas 2019-2022

Resultado	Cifras (millones de pesos)					Variación (%)	Variación (%)
	2018	2019	2020	2021	2022	2022 vs 2021	2019 - 2022 vs 2018
1. Monto observado en los Pliegos de Observaciones	4,293.40	598.9	384.4	\$1,678.86	\$658.05	-61%	-23%

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2021. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2023 https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/MDB_Consolidado.pdf

Gráfico 2. Sesiones del Comité de Transparencia 2023



NOTA METODOLÓGICA SOBRE LOS SALDOS DE LA CARTERA VENCIDA

Las cuentas por cobrar en los Estados Financieros es el saldo que muestra el derecho de cobro exigible por la venta de energía eléctrica. El monto reflejado en los Estados Financieros obedece a las características previstas en las Normas Internacionales de Información Financiera, entre ellas la probabilidad de cumplimiento y el intercambio de un bien o servicio.

En el Estado Financiero de CFE SSB se muestra el monto exigible de las facturas emitidas por el consumo eléctrico, descontado de la reserva de los saldos incobrables.

La cartera vencida es el saldo comercial histórico de las cuentas por cobrar con retrasos mayores a 30 días, sin considerar la reserva.

Concepto	Balance General	Cuenta de Orden	Cartera Vencida
Cuentas por Cobrar	107,620.00	45,464.22	99,467.01
Reserva	61,749.92		
Cuentas por cobrar netas	45,870.08		
Otras Cuentas por Cobrar	3,707.00		
Total Cuentas por cobrar netas	49,577.08		

La Cartera Vencida está dividida con dos saldos el primero se encuentra en el Balance General y el segundo en las cuentas de orden para dar un total de 99,467 mMDP. A su vez, la Cartera vencida, se compone de los siguientes conceptos:

Rezago: Adeudos que han superado 30 días de su vencimiento y se integra con los adeudos de los sectores doméstico, comercial, industrial, agrícola y de servicios.

Rezago Cuenta Maestra: Son los adeudos de las empresas que componen el programa de cuenta maestra y que han superado 30 días de su vencimiento.

Adeudos documentados: Importe acumulado y documentado mediante pagarés por ajustes a la facturación, entre otros motivos.

Adeudos incobrables: Importe acumulado de adeudos en proceso de incobrabilidad correspondiente a aquellos servicios desconectados y desmantelados

Tabla por antigüedad de Rezago**REZAGO ENERGIA POR ANTIGÜEDAD AL CIERRE DE DICIEMBRE 2023 (MILLONES DE PESOS)**

Total CFE SB	< Año Rezago	>= 1 y < 2 Años	>= 2 y < 10 Años	>= 10 Años	TOTAL
	14,514.1	9,082.2	43,477.8	6,574.5	73,648.5

Notas de tabla por antigüedad:

1. La antigüedad se determina sobre el monto total de rezago
2. El rezago representa el **82%** del total de la cartera vencida
3. Se considera únicamente el valor de energía eléctrica sin impuestos

Saldos depurables. Toda vez que la Cartera Vencida incluye los registros históricos de saldos impagados, es susceptible de depurarse, pues incluye créditos ya no vigentes. Se continúa trabajando en la identificación de las cuentas y saldos susceptibles de depuración.

ANEXO DE POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables seguidas por la Empresa son las siguientes:

a) Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las subsidiarias, filiales y fideicomisos sobre las que se ejerce control. Los estados financieros de las subsidiarias (Empresas productivas subsidiarias, filiales y fideicomisos), fueron preparados para el mismo periodo que la Empresa, aplicando políticas contables consistentes. Se considera que la Empresa logra tener el control cuando ésta tiene poder para decidir sobre las actividades relevantes de la otra; está expuesta o tiene derechos a los rendimientos variables procedentes de su participación en ella, y tiene la capacidad de usar su poder sobre la misma para afectar a los rendimientos.

b) Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen efectivo, depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras e inversiones temporales a corto plazo. El efectivo y los depósitos bancarios se presentan a valor nominal y los rendimientos que se generan se reconocen en los resultados conforme se devengan.

Los equivalentes de efectivo corresponden a inversiones de fácil realización con vencimientos a corto plazo, son valuados a valor razonable y están sujetos a un bajo riesgo de cambio en su valor.

c) Instrumentos financieros

i) Reconocimiento y medición inicial

Las cuentas por cobrar se reconocen cuando estas se originan. Todos los otros activos y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando la Empresa se hace parte de las disposiciones contractuales.

Un activo financiero (a menos que sea una cuenta por cobrar sin un componente de financiamiento significativo), o pasivo financiero, se mide inicialmente al valor razonable más, en el caso de una partida no medida al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión. Una cuenta por cobrar sin un componente de financiación significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

ii) Clasificación y medición posterior - Activos financieros

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral - inversión en instrumentos de patrimonio, a valor razonable con cambios en otro resultado integral- inversión en patrimonio, o a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Empresa cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados el primer día del primer periodo sobre el que se informa, posterior al cambio en el modelo de negocio.

Los activos financieros se clasifican en el reconocimiento inicial como se miden, posteriormente al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (ORI) y el valor razonable a través de resultados.

La Empresa mide los activos financieros al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes:

1. El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio, con el objetivo de conservar activos financieros para cobrar flujos de efectivo contractuales.
2. Los términos contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas, a los flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses, sobre el monto del principal pendiente.

Todos los activos financieros no clasificados como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral como se describe anteriormente, son medidos al valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los activos financieros derivados (ver nota 4).

En el reconocimiento inicial, la Empresa puede designar irrevocablemente un activo financiero que de alguna u otra manera cumple con el requerimiento de estar medido al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral como al valor razonable con cambios en resultados si haciéndolo elimina o reduce significativamente una incongruencia de medición o reconocimiento que surgiría en otro caso.

iii) Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

Los instrumentos financieros derivados se reconocen a su valor razonable en los estados de situación financiera. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados contratados se determina mediante técnicas de valuación comúnmente aceptados. Acorde con la estrategia de riesgos se celebran contratos de instrumentos financieros derivados para mitigar la exposición cambiaria, commodities y de tasas de interés, a través de la contratación de swaps de tasa de interés, Cross Currency Swaps y Forwards de moneda extranjera.

Adicionalmente, en los últimos años el precio de los combustibles ha observado volatilidad. Con el fin de reducir el riesgo de los precios la empresa ha contratado instrumentos financieros derivados sobre gas natural que buscan reducir la volatilidad. La estrategia de cobertura en el caso de los derivados de gas natural se diseñó para mitigar el impacto de incrementos potenciales en los precios.

Las políticas incluyen la documentación formal de todas las transacciones entre los instrumentos de cobertura y las posiciones cubiertas, los objetivos de la administración de riesgos y las estrategias para celebrar las transacciones de cobertura.

La efectividad de los instrumentos financieros derivados designados como de cobertura se realiza antes de su designación, así como durante el período de esta, la cual depende de las características de cobertura. Cuando la cobertura no es altamente efectiva la contabilidad de cobertura deja de aplicarse respecto de los instrumentos financieros derivados identificados de manera prospectiva.

La Empresa suspende la contabilidad de coberturas cuando el derivado ha vencido, es cancelado o ejercido, cuando el derivado no alcanza una alta efectividad para compensar los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta, o cuando decide cancelar la designación de cobertura. Cualquier pérdida o ganancia reconocida en otros resultados integrales y acumulados en el capital, permanece en el capital y es reconocida cuando la proyección de la transacción es finalmente reconocida en resultados.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como de coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio en el rubro de otras partidas de resultados integrales, mientras que la porción inefectiva se reconoce en resultados. La porción efectiva reconocida en el patrimonio se recicla a resultados en el momento en el cual la partida cubierta afecta el resultado y se presenta en el mismo rubro de dicho estado en donde se presentan la posición primaria correspondiente.

Las políticas de cobertura establecen que aquellos instrumentos financieros derivados que no califican para ser tratados como coberturas, se clasifican como instrumentos mantenidos para fines de negociación, por lo que los cambios en el valor razonable se reconocen inmediatamente en resultados.

d) Plantas, instalaciones y equipo

i) Reconocimiento y medición

Las plantas, instalaciones y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición.

Los costos por préstamos que se incurren en financiamientos tanto directos como generales en construcciones en proceso con un período mayor a 6 meses son capitalizados como parte del costo del activo.

Además del precio de compra y los costos directamente atribuibles al proceso de preparar el activo, en términos de ubicación física y condición para que pueda operar en la forma prevista por nuestros técnicos; el costo también incluye los costos estimados por desmantelamiento y remoción del activo, así como para la restauración del lugar donde se ubican dichos activos, cuando existe dicha obligación.

Las plantas, instalaciones y equipo en operación, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de situación financiera a sus montos revaluados, calculando el valor razonable a la fecha de la revaluación, menos cualquier depreciación acumulada o pérdidas por deterioro acumuladas. La Empresa lleva a cabo la revisión periódica de los valores razonables de plantas, instalaciones y equipo en operación, y cada 5 años se evalúa la necesidad de efectuar revaluaciones, de tal manera que el valor en libros no difiera de forma importante de lo que se habría calculado utilizando los valores razonables al final del periodo sobre el cual se informa.

Cualquier aumento en la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación se reconoce en los otros resultados integrales como superávit, excepto si revierte una disminución en la revaluación del mismo activo previamente reconocida en resultados, en cuyo caso el aumento se acredita a resultados en la medida



en que reduce el gasto por la disminución efectuada previamente. Una disminución del valor en libros que se originó de la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación, se registra en resultados en la medida que excede el saldo del superávit, si existe alguno.

El valor razonable de los activos de larga duración de las Centrales de Generación, Transmisión y Distribución se determina mediante el Enfoque de Ingresos utilizando el método del Flujo de Efectivo Descontado, esta técnica refleja las expectativas del mercado presentes sobre los ingresos y egresos futuros.

Para la medición a valor razonable de las plantas, instalaciones y equipo, se proyectan los ingresos y egresos (en el caso de generación se utiliza el Modelo de simulación Plexos), tomando en cuenta la capacidad de las Centrales para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, al eliminar o incorporar los costos variables que incurriría o no el comprador de las Centrales, como es la eliminación de los contratos legados y las obligaciones laborales de los trabajadores pensionados, y la incorporación de las concesiones hidráulicas, entre otras variables.

Al 31 de diciembre de 2022, se realizó un análisis para determinar el valor razonable de los activos de larga duración, concluyendo que existe un deterioro de centrales de generación por \$12,267,070 en 2022.

ii) Depreciación

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación se calcula sobre el valor razonable o costo de adquisición según sea el caso, utilizando el método de línea recta con base en la vida útil estimada de los activos, a partir del mes siguiente en que se encuentran disponibles para su uso. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit por revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación revaluados es reconocida en resultados.

En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit de revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

Las tasas de depreciación están de acuerdo con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE y son las siguientes:

	Vida útil años
Centrales generadoras-geotérmicas	27 a 50
Centrales generadoras-vapor	34 a 75
Centrales generadoras-hidroeléctricas	40 a 80
Centrales generadoras-combustión interna	34 a 75
Centrales generadoras-turbo gas y ciclo combinado	34 a 75
Central generadora-nuclear	40
Subestaciones	39 a 75
Líneas de transmisión	34 a 75
Redes de distribución	30 a 59

Periódicamente se evalúan las vidas útiles, métodos de depreciación y valores residuales de nuestras plantas, instalaciones y equipo. En aquellos casos en que existan modificaciones a las estimaciones utilizadas, los efectos se reconocen de manera prospectiva.

Cuando las partidas de plantas, instalaciones y equipos se integran de diversos componentes, y estos tienen vidas útiles distintas, los componentes individuales significativos se deprecian durante sus vidas útiles estimadas. Los costos y gastos de mantenimiento y reparación menores se reconocen en los resultados conforme se incurren.

iii) Inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se deprecian conforme a las siguientes tasas:

	Vida útil en años
Edificios	20
Mobiliario y equipo de oficina	10
Cómputo	4
Equipo de transporte	4
Otros bienes muebles	10

Los terrenos no son sujetos de depreciación.



Un elemento de plantas, instalaciones y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

Las Empresas de generación realizaron transferencias de activos entre ellas en el ejercicio 2020 la cuales generaron saldos por cobrar y por pagar por aproximadamente \$340,358,273. A la fecha se encuentran analizando la forma más adecuada para cancelar los saldos por cobrar y por pagar que surgieron como consecuencia de la transacción antes señalada.

iv) Desembolsos posteriores

Los desembolsos posteriores son capitalizados, sólo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico relacionado con dichos desembolsos. Todos los otros desembolsos, incluyendo los desembolsos para generar internamente plusvalías y marcas, son reconocidos en resultados cuando se incurrir.

e) Arrendamientos

La Empresa tiene activos por derecho de uso bajo la NIIF 16, derivado de los contratos con acreedores cuyo objetivo es la renta de inmuebles para oficinas, mobiliario, capacidad reservada por cargo fijo en transporte de gas (gasoductos); así como contratos con productores independientes de plantas generadoras de energía utilizadas para la prestación del servicio.

Al inicio de un contrato, la Empresa evalúa si el contrato es, o contiene, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato conlleva el derecho a controlar el uso de un activo identificado, la Empresa usa la definición de arrendamiento incluida en la NIIF 16.

Como arrendatario

Al inicio o al momento de la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, la Empresa distribuye la contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios independientes relativos. No obstante, en el caso de los arrendamientos de propiedades, la Empresa ha escogido no separar los componentes que no son de arrendamiento y contabilizar los componentes de arrendamiento y los que no son de arrendamiento como un componente de arrendamiento único.

La Empresa reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento a la fecha de comienzo del arrendamiento. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que incluye el importe inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, más cualquier costo directo inicial incurrido y una estimación de los costos a incurrir al desmantelar y eliminar el activo subyacente o el lugar en el que está ubicado, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se deprecia usando el método lineal a contar de la fecha de comienzo y hasta el final del plazo del arrendamiento, a menos que el arrendamiento transfiera la propiedad del activo subyacente a la Empresa al final del plazo del arrendamiento o que el costo del activo por derecho de uso refleje que la Empresa va a ejercer una opción de compra.

En ese caso, el activo por derecho de uso se depreciará a lo largo de la vida útil del activo subyacente, que se determina sobre la misma base que la de las propiedades y equipos. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente por las pérdidas por deterioro del valor, si las hubiere, y se ajusta por ciertas nuevas mediciones del pasivo por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de comienzo, descontado usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o, si esa tasa no pudiera determinarse fácilmente, la tasa incremental por préstamos de la Empresa. Por lo general, la Empresa usa su tasa incremental por préstamos como tasa de descuento.

La Empresa determina su tasa incremental por préstamos, obteniendo tasas de interés de diversas fuentes de financiación externas y realiza ciertos ajustes para reflejar los plazos del arrendamiento y el tipo de activo arrendado.

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo por arrendamiento incluyen lo siguiente:

- pagos fijos, incluyendo los pagos en esencia fijos;
- pagos por arrendamiento variables, que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa en la fecha de comienzo;
- importes que espera pagar el arrendatario como garantías de valor residual; y
- el precio de ejercicio de una opción de compra si la Empresa está razonablemente segura de ejercer esa opción, los pagos por arrendamiento en un período de renovación opcional si la Empresa tiene certeza razonable de ejercer una opción de extensión, y pagos por penalizaciones derivadas de la terminación anticipada del arrendamiento, a menos que la Empresa tenga certeza razonable de no terminar el arrendamiento anticipadamente.

El pasivo por arrendamiento se mide al costo amortizado usando el método de interés efectivo. Se realiza una nueva medición cuando existe un cambio en los pagos por arrendamiento futuros, producto de un cambio en un índice o tasa, si existe un cambio en la estimación de la Empresa del importe que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, si la Empresa cambia su evaluación si ejercerá o no una opción de compra, ampliación o terminación, o si existe un pago por arrendamiento fijo en esencia que haya sido modificado.

Cuando se realiza una nueva medición del pasivo por arrendamiento de esta manera, se realiza el ajuste correspondiente al importe en libros del activo por derecho de uso, o se registra en resultados, si el importe en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

La Empresa de forma adicional presenta activos por derecho de uso que no cumplen con la definición de propiedades de inversión en 'propiedades, planta y equipo' y pasivos por arrendamiento en 'préstamos y obligaciones' en el estado de situación financiera.

Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

La Empresa ha elegido no reconocer activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento por los arrendamientos de activos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo, incluyendo el equipo de Tecnología en Información (TI). La Empresa reconoce los pagos por arrendamiento asociados con estos arrendamientos como gasto sobre una base lineal durante el plazo del arrendamiento.

La Empresa reconoce los pagos por arrendamiento recibidos bajo arrendamientos operativos, como ingresos sobre una base lineal durante el plazo del arrendamiento como parte de los 'otros ingresos'.

f) Beneficios a los empleados

Como parte de las prestaciones laborales a nuestros empleados les otorgamos varios beneficios, los cuales, para efectos de los estados financieros consolidados, hemos clasificado como beneficios a corto plazo, beneficios directos a los empleados y beneficios por pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación.

Beneficios directos a los empleados a corto plazo

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si el Grupo posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada con fiabilidad.

Beneficios directos a los empleados

Se valúan en proporción a los servicios prestados, considerando los sueldos actuales y se reconoce el pasivo conforme se devenga. Incluye principalmente, incentivos a la productividad, vacaciones, prima vacacional, bonos y reconocimiento de antigüedad de trabajadores temporales, eventuales y permanentes.

Beneficios a los empleados por pensiones y otros

La Empresa tiene la política de otorgar pensiones al retiro, que cubren al personal.

La Empresa otorga pensiones por beneficios definidos, las cuales se otorgaron al personal que haya iniciado su relación laboral hasta el 18 de agosto de 2008 y un plan de pensiones de contribución definida para trabajadores cuya relación laboral haya iniciado del 19 de agosto de 2008 en adelante.



Las obligaciones por aportaciones a planes de beneficios definidos se reconocen como gasto a medida que se presta el servicio relacionado. Las aportaciones pagadas por adelantado son reconocidas como un activo en la medida que esté disponible un reembolso de efectivo o una reducción en los pagos futuros.

Adicionalmente, existen planes de pensiones de contribución definida establecidos por el Gobierno Federal y, por los cuales, se deben efectuar aportaciones a nombre de los trabajadores. Estos planes de contribución definida se calculan aplicando los porcentajes indicados en las regulaciones correspondientes sobre el monto de sueldos y salarios elegibles, y se depositan en las administradoras para fondos al retiro elegidas por los trabajadores y al Instituto Mexicano del Seguro Social.

De acuerdo con la Ley Federal del Trabajo, se tiene la obligación de cubrir prima de antigüedad, así como de hacer ciertos pagos al personal que deje de prestar sus servicios bajo ciertas circunstancias.

Los costos de pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación se reconocen con base a cálculos efectuados por actuarios independientes, mediante el método de crédito unitario proyectado, utilizando hipótesis financieras nominales.

Los costos de las pensiones por contribución definida se reconocen en resultados conforme se incurren.

La obligación neta de la Empresa relacionada con planes de beneficios definidos se calcula separadamente para cada plan, estimando el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado en el período actual y en períodos anteriores, descontando ese importe y deduciendo el valor razonable de los activos del plan.

Plan de beneficios definidos

El cálculo de las obligaciones por beneficios definidos es efectuado anualmente por un actuario calificado usando el método de unidad de crédito proyectada. Cuando el cálculo resulta en un posible activo para la Empresa, el activo reconocido se limita al valor presente de los beneficios económicos disponibles en la forma de reembolsos futuros del plan o reducciones en las futuras aportaciones al mismo. Para calcular el valor presente de los beneficios económicos, se debe considerar cualquier requerimiento de financiación mínimo.

Las nuevas mediciones del pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales.

La Empresa determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del período aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

Cuando se produce una modificación o reducción en los beneficios de un plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con el servicio pasado o la ganancia o pérdida por la reducción se reconoce de inmediato en resultados. La Empresa reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando ésta ocurre.

Beneficios por terminación

Los beneficios por terminación son reconocidos como gasto cuando la Empresa no puede retirar la oferta relacionada con los beneficios y cuando la Empresa reconoce los costos de reestructuración. Si no se espera liquidar los beneficios en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al término del período sobre el que se informa, éstos se descuentan.

g) Reconocimiento de ingresos

Las políticas de reconocimiento de ingresos son las mencionadas a continuación:

Venta de energía eléctrica - se reconocen cuando la energía se entrega a los clientes, lo que se considera es el momento en el tiempo en el que el cliente acepta la energía y los correspondientes riesgos y beneficios relacionados con la transferencia de la propiedad. Otros elementos para que se reconozcan los





ingresos son, que tanto los ingresos como los costos puedan medirse de manera fiable, la recuperación de la contraprestación sea probable y no exista involucramiento continuo en relación con los bienes.

Venta de combustible – se reconocen en un punto en el tiempo que es el momento en que los combustibles son entregados a los clientes.

Ingresos por servicios de transporte de energía – se reconocen a través del tiempo, conforme se presta el servicio público de transmisión de energía eléctrica.

Ingresos por aportaciones de terceros - las contribuciones que se reciben de los clientes para proveer conexión a la red nacional de transmisión o distribución, se reconocen como ingreso en el estado de resultados integrales en un punto en el tiempo, una vez que CFE ha concluido la conexión del cliente a la red, pudiendo el cliente elegir entre la Empresa u otra empresa para que le suministre energía eléctrica. Los ingresos por este concepto se presentan dentro del rubro de otros ingresos.

A partir del 1º de enero de 2017, derivado de la separación de la CFE en varias entidades legales y de los cambios en la leyes, las cuales permiten la existencia de suministradores calificados diferentes de la Empresa, las contribuciones que se reciben de los clientes y de los Gobiernos Estatales y Municipales para proveer conexión a la red nacional de transmisión o distribución, se reconocen como ingreso en el estado de resultados integrales una vez que la Empresa ha concluido la conexión del cliente a la red, considerando que el cliente tiene la opción de elegir entre la Empresa u otra empresa para que le suministre energía eléctrica.

Considerando lo anterior, el saldo del pasivo por ingresos diferidos se registra como aportaciones de terceros dentro del rubro de "Otros pasivos a largo plazo".

Ingresos por subsidios – corresponden a subsidios recibidos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, éstos se reconocen en un punto en el tiempo, cuando los mismos se reciben por la Empresa.

h) Medición de los valores razonables-

El valor razonable es el precio que sería percibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición en el mercado principal o en su ausencia, en el mercado más ventajoso al que la Empresa tiene acceso a esa fecha. El valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Algunas de las políticas y revelaciones contables de la Empresa requieren la medición de los valores razonables, tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

La Empresa cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valorización que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3 y que reporta directamente al Director Corporativo de Finanzas.

El equipo de valorización revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valorización. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corredores o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, el equipo de valoración evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valorizaciones satisfacen los requerimientos de las NIIF, incluyendo en nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que deberían clasificarse esas valorizaciones.

