

Two large, light blue arrows with a gradient effect point towards each other from the left and right sides of the page, framing the central text.

INFORME ANUAL

2021

Versión del 22 de abril de 2022

C o n t e n i d o

El Fortalecimiento de la CFE	1
Generación	12
Transmisión	109
Distribución	121
Atención a Usuarios.....	146
Gestión Corporativa.....	166
Consejo de Administración	257

Índice

El Fortalecimiento de la CFE	1
Generación.....	12
CFE Generación I	25
CFE Generación II	36
CFE Generación III	44
CFE Generación IV.....	55
CFE Generación V.....	64
CFE Generación VI.....	72
Central Nuclear Laguna Verde	82
Actividades Geotérmicas	86
Energéticos.....	91
CFE International	94
CFEnergía.....	99
Transmisión.....	109
Distribución	121
Atención a Usuarios	146
Suministro Básico	146
Suministro Calificado	163
Gestión Corporativa	166
Finanzas	167
Estados Financieros.....	168
Programa Presupuestal 2021	170
Informe de la Deuda.....	172
Emisión de deuda.....	175
FIBRA E	181
Coberturas	183
Plan de Negocios 2022-2026	185
Administración de Recursos	187
Negocios Comerciales	206
LAPEM.....	206
CFE TELECOM.....	208
PAESE	210
Nuevas Áreas de Oportunidad	211
Proyectos de Modernización	212

Internet para Todos	214
Planeación Estratégica	223
Proyectos de Infraestructura	229
Control Interno	245
Auditoría Interna	254
Consejo de Administración	257
Actividades 2021 del Consejo y sus Comités	258
Evaluación que realiza el Consejo de Administración	263

ANEXOS

I. Cuadros y estadísticas

II. Principales Políticas Contables

EL FORTALECIMIENTO DE LA CFE

La CFE enfrentó el año 2021 como otro periodo de grandes retos del servicio eléctrico a favor de los mexicanos.

El periodo estuvo determinado todavía por la dinámica derivada de la pandemia ocasionada el virus SARS-Cov-2, de tal modo, por segundo año consecutivo, se debieron sortear las dificultades, con un entorno más restrictivo, y con el imperativo simultáneo de preservar la vida y la salud de los trabajadores.

La actividad de la empresa eléctrica nacional se desarrolló en los frentes de trabajo de cada cadena del proceso de producción de la electricidad, y además se reforzó la tarea prioritaria del Gobierno del Presidente Andrés Manuel López Obrador de rescatar y fortalecer a la CFE.

Además de su desarrollo en el cuerpo de Informe Anual 2021, en este capítulo inicial se hace una reseña introductoria a un conjunto de acontecimientos y acciones destacados por su impacto en el fortalecimiento de la Comisión.

Prevención de fallas en el suministro

En diciembre de 2020, el servicio eléctrico enfrentó un evento que implicó, por unas horas, la suspensión del servicio en amplias regiones del país, llegando a afectar a más de 10 millones de usuarios.

La secuencia de sucesos técnicos fue numerosa y compleja, derivada de una falla múltiple de componentes del Sistema Eléctrico Nacional.

La intervención oportuna de la CFE y del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) evitó que el Sistema Interconectado Nacional tuviera daños irreversibles. Restituyeron parcialmente el suministro de inmediato y lograron normalizarlo en 72 horas.

Pasada la emergencia, la CFE, la Secretaría de Energía y el CENACE impulsaron la formación de un Panel de Expertos independientes que analizara a fondo los acontecimientos y elaborara un diagnóstico de causas raíz y soluciones preventivas.

El grupo hizo acopio de información durante el primer trimestre de 2021, lo que le permitió emitir un documento de conclusiones en el segundo trimestre. El documento fue presentado a la Comisión, a SENER y al CENACE. La CFE lo hizo del conocimiento de su Consejo de Administración y lo divulgó ante los medios de comunicación y la opinión pública.

La gran conclusión que puede extraerse del estudio es que el Sistema Eléctrico Nacional fue debilitado en su seguridad por la serie de medidas tomadas durante cuando menos las últimas tres décadas, en las cuales se disminuyeron las inversiones en nueva capacidad de generación de la CFE, bajó el ritmo y eficacia de los mantenimientos de los tres procesos (transmisión, generación y distribución) y se dio amplia preferencia a proyectos privados de generación que acudieron a tecnologías renovables de alta intermitencia, sin las debidas inversiones en respaldo, control de frecuencia y voltaje, inteligencia de redes e introducción planificada de nuevos elementos al Sistema.

Las causas coinciden plenamente con el diagnóstico que fue presentado desde el inicio del Gobierno Federal: la política adoptada para el sector eléctrico, en las últimas tres décadas, concretamente las reformas de 1992 y 2013, debilitaron a la CFE y al Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto, lo que volvió a poner en alta prioridad y da razón de ser al rescate de la CFE de las capacidades del Estado para garantizar el servicio eléctrico, un sector estratégico para la vida humana digna, para la economía y para la seguridad y la soberanía energéticas de México.

Los eventos de este tipo reciben el nombre técnico de “disturbios”. El Disturbio de 2020 puso en evidencia la situación a la que se orilló a la CFE y al Sistema Eléctrico y volvió a poner en alta prioridad y dar razón de ser al rescate y fortalecimiento de la Comisión Federal de Electricidad.

Las recomendaciones del Panel a las que puede reaccionar la CFE son 11 muy puntuales y con alto componente técnico. Cinco se refieren a revisión y reforzamiento de equipos en la Red de Transmisión, concretamente de esquemas llamados de “protección” y “remediales”, así como telecomunicaciones. Dos son recomendaciones para ampliación de infraestructura de la propia Red. Tres se refieren a la calidad de la interconexión y el control del despacho de centrales. Una recomienda mejorar la capacitación de técnicos ante eventos inusuales.

La CFE, bajo instrucción y acompañamiento de su Consejo de Administración, implementó de inmediato un plan para atender cada una de las recomendaciones de los expertos, y mejorar de ese modo la capacidad de respuesta ante disturbios como el registrado. Los avances del plan en 2021 se detallan en el capítulo de “Planeación”.

Respuesta ante emergencia por bajas temperaturas

En febrero de 2021, frentes fríos de inusual alcance y extensión, provocaron el congelamiento de instalaciones de transporte de gas natural en Texas, lo que provocó una súbita escasez (“desbalance”) del energético en el sur de los Estados Unidos.

Al ser una fuente primordial de abastecimiento para México, la insuficiencia repercutió de inmediato en la planta industrial del país, especialmente en las centrales de generación termoeléctrica.

Las consecuencias inmediatas fueron desde luego la menor disponibilidad y una carestía nunca antes vista. En los días de mayor afectación, los precios del gas natural se dispararon hasta más de treinta veces arriba de sus niveles al inicio de 2021.

Las reacciones ante la emergencia describen con claridad la situación de los actores en el sector eléctrico.

Ante el incremento no previsible de precios, un grupo de plantas privadas decidió dejar de generar electricidad. En cambio, la CFE utilizó la capacidad de gestoría de sus filiales CFenergía y CFE International para negociar en un mercado que se volvió especulativo, obtener el energético para las centrales de generación de electricidad.

Además del gas natural, conseguido a precios exorbitantes, que permitió el funcionamiento de sus centrales de ciclo combinado, la Comisión puso a operar las plantas de su abanico de tecnologías disponibles, aprovechando el potencial de las hidroeléctricas y las unidades de diésel, carbón, combustóleo y nucleares.

A diferencia de los generadores privados, que conceptualizan a la electricidad como mercancía, la CFE nunca se planteó como opción dejar de generar electricidad. Consciente de su misión y de su razón de ser, puso en marcha todas sus capacidades para enfrentar y superar el evento crítico, luego de algunos periodos de falta de servicio por los cortes de operación súbitos, el reacomodo del despacho y el direccionamiento de grandes bloques de electricidad entre regiones para compensar las salidas de operación.

La emergencia fue resultado de factores naturales, pero las consecuencias volvieron a dejar en evidencia las debilidades introducidas al sector eléctrico mexicano. Qué México se hubiera quedado totalmente sin electricidad, hubiera sido de consecuencias incalculables. En eventos como éste se refrenda la importancia de que existan garantías para la seguridad y la soberanía energéticas del país. Las empresas privadas, por sí solas, no pueden asegurarlas, porque su objeto natural es el lucro. El Estado es la única institución capaz de construir las condiciones para brindar un servicio público, como lo fue antes de la Reforma de 2013, que antepone, en la más alta prioridad, el mantenimiento del suministro en condiciones de suficiencia, continuidad, seguridad y accesibilidad económica para los mexicanos, y de defender la soberanía energética del país.

La lección extraída coincide con el propósito del Gobierno Federal: México necesita una institución pública capaz de garantizar la electricidad, con objetivos sociales prioritarios y con capacidades suficientes.

La emergencia texana dejó claro que la CFE debe continuar el camino de su fortalecimiento.

El rescate de la CFE: una empresa de energía

La emergencia texana puede interpretarse como un nuevo llamado de atención sobre un rumbo que ha tomado la CFE en su fortalecimiento: la conversión en una Empresa de Energía, que resuelva y opere tanto en el rubro de la electricidad como en la de los combustibles y fuentes primarias de energía.

Atentas a este propósito, las filiales de procura de la CFE registraron avances notables.

En 2021, CFenergía consolidó sus ventas a las generadoras de la CFE y CFE International incrementó la disponibilidad de gas natural en nuestro país. Durante el año que se reporta, CFE International incrementó en 31% sus ventas a CFenergía, siendo de resaltar una importante diversificación: al desagregar el 31% de incremento, se aprecia que mientras en las cuencas del Sur de los Estados Unidos el aumento fue de 14%, en las cuencas de Oeste fue de 75%.

La acción de las filiales ha dado lugar a la reducción de uno de los problemas encontrados el inicio de la presente administración, que consiste en la contratación de capacidad excesiva de transporte de gas. Entre 2019 y 2021 se ha logrado que la capacidad utilizada en la red de gasoductos de los Estados Unidos de América pasara de sólo 26% a 40%

CFenergía (CFEn) reforzó su papel como brazo comercializador de energéticos. La filial logró 11 contratos en 2021, de los cuales 4 son renegociaciones. En conjunto, significarán ingresos adicionales por casi 200 millones de dólares anuales.

En virtud de una política de alianzas estratégicas, CFEn consigue reposicionar la participación de la filial en el mercado estadounidense, conteniendo litigios e iniciando su evolución de mero contratista a potencial accionista.

En 2021, continuando la política de defender a la CFE respecto de contratos desventajosos que tenía firmados, CFenergía logró renegociaciones que resuelven ductos en problemas y eliminan ventajas indebidas contra la Comisión. El conjunto de las renegociaciones concretadas en 2021 significará ahorros del orden de los 2,100 millones de dólares.

CFenergía fue una herramienta invaluable para la Comisión, que le permitió contener las consecuencias de la emergencia causada por la escasez de gas natural desatada por las heladas en Texas, en febrero de 2021. Su intervención fue fundamental para aplicar las reservas de combustibles líquidos, alternos al gas natural, para conseguir 13 mil millones de pies cúbicos diarios de gas por barco y para conseguir con Pemex dotaciones adicionales de combustóleo y diésel. Lo anterior reduciendo al mínimo las afectaciones de estos sobre costos sobre la tarifa final de los usuarios.

La filial CFenergía hizo posible la ampliación de la infraestructura de energía con la entrada en operación, en abril de 2021, del gasoducto Samalayuca – Sásabe. Con ello, la

CFE alcanzó 7,838 km de gasoductos a lo largo y ancho del país con una capacidad de transporte de 17,794 MMpcd para el suministro de más de 70 centrales de generación.

El rescate de la CFE: Fortaleza financiera

La capacidad financiera de la CFE surge en su dimensión cuando se ponderan los elementos que logra superar año con año.

En 2021, la institución supo navegar en un entorno adverso, aprovechando su fortaleza financiera. La recuperación relativa de la actividad económica redundó en un mejor año desde el punto de vista de los ingresos, dejando atrás la fase más severa del choque económico provocado por la pandemia. Los ingresos de la CFE fueron superiores a los 565 mil millones de pesos, 12.5% más que en 2020.

Esta fortaleza financiera le ha permitido administrar los efectos de los sobre precios de combustible que, como se comentó, ocasionó la emergencia texana del mes de febrero. En el primer periodo de impacto por la escasez, los precios se elevaron más de 144%, y en el peor momento los incrementos superaron 3,000%. Para la CFE, el impacto económico fue de gran magnitud y repercutió en el resultado financiero anual.

Balanceando retos y oportunidades, para contraponerlos a los riesgos que se materializaron en el año, la CFE logró:

- Seguir cubriendo sus necesidades de recursos para la operación, en las mejores condiciones financieras posibles (monto, costo, plazo y riesgo).
- Continuar cumpliendo sus compromisos financieros y preservar su perfil de pasivos, complementando ingresos propios con crédito externo cuando se identificaron ventanas de oportunidad para diversificar fuentes de recursos.
- Realizar operaciones que permitieron alcanzar las mejores condiciones en el manejo de pasivos, en términos de vencimientos, estructura de costo o plazos.
- Cumplir con un manejo integral de los riesgos financieros del portafolio de deuda;
- Continuar con una política de comunicación transparente sobre el manejo del endeudamiento público que le permite a los inversionistas, agencias calificadoras y público en general, conocer los objetivos y las líneas de acción de la CFE como emisor recurrente en los mercados financieros.
- La administración eficaz del portafolio de pasivos hizo posible lograr una disminución del riesgo y mejoría del perfil, al disminuir en 26% la deuda contratada a tasa variable e incrementar en 17.5 la contratada a tasa fija. También se logró disminuir en 18% el costo financiero anual, respecto a 2020.

- Se refinanciaron cuatro líneas de crédito, por un total de 4,980.4 millones de pesos.
- En el mes de mayo se realizó la colocación de Certificados Bursátiles con clave de pizarra CFE 21, CFE 21-2 y CFE 21 U, por un total de 9,999 millones de pesos,
- Se innovaron operaciones consistentes en compras voluntarias de Certificados Bursátiles, por 10,500 millones de pesos, combinados con una nueva emisión, con lo que se logró la primera operación de este tipo en México, que contó con una excelente recepción entre los inversionistas.
- Se colocaron en el mercado estadounidense dos bonos por 2 mil millones de dólares, lo que significó para la CFE el retorno a dicho mercado luego de cuatro años, en lo que puede considerarse una de las transacciones más demandadas y exitosas en la historia de la CFE.

El rescate de la CFE: más y mejor infraestructura

La misión de la CFE y su compromiso de responder ante retos como el disturbio de diciembre 2020 y la emergencia de gas en Texas hacen indispensable que el fortalecimiento de la empresa eléctrica nacional contemple la ampliación de la infraestructura que hace posible el servicio eléctrico.

Desde 2019 se diseñaron e impulsaron proyectos para recuperar la presencia perdida por la CFE en el núcleo del proceso productivo de la electricidad, es decir la generación.

Se inició con un grupo de proyectos de ciclo combinado por su flexibilidad, aprovechando las disponibilidades de gas natural contratadas por administraciones anteriores.

Sin embargo, la estrategia tuvo que ser revisada, debido a definiciones de política pública y al impacto de la pandemia sobre la economía y por lo tanto sobre los instrumentos financieros y de gestión.

Destacaron dos decisiones imperativas:

Primera, la de reducir drásticamente la utilización de los esquemas PIDIREGAS, así como evitar repetir experiencias de súbito y cuantioso endeudamiento externo, bajo el formato de planes de rescate y choque ante crisis financieras internacionales, como claramente lo fue la provocada por el COVID-19.

Segunda, la de evitar durante las turbulencias desatadas por la pandemia, la contratación de pasivos directos con fuentes extranjeras, extremando las protecciones y salvaguardas mediante la administración de riesgos, de los que pudieran utilizarse.

Así, en 2021 se reforzó la estrategia y se incorporaron nuevos proyectos al portafolio de centrales que serán construidas en el horizonte de la presente administración, encaminado a dar un avance definitivo en la meta de lograr participar con el 54% del mercado de generación.

Las centrales a construirse se dividen en tres grupos de proyectos prioritarios:

- Centrales financiadas mediante el Fideicomiso Maestro de Inversión, que funciona en la lógica de autofinanciamiento a partir de las utilidades de las filiales de procura de combustibles como financieras del segmento de generación. Estos proyectos son de tecnología termoeléctrica (ciclos combinados).
- Centrales financiadas mediante el Fideicomiso de Energías Limpias, constituido para canalizar recursos obtenidos de agencias internacionales y banca de desarrollo, principalmente de los países de origen de los tecnólogos que resulten ganadores de los procedimientos de selección de los proyectos de energía renovable.
- Centrales financiadas mediante el Fideicomiso de Energías Convencionales, que servirá para allegar los recursos a proyectos identificados como de “corto plazo” porque fueron elegidos por contar con facilidades para su pronta ejecución, como sitios seguros, acceso, infraestructura de transmisión, proximidad y dotación de insumos o capital humano para operarlos.

En 2021, se destacaron avances en la estrategia, aprobados y acompañados por el Consejo de Administración, tales como:

- ▶ La emisión, en enero, de reglas y criterios para la ejecución de proyectos a través del Fideicomiso Maestro de Inversión.
- ▶ La aprobación de los proyectos del grupo denominado de “corto plazo”, conformados por centrales de ciclo combinado y por las de combustión interna.
- ▶ La presentación y aprobación del Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, a las cuales se les incrementará la vida útil, en promedio, por 50 años.
- ▶ La aprobación del Proyecto Fotovoltaico Puerto Peñasco, una central solar de gran magnitud, que se convertirá en la más grande de su tipo en América Latina, y que vuelve a aportar evidencias del compromiso de la CFE y del actual Gobierno de la República con las energías renovables y con la transición energética.
- ▶ La puesta en operación de las Unidades Turbogás del proyecto González Ortega, como primera fase del Proyecto Integral Baja California, del grupo de centrales gestionado a través del Fideicomiso Maestro de Inversión.

- ▶ La emisión de garantías corporativas para la interconexión de los proyectos del Fideicomiso Maestro de Inversión, así como para la interconexión y contratación de los proyectos del Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas y de los proyectos de corto plazo.

El conjunto de proyectos prioritarios significará la construcción y puesta en operación de más de 9 mil MW de potencia, la cual superará la capacidad propia construida en la última década, muestra contundente de que el actual Gobierno Federal busca el fortalecimiento y revertir el proceso de extinción en que se encontraba previamente inmersa.

Además de los proyectos prioritarios, en 2021 son de resaltar:

1. El inicio de la operación del proyecto Ciclo Combinado Centro, en Morelos, con 642 MW;
2. La continuidad constructiva de los proyectos ciclo combinado Valle de México II (615 MW) y combustión interna Guerrero Negro IV (7.5 MW), a ser concluidos en 2022 y,
3. El lanzamiento de la licitación del equipamiento para la presa Amata.

Proyectos de generación que concluyeron su construcción o iniciaron pruebas en 2021

Nombre del Proyecto	EPS Generación	Cap. En MW
1. CCC Centro	EPS I	642
2. CTG Baja California Sur	EPS III	86.9
3. CTG La Paz (Incremento de Capacidad)	EPS III	57.6
4. CTG Gonzalez Ortega	EPS III	103
5. CCI Hol-Box	EPS VI	3.142
Total		908.062 MW

Las redes de conducción eléctrica también están siendo reforzadas, en complemento y previsión de los nuevos proyectos de generación. Por lo que respecta a la Red Nacional de Transmisión (RNT), en 2021:

- ▶ Fueron concluidas dos subestaciones que aportaron 27.5 MVA reactivos: Recreo, en la Zona de la Paz, Baja California Sur, y Carrizo Traslado, en Navjoa, Sonora.
- ▶ Se programó para la RNT 7 proyectos PIDIREGAS los cuales totalizan 41 obras; 22 subestaciones, 1,642 MVA, 58 MVA_r y 80 alimentadores, así como 19 líneas de transmisión con 693 km-c.

Las Redes Generales de Distribución fueron reforzadas en 2021, a través de diversas acciones entre las cuales fueron relevantes:

- ▶ La conclusión de 5 obras de infraestructura con recursos Presupuestales, con una inversión de 397.8 MDP, para la instalación de 5 subestaciones, que representa 20 MVA, 12.6 MVAr y 29 alimentadores
- ▶ La conclusión de 3 Proyectos PIDIREGAS que comprendieron a 7 obras con una inversión.
- ▶ Los procedimientos de concurso para 10 Proyectos PIDIREGAS.
- ▶ La contratación de los proyectos de cables submarinos de Isla Mujeres y de Holbox, para garantizar el suministro de energía eléctrica en regiones naturalmente aisladas y de alto potencial económico y turístico.

Gestión de la infraestructura

Desde que asumió la Dirección General de la CFE, la presente Administración inició un profundo proceso de modernización administrativa, a partir de un extenso diagnóstico y la detección de los procedimientos de contratación como puntos neurálgicos para asegurar la eficacia y el combate contra la corrupción.

Los primeros resultados se lograron en 2019 y 2020. En 2021 se profundizó la modificación de los procedimientos de contratación de obra, con acciones entre las cuales debe subrayarse:

- ▶ Los cambios en el modelo de contratación de Obra Pública, consistentes en la separación del área encargada de las contrataciones respecto del área técnica responsable del diseño. El objetivo fue asegurar el funcionamiento adecuado del control interno y la creación de contrapesos institucionales que impidieran procedimientos “dirigidos” y dotaran de mayor transparencia las contrataciones. En enero de 2021, se autorizó la modificación del Estatuto Orgánico que transfirió el área principal de contratos de obra desde la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura hacia la Dirección Corporativa de Administración, así como la creación de la Subdirección de Contratación y Servicios.
- ▶ Mejoría en la supervisión financiera de los pagos a los contratistas de obra, principalmente por concepto de convenios modificatorios a los contratos originales.
- ▶ Mejoría en la determinación y diseño de obras de infraestructura, con la consolidación de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE).
- ▶ Reorientación del procedimiento de evaluación de proyectos de infraestructura, encomendando la dirección del Grupo Técnico Especializado a la DCPE y adaptando los lineamientos respectivos.
- ▶ La especialización para diferenciar las normas de contrataciones con respecto de las de obras, que se concretó mediante modificaciones a las Disposiciones

Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras, aprobadas por el Consejo de Administración en diciembre de 2021.

Avances hacia la cobertura universal del servicio

La razón esencial de ser de la CFE fue, desde su creación, llevar la electricidad a todos los rincones del país, poniendo al alcance de la mayor cantidad de mexicanos un satisfactor fundamental para su calidad de vida, el desarrollo económico y el bienestar social.

Para el año 2021 se estableció una meta de cobertura del servicio de energía eléctrica del 99.14%. La prioridad conferida a la electrificación permitió que al cierre del año la cobertura alcanzara un nuevo hito histórico, al superar la meta con el 99.21%.

Esto fue posible gracias a la gestión de Convenios de Asignación de Recursos, Convenios de Colaboración con Estados y Municipios y la aplicación de la Estrategia de Regularización de Colonias Populares, que derivaron en la ejecución de 3,466 obras de electrificación, con una inversión de 2,588 millones de pesos, beneficiando a 2,678 localidades y 349,389 habitantes.

El 99.21% de cobertura en el servicio de energía eléctrica en el país alcanzado en 2021, significó un incremento de 0.13 puntos porcentuales respecto a la cobertura del 2020.

El nivel histórico alcanzado vuelve a poner en su justa dimensión la importancia de que el Estado Mexicano, a través de la institución creada para ello, y que cuenta con más de 85 años de experiencia, sea el encargado de seguir tutelando el servicio eléctrico, para que no deje de ser otorgado brindando la máxima prioridad a los objetivos sociales y de desarrollo nacional.

Propuestas de modificación al marco normativo

En marzo, el Ejecutivo Federal publicó en el Diario Oficial de la Federación una reforma a la Ley de la Industria Eléctrica aprobada por el Congreso de la Unión, la cual buscaba fortalecer operativa y financieramente a la CFE. Algunos particulares e instituciones promovieron juicios de amparo contra esta Ley y obtuvieron suspensiones definitivas, de forma que el 21 de marzo, la SENER emitió acuerdo que suspendió todos los efectos y consecuencias derivados del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica".

El primero de octubre de 2021, la Presidencia de la República envió al Congreso una iniciativa por la cual se reforman los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética.

Unos días antes de la presentación de este Informe Anual, la Suprema Corte de Justicia de la Nación resolvió que la Iniciativa presentada en marzo de 2021 no es inconstitucional como reclamaban los promotores de acciones y controversias. Gracias a este fallo, es previsible que las condiciones de la CFE cambien en el corto plazo, en el rumbo de su rescate y fortalecimiento.

INDUSTRIA ELÉCTRICA

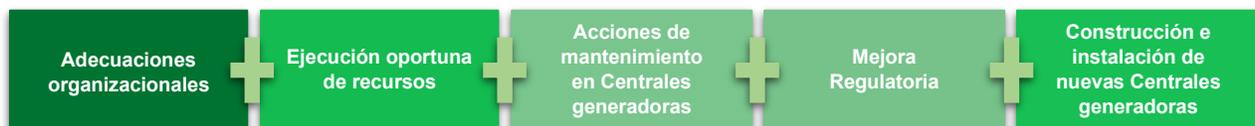
GENERACIÓN

RESULTADOS AGREGADOS DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN DE LA CFE

La Dirección Corporativa de Operaciones (DCO), a través de la Subdirección de Negocios no Regulados (SNNR), está orientada a consolidar a la CFE como una empresa que genere valor al estado mexicano, fortaleciendo el proceso de generación mediante la recuperación de sus activos e integrando nuevos proyectos de generación para su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Con un sentido de responsabilidad social, identificó sus objetivos estratégicos alineados al Fortalecimiento del proceso de generación para incrementar su competitividad en su participación en el MEM, así como, en el rescate de la CFE.

Desde la perspectiva corporativa el rumbo estratégico enfocado al fortalecimiento de la generación de energía eléctrica y de la CFE consiste en las siguientes líneas de acción:

Rumbo estratégico



De acuerdo con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, en su apartado “Rescate del Sector Energético”, se planteó la alternativa de diversificar la matriz energética haciendo uso de insumos nacionales, en Centrales de generación, lo que permitirá aportar a la Soberanía Energética planteada en el Programa Sectorial de Energía 2020-2024.

Continuando con el fortalecimiento del parque de generación para el consumo dual de combustibles, se reforzarán las unidades generadoras mediante la optimización de la infraestructura de generación, y a través del uso de nuevas tecnologías para la prevención y mitigación del impacto de gases de efecto invernadero en el ambiente.

PRINCIPALES RESULTADOS Y AVANCES OPERATIVOS

Se obtuvo la declaratoria en Operación Comercial de los proyectos de tecnología Ciclo Combinado, Turbogás y Combustión interna de las siguientes centrales:

CCC Centro, CTG González Ortega (en Protocolo Correctivo), CTG Baja California Sur, CTG La Paz (Aumento de Capacidad) y CCI Hol-Box, adicionalmente se continua con la puesta en Operación Comercial del proyecto CCC Valle de México II.

Por otro lado, en el año 2020 se participó en la elaboración, aprobación y formalización del convenio modificatorio del Contrato Legado para el Suministro Básico, liderada por la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE), al cual, en mayo de 2021, derivado de la demanda de amparo interpuesto por algunos Participantes de Mercado, se le suspendieron todos sus efectos, razón por lo que a partir del 12 de mayo de 2021, se regresó a la operación del Contrato Legado con las condiciones originalmente pactadas. Asimismo, en 2021 se continuó con la

colaboración en las mesas de trabajo para establecer los criterios técnicos y operativos para la adquisición, asignación, utilización, evaluación y liquidación de los Servicios Conexos identificados como necesarios para asegurar la Confiabilidad, Calidad y Continuidad del SEN, con base en la política energética; y alineados al marco legal y regulatorio vigente.

Se continuará gestionando en las mesas de trabajo el reconocimiento de la totalidad de los servicios aportados por las Unidades generadoras al sistema eléctrico, para la justa retribución económica.

Se coordinó con la Comisión Nacional del Agua y el Comité Nacional de Grandes Presas CNGP (antes Comité Técnico de Operación de Obras Hidráulicas), el manejo eficiente del agua en las obras hidráulicas, el aprovechamiento y la conservación de estas, para una operación segura, confiable y la reducción de riesgos asociados al manejo de avenidas.

Resultado Indicadores estratégicos

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. Capacidad efectiva (MW)	41,273	43,106	43,723	4.44	1.43
2. Generación Neta (GWh)	150,073	120,888	127,721	-19.45	5.65
3. Régimen Térmico (kJ/kWh)	10,759	10,536	10,481	-2.07	-0.52
4. Factor de Planta (%)	41.55	32.93	34.44	-8.62 pp	1.51 pp
5. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	25.29	33.66	38.65	8.37 pp	4.99 pp
6. Indisponibilidad por Falla (%)	7.21	4.39	4.84	-2.82 pp	0.44 pp
7. Indisponibilidad por Decremento (%)	2.81	1.58	3.31	-1.24 pp	1.73 pp
8. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)*	543	504	574	-7.18	13.89
9. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)*	33,707	30,941	34,454	-8.21	11.35
10. ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	7,273	7,799	3,879	7.23	-50.26

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

Nota: En los datos del 2020 no se incluyó la Generación de unidades de puesta en servicio y se agregaron en este informe.

*Nota: Incluye mantenimientos continuados

Durante el año 2021, la SNNR continuó con la consolidación de las estrategias y acciones orientadas al fortalecimiento del proceso de generación y recuperación de la participación de la CFE en el mercado eléctrico en proporción del 54%. Para asegurar los resultados, se emitió un Plan que marca el rumbo estratégico de la SNNR para garantizar la operación segura y confiable de las Centrales de generación. Este plan se basa en cinco ejes para mejorar las estructuras organizacionales, la ejecución segura de los recursos, las acciones de mantenimiento en Centrales generadoras, la mejora regulatoria y la construcción e instalación de nuevas Centrales generadoras.

Las Empresas de Generación de CFE (incluyendo la EPS V) en conjunto entregaron 219,981.26 GWh al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), 127,721 GWh por las EPS I, II, III, IV y VI, UME's y C.N. Laguna Verde, y 92,060 GWh por la EPS V, aportando la generación para cubrir la demanda de energía del país, aportando también capacidad y operaciones para el control y confiabilidad del sistema. Durante la contingencia derivada del vórtice polar ocurrido en el mes de febrero 2021, a diferencia de centrales privadas, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México. Las centrales de la CFE aportaron energía manteniendo la confiabilidad del sistema, gracias a la coordinación con el CENACE y las autoridades regulatorias en materia de energía.

El programa de mantenimiento 2021 consideró 670 mantenimientos al parque de generación, con 521 mantenimientos a unidades termoeléctricas, 1 nucleoelectrica y 148 a unidades hidroeléctricas. Al final del ejercicio 2021, se realizaron 593 mantenimientos, de los cuales se concluyeron 574 y se encontraban en proceso 19. La capacidad a la que se aplicó mantenimiento fue 34,454 MW de 36,704 MW programados.

La CFE en el año 2020 contaba con un parque de generación de 159 Centrales asignadas a cinco Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y 33 Centrales de Productores Externos de Energía, y una Central Nuclear; dando un total de 192 centrales y 982 unidades generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 59,003.819 MW.

a CFE ha propuesto de forma prioritaria la construcción o adquisición de centrales de generación, con el objetivo de alcanzar el 54% de la participación en el mercado de generación. Además, atiende la demanda en aumento de energía eléctrica en las Penínsulas de Baja California, Baja California Sur y Yucatán, así como en otros Estados de la República Mexicana.

Alineado con el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2020-2024, estos proyectos, tienen como objetivo fortalecer a la CFE, buscando aumentar su disponibilidad, confiabilidad y eficiencia operativa a través de una planeación estratégica integral.

En el proceso termoeléctrico se han definido los Proyectos con los cuales se incrementará la Capacidad de Generación de la CFE, de los que se mencionan CCC El Sauz II, CCC Salamanca, CCC San Luis Potosí, CCC Tuxpan, CCC Mérida, CCC Riviera Maya, CCI Parque Industrial, CCI Mexicali Oriente, entre otros.

Es de comentar que en el 2021 se participó en la estrategia denominada Protocolo Correctivo, convocada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), para cubrir la demanda de electricidad esperada en verano para el estado de Baja California.

ESCENARIO TECNOLÓGICO 2021

La CFE en el año 2021 contó con un parque de generación de 162 Centrales asignadas a cinco Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y 33 Centrales de Productores Externos de Energía y una Central Nuclear; con un total de 998 unidades Generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 59,560.596 MW.

El 73.41% de la capacidad corresponde a las Centrales de la CFE y el 26.59% a las Centrales de los Productores Externos de Energía administrados por CFE Generación V. Del total de la capacidad para generar, el 25.78% corresponde a las Centrales que generan con fuentes de energía limpia como el agua, el vapor geotérmico, viento, sol y energía nuclear, mientras que el 74.22% restante se genera con hidrocarburos.

Tecnología	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva*
Hidroeléctrica	60	167	12,125.36
Vapor Convencional	21	58	10,047.60
Ciclo Combinado	20	84	10,271.53
Carboeléctrica	3	15	5,463.45
Turbogás	43	102	2,836.43
Geotermoeléctrica	4	27	918.08
Combustión Interna	5	29	360.82
Eoloeléctrica	3	8	85.70
Solar Fotovoltaica	2	2	6.00
Total, SNNR	161	492	42,114.97
Eoloeléctrica	6	410	612.85
Ciclo Combinado	27	94	14,378.5
PEE	33	504	15,837.62
CNLV	1	2	1,608
Total CFE (SNNR + CNLV)	162	494	43,722.9
Total, CFE (SNNR + PEE)	195	998	59,560.60

Escenario Tecnológico del Parque de Generación 2021

* El valor indicado de los Productores Externos de Energía es capacidad neta garantizada.

Nota: El total de unidades incluye 29 unidades en proceso de baja administrativa que tiene capacidad efectiva 0 KW.

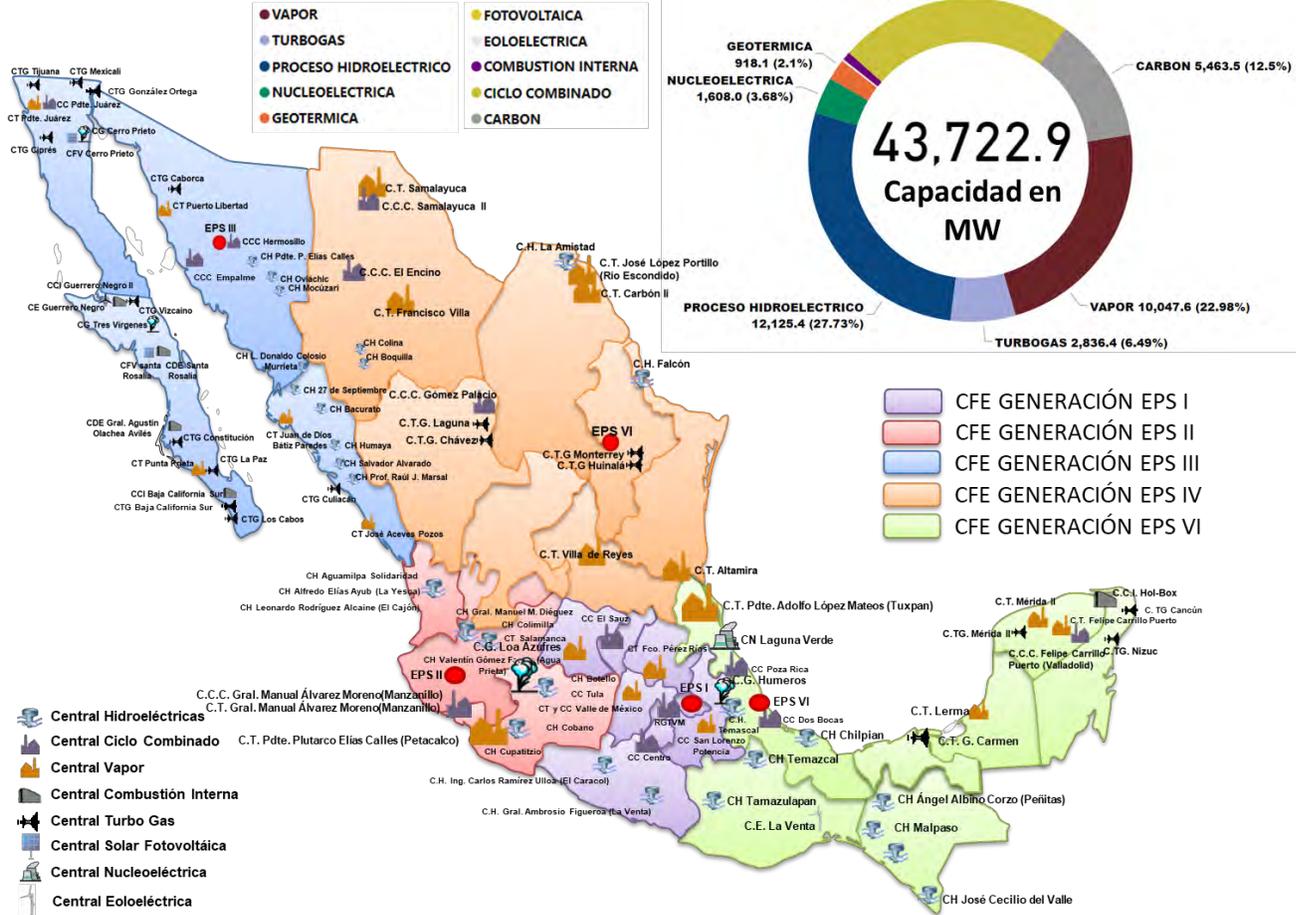
La CFE alcanzó una **capacidad efectiva** de generación a 59,560.60 MW compuesta por 43,722.97 MW (73.41%) de generación propia incluyendo la generada por la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y 15,837.62 MW (26.59%) aportada por los productores externos de energía, por lo que con la construcción de obras de generación, se asegura el suministro de energía a usuarios, toda vez que a la fecha se cuenta con plantas generadoras en casi la totalidad de los estados del país, además del apoyo de las Unidades Móviles de Emergencia (UME) cuya localización se encuentra dependiendo de las necesidades del servicio.

La capacidad efectiva de generación de electricidad de la CFE y los PIE's, al cierre de diciembre de 2021, fue de 59,560.60 MW, con una adición de 916.477 MW y un retiro de 359.700 MW con respecto al cierre de 2020 (59,003.82 MW). Estos movimientos son como sigue:

En lo que respecta a la adición por 916.477 MW:

- EPS I. Entrada en Operación Comercial de la Central de Ciclo Combinado Centro con una capacidad efectiva distribuida de la siguiente manera: U1 con 141.090 MW, U2 con 141.090 MW, U3 con 141.090 MW y U4 con 234.150 MW, que suman 657.42 MW.
- EPS I. Rehabilitación de la unidad 2 de la Central Turbojet Nonoalco adicionó 5.715 MW a su capacidad pasando de 32.000 MW a 37.715 MW.
- EPS III. Las unidades 1, 2 y 3 de la Central Turbogás Baja California Sur, entraron en Operación Comercial con una capacidad efectiva de la siguiente manera: la U1 con 28.800 MW; la U2 con 28.800 MW; y la U3 con 32.000 MW, que suman 89.6 MW.
- EPS III. Las unidades 3 y 4 de la Central Turbogás La Paz entraron en operación comercial, con capacidad efectiva por parte de la U3 con 28.800 y la U4 con 28.800 MW que suman 57.6 MW.
- EPS III. Entró en operación comercial la nueva Central Turbogás González Ortega con 5 unidades de 20.600 MW cada una, que suman 103.000 MW de capacidad.
- EPS VI. Entraron en operación comercial las unidades 10 y 11 de la Central de Combustión Interna Hol-Box sumando 3.142 MW.

Tecnología



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la SNNR de la CFE
Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

GENERACIÓN BRUTA Y NETA

En el año 2021, las Centrales generadoras de la CFE y de los Productores Externos de Energía en su conjunto generaron 82.91 GWh más energía neta que en el 2020.

Los principales factores que influyeron para este incremento fueron:

- Una recuperación en la demanda de energía eléctrica conforme al restablecimiento de las actividades económicas ante la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- Mayor aportación de generación hidroeléctrica como resultado del Decreto por el que se establecen las medidas de coordinación que deberán observar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, para el manejo de presas y la reducción de desastres por inundaciones en la cuenca del Río Grijalva, y su relación en el control y despacho de generación eléctrica, con sentido social y de protección civil, publicado en el Diario Oficial de la Federación el primero de diciembre de 2020.

Generación Bruta (GWh)

En el año 2021 la generación bruta de 131,903.38 GWh fue mayor en un 5.05% con relación a la generación del 2020 de 125,563.22 GWh, derivado principalmente por una recuperación en la demanda de electricidad, por el restablecimiento de las actividades económicas con la vacunación ante la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).

Generación Neta (GWh)

En el año 2021 la generación neta de 127,721.16 GWh fue mayor en 5.65% con relación a 2020, de 120,887.92 GWh, por las mismas razones que explican la Generación Bruta.

Cuadros a detalle en Anexo Estadístico Generación Bruta y Neta 2020-2021.

UTILIZACIÓN DE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA

Las Centrales generadoras de la CFE, por la diversificación de tecnologías con que cuentan, utilizan diversas fuentes primarias, 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 hidrocarburos, incrementando el uso del gas, aportando en la reducción de emisiones de CO₂.

En el año 2021, la mayor participación de fuente de energía para la generación de electricidad en el año 2021 fue el Gas con un 43.77%, seguida por Agua (hidráulica) con un 17.22%, Combustóleo con un 13.80%, Nuclear con un 10.60%, Geotérmica con 8.59% y Carbón con apenas un 4.20%, sumando en la reducción de emisiones de CO₂ como fuentes primarias de energía el Gas, Agua, Nuclear y Geotérmica con un 80.18%.

Cuadros a detalle en Anexo Estadístico: Utilización de fuentes primarias 2020-2021

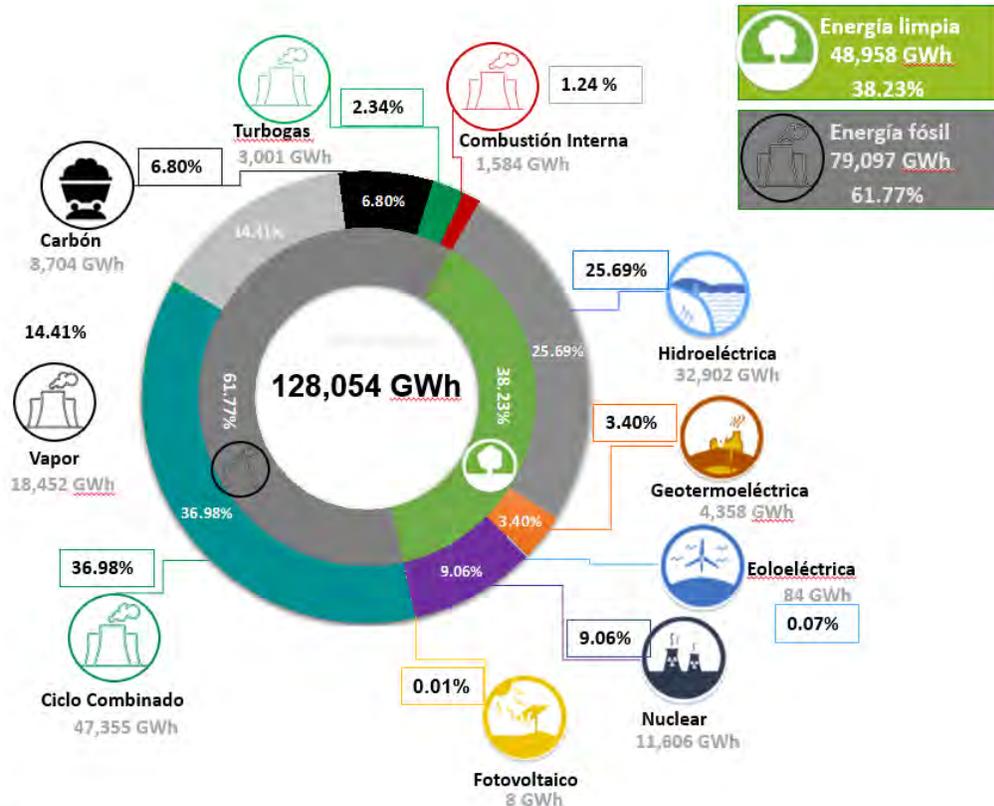
ENERGÍA LIMPIA

La generación neta en 2021 con energías limpias fue de 48,958 GWh, el mayor participante en este escenario fue la generación con energía Hidroeléctrica con el 67.2%, seguido de la Nucleoeléctrica con el 23.7%, y el resto 9.1% con las tecnologías Geotermoeléctrica, Eólica y Fotovoltaica. La participación muestra la fortaleza del sistema Hidroeléctrico, el cual aporta de manera significativa y en poco tiempo, respondiendo ante las necesidades de recursos tanto de potencia como de regulación de voltaje (Condensador Síncrono).

Aún con fuertes impactos sobre la generación, como la contingencia sanitaria y la entrada de nuevos generadores, la generación hidráulica fue la que mayormente aportó.

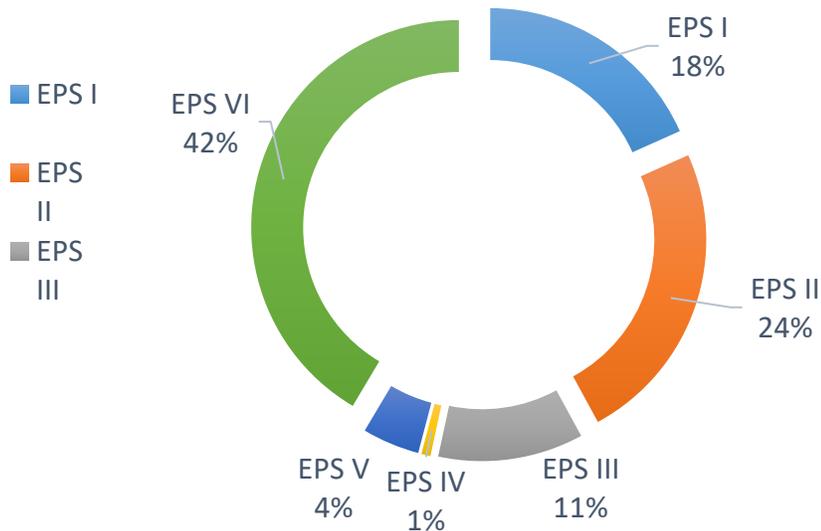
Tecnología	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
Hidroeléctrica	32,902	67.20
Nucleoeléctrica	11,606	23.70
Geotermoeléctrica	4,358	8.90
Eólica	84	0.17
Fotovoltaica	8	0.016

En 2021 el 38.23% de la generación fue a base de energías limpias considerando la participación de las EPS's de la CFE Generación I, II, III, IV, VI y CNLV. A continuación, se muestran los porcentajes de contribución de las energías limpias en la Generación Neta por proceso:



Con los 48,958 GWh de generación de energía limpia, durante el año 2021, se evitaron 34,403,761 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Con estos datos se refrenda el papel histórico de la CFE como el mayor generador de energía limpia en el país.

Emisiones evitadas de CO₂ por EPS de Generación



En el año 2021 CFE Generación II, CFE Generación V y CFE Generación VI a través de las Centrales Geotermoeléctricas Humeros y Azufres, la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y la Central Eólica Sureste I Fase II, entregaron 2,273,791* CEL a través la plataforma “Sistema de Gestión de Certificados y cumplimientos de Obligaciones de Energías Limpias (S-CEL)”, a CFE Suministrador de Servicios Básicos para honrar las obligaciones establecidas en los diferentes contratos de cobertura formalizados con dicha EPS.

*Cantidad preliminar de CEL entregada al día 2 de marzo de 2022.

PRINCIPALES INDICADORES OPERATIVOS

Indicador	2020												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Capacidad Neta Efectiva (MW)	42,671	43,476	43,243	43,243	42,909	42,909	43,079	43,079	43,079	43,079	43,106	43,106	43,106
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	9,579	9,353	10,371	9,575	10,420	10,841	11,684	12,049	10,715	10,220	8,331	7,749	120,888
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	10,500	10,424	10,655	10,687	10,474	10,308	10,499	10,297	10,601	10,767	10,627	10,703	10,536
Factor de Planta (%)	31.25	31.94	33.33	31.44	33.64	35.82	37.61	38.74	35.82	32.96	27.62	24.97	32.93
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	27.21	26.33	30.28	39.00	40.04	35.45	35.88	33.16	33.75	35.47	32.07	33.96	33.66
Indisponibilidad por Falla (%)	6.26	3.85	2.66	3.88	3.16	3.23	5.17	5.81	5.40	4.19	4.40	4.66	4.39
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.23	1.55	2.20	1.20	1.17	1.00	1.47	1.92	1.80	2.59	1.55	1.17	1.58
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm)	17	40	52	58	61	36	15	23	24	51	66	75	518
Capacidad Mantenido * (Mtos. Definidos) (MW)	1,510	3,136	6,025	5,298	2,924	1,441	388	498	668	2,015	2,289	5,231	31,423
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	855	499	146	103	203	499	516	425	641	693	1,358	1,860	7,799

*Nota: Incluye mantenimientos continuados

2021													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	42,818	42,875	42,933	42,932	42,954	43,057	43,057	43,060	43,723	43,723	43,723	43,723	43,723
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	8,471	8,923	9,509	10,477	11,832	12,479	11,721	12,642	12,343	11,774	8,651	8,901	127,721
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	10,444	10,883	10,731	10,587	10,582	10,501	10,405	10,466	10,340	10,262	10,380	10,214	10,481
Factor de Planta (%)	26.53	31.61	30.68	34.34	37.69	41.34	37.55	39.91	39.98	37.05	28.32	28.19	34.44
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	30.60	31.89	38.73	40.97	39.10	32.83	35.48	41.49	47.18	45.35	40.17	35.52	38.65
Indisponibilidad por Falla (%)	4.28	7.65	4.94	5.39	4.39	5.57	4.74	4.18	5.58	4.76	3.53	3.36	4.84
Indisponibilidad por Decremento (%)	2.75	3.71	3.71	3.65	3.32	3.68	4.49	3.72	2.92	2.74	2.23	2.81	3.31
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	29	52	54	45	63	43	26	26	30	35	63	108	574
Capacidad Mantenida * (Mttos. Definidos) (MW)	2,822	5,114	4,590	4,131	4,271	2,297	646	584	768	745	3,611	4,845	34,454
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	828	122	92	165	304	199	155	104	194	175	485	1,057	3,879

*Nota: Incluye mantenimientos continuados

Variación 2021 - 2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	147	-600	-310	-312	44	147	-22	-19	644	644	617	617	617
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	-1,108	-430	-862	901	1,412	1,638	37	592	1,628	1,553	320	1,152	6,833
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	-56	458	77	-101	108	192	-94	169	-261	-505	-247	-489	-55
Factor de Planta (%)	-4.71	-0.33	-2.65	2.90	4.06	5.52	-0.06	1.17	4.16	4.09	0.70	3.22	1.51
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	3.39	5.56	8.45	1.97	-0.94	-2.62	-0.40	8.33	13.42	9.88	8.10	1.55	4.99

Variación 2021 - 2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Indisponibilidad por Falla (%)	-1.97	3.80	2.28	1.52	1.23	2.34	-0.43	-1.63	0.18	0.57	-0.87	-1.31	0.44
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.51	2.15	1.50	2.45	2.15	2.67	3.02	1.80	1.12	0.15	0.67	1.64	1.73
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	12	12	2	-13	2	7	11	3	6	-16	-3	33	56
Capacidad Mantenedora (Mttos. Definidos) (MW)	1,312	2,008	-1,435	-1,167	1,347	856	258	86	100	-1,270	1,322	-386	3,031
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	-27	-377	-54	62	100	-300	-362	-321	-447	-518	-872	-803	-3,920

No incluye a la EPS CFE Generación V

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la SNNR

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

Referencia

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Falla (%)	Hidroeléctrico	1.91	0.25	0.28
	Vapor	6.92	6.31	8.99
	Ciclo Combinado	5.22	4.64	6.75
	Carbón	4.14	5.51	4.11
	Turbo Gas	4.94	2.60	4.07
	Turbo Jet	0.07	2.19	0.39
	Geotérmica	6.19	2.47	2.65
	Combustión Interna	4.83	4.84	4.61
	Eoloeléctrica	0.28	1.53	1.05
	Fotovoltaica	0.00	-	0.002
	Nuclear	1.26	4.46	7.02

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Decremento (%)	Hidroeléctrico	-	-	0.09
	Vapor	2.19	6.58	8.45
	Ciclo Combinado	1.48	2.30	2.66
	Carbón	3.15	5.21	2.76
	Turbo Gas	0.42	0.70	1.36
	Turbo Jet	-	6.46	0.11
	Geotérmica	2.92	2.44	0.75

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
	Combustión Interna	12.02	16.93	13.71
	Eoloeléctrica	29.87	34.25	34.62
	Fotovoltaica	-	-	2.33
	Nuclear	2.00	1.40	2.02

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).

En el marco de la estrategia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para fortalecer la capacidad de generación de energía eléctrica a través de fuentes limpias y confiables, el 14 de julio de 2021, durante la 44ª Sesión Ordinaria del Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se aprobó el Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, con el cual se ejecuta la instrucción presidencial de rescatar las centrales hidroeléctricas del país.

Con el Plan Integral se pretende que a aquellas centrales hidroeléctricas que han disminuido su confiabilidad y vida útil de sus equipos principales se les incremente su vida útil por 50 años más, aprovechando su infraestructura civil existente; con lo que se logra mayor generación de energía limpia y confiable para fortalecer al Sistema Eléctrico Nacional.

El 30 de julio de 2021 la CFE publicó el concurso CFE-0001-CASAA-0008-2021 referente a la Modernización en las primeras centrales hidroeléctricas del Plan Integral: Belisario Domínguez (“Angostura”), Humaya, Infiernillo, Mazatepec, Malpaso, Ángel Albino Corzo (“Peñitas”), Ing. Carlos Ramírez Ulloa (“El Caracol”), Ing. Fernando Hiriart Balderrama (“Zimapán”) y La Villita.

Con la modernización de las centrales objeto del contrato en cuestión se incrementará la capacidad en 248 MW y la generación anual estimada de 1,754 GWh adicionales; lo cual equivale a la generación de energía de 5 parques eólicos o de 7 parques fotovoltaicos de 100 MW.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTOS

Unidades de Generación

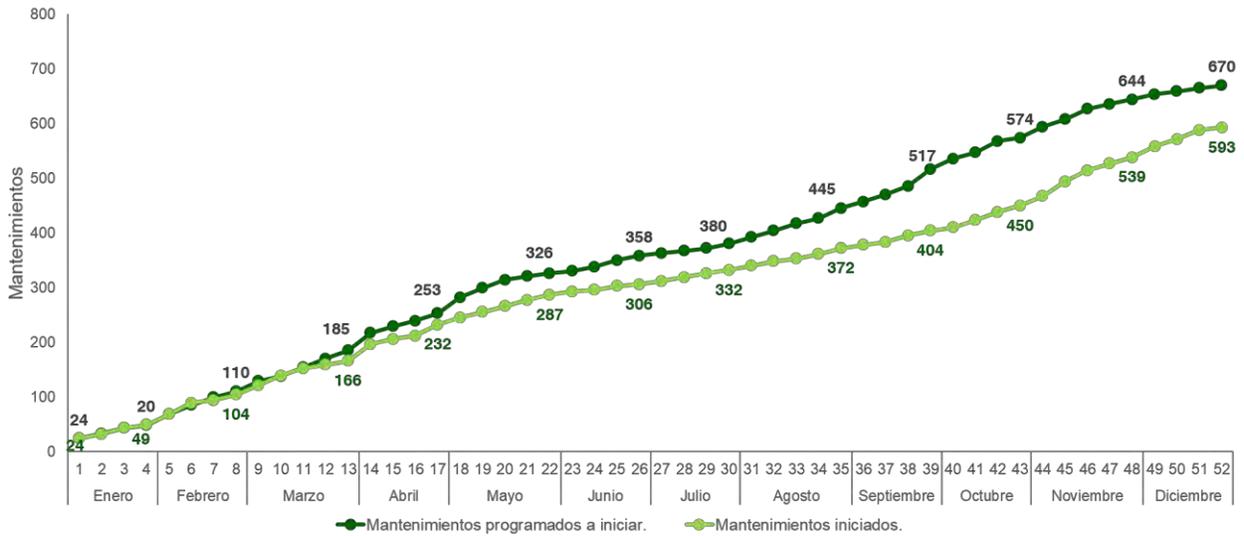
El proceso de mantenimiento a las unidades generadoras es fundamental para mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del parque de generación a fin de brindar el servicio de energía eléctrica que demanda el País.

Anualmente se realiza un diagnóstico del estado operativo del parque de generación para determinar las necesidades de mantenimiento y el proyecto de presupuesto necesario para integrar y aplicar el programa nacional de mantenimiento.

Por lo anterior, se realizó la planeación del programa de mantenimiento del año 2021 con base en las líneas del rumbo estratégico y los lineamientos establecidos por la Subdirección de Negocios no Regulados para la planeación de las actividades y aplicar programas tipo, atender el rezago de mantenimiento y la problemática relevante que afecta la seguridad, disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades generadoras, así como, priorizar la asignación del presupuesto

autorizado a los mantenimientos considerando el estado operativo de las unidades generadoras y su importancia por su ubicación y aportación al SEN, así como en función de la tecnología y tipo de combustible.

El programa de mantenimiento del año 2021 consideró 670 mantenimientos a unidades termoeléctricas, nucleoelectricas e hidroelectricas. Al final del ejercicio 2021 se realizaron 593 mantenimientos, de los cuales se concluyeron 574 y se encontraban en proceso 19. La capacidad a la que se aplicó mantenimiento fue 34,454 MW de 36,704 MW programados.



CFE GENERACIÓN I

La EPS CFE Generación I, con su 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 atención al cliente, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal y aplicación de criterios de desarrollo sustentable; impulsó mejoras en el año 2021 bajos los objetivos estratégicos siguientes:

1. Gestionar e implementar las modificaciones al Contrato Legado, para incrementar el valor económico.
2. Gestionar contratos de cobertura eléctrica para aquellas centrales eléctricas no incluidas en Contrato Legado para garantizar la recuperación de costos.
3. Reducir los costos operativos y de mantenimiento, para mejorar la rentabilidad financiera de la CFE Generación I.
4. Mejorar la productividad de los mantenimientos, para privilegiar la seguridad en la generación.
5. Fortalecer el proceso de contratación y ejecución de los mantenimientos, para fortalecer el control interno de los procesos esenciales para la CFE Generación I.
6. Actualizar los parámetros técnicos y económicos de las UCE, para mantener la participación en la generación de energía eléctrica a nivel nacional.
7. Ejecutar nuevos proyectos de inversión, para aumentar la participación de la CFE Generación I en la generación nacional.
8. Evaluar el desempeño individual de las UCE, para fortalecer el control interno de los procesos.
9. Mantener la contribución del capital humano con el adecuado desempeño y desarrollo de competencias.
10. Fortalecer la política de tolerancia cero a las prácticas corruptas, en un marco de legalidad y ética corporativa.

Para lo anterior, se da seguimiento a través de indicadores que permiten evaluar de manera integral las acciones realizadas, buscando la mejora y asegurando el logro de sus objetivos.

Principales aspectos de la Gestión 2021

Durante el año 2021, la EPS CFE Generación I se mantuvo en su proceso de consolidación, con acciones y directrices enfocadas al cumplimiento de sus objetivos, teniendo como logros más relevantes los siguientes:

- Entrada en operación comercial del Proyecto Ciclo Combinado Centro el 10 de septiembre de 2021, y su inclusión en Contrato Legado con CFE Suministro Básico, adicionando un total de 652 MW de capacidad al Sistema Eléctrico Nacional y pronosticando ingresos en el 2022 del orden de 5,553 MDP.
- Se logró un avance del 85% en el Plan de Reforzamiento del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, logrando entre otros, crear e implementar planes de trabajo en la Región de Generación Valle de México y Central Ciclo Combinado Centro.

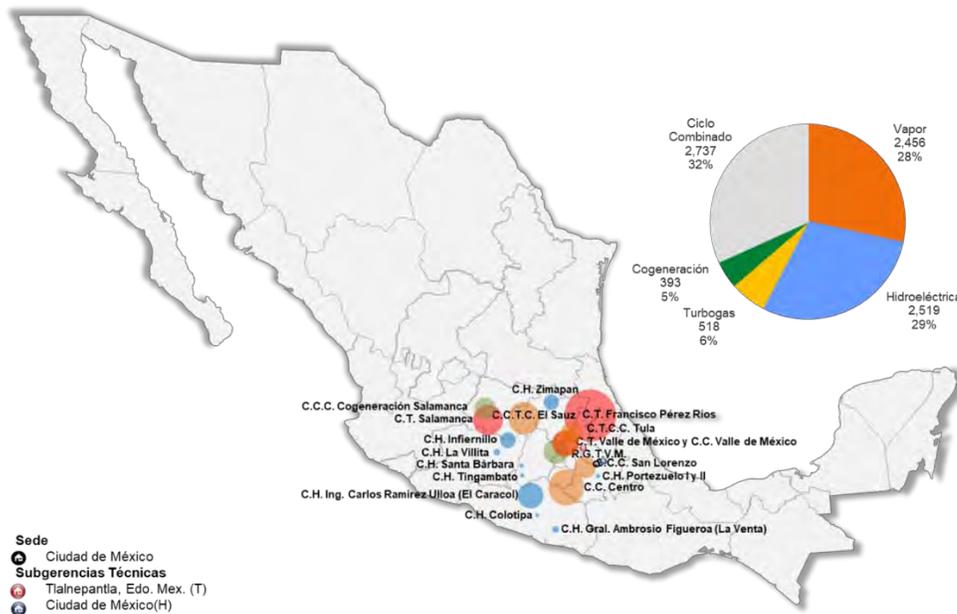
- Ejercicio del 100% del presupuesto autorizado asociado a los mantenimientos de las unidades generadoras.
- Asignación de 658.26 MDP para proyectos de inversión a 24 unidades que tienen un factor de planta superior al 50%.
- Aplicación de 126 mantenimientos al parque de generación termoeléctrico, logrando recuperar una capacidad de 301.16 MW y una mejora de Régimen Térmico de 24,261 kJ, con un beneficio aproximado de 169 MDP.
- Ejecución de 3 mantenimientos mayores que se encontraban rezagados por horas de operación excedidas, en tres Centrales Turbogás de la Región de Generación Valle de México (C.TG. Coapa, C.TG. Magdalena y C.TG. Coyotepec II).
- Adquisición e instalación de un sistema de filtración de agua cruda para la remoción de hierro en la C.C.C. Centro.
- Adquisición de un turbo soplador y el mantenimiento y rehabilitación de dos tubos sopladores de la Planta de Tratamiento de Aguas Negras de la C.T. Valle de México, con lo que se garantiza la producción de agua para los sistemas de enfriamiento de forma estandarizada y con parámetros químicos dentro de los rangos que se requieren en los sistemas de circulación.
- Reubicación, perforación y equipamiento de pozo de agua para la generación de energía eléctrica en la C.TG. Nonoalco, evitando su clausura y sanciones administrativas – económicas, garantizando la producción de agua desmineralizada dosificada a los combustores de las Turbinas de Gas para acondicionar la temperatura de flama y disminuir las emisiones de NOx de 459.6 ppm a 92.8 ppm, cumpliendo así con la NOM-085-SEMARNAT-2011.
- Recuperación de la infraestructura operativa hidráulica de Obra de Toma de la C.H. La Villita, por daños a rejillas derivado del gran volumen de palizada por aportaciones causados por fenómenos meteorológicos.
- Operación eficaz de vertedores, por excedencias en los embalses de la C.H. Infiernillo, C.H. Villita y C.H. Fernando Hiriart Balderrama.
- Aumento en el factor de planta de la C.H. Portezuelos I, por la recuperación de agua de las obras de conducción.
- Mejora en la confiabilidad de la C.H. Colotlipa por sustitución del Interruptor de potencia de la central.
- Reducción de fallas derivado de la Modernización del Regulador Automático de Velocidad de la Unidad 2 de la C.H. Carlos Ramírez Ulloa.
- Corrección de curvas de Régimen Térmico de las Unidades de Central Eléctrica mediante la aplicación de la herramienta de “Diferencias Finitas” para la actualización de parámetros técnicos, lo que permitió minimizar la mitigación de ofertas de energía y mejorar la flexibilidad económica de despacho, asegurando la recuperación de costos variables.
- Obtención de resolución por parte de la CRE y CENACE para la actualización de parámetros de consumo de combustible para arranques de las 3 Centrales de Vapor Convencional, lo que permitió minimizar la mitigación de ofertas de arranque.
- Recuperación de 18 MDP a través de solicitudes de revisión de Garantía de Suficiencia de Ingresos con el CENACE, debido a la implementación de la herramienta "Análisis de

Recuperación de Costos", que permitió realizar una revisión espejo de las liquidaciones de ingresos y egresos del Mercado Eléctrico Mayorista.

- Recuperación de 2,752 MDP por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos, debido a las gestiones ante la CRE y CENACE para el reconocimiento de los costos de combustible derivado del incremento de precios del gas natural durante la contingencia del Vórtex Polar en el Sur de Texas en el mes de febrero 2021.
- Ahorro del 1.1% en las cuentas y partidas presupuestales asociadas al Programa de Austeridad y Eficiencia contra el Ejercicio anterior, pasando de 175.9 MDP a 174.6 MDP.
- Impartición de 160,187 horas hombre de capacitación, de las cuales 11% se destinó a la formación y adiestramiento de personal en funciones sustantivas de manera presencial y 62% al fortalecimiento de conocimientos enfocados a funciones técnicas, administrativas y de mando, impartidas en las modalidades: en línea, B-learning y videoconferencia; logrando con ello contrarrestar los efectos de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) que actualmente mantiene limitadas las actividades presenciales.
- Personal de análisis y resultados del 100% de las Centrales Termoeléctricas, actualizados en la capacitación de su función sustantiva.
- Personal de operación del 100 % de las Centrales Generadoras, capacitados en materia del Reglamento Vigente para el Trámite de Licencias.
- Recertificación en Industria Limpia de 20 centros de trabajo, cumpliendo con el 100% de lo programado para el 2021.
- Se realizó la evaluación inicial de factibilidad para el desarrollo y construcción de dos nuevos Ciclos Combinados, para su inclusión dentro del Plan de Fortalecimiento de la CFE, que considera la construcción de la C.C.C. El Sauz II y C.C.C Salamanca, y que permitirán adicionar para el año 2024 más de 1,200 MW de capacidad de generación al Sistema Eléctrico Nacional.
- Autorización y adjudicación para la Repotenciación y Modernización de cuatro Centrales Hidroeléctricas existentes (C.H Carlos Ramírez Ulloa, C.H. Fernando Hiriart Balderrama, C.H. Infiernillo y C.H La Villita), y con ello contribuir al logro 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.
- Resultado de 87% en la Autoevaluación al Sistema de Control Interno, con una mejora 11.7 puntos porcentuales con respecto a la evaluación anterior, debido al cumplimiento del Programa de Trabajo de Control Interno.
- **Respaldo durante contingencia por desabasto de gas:** Importante participación del parque de generación durante la contingencia de desabasto de Gas Natural del Sur de Texas durante el mes de febrero, aportando 6,116 MW, durante la etapa más crítica de la emergencia, lo que equivale al 69% de la Capacidad Efectiva de la EPS I, evitando el colapso del Sistema Eléctrico Nacional.

Escenario tecnológico del año 2021

Portafolio 2021



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación I en el año 2021.

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

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 Turbogás, 1 Central de Cogeneración y 10 Centrales Hidroeléctricas; mismas que en su totalidad suman 82 unidades con una capacidad efectiva de 8,622.12 MW.

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	5	23	2,737.16
Vapor	Gas Natural / Combustóleo	3	9	2,455.60
Hidroeléctrica	Agua	10	31	2,518.65
Turbogás ¹	Gas Natural	14	16	517.72
Cogeneración	Gas Natural	1	3	393.00
Total		33	82	8,622.12

Resumen de escenario tecnológico 2021 EPS CFE Generación I

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

Nota: Se consideran para el número de unidades las pertenecientes a la C.C.C. Valle de México II; sin embargo, sus capacidades se encuentran actualmente en cero MW, derivado que son unidades en puesta en servicio. Las unidades 4 de CH. Portezuelos I, 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.TG. Coyotepec 1 y 2 como una sola central.

¹ Se considera las unidades Turbogás y Turbojet en este tipo de tecnología.

En el año 2021, se tuvo un incremento en la capacidad efectiva, pasando de un valor de 8,246.99 MW a 8,622.12 MW, por lo siguiente:

- Incremento en la capacidad efectiva por la entrada en operación comercial de la Central Ciclo Combinado Centro en el mes de septiembre de 2021.
- Incremento en la capacidad efectiva por actualización del permiso de generación de la C.T.J. Nonoalco Unidad 2 en el mes de septiembre de 2021.

Generación de Electricidad

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,334	1,167	1,139	1,176	1,351	1,299	1,206	1,483	1,238	1,467	1,246	1,296	15,401
Vapor C.	603	736	768	555	548	786	515	551	486	406	418	290	6,661
Hidroeléctrica	236	288	220	396	599	606	865	932	1,535	1,232	507	466	7,882
Turbogás	72	106	33	58	32	31	35	48	48	103	44	57	668
Cogeneración	292	252	299	281	289	267	290	285	293	298	209	255	3,309
Total	2,537	2,548	2,458	2,466	2,819	2,989	2,911	3,298	3,601	3,506	2,424	2,363	33,920

Cuadros a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación I – Generación bruta y neta // Regreso al texto

En 2021 se tuvo un incremento de generación en las tecnologías Ciclo Combinado e Hidroeléctrica comparado con el 2020, representando 5,147 GWh anuales, lo cual fue influido principalmente por:

- Entrada en operación comercial de la Central Ciclo Combinado Centro en septiembre de 2021, la cual registro generación a partir del mes de febrero 2021 como unidades en puesta en servicio, derivado de las pruebas de aceptación provisional ejecutadas.
- Proyecto 298 C.C. Valle de México paquete II, aproximadamente el 60% del año registró generación derivado de las pruebas de aceptación provisional ejecutadas durante el año 2021, la cuales están programadas para concluir en el primer semestre de 2022.
- Incremento de generación aproximadamente del 24% en comparación con el año 2020 en el proceso hidroeléctrico, con la aportación de las Centrales Hidroeléctricas Fernando Hiriart Balderrama, C.H: Infiernillo, C.H. Villita, C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa, C.H. Tingambato, C.H. Santa Bárbara y C.H. Colotipa.

Con la suma de esfuerzos de todas las áreas que forman parte de la EPS CFE Generación I, se logra tener un incremento de energía generada de 3,696 GWh con respecto al año 2020.

Utilización de Fuentes Primarias

Cuadros a detalle en Anexo Estadístico: Generación I-Fuentes primarias

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4,128	2,563	3,806	2,670	2,050	3,921	4,711	3,450	5,064	4,824	3,871	2,828	43,886
Gas Natural (TJ)	15,610	16,116	19,342	13,933	13,185	13,587	13,370	15,836	15,219	12,505	13,814	13,121	175,638
Agua Turbinada (Mm3)	1,124	1,052	1,895	2,984	3,539	1,810	1,799	2,339	4,952	4,064	1,682	1,910	29,149

2021													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4,335	5,343	4,834	2,371	2,611	3,888	2,881	2,955	3,316	2,393	2,764	1,548	39,238
Gas Natural (TJ)	13,861	14,196	15,678	15,109	16,277	17,632	15,679	16,622	14,160	17,313	14,064	14,755	185,346
Agua Turbinada (Mm3)	1,149	1,370	1,002	1,630	2,590	2,705	3,971	4,404	6,538	5,243	1,777	1,684	34,063

Variación (2021 – 2020)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	207	2,780	1,027	-299	561	-34	-1,830	-495	-1,748	-2,431	-1,107	-1,280	-4,648
Gas Natural (TJ)	-1,749	-1,920	-3,663	1,176	3,091	4,045	2,309	786	-1,059	4,808	250	1,634	9,708
Agua Turbinada (Mm3)	25	319	-893	-1,353	-949	895	2,172	2,065	1,586	1,179	95	-226	4,914

Comparativo de Consumos de combustibles 2020 vs 2019 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

De acuerdo con la variación, resultado de la comparativa 2021 vs 2020, se tuvo una disminución en la generación con combustóleo de aproximadamente 11% con respecto al año 2020, reflejo de una baja en el consumo de combustóleo de 4,648 TJ en las centrales de vapor convencional de la EPS CFE Generación I.

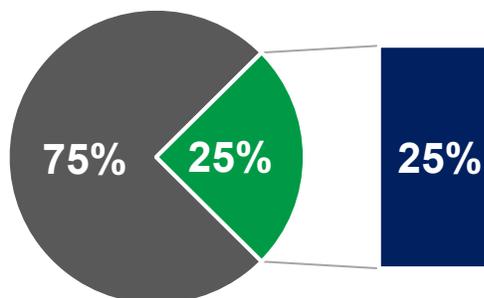
A diferencia con el comportamiento del consumo de combustóleo, se tuvo un incremento en la generación de las centrales eléctricas de ciclos combinados e hidroeléctricas, lo que representó un incremento en el consumo de gas natural y de agua turbinada con 9,708 TJ y 4,914 Mm3, respectivamente, con relación al cierre 2020.

Energías Limpias

Dentro del ámbito de la EPS CFE Generación I se cuenta con centrales hidroeléctricas como fuente de energías limpias y renovables, logrando participar con el 25% del total de la energía generada en el año 2021, evitando con ello la emisión a la atmósfera de 5,538,677 toneladas de CO₂ y lo que representó superar en 2.68 puntos porcentuales el porcentaje de energía generada por fuentes limpias y renovables con respecto al año anterior.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	10.99	12.55	9.38	17.95	23.46	21.69	30.82	30.89	44.93	35.92	21.32	20.03	24.86

Participación de energías limpias en la generación de la EPS CFE Generación I. No se incluye generación UPS
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)



■ Termoeléctrica ■ Hidroeléctrica

Energías Limpias EPS CFE Generación I por tipo de tecnología

Principales Indicadores Operativos

Los principales Indicadores Operativos a los cuales se da seguimiento son:

- Adición de Capacidad (MW)
- Factor de Planta (%)
- Generación Neta (GWh)
- Eficiencia Térmica Neta (%)
- Emisiones de CO2 por MWh
- Disponibilidad Propia (%)
- Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)
- Indisponibilidad por Causa Externa (%)
- Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)
- Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas
- Número de Mantenimientos Iniciados (Núm)
- Número de Mantenimientos Concluidos (Núm)
- Capacidad Mantenida (MW)

Los resultados en 2021 fueron:

Indicador	2021												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	663.14	0.00	0.00	0.00	663.14
Factor de Planta (%)	37.19	44.15	40.51	39.44	44.20	50.14	48.26	51.79	57.06	54.18	39.04	36.84	45.25
Generación Neta con UPS (GWh)	2,452	2,461	2,375	2,387	2,728	2,885	2,839	3,216	3,528	3,434	2,363	2,305	32,975
Eficiencia Térmica Neta (%)	37.47	36.74	36.88	37.03	36.96	36.31	37.42	38.07	38.48	39.86	39.78	40.71	37.91
Emisiones de CO2 por MWh (tonCO2/MWh)*	0.528	0.542	0.535	0.517	0.516	0.531	0.516	0.508	0.509	0.480	0.487	0.465	0.512
Disponibilidad Propia (%)	82.42	78.00	72.63	77.84	86.09	86.50	86.19	83.91	81.84	80.43	74.33	80.37	80.86
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	12.86	14.96	14.26	15.52	11.51	12.75	12.79	11.53	11.78	11.32	5.57	8.52	11.86

2021													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	1.33	2.04	1.51	2.96	4.15	3.23	1.30	0.58	7.91	6.48	10.67	8.08	4.29
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	1.06	0.00	0.01	0.08	0.00	0.20	0.01	0.01	1.06	0.56	0.33	0.66	0.34
Porcentaje de Energía Neta generada con energías limpias o diversas (%)*	10.99	12.55	9.38	17.95	23.46	21.69	30.82	30.89	44.93	35.92	21.32	20.03	24.86
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm)	9	22	15	18	9	7	9	10	14	10	20	13	156
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm)	8	19	18	17	12	6	7	12	11	10	18	18	156
Capacidad Mantenida (MW)	1,092	1,282	1,507	859	256	32	0	2	406	141	1,021	891	7,489

Cuadros a detalle y comparación con el año previo en Anexo Estadístico: Generación I – Indicadores Operativos 2020-2021

Comparaciones Referenciales

• Indisponibilidad por Falla

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	5.63	1.81	2.13
	Vapor Convencional	11.97	18.25	18.93
	Hidroeléctrica	7.34	0.10	0.11
	Turbogás/Tubojet	3.96	6.58	8.12

• Indisponibilidad por Decremento

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	1.91	2.48	2.21
	Vapor Convencional	3.71	10.04	13.34
	Hidroeléctrica	NA	NA	NA
	Turbogás/Tubrojet	1.97	2.99	5.83

• Indisponibilidad por Falla más Decremento

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	Ciclo Combinado	7.54	4.29	4.33
	Vapor Convencional	15.68	28.29	32.27
	Hidroeléctrica	7.34	0.10	0.11
	Turbogás*	5.92	9.57	13.95

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).

En el año 2021, la EPS CFE Generación I logró el ejercicio del 100% del presupuesto autorizado asociado a los mantenimientos de las unidades generadoras, lo que permitió tener una mejora en los resultados del año 2021, entre los que se encuentran los indicadores de Adición Programada de Capacidad, Factor de Planta, Generación Neta, Eficiencia Térmica Neta, Emisiones de CO₂ por MWh, Disponibilidad Propia, Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido, Porcentaje de Energía Neta generada con energías limpias o diversas, Número de Mantenimientos iniciados, Número de Mantenimientos concluidos y Capacidad Mantenida.

Pese a las estrategias que se realizaron durante el 2021, como la implementación del Plan de Reforzamiento del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, así como, una mejora en la planeación y asignación de los recursos conforme a las prioridades de despacho y rentabilidad de las centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación I, se tuvo el incumplimiento a algunos indicadores en comparación con el año anterior y contra las metas establecidas del año 2021; dentro de los cuales, se destacan del Programa Operativo Anual, los siguientes:

- **Indisponibilidad por Falla más Decremento:**

- C.T. Francisco Pérez Ríos, por la indisponibilidad de la Unidad 1 por falla debido a fuga en cabezal del sobrecalentador (SH3) y falla en el generador eléctrico, Unidad 5 por fallas en moto-reductores de calentadores de aire regenerativo y la Unidad 4 por falla por sobrepresión en el tanque de flasheo.
- C.T. Salamanca, por decremento en las Unidades 3 y 4 por falla en bomba de agua de circulación forzada y baja eficiencia de los calentadores de aire regenerativos, así como por falta de enfriamiento en bobinas del generador eléctrico, respectivamente.
- C.C.C. Valle de México, Unidad 4 por decremento por la indisponibilidad de la bomba de agua de alimentación 4 Oeste por falla del variador de velocidad, indisponibilidad por limpieza hidrodinámica del condensador principal, por falla de internos del generador de vapor y por indisponibilidad de la bomba de agua de circulación 4 Este.
- Región de Generación Valle de México, en la C.TG. Coyotepec por falla en sonda del transmisor de presión P48 (presión a la entrada de la turbina de baja presión), en la C.TG. Ecatepec por falla debido a presencia de partículas metálicas en dren de sumidero "B" del sistema de lubricación de turbina, así como por decrementos por fallas en Chillers en las centrales de C.TG. Aragón, C.TG. Iztapalapa, C.TG. Remedios, C.TG. Santa Cruz, C.TG. Vallejo y C.TG. Victoria.

- **Indisponibilidad por Causa Externa:**

- C.C.C. Centro, C.C.C. Tula y C.TG. Magdalena, por la indisponibilidad ocasionada por trabajos de servicios de garantía por parte del contratista.
- C.C.C. Valle de México y C.T. Valle de México, por la realización de la corrida de diablos y limpieza de gasoductos por parte del suministrador, debido a suciedad en el combustible (partículas suspendidas) en la caseta de gas ERYM 15001.
- C.C.C. El Sauz, por atención de la deficiencia menor del proyecto RM 217 Paquete 3, por alta concentración de oxígeno disuelto en el agua de alimentación; así como, por disturbios en línea de transmisión de 230 kV y falta de combustible.
- C.TJ. Nonoalco, por montaje de buses e interconexión de las líneas del transformador principal al bus de 85 kV y energización de este para cumplimiento del código de red; además, de evento en transmisión por desconexión de TC's.
- C. Cogeneración Salamanca, durante el mes de febrero por contingencia en Texas ocasionando disminución en el suministro de gas, reduciéndose la presión de llegada a la Central, y durante los meses de junio y agosto la central mantuvo diferentes cargas parciales por reducción de flujo de vapor de la refinera y por cierre de válvula troncal de gas debido a una variación de presión en el suministro.

- C.H. Gral. Ambrosio Figueroa, por falla en subestación de baja tensión.
- C.H. Portezuelos I y II debido al comportamiento en el nivel de agua en el canal de conducción.
- C.H. La Villita por obstrucción en obras hidráulicas en presa, obra de toma y su control.

Principales proyectos de infraestructura 2021

- Proyectos de Construcción en proceso.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
Proyecto 298 Ciclo Combinado Valle de México II	425	Construcción de un Paquete Ciclo Combinado de 629.105 MW de capacidad bruta.
Total	425	

- Proyectos de Corto Plazo.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.C. Salamanca	12,282.38	Construcción de un Ciclo Combinado de 861.274 MW de capacidad de generación neta.
C.C. El Sauz II	6,122 ²	Construcción de un Ciclo Combinado de 256.1 MW de capacidad de generación neta.
Total	17,496.90	

- Proyectos de RM Centrales Hidroeléctrico

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
RM C.H. Carlos Ramírez Ulloa	2,100.00	Modernización de generadores de potencia para un incremento de 200 a 210 MW de las Unidades 1, 2 y 3.
RM C.H. Villita	800.00	Proyecto de modernización para el incremento de confiabilidad cambio de estator de generador de las Unidades 1, 2, 3 y 4
RM C.H. Infiernillo	237.00	Proyecto de modernización de turbinas para mejorar la eficiencia de las Unidades 5 y 6.
RM C.H. Fernando Hiriart Balderrama	1,500.00	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	76.92	Modernización de Unidades 1 y 3.
RM C.H. Portezuelo II	51.84	Modernización y Repotenciación de Unidad 1.
Total	4,637.00	

- 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 403 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.
Total	13,040.29	

² Cifras de la adjudicación proporcionadas por la DCPE.

- Proyectos en Construcción concluidos.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
Proyecto 264 Ciclo Combinado Centro I	580	Construcción de un Paquete de Ciclo Combinado de 656.006 MW de capacidad de generación bruta y con 642.33 MW de capacidad de generación neta.
Total	580	

Programa de mantenimientos

En 2021, CFE Generación I inició 156 mantenimientos de 169 programados a iniciar y concluyó 156 de 168 programados a concluir, resultando en un cumplimiento del 93%; para la ejecución de estos mantenimientos se aplicó un monto de inversión de 1,656 millones de pesos.

Cuadro a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación I – Mantenimientos 2021

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 301.16 MW.

CFE GENERACIÓN II

Entre los principales objetivos de la Empresa Subsidiaria figuraron:

Estratégicos

- Crear valor económico para la nación, cumpliendo con el mandato de ser una Empresa Productiva del Estado.
- Optimizar los activos de generación, mediante la correcta administración del portafolio de Centrales eléctricas asignadas.

Financieros

- Mantener la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, maximizando sus márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.
- Lograr resultados positivos que permita generar los recursos necesarios para la operación de esta empresa.
- Lograr un EBITDA favorable.

Iniciativas

- Optimizar el parque de generación mediante la correcta aplicación de los recursos.
- Promover la optimización del Contrato Legado para disminuir el riesgo por el incumplimiento de compromisos adquiridos.
- 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.
- Garantizar ingresos para las Centrales que estén fuera del Contrato Legado, comercializando la energía, potencia y CEL's disponibles, mediante contratos bilaterales.

Principales Logros

- **Superar los pronósticos de generación hidroeléctrica**

Durante el 2021, gracias al buen manejo de los embalses y condiciones operativas de las unidades generadoras, se pudo generar 6.9 TWh de energía hidroeléctrica (73% más que el 2020) representando un 33% del total de la generación de la EPS y marcar un máximo histórico de generación limpia (39% de la EPS).

- **Obtener un Resultado de Operación positivo**

A pesar de las condiciones de mercado tan especiales que se presentaron en el país derivado de la contingencia sanitaria y las restricciones de oferta de generación por falta

de combustibles primarios, se logró tener un resultado de operación positivo de 1,874 MDP³ al cierre del ejercicio 2021.

- **Aprovechamiento de combustibles nacionales en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco).**

De acuerdo con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, en su apartado “Rescate del Sector Energético” y con la finalidad de fomentar las relaciones comerciales entre PEMEX y CFE que coadyuven con las metas de rehabilitar las refinerías existentes y la modernización de las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado, se planteó la alternativa de utilizar combustibles líquidos nacionales en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), lo que contribuye a la soberanía energética planteada en el Programa Sectorial de Energía 2020-2024, que establece, entre varias estrategias, reducir la importación de combustibles, aumentando el aprovechamiento de los recursos nacionales.

Por lo antes expuesto, la Central generadora realizó trabajos de rehabilitación de la infraestructura existente para consumo dual de combustibles, y a partir de diciembre de 2020, y durante todo el 2021, recibió y aportó energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional utilizando combustibles nacionales.

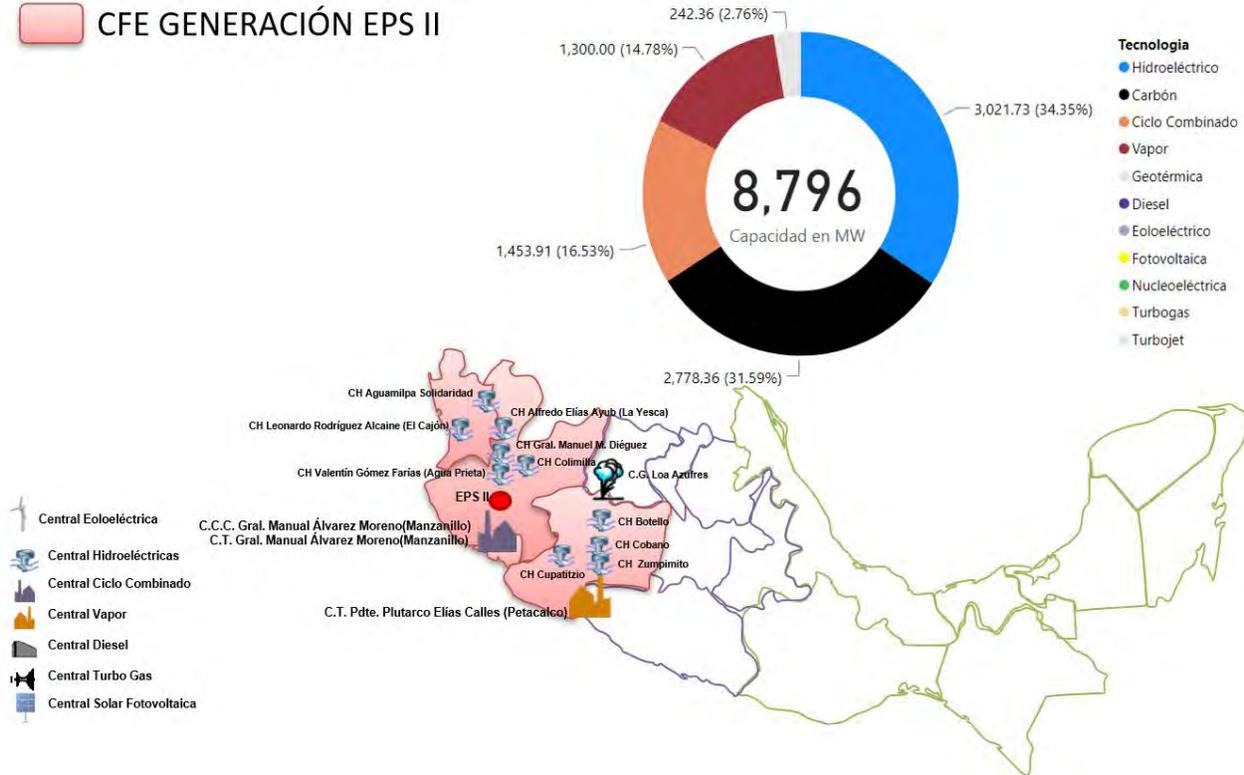
- **Importante participación del parque de generación durante la contingencia de desabasto de Gas Natural del Sur de Texas durante el mes de febrero, aportando 4,021 MW, durante la etapa más crítica de la emergencia, lo que equivale al 48% de la Capacidad Efectiva de la EPS II, evitando el colapso del Sistema Eléctrico Nacional.**

³ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS. Cifras correspondientes a extracción efectuada el 24 de enero de 2022, acorde a las instrucciones de la SNnR.

Escenario tecnológico 2021

Portafolio 2021

 CFE GENERACIÓN EPS II



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación II en el año 2021.

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	1*	8	1,453.908
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo		4	1,300
Hidroeléctrica	Agua	18	40	3,021.73
Carboeléctrica	Carbón / Combustóleo	1	7	2,778.36
Geotermoeléctrica	Vapor Geotérmico	1	8	242.36
Total		21	67	8,796.3

Resumen de escenario tecnológico 2021 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 CT. Gral. Manuel Álvarez Moreno.

Generación de electricidad

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	492	204	379	342	605	674	690	658	594	315	337	726	6,016
Vapor C.	237	374	262	298	312	249	174	182	158	206	165	125	2,744
Dual	414	398	341	497	687	447	542	178	112	47	306	583	4,552
Geotermoeléctrica	110	84	127	111	113	118	115	123	114	118	120	118	1,371
Hidroeléctrico	150	216	182	346	488	387	420	1,231	1,467	1,588	297	148	6,921
Total	1,403	1,277	1,291	1,595	2,205	1,876	1,941	2,372	2,443	2,274	1,225	1,700	21,603

Cuadros a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación II – Generación Bruta y Neta // Regreso a texto

En las variaciones de generación, la principal causa de desviación fue la tecnología Dual, debido a la falta de suministro por condicionantes en la proveeduría externa del energético. Adicionalmente, en la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno, se vio afectado su ciclo combinado por limitaciones de oferta de generación con el objetivo de salvaguardar la integridad de las unidades generadoras posterior a la reparación provisional en álabes de la turbina de baja presión y algunos eventos de falla en el proceso de vapor convencional.

Fuentes primarias

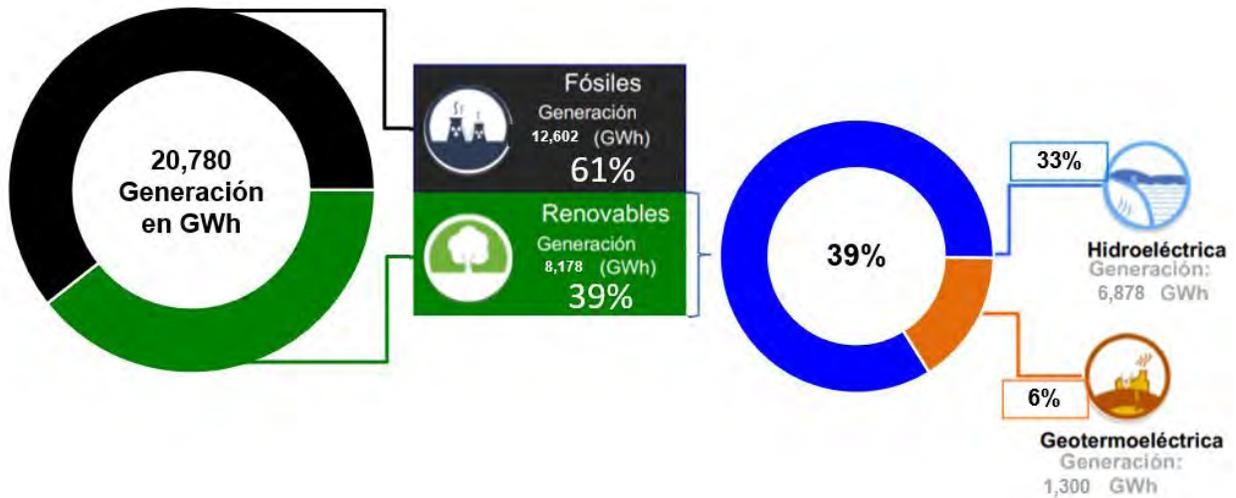
Cuadros a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación II – Utilización de Fuentes Primarias 2020-2021// Regreso a texto

El consumo del energético primario que más disminuyó en el año 2021 fue el carbón, debido a que se estuvo en un proceso de adquisición de este combustible para obtener las mejores condiciones de calidad y precio.

Energías Limpias

La EPS CFE Generación II contribuyó al Mercado de Energía Eléctrica con 8,178 GWh de generación neta con tecnologías limpias (Hidroeléctrica y Geotermoeléctrica), lo que equivale a un 39% del total de la generación entregada por la EPS durante el año 2021.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	18.92	23.94	24.67	29.64	28.18	27.72	28.23	57.95	65.50	75.75	34.87	15.84	39.35
Geotermoeléctrica													



Energías Limpias de la EPS CFE Generación II por tipo de tecnología

Con esta generación de energías limpias, durante el año 2021, se evitaron 5,826,391 de toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Operaciones con Certificados de Energía Limpia (CEL's)

Con el cambio de portafolio de enero de 2020, la C.G. Los Azufres pasó a formar parte del portafolio de la EPS CFE Generación II, por lo que a partir de esa fecha, se han realizado acercamientos y acciones ante la CRE para la acreditación de los CEL's pendientes de las unidades 17 y 18 para estar en condiciones de honrar los certificados comprometidos en la Subasta de Largo Plazo y Contrato Legado, ambos celebrados con el Suministrador de Servicio Básico.

Durante el mes de enero 2021, mediante las gestiones realizadas con la SENER y la CRE, se logró la cesión a esta EPS CFE Generación II, de la cuenta existente en el sistema S-CEL de la CRE, para la central Los Azufres (unidades 17 y 18), y en el mes de abril del mismo año, se formalizó la acreditación de los certificados generados por cada una de las unidades de enero del 2020 a enero 2021 para esta EPS. Durante el 2021, se ha dado seguimiento mensual a la transferencia al Suministrador de Servicios Básicos de los Certificados que la CRE acredita, logrando más de 200,000 CEL's durante el ejercicio.

Indicadores Operativos

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. Adición Programada de Capacidad (MW)	0	27.36	0	0%	- 100 %
2. Factor de Planta (%)	47.04	30.86	28.04	- 16 (pp)	- 3 (pp)
3. Generación Neta (GWh)	34,443	22,776	20,780	- 34%	- 9 %
4. Eficiencia Térmica Neta (%)	34.41	34.21	32.45	- 0.2 (pp)	- 2 (pp)
5. Emisiones de CO2 entre MWh (CO2/MWh)	*	0.632	0.545	*	- 14 %
6. Disponibilidad Propia (%)	85.25	85.81	80.63	0.6 (pp)	- 5 (pp)
7. Indisponibilidad por Falla + Decremento (%)	6.14	7.68	10.63	2 (pp)	3 (pp)
8. Indisponibilidad por Causa Externa (%)	N/A	N/A	23.3	N/A	N/A
9. Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	*	0.3	1.62	*	1.32 (pp)
10. Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	18.17	23.39	39.35	6 (pp)	15 (pp)
11. Número de Mttos. Iniciados (todos) (Núm.)	N/A	N/A	61	N/A	N/A
12. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	*	70	59	*	-16 (manttos)
13. Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	*	6,975	6,475	*	- 7 %

N/A: No Aplica derivado que el indicador fue formalizado a partir del 2021, por lo que no se cuenta con información de años anteriores.

* No posible su cálculo derivado del cambio de portafolio de centrales generadoras el primero de enero del 2020.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2020-2019 y 2021-2020.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Cuadros a detalle con mensuales y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación II- Indicadores Operativos 2020-2021

Como se puede observar, los principales indicadores que presentaron una disminución en el año 2021, contra los resultados del 2020, fueron Factor de planta, Generación neta, Eficiencia térmica neta y Disponibilidad Propia, originado primordialmente por la falta de suministro de carbón en la CT. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco) lo que limitó su oferta a generación con combustóleo.

Además, se observa un aumento en la indisponibilidad por falla más decremento ocasionado principalmente en la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno, donde se vio afectado su ciclo combinado por limitaciones de oferta de generación con el objetivo de salvaguardar la integridad de las unidades generadoras posterior a la reparación provisional en álabes de la turbina de baja presión y algunos eventos de falla en el proceso de vapor convencional.

Adicionalmente, la Indisponibilidad por mantenimiento extendido, aumentó con respecto al año 2020, por la continuación del mantenimiento en la CH. Cóbano concluyendo en diciembre del 2021 y el mantenimiento de la U17 de la CG Los Azufres, siendo extendido hasta enero del 2022.

Por último, se puede observar una disminución de 11 mantenimientos concluidos (499 MW mantenidos) con respecto a 2020, destacando que durante el 2021, algunas unidades no alcanzaron las horas de operación programadas por lo que se reprogramaron para 2022.

Comparaciones Referenciales (Valores de Benchmarking por tecnología)

- Indisponibilidad por Falla**

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Falla (%)	C. Combinado	10.3	21.2	20.2
	Vapor C.	11.5	3.1	12.5
	Dual	4.1	4.2	2.0
	Geotérmica	6.2	2.8	1.2
	Hidroeléctrico	0.2	0.4	0.4

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).

La tecnología que presenta la principal desviación contra su meta es Vapor Convencional, principalmente por falla de la unidad 10 de la C.T. Manuel Álvarez Moreno en la bomba de lubricación principal de turbina y en la unidad 09, por múltiples fugas de vapor presentadas de febrero a agosto, así como, ensuciamiento de auxiliares en el sistema de agua de circulación.

- Indisponibilidad por Decremento**

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Decremento (%)	C. Combinado	1.8	5.5	7.8
	Vapor C.	3.9	10.0	15.1
	Dual	5.3	6.0	3.3
	Geotérmica	7.9	5.4	2.4

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).

Mantenimientos de Generación

En 2021, **CFE Generación II** inició 61 mantenimientos de 78 programados a iniciar y concluyó 59 de 80 programados a concluir, resultando en un cumplimiento del 74%; para la ejecución de estos mantenimientos se aplicó un monto de inversión de 873 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras durante 2021, se obtuvo una recuperación de capacidad de 251.73 MW.

Cuadro de mantenimientos a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación II – Mantenimientos de Generación 2021

Proyecto plurianuales destacados

Aceptación de la operación comercial a la unidad 18 de la C.G. Los Azufres

Con fecha del día 18 de diciembre de 2020, la Gerencia de Control Regional Occidental de CENACE, emitió la Declaratoria de entrada en operación comercial del proyecto de interconexión Azufres III, Fase II (Unidad 18) de esta CFE Generación II EPS. Por lo antes mencionado la unidad 18 se considera a partir de dicha fecha como habilitada y lista para el control operativo dentro del Mercado Eléctrico Mayorista en la modalidad de generador.

Interconexión de gas natural continental de Waha a la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)

A partir del 17 de diciembre del 2020 y gracias a la infraestructura del gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, entra en operación el flujo de suministro de gas natural de “Waha” lo que permite una redundancia operativa para los ciclos combinados y unidades de vapor convencional de la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo).

CFE GENERACIÓN III

CFE Generación III orientó su gestión a partir de los siguientes objetivos

- Generar energía eléctrica mediante cualquier tecnología en territorio nacional, así como realizar las actividades de comercialización a que se refiere el artículo 45 de la Ley de la Industria Eléctrica, excepto la prestación del Suministro Eléctrico. Asimismo, podrá representar total o parcialmente a las Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista que tenga a su cargo, incluyendo aquellas que sean propiedad de terceros. En todo caso, deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.
- Actuar bajo principios de transparencia, honestidad, eficiencia, equidad y responsabilidad social para ser una empresa productiva y sustentable.
- Crear valor económico a la Nación cumpliendo el mandato de ser Empresa Productiva Subsidiaria, reduciendo los costos de operación.
- Administrar correctamente los portafolios de las Centrales Eléctricas, considerando la optimización de los siguientes elementos clave: Capacidad, Inversión y Operación.
- Maximizar los márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.
- Mantener un resultado positivo que permita generar los recursos financieros necesarios para su operación, mantenimiento e inversión, medido por el indicador de generación de caja EBITDA.

Aspectos destacados de la gestión 2021

En el período de enero-diciembre de 2021, se llevaron a cabo importantes actividades, entre las principales, se encuentran las siguientes:

- Participación en la Contingencia Climática del mes de febrero, por bajas temperaturas en el Norte del país, aportando Generación con diferentes tecnologías incluidas Unidades Duales, las cuales coadyuvaron a brindar Confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional. Por su parte, la EPS a diferencia de los privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México.
- En cumplimiento al mandato Presidencial de fortalecer el Sistema Eléctrico en el estado de Baja California Sur y atendiendo la problemática social por cortes de energía, CFE llevó a cabo la Instalación de 2 Unidades de Generación Móviles Aeroderivadas en la Central de Combustión Interna Baja California Sur (Turbogás Baja California Sur) y 2 más en la Central Termoeléctrica Punta Prieta (Turbogás La Paz), así mismo trasladó e instaló Unidades Móviles provenientes de CTG Lechería, aumentando la aportación de energía al Sistema Eléctrico en 167 MW.
- Participación en el Protocolo Correctivo declarado por CENACE en el Sistema Baja California, asegurando el suministro de Energía Eléctrica en la región, CFE instaló y puso en operación la CTG González Ortega con 5 nuevas Unidades aportando un total de 103 MW.

- Durante el período enero a diciembre 2021, se ejecutaron 163 mantenimientos, lo que coadyuva a mejorar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del proceso de generación. Se logró la recuperación de 254 MW de Capacidad Efectiva como resultado del programa de mantenimiento.
- Modernización de Unidades Hidroeléctricas, con la finalidad de recuperar la Confiabilidad de los Generadores Hidroeléctricos de la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Noroeste (SPHNO), durante el año 2021 se realizaron trabajos de “rehabilitación de generadores con alta degradación en los aislamientos y equipos principales”, siendo los siguientes: CH Pdte. Plutarco Elías Calles “El Novillo” en las Unidades 1 y 2; CH 27 de Septiembre “El Fuerte” en Unidad 2; CH Humaya en Unidad 1 y en la CH Gral. Salvador Alvarado “Sanalona” en Unidad 1. Estos trabajos consistieron en la sustitución de los componentes principales de los estatores de los Generadores Eléctricos con lo cual se aumentará la Confiabilidad, teniendo como beneficio adicional, el incremento total de la capacidad de Generación en 19 MW, así como un tiempo de vida útil de aproximadamente 60 años.
- Recuperación de las Unidades U1, U2, U3 y U4 de CH Boquilla, después de actos vandálicos y disturbio social, realizando la modernización, pruebas y puesta en servicio de Equipo de Control, Reguladores de Tensión, Velocidad y Carga de las Turbinas.
- Recuperación del Modo de Operación del Condensador Síncrono en las Unidades de CH Luis Donaldo Colosio Murrieta (Huites), mediante la adquisición de compresores para el abatimiento de nivel de agua en rodete. Con ello se logra aportar al Sistema Eléctrico compensación de energía reactiva para mantener la estabilidad de las Redes de Transmisión y la Seguridad del Sistema Eléctrico.
- Importante participación del parque de generación durante la contingencia de desabasto de Gas Natural del Sur de Texas durante el mes de febrero, aportando 3,818.64 MW, durante la etapa más crítica de la emergencia, lo que equivale al 49.26% de la Capacidad Efectiva de la EPS III, evitando el colapso del Sistema Eléctrico Nacional.

Escenario tecnológico

Ubicación Geográfica del Portafolio de CFE Generación III 2020



Escenario Tecnológico a diciembre de 2020

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor	Gas Natural/Combustóleo	6	18	2,000.50
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	15	2,961.74
Hidroeléctrico	Agua	11	24	969.20
Turbogás	Diésel	9	20	651.31
Combustión Interna	Diésel	4	17	343.48
Geotermoeléctrica	Vapor	2	11	580.00
Solar Fotovoltaica	Sol	2	2	6.00
		38	107	7,512.23

Ubicación Geográfica del Portafolio de CFE Generación III 2021



Escenario Tecnológico a diciembre de 2021

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor	Gas Natural/Combustóleo	6	18	2,000.50
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	15	2,961.74
Hidroeléctrico	Agua	11	24	969.20
Turbogás	Diésel	11	31	891.51
Combustión Interna	Diésel	4	17	342.18
Geotermoeléctrica	Vapor	2	11	580.00
Solar Fotovoltaica	Sol	2	2	6.00
		40	118	7,751.13

La EPS aumentó su capacidad en 250.20 MW, debido a la entrada en operación comercial de CTG González Ortega (U1 a U5 - durante protocolo correctivo), CTG Baja California Sur (U1 a U3) y CTG La Paz (U3 y U4). Se cuenta con 40 Centrales y 118 Unidades, distribuidas en 5 Estados del país, la supervisión operativa está a cargo de la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Norpacífico y Baja California, con sede en Hermosillo, Sonora, y Mexicali, Baja California respectivamente; además de la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Noroeste con sede en Hermosillo, Sonora.

Generación de electricidad

En 2021, se tuvo una generación adicional de 1,315 GWh con respecto a 2020. El proceso con mayor diferencia fue el Ciclo Combinado superando su generación en 28% en relación con el año anterior, siendo la Central CCC Empalme la de mayor aportación.

Cuadros a detalle y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación III: Generación 2020-2021 // Regreso a texto

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	167	331	215	282	338	534	370	412	396	336	220	209	3,811
Ciclo Combinado	1,225	976	999	1,264	1,322	1,523	1,503	1,365	1,301	1,502	1,157	1,429	15,567
Hidroeléctrico	146	152	159	88	50	29	64	281	73	203	344	235	1,824
Turbogás	40	44	51	98	100	197	269	231	186	135	119	94	1,564
Combustión Interna	93	101	99	100	103	98	133	139	132	118	104	120	1,342
Geotérmica	225	205	220	220	226	204	207	212	206	206	209	214	2,554
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8
Total	1,897	1,809	1,744	2,053	2,141	2,585	2,548	2,640	2,295	2,502	2,154	2,301	26,670

Fuentes primarias

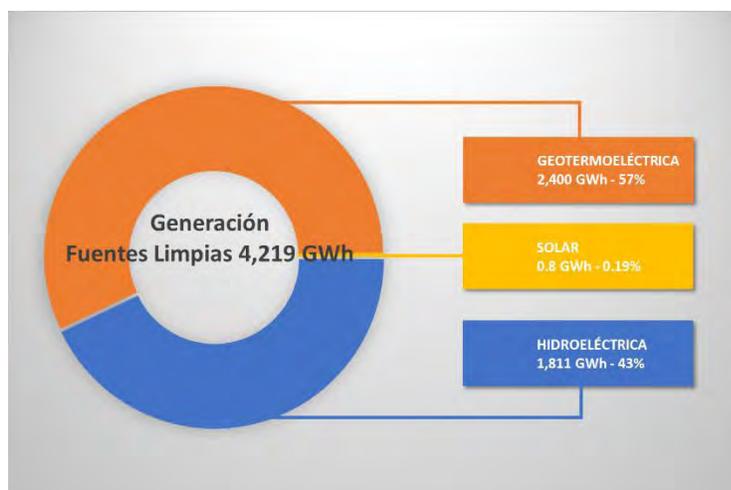
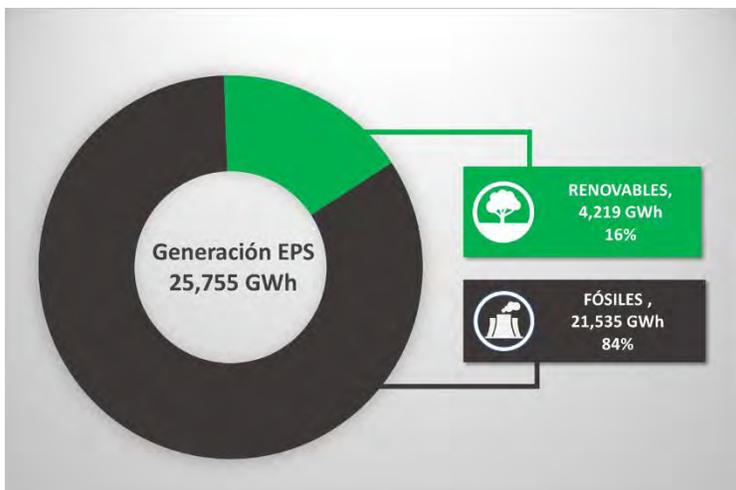
En 2021, se tuvo un incremento en el consumo de Gas Natural, debido principalmente a la entrada en operación comercial de CCC Empalme.

Adicionalmente se tuvo un incremento en el consumo de Diésel debido a la instalación de Nuevas Unidades Aeroderivadas en el Sistema Aislado Baja California Sur, considerando que en esa Península no existen alternativas para llevar otras fuentes primarias de energía.

Consumos	Años			Variaciones	
	2019	2020	2021	2019 / 2020	2020 / 2021
Combustóleo (Terajoules)	23,689	18,799	25,552	-4,890	6,753
Diésel (Terajoules)	7,908	1,441	8,640	-6,467	7,199
Gas Natural (Terajoules)	207,449	113,557	148,700	-93,893	35,143
Vapor Geotérmico (Terajoules)	0	60,325	58,048	60,325	-2,276
Agua Turbinada (Mm ³)	14,305	16,183	11,449	1,878	-4,735

Energías Limpias

La EPS cuenta con 11 Centrales Hidroeléctricas, 2 Centrales Fotovoltaicas y 2 Centrales Geotérmicas, representando el 20% de la Capacidad Efectiva total, aportando en 2021 el 16.38% de la Generación Neta total a nivel EPS.



Energías Limpias de CFE Generación III por tipo de Tecnología

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

Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
CH Plutarco Elías Calles	366	1.42
CH Oviáchic	82	0.32
CH Mocúzari	26	0.10
CH 27 de septiembre	194	0.75
CH Humaya	151	0.59
CH Gral. Salvador Alvarado	47	0.18
CH Bacurato	136	0.53
CH Prof. Raúl J. Marsal C.	164	0.64
CH Luis Donaldo Colosio Murrieta	603	2.34
CH Boquilla	39	0.15
CH Colina	4	0.02
CG Cerro Prieto	2,363	9.18
CG Tres Vírgenes	37	0.14
CFV Cerro Prieto	6	0.02
CFV Santa Rosalía	2	0.01
CFE Generación III	25,755	

Las Centrales CG Cerro Prieto, CH Luis Donaldo Colosio, CH Plutarco Elías Calles y CH 27 de septiembre generan el 84% de la Generación Neta de energías limpias de la EPS.

2020													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Emisiones de CO ₂ (t/MWh)	0.47	0.45	0.47	0.46	0.45	0.47	0.48	0.50	0.52	0.49	0.47	0.46	0.48
2021													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Emisiones de CO ₂ (t/MWh)	0.44	0.49	0.44	0.46	0.45	0.47	0.48	0.48	0.47	0.45	0.44	0.44	0.46
Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Emisiones de CO ₂ (t/MWh)	-0.03	0.04	-0.03	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.02	-0.05	-0.05	-0.03	-0.02	-0.02

En 2021, disminuyeron las Emisiones de CO₂, debido principalmente a una menor Generación de la tecnología de Vapor Convencional, esto por la entrada en Operación Comercial de CCC Empalme.

Indicadores Operativos

En 2021, los principales indicadores operativos de la subsidiaria registraron los siguientes valores:

INDICADOR	CIFRAS (Datos Observados)			VARIACIÓN	
	2019	2020	2021	2020/2019	2021/2020
Adición Programada de Capacidad (MW)	*	0	250.2	*	250.2
Factor de Planta (%)	39.49	38.14	39.58	-1.35	1.44
Generación Neta (GW)	21,430	24,425	25,794	2,995	1,370
Eficiencia Térmica Neta (%)	29.09	33.07	34.83	3.98	1.75
Emisiones de CO ₂ por MW	*	0.48	0.46	*	-0.02
Disponibilidad Propia (%)	80.96	88.17	88.48	7.21	0.31
Indisponibilidad por Falla mas Decremento (%)	10.35	3.06	4.51	-7.29	1.45
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	*	13.02	8.59	*	-4.43
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	*	1.93	0.62	*	-1.3
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	25.33	21.81	16.38	-3.53	-5.42
Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	*	148	162	*	14
Número de mantenimientos concluidos (No.)	*	166	163	*	-3
Capacidad Mantenido (MW)	*	6,302	6,731	*	429

NOTAS:

* No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo no comparable
Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2020-2019 y 2021-2020.

Fuente: Datos obtenidos de SIACIG

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual

Cuadros a detalle y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación III – Indicadores operativos 2020-2021

Valores de Benchmark por tecnología

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Vapor Convencional	2.71	2.59	4.20	3.62	Euroelectric
	Ciclo Combinado	1.13	0.90	2.66	2.49	Euroelectric
	Turbogás	3.24	1.96	2.37	4.40	NERC
	Hidroeléctrico	0.04	0.08	0.03	0.40	CFE
	Combustión Interna	4.44	5.06	4.66	5.09	NERC
	Geotermoeléctrica	4.95	1.85	3.25	3.86	CFE

Nota:

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del 2015 - 2019

Euroelectric: Valores promedio del 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

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

Con respecto al comparativo internacional de Indisponibilidad por Falla, a excepción de Vapor Convencional y Ciclo combinado, todas las tecnologías obtuvieron mejores valores en comparación al Benchmarking Internacional.

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Vapor Convencional	0.66	1.20	2.98	2.08	Euroelectric
	Ciclo Combinado	0.39	1.43	0.49	0.49	Euroelectric
	Turbogás	0.02	0.56	0.59	0.29	Euroelectric
	Geotermoeléctrica	1.24	1.45	0.10	2.70	CFE

Nota:

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del 2015 - 2019

Euroelectric: Valores promedio del 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

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

Con respecto al comparativo internacional de Indisponibilidad por Decremento, solo las tecnologías Ciclo Combinado y Geotermoeléctrica obtuvieron mejores valores en comparación al Benchmarking Internacional.

Principales proyectos de infraestructura 2021

Proyectos de Construcción en proceso y concluidos en 2021		
Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Instalación de 2 Aeroderivadas con una capacidad de 60 MW en la TG BCS	Recursos Propios	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur, así como evitar cortes de energía.
Instalación de 2 Aeroderivadas con una capacidad de 60 MW en la TG La Paz	Recursos Propios	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur, así como evitar cortes de energía.
Instalación de 2 Aeroderivadas tipo Twin Pack procedentes de la TG Lechería Estado de México con una capacidad de 74 MW en la TG BCS	Recursos Propios	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur, así como evitar cortes de energía.
Proyectos de modernización de generadores eléctricos Unidades 1 y 2 CH Pdte. Plutarco Elías Calles "El Novillo", Unidad 2 CH 27 de Septiembre y Unidad 1 CH Gral. Salvador Alvarado "Sanalona".	Recursos Propios	Mediante un proyecto plurianual, se logró la contratación de la adquisición de refaccionamiento y supervisión para la modernización de generadores, con lo que se incrementará la capacidad de las unidades generadoras involucradas, para el incremento de la producción de energía.
Adquisición de reguladores de tensión para las Unidades generadoras de las Centrales Pdte. Plutarco Elías Calles "El Novillo", Bacurato, Humaya, 27 de septiembre "El Fuerte", Gral. Salvador Alvarado "Sanalona", Oviachic y Mocúzari.	Recursos Propios	Adquisición de reguladores de tensión para varias unidades generadoras de la SPHNO, con lo que se incrementará la confiabilidad de las mismas al sustituir equipos en malas condiciones, además de asegurar el cumplimiento de los valores de regulación de voltaje que demanda el MEM.
Adquisición del refaccionamiento para rehabilitación de turbina unidad 1 de la CH 27 de septiembre.	Recursos Propios	Se cuenta con un contrato plurianual para adquirir el refaccionamiento de la turbina unidad 1 de la CH 27 de septiembre "El Fuerte", equipo con demasiados daños por el efecto de cavitación y erosión por los años en servicio. Se planea realizar esta modernización para el año 2022, una vez que se cuente con todos los componentes.

Proyectos de Construcción en proceso y concluidos en 2021		
Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Adquisición e Instalación de 5 unidades Aeroderivadas con una capacidad de 186.650 MW para el Proyecto C.TG. González Ortega	Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI)	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California, así como evitar cortes de energía.
Central de Combustión Interna Mexicali Oriente	Fideicomisos alternos	Construcción de una Central de Combustión Interna de una Capacidad Neta Media Anual de 441.287 MW ($\pm 10\%$), conformada por 24 Unidades, la cual se ubicará 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.
Central de Combustión Interna Parque Industrial	Fideicomisos alternos	Construcción de una Central de Combustión Interna de una Capacidad Neta Media Anual de 220.643 MW ($\pm 10\%$), conformada por 22 Unidades, la cual se ubicará 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 por Licitación de nueva infraestructura		
Nombre del Proyecto	Fuente de recursos	Objetivo
CFV Puerto Peñasco	Fideicomisos alternos	Construcción de una nueva central eléctrica fotovoltaica con una Capacidad en Corriente Alterna (CA) de 1,000 MW a condiciones estándar (STC), considerando como energético primario la irradiación solar y un almacenamiento a base de baterías de 192 MW, la cual se ubicará en un predio de 2,000 hectáreas que se encuentra en el municipio de Puerto Peñasco, Estado de Sonora
CCC González Ortega	Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI)	Construcción de una Central de Ciclo Combinado de una Capacidad Neta a Condiciones de Diseño de Verano de 602.591 MW ($\pm 10\%$), conformada por 3 Unidades (2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor), la cual se ubicará en un predio del Ejido Puebla, del 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)	Construcción de una Central de Ciclo Combinado de una Capacidad Neta a Condiciones de Diseño de Verano de 622.511 MW ($\pm 10\%$), conformada por 3 Unidades (2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor), la cual se ubicará 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
CCC Baja California Sur	Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI)	Construcción de una Central de Ciclo Combinado de una Capacidad Neta a Condiciones de Diseño de Verano de 138.278 MW ($\pm 10\%$), conformada por 2 Módulos de ciclo combinado, cada módulo con 3 Unidades (2 Turbinas de Gas

Proyectos por Licitación de nueva infraestructura		
Nombre del Proyecto	Fuente de recursos	Objetivo
		y 1 Turbina de Vapor), utilizando como Combustible Gas Natural y como Combustible Alterno Diésel. La Central se ubicará en un predio colindante con la actual CCI Baja California Sur, en el municipio de La Paz, BCS, 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 Sur
CTG González Ortega II	Fideicomisos alternos	Adquisición e Instalación de 2 unidades Aeroderivadas con una Capacidad Neta Media Anual de 49.56 MW ($\pm 10\%$) MW, las cuales se instalarán como incremento de capacidad a la actual C.TG. 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
CH Amata	Fideicomisos alternos	Instalar una Central Hidroeléctrica de 10 MW, mediante el equipamiento hidroeléctrico de la presa reguladora Amata, ubicada aguas abajo de la C.H. Comedero, en el municipio de Cosalá, 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 Santa María	Fideicomisos alternos	Instalar una Central Hidroeléctrica de 30 MW (2 unidades, tipo Francis), mediante el equipamiento hidroeléctrico de la presa Santa María, ubicada sobre el cauce del río Baluarte, en el municipio de Rosario, 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	Fideicomisos alternos	Instalar una Central Hidroeléctrica de 4.40 MW (Una unidad 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. Incrementando la generación de energías renovables de la CFE, con objeto de diversificar sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles

Mantenimientos de generación

En 2021, **CFE Generación III** inició 162 mantenimientos de 197 programados a iniciar y concluyó 163 de 202 programados a concluir, resultando en un cumplimiento del 81%; para la ejecución de estos mantenimientos se aplicó un monto de inversión de 1,787 millones de pesos.

Programa a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación III- Programa de Mantenimientos 2021 // Regreso a texto

CFE GENERACIÓN IV

Aspectos relevantes de la gestión 2021

- Se concluyeron 42 mantenimientos programados durante el periodo 2021 de los cuales: 5 unidades fueron del proceso de Carbón, 19 unidades de Ciclo Combinado, 5 unidades Turbogás, 8 unidades de Vapor Convencional y 5 unidades Hidroeléctricas, con una capacidad mantenida de 4,441 MW y una recuperación de potencia de 421 MW.
- Adquisición de carbón de la región carbonífera de Sabinas, por un volumen de 1,580,229 toneladas en el período de agosto 2020 a diciembre 2021.
- Adquisición de carbón de la cuenca de Río Escondido, por un volumen de 2,745,259 toneladas en el período de agosto 2020 a diciembre 2021.
- Programa de Capacitación Adiestramiento y Desarrollo Humano. Concluyó con 809 Actividades-Curso. 3,913 participantes-Curso. 52,092 horas de instrucción y 180,451 horas-Hombre.

Actividades destacadas

- Se realizó 1 sesión del Consejo de Administración de la EPS CFE Generación IV y 4 sesiones del Comité de Auditoría.
- En proceso de actividades para el cambio de elementos a presión de los generadores de vapor y modernización del sistema de control de las unidades 1 y 2 de la C.T. Villa de Reyes.
- Modernización del Sistema de control, regulador de velocidad e integración del sistema SCADA de la Unidad 2 y actualización del sistema de control, sustitución del regulador de velocidad de la Unidad 1 en la C.H. La Amistad.
- Modernización Sistema de Control supervisorio y regulador automático de velocidad de la Unidad 3 de C.H. Falcón.
- Recepción y control de carbón de la región carbonífera y Cuenca de Río Escondido por camiones.
- Elaboración del Plan de Negocios 2022-2026 de la EPS CFE Generación IV.
- Desarrollo del Caso de Negocio de los nuevos proyectos de corto plazo para el Fideicomiso de Generación Convencional de la CCC Lerdo y CCC San Luis Potosí, de manera conjunta con la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE), formalizándose el contrato de obra llave en mano a precio alzado de la CCC San Luis Potosí el 30 de septiembre de 2021, y el contrato de la CCC Lerdo se contempla formalizar en el año 2022.

Logros

- Actualización del sistema de control y rehabilitación de elementos de partes a presión de las Unidades 1 y 2 de la C.T. Villa de Reyes.
- Aplicación de protocolo por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), sin afectaciones relevantes al proceso de generación.
- Implementación a nivel nacional de la plataforma informática del Sistema Institucional de Capacitación SIC para la administración y emisión de reportes que permiten obtener información disponible, íntegra y confiable para la toma de decisiones.

- Desarrollo e implementación por parte de la EPS CFE Generación IV de la herramienta informática denominada “Sistema de Información del Presupuesto de Inversión” (SIPI), con el objeto de llevar un control y dar seguimiento puntual al ejercicio presupuestal.
- Adquisición de carbón de diseño para las centrales Carbón II y José López Portillo a precios competitivos.
- Importante participación del parque de generación durante la contingencia de desabasto de Gas Natural del Sur de Texas durante el mes de febrero, aportando 7,301 MW, durante la etapa más crítica de la emergencia, lo que equivale al 28% de la Capacidad Efectiva de la EPS IV, evitando el colapso del Sistema Eléctrico Nacional.

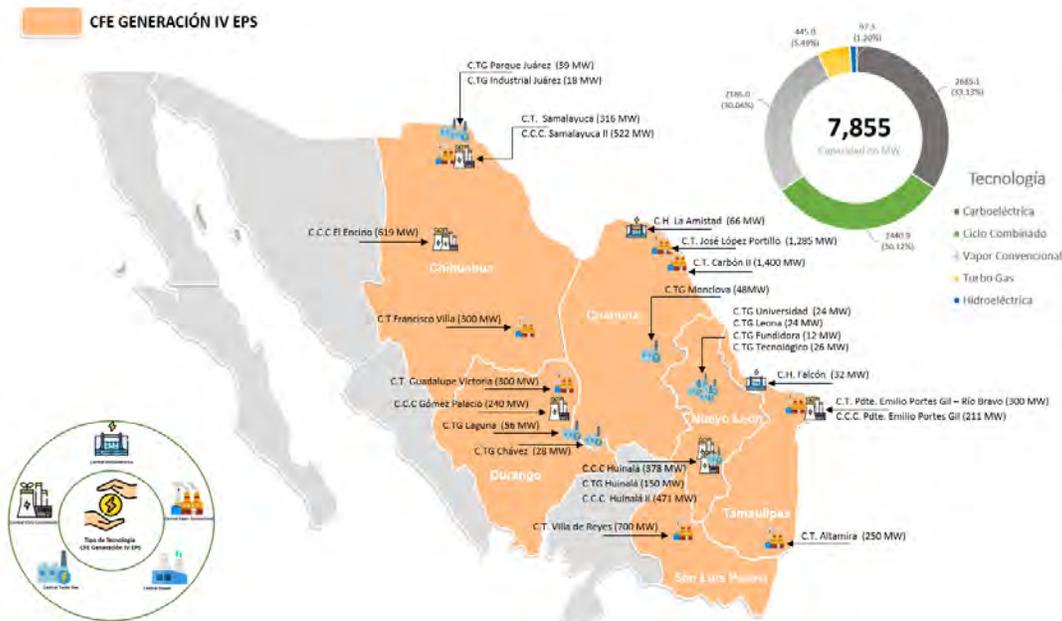
Escenario tecnológico

Esta EPS se conforma de 26 centrales eléctricas y 66 Unidades Generadoras, con una capacidad efectiva total de 7,855 MW con un promedio de 36 años de antigüedad, que son administradas por la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Noreste con 5,377 MW con 16 centrales eléctricas y 36 unidades generadoras con una antigüedad promedio de 38 años y la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Centro Norte con 2,478 MW con 10 centrales eléctricas y 30 unidades generadoras con una antigüedad promedio de 35 años.

Se cuenta con 24 centrales eléctricas del proceso Termoeléctrico con 61 unidades generadoras con tecnologías de Ciclo Combinado, Vapor Convencional, Carboeléctricas y Turbogás, que utilizan combustibles fósiles tales como Gas natural, Combustóleo y Carbón mineral térmico.

Se cuenta con 2 centrales del proceso Hidroeléctrico menor con 5 unidades generadoras ubicadas en la Presa Falcón y Presa La Amistad.

Se muestra la distribución de centrales eléctricas en el mapa siguiente, ubicadas en las regiones Norte, Noreste y Occidente, en las entidades federativas de Chihuahua, Coahuila, Durango, San Luis Potosí, Nuevo León y Tamaulipas:



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación IV en el año 2021.

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.

Resumen de escenario tecnológico 2021 EPS CFE Generación IV

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

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

Generación de electricidad

La Generación en el año 2021 disminuyó con respecto al año 2020, principalmente por un menor despacho de centrales eléctricas, con un factor de planta de 19.98% en el año 2021 contra 23.88% en el año 2020, ocasionado por la continuidad de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) desde principios de marzo del 2020, seguido por la contingencia climatológica durante el mes de febrero del 2021, impactando en las centrales de carbón en un 17.37%, restricciones de gas natural en un 10.98% y carbón en un 21.46% al cierre del 2021, acumulando al cierre del período 12.46% de indisponibilidad por falta de combustible a nivel EPS IV.

En el proceso Turbogás, se tuvo una mayor Generación en al año 2021 debido a que, durante la Contingencia Climatológica en el mes de febrero del 2021, fueron solicitadas por el CENACE como Unidades de emergencia para estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Cuadros a detalle y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación IV – Generación 2020-2021

Fuentes primarias

En el uso de fuentes primarias para generar electricidad, se observó una disminución de 49.24% en el consumo de combustibles fósiles entre los años 2021 y el 2020. Esto se debe principalmente a un menor despacho de centrales eléctricas con un factor de planta de 19.98% contra 23.88%, ocasionado por la continuidad de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) desde principios de marzo del 2020, seguido por la contingencia climatológica durante el mes de febrero del 2021, que incremento los precios del gas natural. Por su parte, la EPS a diferencia de los privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México.

Debido a requerimientos del CENACE, las centrales termoeléctricas consumieron más diésel para obtener mayor flexibilidad operativa y confiabilidad del sistema.

Cuadros a detalle y comparativos en Anexo Estadístico: Generación IV – Uso de fuentes primarias de energía

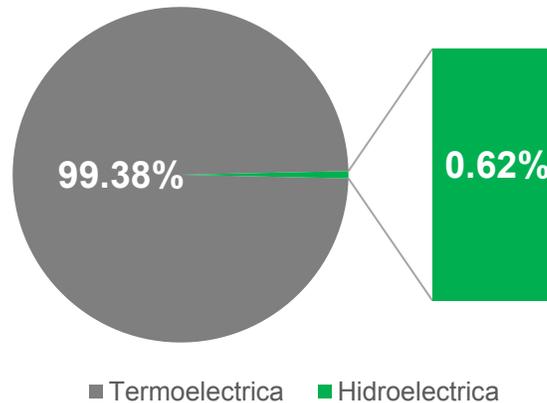
En cuanto al comportamiento de los precios de combustibles entre 2019, 2020 y 2021 las variaciones más significativas presentadas en los 3 años fueron:

- En el periodo 2019 vs 2020 se tuvo disminución del precio de gas natural en 1.49% debido a una mayor oferta de gas de importación en algunas regiones del País, y la entrada del gasoducto marino Sur Texas-Tuxpan desde finales de 2019 que inyecta al sistema nacional de gasoductos a un menor costo de la molécula.
- En el año 2021 se incrementó el costo promedio del gas natural en 210.17% con respecto al 2020, debido a la volatilidad de precios presentada en el Sur de Texas, por el vórtice polar presentado en el mes de febrero 2021 correspondiente al frente frío no. 35, teniendo un déficit en el suministro en el gas natural de importación. Por su parte, la EPS a diferencia de los privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México.
- En el caso del precio del carbón mineral térmico, el impacto en el incremento entre 2019 y 2020 fue del 4.44%, y se debió principalmente al tipo de cambio aplicado, y en el año 2021 se mejoró en 5.85% con respecto al año 2020 por las adquisiciones de carbón de diseño y sabinas a precios mayormente competitivos.

Energía Limpia

En la EPS CFE Generación IV durante el año 2021, el rubro de energías limpias lo integró la generación del parque Hidroeléctrico que incluyen las Centrales de Falcón y la Amistad, la generación neta reportada por ambas Centrales fue de 81.47 GWh, lo que representa un 0.62% de energías limpias del total de generación neta de la EPS, que fue de 13,053 GWh.

Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	0.86	0.61	1.29	1.51	0.67	0.26	0.26	0.33	0.31	0.68	0.61	0.81	0.62



Energías Limpias EPS CFE Generación IV por tipo de tecnología

Con esta generación de energías limpias, durante el año 2021, se evitaron 57,984 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera. En el 2021 se tuvo una menor generación en la tecnología hidroeléctrica: en el 2020 fue de 150 GWh y en el 2021 fue de 81 GWh, esto debido a que, durante el período, el despacho de generación fue bajo, debido a que está sujeto al programa de la Comisión Internacional de Límites y Aguas (CILA).

Con la reorganización de activos del año 2020, la EPS CFE Generación IV contó con 4 Centrales eléctricas incluidas en el Contrato Legado al cierre del periodo de enero-diciembre 2021 de acuerdo con la tabla anexa, para una capacidad instalada contratada de 1,176.39 MW.

- Vigencia de contrato legado al cierre del año 2021.

Nombre de la Central	Fecha de inicio del Contrato	Fecha de término del Contrato	Vigencia Años	Capacidad Instalada Contratada (CIC)	Potencia Comprometida (PC)
				MW	(MW)
C.H. La Amistad	1 febrero 2017	31 diciembre 2046	29	66.00	31.29
C.H. Falcón	1 febrero 2017	31 diciembre 2030	13	31.50	14.50
C.C.C. Chihuahua II (El Encino)	1 febrero 2017	31 diciembre 2023	6	619.40	559.70
C.C.C. Huinalá II)	1 febrero 2017	31 diciembre 2024	7	471.18	378.76
Total				1,188.08	984.25

Con el Convenio Modificatorio al Contrato Legado que fue autorizado por la CRE el pasado 13 de noviembre de 2020, donde se incluyeron a las Centrales eléctricas C.T. Carbón II, C.C. Pdte. Emilio Portes Gil, C.T. Villa de Reyes, C.C. Samalayuca II y C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo) para su aplicación a partir del año 2021, se tuvo un incremento de la capacidad Instalada Contratada de 3,153 MW con estas centrales eléctricas, donde consideró principalmente la actualización periódica de parámetros, para mantener en equilibrio su rentabilidad sobre el valor del activo fijo neto productivo.

La aplicación del convenio modificatorio de Contrato Legado se aplicó a partir del 13 de noviembre de 2020 para la C.T. Carbón II y C.T. José López Portillo (Río Escondido), el cual considera relevante que dentro una de sus cláusulas se ejecute la recuperación total de los costos variables de producción de su modo de operación obligada para el consumo de carbón, que permite la reactivación económica de la región carbonífera.

A partir de enero del año 2021 la capacidad Instalada total del Convenio modificatorio fue de 5,626 MW, para un total de 10 Centrales eléctricas con al menos 6 años de vigencia a excepción de la C.C. Samalayuca II que considera solo el año 2021 de acuerdo con la tabla anexa.

Así mismo, a partir del 11 de mayo de 2021 se suspende por un Juez de Distrito el convenio modificatorio de la EPS, aplicando únicamente el contrato original emitido en 2017 con sus centrales vigentes. Se anexa relación de centrales eléctricas del convenio modificatorio suspendido:

Central	Capacidad Instalada Contratada (CIC) MW	Potencia Comprometida (PC) MW	Años de Vigencia	Fecha de inicio de Vigencia	Fecha de Término de Vigencia
C.T. Villa de Reyes	700	560	05	01 ene 2021	31 dic 2026
C.T. Carbón II	1,400.00	1,043.96	06	13 nov 2020	31 dic 2026
C.C.C. Chihuahua II (El Encino)	619.4	568.12	14	01 ene 2021	31 dic 2034
C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)	320	255	05	01 ene 2021	31 dic 2025
C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	211.12	169	09	01 ene 2021	31 dic 2029
C.H. Falcón	31.5	29.925	17	01 ene 2021	31 dic 2037
C.H. La Amistad	66	62.7	17	01 ene 2021	31 dic 2037

Central	Capacidad Instalada Contratada (CIC) MW	Potencia Comprometida (PC) MW	Años de Vigencia	Fecha de inicio de Vigencia	Fecha de Término de Vigencia
C.T. José López Portillo (Río Escondido)	1,285.09	930.13	06	13 nov 2020	31 dic 2029
C.C.C Samalayuca II	521.76	444.9	01	01 ene 2021	31 dic 2021
C.C.C. Huinalá II	471.18	356	14	01 ene 2021	31 dic 2034
Total	5,626.05	4,419.74			

Indicadores Operativos

Los resultados de los principales indicadores operativos en 2021 fueron:

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variación	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Factor de Planta (%)	42.88	23.88	19.98	-18.99	-3.90
Generación Neta (GWh)	28,824	15,684	13,053	-13,140	-2,631
Eficiencia Térmica Neta (%)	35.48	36.17	35.15	0.69	-1.02
Emisiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	0.77	0.79	0.84	0.02	0.04
Disponibilidad Propia (%)	70.35	79.79	83.68	9.44	3.90
Indisponibilidad Falla + Decremento (%)	14.52	6.77	7.42	-7.75	0.65
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	*	*	14.50	*	*
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	*	4.57	0.54	N/A	-4.03
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias o Diversas (%)	0.58	0.96	0.62	0.38	-0.33
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm.)	*	N/A	44	*	*
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm.)	*	60	42	*	-18
Capacidad Mantenida (MW)	*	5,971	4,441	*	-1,530

No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo, indicador de reciente creación y/o indicador que por el cambio de portafolio no es comparable.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2020-2019, 2021-2020.
Datos obtenidos del SIACIG.

Cuadros a detalle mensual y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación IV- Indicadores Operativos 2020-2021

Comentarios a las variaciones más significativas:

Factor de Planta. En el año 2021 disminuyó en 3.90% con respecto al 2020, teniendo en el año 2020 un resultado de 23.88% y en el 2021 de 19.98%, la desviación se debe principalmente

por la continuidad de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) desde principios de marzo del 2020, seguido por la contingencia climatológica durante el mes de febrero del 2021. Por su parte, la EPS a diferencia de los privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México.

Indisponibilidad por causa externa: En el año 2021 se tuvo un resultado de 14.50%, repercutió, la contingencia climatológica ocurrida en el mes de febrero del 2021, principalmente en las centrales de carbón (17.37%), restricciones de gas natural al cierre de este período del mes de diciembre 2021 (10.98%) y carbón (21.46%), acumulado al cierre del período con 12.46% de indisponibilidad por falta de combustible a nivel EPS CFE Generación IV.

Indisponibilidad por mantenimiento extendido: En el año 2021 disminuyó, teniendo un resultado de 0.540% con respecto al año 2020. Teniendo en el año 2020 un resultado de 4.57%; durante el período 2021 se tuvo una energía no generada de 372 GWh por mantenimientos extendidos (8). Considerando la cantidad de mantenimientos extendidos (27) en el ejercicio 2020 con 3,170 GWh no generados, se implementaron acciones durante la elaboración del anteproyecto 2021 obteniendo una reducción del 70% de los mantenimientos extendidos iniciados en este periodo equivalente a 19 mantenimientos extendidos menos con relación al periodo anterior. Este indicador fue impactado en el 2021 principalmente por la modificación de los alcances programados de los mantenimientos, derivado de los hallazgos encontrados en la inspección interna de los equipos durante la ejecución de su mantenimiento, donde se encontraron daños mayores a los considerados inicialmente y aunado a la demora en la gestión de los procesos de adquisición de bienes y servicios requeridos para la atención de las actividades adicionales por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).

Comentarios completos en Anexo Estadístico: [¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.](#) // Regreso

Comparaciones Referenciales

- Indisponibilidad por Falla

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	7.28	3.05	8.38
	Vapor Convencional	5.89	2.17	1.18
	Hidroeléctrico	0.00	0.16	0.02
	Carbón	4.21	6.88	6.25
	Turbogás	9.40	2.12	1.94

- Indisponibilidad por Decremento

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad Decremento (%)	Ciclo Combinado	1.18	1.12	2.32
	Vapor Convencional	0.80	3.60	2.76
	Hidroeléctrico	0.00	0.00	0.01
	Carbón	0.91	4.42	2.20
	Turbogás	0.00	0.02	0.00

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).

Principales proyectos de infraestructura 2021

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), a través de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE), propuso el replanteamiento del proyecto de Inversión 323 CC San Luis Potosí, ahora denominado Central de Ciclo Combinado (CCC) San Luis Potosí, el cual se ubicará en la actual C.T Villa de Reyes, en el municipio de Villa de Reyes, estado de San Luis Potosí, que había sido aprobado, en una formulación anterior por el Consejo de Administración de la CFE en su sesión 33 extraordinaria del 11 de septiembre de 2019 mediante el Acuerdo CA-064/2019, y que el pasado 24 de septiembre de 2021 en la sesión 45 Extraordinaria del Consejo de Administración de CFE mediante acuerdo CA-074/2021 fue aprobado para su desarrollo.

El Proyecto de inversión CCC San Luis Potosí consiste en una Capacidad promedio de 424.278 MW (\pm 10%) neta a condición de media anual ubicado en la región Occidente del país, formalizándose el contrato de obra llave en mano a precio alzado el 30 de septiembre de 2021, para entrar en operación comercial en abril de 2024.

Finalmente, la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica presentó para su aprobación ante el Consejo de Administración de CFE en la sesión 45 Extraordinaria la ejecución del proyecto de una Central de Combustión Interna Lerdo, siendo de igual forma aprobado (acuerdo CA-073/2021).

El proyecto C.C.I. Lerdo consiste de una Capacidad Neta Media Anual de 408.78 MW ($\pm 10\%$) a instalarse en la actual C.T. Guadalupe Victoria, ubicado en la región Norte del país, y se contempla formalizar en el año 2022, para entrar en operación comercial en el 2024.

Se anexa tabla con la relación de los proyectos de infraestructura:

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
CCC San Luis Potosí ^{/2}	7,200.56 ^{/4}	Construcción de una Central de Ciclo Combinado en el sitio de la actual Central Termoeléctrica Villa de Reyes.
CCI Lerdo ^{/2}	6,817.78 ^{/4}	Construcción de una Central de Combustión Interna en el sitio de la actual Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria.
Total	15,757.6	

^{/1} Gestionado por DCIPI.

^{/2} Gestionado por DCPE

^{/3} Tipo de Cambio: 12.20 pesos por dólar de 2011 (fuente ACB del Proyecto)

^{/4} Tipo de Cambio: 20.00 pesos por dólar de 2021 (modelo financiero proporcionado por DCPE)

Mantenimientos de generación

En 2021, **CFE Generación IV** inició 44 mantenimientos de 51 programados a iniciar y concluyó 42 de 51 programados a concluir, resultando en un cumplimiento del 82%; para la ejecución de estos mantenimientos se aplicó un monto de inversión de 2,016 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 142 MW durante el periodo.

Listado de los mantenimientos en Anexo Estadístico: CFE Generación IV – Mantenimientos de Generación 2021// Regreso a texto

CFE GENERACIÓN V

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 Externos de Energía (PEE).
- 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 PEE con criterios de eficacia y oportunidad.
- Administrar los 33 Contratos Legados formalizados entre la EPS CFE Generación V y la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos con criterios de eficacia y eficiencia.

Aspectos relevantes de la Gestión 2021

- En cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos celebrados entre la CFE y los PEE, 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 Externos de Energía.	253	253
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	162
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.	47	50
5.- Atención de Reuniones de Notificación y Conciliación de los montos impugnados derivados de cobros en exceso por los Productores Externos de Energía y Conciliación de Gastos Financieros.	107	107
6.- Número de facturas presentadas por los PEE revisadas en cuanto a la información técnica y los montos facturados (incluye facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito).	3,176	
7.- Recepción y revisión fiscal y administrativa de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los PEE.	3,966	
8.-Revisión, análisis y resolución de eventos notificados como Caso Fortuito o Fuerza Mayor por los Productores Externos de Energía.	131	

- En febrero de 2021, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) le reconoció a la EPS CFE Generación V la cantidad de 14,151.64 MW por concepto de Potencia en el "Mercado de Balance de Potencia", los cuales fueron transferidos en su totalidad a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos, lo que le representó un ahorro de **10,562 MDP**.
- Derivado de la administración de los Contratos celebrados entre la CFE y los Productores Externos de Energía, la EPS CFE Generación V recuperó **914.0 MDP**, por concepto de conciliaciones, ajustes en índices financieros y gastos financieros.
- Durante el periodo enero-diciembre de 2021, la EPS CFE Generación V obtuvo un importe estimado de **76.1 MDP**, por concepto de Certificados de Energías Limpias por 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 a la fecha, la cantidad de 443.24 MDP más 42.32 MDP de actualizaciones, para un total de **485.56 MDP**. Adicionalmente, en el año 2022 se estima recuperar la cantidad de **1,375.96 MDP** por los ejercicios 2020 y 2021
- Durante el año 2021 se atendieron, en tiempo y forma, con la colaboración y orientación de la Coordinación de Control Interno, los requerimientos de 10 auditorías, 7 efectuadas por la Auditoría Superior de la Federación y 3 por la Auditoría Interna; estas últimas, han sido concluidas con 4 observaciones en total, las cuales se atenderán en los plazos otorgados para tal efecto.
- Con el acompañamiento de la Coordinación de Control Interno, 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", entre las que destacan las siguientes:
 - a) Se creó el Área Especializada en Inteligencia de Mercados (AEIM), independiente de las áreas requirentes y contratantes. Dicha área participará en la elaboración del programa anual de contrataciones, emitirá su opinión en los fallos de procedimientos relevantes y de alto impacto, así como determinar, las alternativas que ofrece el mercado para atender necesidades específicas, corroborar la existencia, especificaciones, actualizaciones en el producto a adquirir y el **precio promedio**, esto a fin de poder establecer el presupuesto correspondiente, valorar las alternativas y evitar necesidad ad hoc.
 - b) Para evitar las indefiniciones e improvisaciones que pueden producir problemas, deficiencias o actos de corrupción en la realización del trabajo, a la fecha, **la EPS CFE Generación V ha elaborado seis procedimientos operativos**, los cuales ya fueron autorizados por la Unidad de Desarrollo Organizacional y Evaluación (UDOE); asimismo, han sido publicados en la normateca de la CFE. Para el año 2022 se continuará con esta actividad y se elaborarán otros doce procedimientos operativos.

- c) La EPS CFE Generación V **llevó a cabo una revisión exhaustiva de procesos operativos a fin de identificar potenciales riesgos de corrupción, lo cual a la fecha arrojó un resultado de 21 riesgos.** Al respecto, se establecieron las acciones de contención a fin de prevenir su materialización y afectaciones a la Empresa.
- En el año 2021, CFE Generación V ha coadyuvado con la Oficina del Abogado General de la CFE para atender tres Arbitrajes Internacionales en proceso ante la Cámara de Comercio Internacional, dos de ellos interpuestos por el productor **Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R.L. de C.V.** y un tercero interpuesto por la CFE en contra del productor **AES Mérida III, S. de R.L. de C.V.**

Capacidad Neta

En la siguiente tabla se muestran los valores de la Capacidad Neta Demostrada de las Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado durante los años 2020 y 2021:

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2020	2021	2020	2021
1. Altamira II	495.0	495.0	0	0
2. Altamira III y IV	1,036.0	1,036.0	0	0
3. Altamira V	1,121.0	1,121.0	0	0
4. Anáhuac	495.0	495.0	0	0
5. Baja California III	294.0	294.0	0	0
6. Bajío	495.0	495.0	0	0
7. Campeche*	252.4	252.4	0	0
8. Chihuahua III	259.0	259.0	0	0
9. Hermosillo	250.0	250.0	0	0
10. La laguna II	498.0	498.0	0	0
11. Mérida III	484.0	484.0	0	0
12. Mexicali	489.0	489.0	0	0
13. Monterrey III	449.0	449.0	0	0
14. Naco-Nogales	258.0	258.0	0	0
15. Norte Durango	450.0	450.0	0	0
16. Norte II	433.0	433.0	0	0
17. Río Bravo III	495.0	495.0	0	0
18. Río Bravo IV	500.0	500.0	0	0
19. Saltillo	247.5	247.5	0	0
20. Tamazunchale	1,135.0	1,135.0	0	0
21. Tuxpan II	495.0	495.0	0	0
22. Tuxpan III y IV	983.0	983.0	0	0
23. Tuxpan V	495.0	495.0	0	0
24. Valladolid III	525.0	525.0	0	0
25. Noreste	857.2	857.2	0	0
26. Noroeste	887.4	887.4	0	0
27. Norte III	906.7	906.7	0	0

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2020	2021	2020	2021
Total	15,282.2	15,282.2	0	0

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

Energía Neta Facturada

En el año 2021, los Productores Externos de Energía, facturaron energía neta por **92,260.1 Gigawatts-hora**.

Cuadros mensuales y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación V – Energía Neta Facturada 2020-2021 // Regreso a texto

Indicadores Operativos

Los indicadores más relevantes son los incluidos en el Programa Operativo Anual. Los resultados de 2021 son los siguientes:

N°	Indicador	UM	Cierre 2020	Meta 2021	Metas Operativas Trimestrales 2021				Programa 2021 Diciembre	Resultado 2021 Diciembre
					T1	T2	T3	T4		
1	Capacidad Neta Demostrada	MW	15,898	15,838	15,838	15,838	15,838	15,838	15,838	15,838
2	Energía Neta Facturada	GWh	97,871	91,609	20,297	44,411	69,207	91,609	91,609	92,260
3	Factor de Planta	%	72.6	67.34	60.20	65.65	67.97	67.34	67.34	67.60
4	Porcentaje de energía proveniente de fuentes limpias	%	1.9	1.76	1.58	1.82	1.76	1.76	1.76	2.02
5	Indisponibilidad por mantenimiento extendido	%	0.4	0	0	0	0	0	0	0.11 ¹
6	Indisponibilidad por otras causas que no sean mantenimiento	%	5.1	2.7	1.69	2.84	3.58	2.70	2.70	3.99 ²
7	Emisiones de CO2 por MWh**	ton/MWh	0.380	0.366	0.366	0.366	0.366	0.366	0.366	0.383 ³
8	Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada	%	94.5	92.22	90.35	91.43	92.08	92.22	92.22	91.91 ⁴

Ref. 1 En 10 centrales de Productores Externos de Energía se extendieron sus mantenimientos debido, principalmente, a que se ejecutaron actividades que no estaban consideradas en el alcance de estos.

Ref. 2 Debido, principalmente, a restricciones de gas, fallas propias de las centrales y congelamiento de ductos de gas natural.

Ref. 3 Debido a la escasez de gas natural durante el período invernal, se tuvo un incremento del 1,251% en la generación de energía eléctrica con diésel durante el periodo ene - dic de 2021, respecto a lo que se tenía proyectado.

Ref. 4 Debido principalmente, a que en el periodo de octubre a diciembre se realizaron 24 mantenimientos, las centrales que estuvieron indisponibles por mantenimiento fueron: Mérida III, Norte II, Naco-Nogales, Anáhuac, Monterrey III, Chihuahua III, Altamira II, Río Bravo IV, Altamira V y Noreste (Escobedo).

N°	Indicador	UM	Cierre 2020	Meta 2021	Métricas de iniciativas y Proyectos				Acumulado a Diciembre	
					T1	T2	T3	T4	Meta	Real
9	Mantenimientos programados Iniciados*	No.	-	81	28	46	59	81	81	57*
10	Mantenimientos programados concluidos	No.	37	81	28	46	59	81	81	57*
11	Capacidad mantenida por mantenimientos	MW	3,664	18,314	6,145	10,046	11,891	18,314	18,314	15,399*

* No se alcanzó la meta debido a la cancelación y reprogramación de 24 mantenimientos, a petición del CENACE.

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. Capacidad Neta Demostrada (MW)*	14,991	15,898	15,838	6.1	-0.4
2. Energía Neta Facturada (GWh)**	92,213	97,871	92,260	6.1	-5.7
3. Factor de Planta (%)**	75.60	72.62	67.60	-3.0 (pp)	-5.0 (pp)
4. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	2.0	1.9	2.0	-0.1 (pp)	0.1 (pp)
5. Indisponibilidad por Falla (%)	0.4	0.4	4.1	0.0 (pp)	-3.7 (pp)
6. Indisponibilidad por otras causas que no sean Mantenimiento (%)	7.5	5.1	3.9	-2.4 (pp)	-1.2 (pp)
7. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	50	37	57	-26.0	54.1
8. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	5,121	3,664	15,399	-28.5	320.3

* Para los años 2020 y 2021 se consideró a la Central Campeche con una Capacidad Neta Garantizada con Diésel de 192.00 MW.

** Debido principalmente, a que en el periodo de octubre a diciembre se realizaron 24 mantenimientos, las centrales que estuvieron indisponibles por mantenimiento fueron: Mérida III, Norte II, Naco-Nogales, Anáhuac, Monterrey III, Chihuahua III, Altamira II, Río Bravo IV, Altamira V y Noreste (Escobedo).

Energía Neta de fuentes primarias

Centrales de Ciclo Combinado

Mes	2019	2020	2021	Porcentaje de Variación entre 2020 y 2021
	Energía Neta Facturada (GWh)	Energía Neta Facturada (GWh)	Energía Neta Facturada (GWh)	
Enero	7,124	7,155	6,636	-7.3
Febrero	6,273	6,662	6,195	-7.0
Marzo	7,334	7,907	7,219	-8.7
Abril	7,000	7,020	7,428	5.8
Mayo	8,234	7,679	8,162	6.3
Junio	8,145	8,466	8,559	1.1
Julio	8,252	9,089	8,742	-3.8
Agosto	8,201	9,593	8,245	-14.1
Septiembre	7,449	8,805	7,796	-11.5
Octubre	7,897	8,762	7,310	-16.6
Noviembre	7,404	7,714	6,682	-13.4
Diciembre	7,059	7,181	7,422	3.4
TOTAL C.C.C.	90,371	96,034	90,396	-5.9*

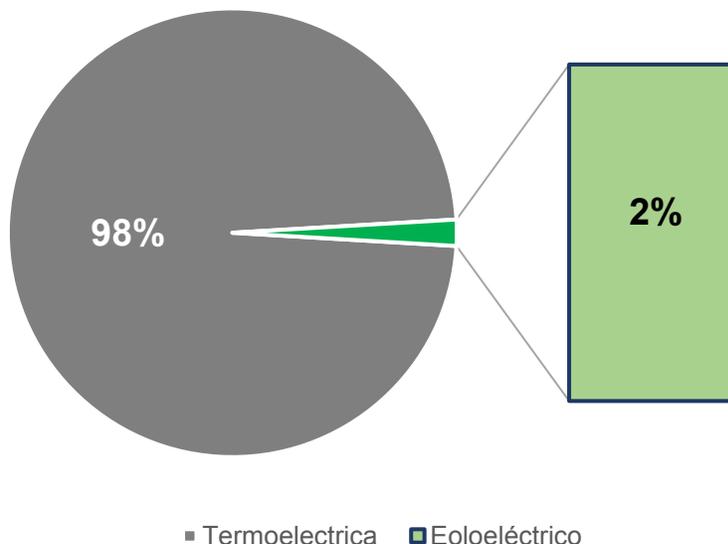
*La variación de 5.9% del 2021 con respecto al 2020, se debe principalmente, a que en los meses de octubre a diciembre se realizaron 24 mantenimientos, las centrales que estuvieron indisponibles por mantenimiento fueron: Mérida III, Norte II, Naco-Nogales, Anáhuac, Monterrey III, Chihuahua III, Altamira II, Río Bravo IV, Altamira V y Noreste (Escobedo), adicionalmente a restricciones del gas y a la emergencia por el congelamiento de los sistemas de control e instrumentación de ductos en el sur de Estados Unidos, ocasionado la escasez del gas natural en el mes de Febrero de 2021.

Participación de Energías Limpias

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.

CFE Generación V contribuyó al mercado de energía eléctrica con **1,864 GWh** de generación neta con tecnología eólica, lo que equivale solamente a un **2.0%** del total de la generación entregada en 2021, con un 98% de aportación termoeléctrica .

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Eoloeléctrico	3.7	2.3	2.7	1.6	1.4	0.2	2.0	1.3	1.0	2.0	4.3	2.7	2.0



Energías Limpias EPS CFE Generación V por tipo de tecnología

Con esta generación limpia, en 2021 se evitaron 713,877 toneladas de emisiones de CO₂.

Capacidad Nominal Eólica

En la siguiente tabla se muestran los valores de Capacidad Nominal de las Centrales Externas Legadas de Origen Eólico durante los años 2020 y 2021:

Centrales Eólicas	Capacidad Nominal (MW)		Variaciones (%)	
	2020	2021	2020	2021
1. La Venta III	102.85	102.85	0	0
2. Oaxaca I	102.0	102.0	0	0
3. Oaxaca II	102.0	102.0	0	0
4. Oaxaca III	102.0	102.0	0	0
5. Oaxaca IV	102.0	102.0	0	0
6. Sureste I Fase IV	102.0	102.0	0	0
Total	612.85	612.85	0	0

Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas

Durante el año 2021 se establecieron cuatro indicadores de monitoreo a Centrales Externas Legadas para verificar el cumplimiento a los valores garantizados con los que los Productores Externos de Energía le deben facturar a la CFE los Cargos por Capacidad y Cargos por Energía.

Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada.- Es la energía disponible en la hora “h” en el Punto de Interconexión, de acuerdo con la Capacidad Declarada Disponible por el Productor a la Comisión, corregida a las Condiciones de Diseño de Verano mediante las Curvas de Corrección, dividida entre la Capacidad Neta Demostrada.

Eficiencia Térmica.- Es el grado de aprovechamiento del calor promedio suministrado a una unidad generadora para producir un kilowatt-hora neto.

Factor de Planta.- Es el porcentaje de generación de energía eléctrica con respecto a la energía teórica de una unidad generadora.

Emisión de Facturas de los Contratos Legados sin errores.- Se verifica que los importes en las facturas que se presentan a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos se emitan sin errores y se calcula dividiendo el número de facturas emitidas sin errores entre el número total de facturas al cierre del mes.

En la siguiente tabla se observan los valores garantizados obtenidos en 2020 y 2021:

Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado	2020	2021	Variación porcentual
	%	%	(pp)
Factor de Disponibilidad Equivalente Demostrada	94.5	91.9	-2.6
Eficiencia Térmica Neta Garantizada*	47.95	47.65	-0.3
Factor de Planta	72.62	67.60	-5.02
Emisión de Facturas de los Contratos Legados sin errores	100	100	0

*Con base al Poder Calorífico Superior.

Toda vez que, conforme a lo establecido en sendos Contratos suscritos entre la CFE y los PEE, la operación y mantenimiento de las Centrales está a cargo y bajo el control de los Productores Externos de Energía (PEE), el cumplimiento o incumplimiento de estos indicadores es responsabilidad de los PEE, en este sentido, la EPS CFE Generación V verifica que los PEE cumplan con los mismos en términos de los valores garantizados en dichos Contratos.

Mantenimientos de generación

En el año 2021, se programaron 81 mantenimientos de los cuales se ejecutaron 57, debido, principalmente, a que las Centrales Campeche, Tamazunchale, Altamira V, Bajío, Noroeste, Noreste y Valladolid III tuvieron que cancelar o reprogramar sus mantenimientos a petición del CENACE. *Listado de mantenimientos en Anexo Estadístico: CFE Generación V- Mantenimientos de Generación 2021*

CFE GENERACIÓN VI

Aspectos destacados de la Gestión 2021

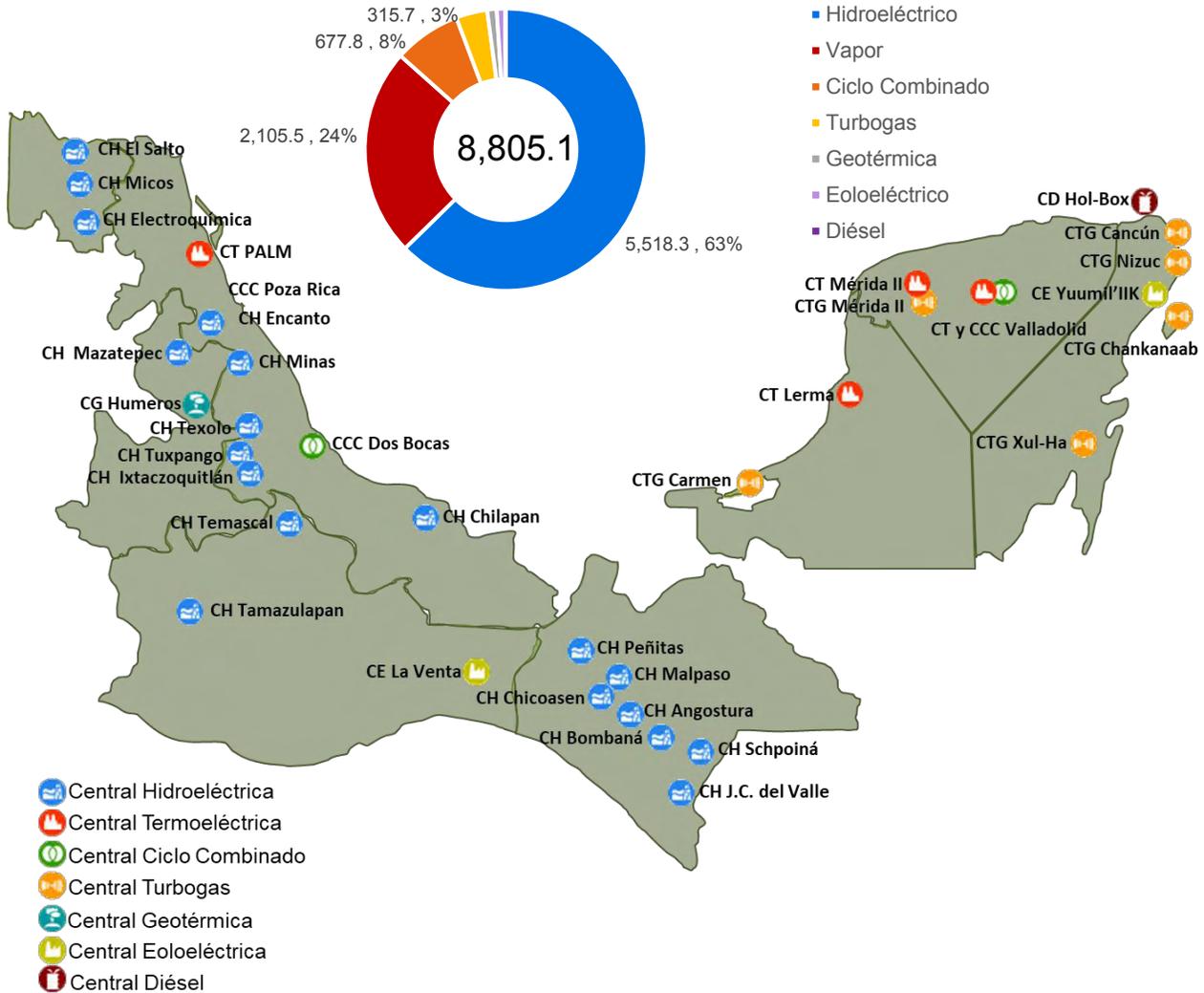
Actividades más relevantes:

- Incremento del 31% de la Generación de Energía Eléctrica a nivel EPS respecto al 2020 debido principalmente al incremento de Generación de las centrales del Hidro Mayor de conformidad con el Decreto Presidencial para el manejo de la cuenca del Río Grijalva.
- En relación con el punto anterior aunado a este incremento en la Generación se logró mantener una confiabilidad de arranque en las centrales de la cuenca del Río Grijalva del 99.72%, registrándose 6,668 arranques de unidad.
- Se gestionó el suministro de Gas Natural a la CT Mérida II y CCC Felipe Carrillo Puerto disminuyendo su Costo Variable de Generación.
- Recuperación de capacidad de generación y mejora en régimen térmico, derivado de la aplicación de mantenimientos, con un beneficio económico del orden de 410 MDP.

Logros:

- Incremento de la Capacidad Efectiva en la Isla de Holbox, con la incorporación de dos unidades (3.14 MW de Capacidad Efectiva), con fecha de entrada en operación comercial del 01 de agosto del 2021.
- Puesta en Servicio y alta en Operación Comercial de una unidad móvil en la Central Chankanaab, incrementando la capacidad de generación en 12.5 MW en isla de Cozumel, por la baja confiabilidad del enlace submarino.
- Autorización y adjudicación de los Proyectos de Modernización de Centrales Hidroeléctricas Angostura, Malpaso, Mazatepec y Peñitas los cuales representan un incremento en la capacidad de 136 MW, así como, un incremento en la confiabilidad de las centrales y su vida útil durante 50 años más.
- La EPS Generación VI obtuvo el Premio Veracruzano de Calidad, que es el máximo reconocimiento que otorga el Gobierno del Estado de Veracruz a las organizaciones que se destacan en la aplicación de procesos de mejora continua.
- Conclusión del Proyecto Social Zongolica, con el cual se logró la electrificación de 217 viviendas a través de módulos solares individuales, beneficiando a más de 800 personas que no contaban con acceso a la electricidad.
- Importante participación del parque de generación durante la contingencia de desabasto de Gas Natural del Sur de Texas durante el mes de febrero, aportando 6,775 MW, durante la etapa más crítica de la emergencia, lo que equivale al 76% de la Capacidad Efectiva de la EPS VI, evitando el colapso del Sistema Eléctrico Nacional.

Escenario tecnológico



Portafolio 2021

Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación VI en el año 2021.
Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Centrales EPS VI 2021

1	C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	19	C.H. Micos
2	C.H. Malpaso	20	C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)
3	C.H. Belisario Domínguez (Angostura)	21	C.T. Mérida II
4	C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)	22	C.T. Lerma
5	C.H. Temascal	23	C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
6	C.H. Mazatepec	24	C.C.C. Poza Rica
7	C.H. Tuxpango	25	C.C.C. Dos Bocas
8	C.H. Chilapan	26	C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
9	C.H. José Cecilio del Valle	27	C.G. Humeros

Centrales EPS VI 2021			
10	C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	28	C.TG. Nizuc
11	C.H. Minas	29	C.TG. Cancún
12	C.H. Encanto	30	C.TG. Chankanaab
13	C.H. Bombaná	31	C.TG. Xul-Ha
14	C.H. Tamazulapan	32	C.TG. Ciudad del Carmen
15	C.H. Schpoiná	33	C.TG. Mérida II
16	C.H. Ixtaczoquitlán	34	C.C.I. Hol-Box
17	C.H. Texolo	35	C.E. La Venta
18	C.H. Electroquímica	36	C.E. Yuumil'iik

	2020	2021
No. de Centrales	36	36
Capacidad Efectiva (MW)	8,801.9	8,805.1
Estados con presencia	8	8

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales #	Unidades #	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
Turbogás	Diésel	6	13	315.7
Combustión Interna	Diésel	1	6	6.3
Eoloeléctrica	Viento	2	7	85.7
Geotérmica	Vapor Geotermoeléctrico	1	6	95.7
Total		36	120	8,805.1

Resumen de escenario tecnológico 2021 EPS CFE Generación VI

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

Tecnología	Capacidad Efectiva (MW)		
	2020	2021	Variación
Hidroeléctrica	5,518.3	5,518.3	→
Vapor	2,105.5	2,105.5	→
Ciclo Combinado	677.8	677.8	→
Turbogás	315.7	315.7	→
Geotérmica	95.7	95.7	→
Eoloeléctrico	85.7	85.7	→
Diésel	3.2	6.3	↑
Total	8,801.9	8,805.1	↑

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión, febrero de 2022.

Generación de Electricidad

La Generación Bruta en el año 2021 fue 31% superior a la del 2020 debido a una mayor aportación de Generación de los siguientes procesos:

- Hidroeléctrico, aumento un 36% equivalente a 4,312 GWh debido principalmente a un mayor despacho de Centrales del Hidro mayor en aplicación del Decreto Presidencial para el Manejo de las Cuencas del Río Grijalva.
- Vapor, aumento un 50% equivalente a 1,365 GWh por requerimiento del Sistema Interconectado Nacional.

Cuadros a detalle y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación VI- Generación de electricidad 2020-2021 // Regreso a texto

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	160	175	234	212	236	243	220	187	237	329	141	55	2,429
Diesel	0.6	0.5	0.8	1.8	1.8	1.4	2.2	1.7	1.0	1.2	0.8	0.4	14
Eoloeléctrico	6	5	7	5	7	2	12	8	3	7	13	9	85
Geotérmica	45	47	51	47	38	37	45	34	34	28	32	42	480
Hidroeléctrico	1,230	1,203	1,571	1,901	1,982	1,675	1,471	1,252	1,274	1,080	961	826	16,428
Turbogás	8	33	9	20	11	16	17	15	10	35	5	5	183
Vapor	171	492	333	330	419	551	510	563	393	214	75	33	4,084
Total	1,621	1,956	2,206	2,517	2,696	2,525	2,277	2,061	1,951	1,694	1,228	971	23,704

Fuentes Primarias de Energía

Debido a la necesidad de entrar en respaldo ante la contingencia climática de Texas, se observaron variaciones en el consumo de combustibles líquidos en 2021 respecto al 2020:

El Gas Natural, insumo de las Centrales de Ciclo Combinado y de la C.T. Mérida, incrementó un 10%. El Vapor Geotérmico, insumo de la Central Geotermoeléctrica Humeros, incrementó en un 35%. El Agua Turbinada, insumo de las unidades del proceso Hidroeléctrico, incrementó un 28%.

Cuadros a detalle en Anexo Estadístico: CFE Generación VI- Uso de fuentes primarias de energía 2020-2021

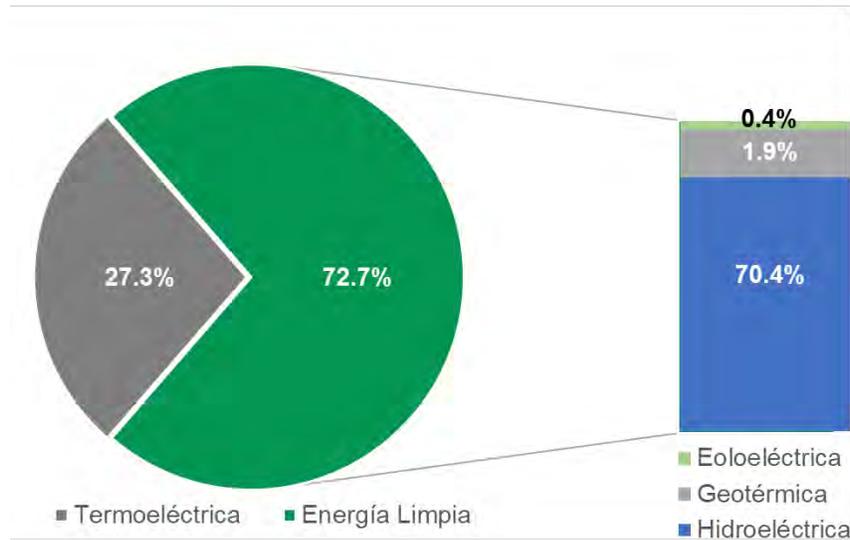
Participación de energías limpias

La EPS CFE Generación VI tiene una Capacidad Instalada de 8,805.1 MW, de la cual el 64.7 % la integran unidades de energía limpias:

En el año 2021 el **72.7 %** de la Generación Neta anual fue a base en energía limpias. A continuación, se muestran los porcentajes de participación de las energías limpias en la Generación Neta por proceso:

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2021

Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica													
Geotermoeléctrica	79.7	65.2	75.0	78.7	76.4	69.3	68.1	64.1	68.3	66.6	82.3	90.6	72.7
Eoloeléctrico													



Energías Limpias EPS CFE Generación VI por tipo de tecnología

En lo que se refiere al total de Emisiones evitadas de CO₂ en el año 2021, con la participación de las energías limpias, se tuvo un total de 11,940,994 toneladas de CO₂.

En cuanto al tema de Certificados de Energías Limpias (CEL), las unidades 10 y 11 de la C.G. Humeros cumplen con la normativa que les permite acreditar CEL's por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En el año 2021 se generaron 309,955 CEL's, los cuales fueron acreditados por la CRE en su plataforma "Sistema de Gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias (S-CEL)", entregados a través del mismo sistema a CFE Suministrador de Servicios Básicos para honrar las obligaciones del Contrato Legado.

Indicadores Operativos

El Programa Operativo Anual se integra por 13 indicadores y métricas que permiten evaluar el desempeño operativo y las iniciativas de proyectos de la empresa.

Durante el periodo de enero a diciembre de 2021, se alcanzaron los siguientes resultados:

- 4 de las métricas (31%), presentan resultados favorables (igual o mejor a la meta):
 - Adición Programada de Capacidad.

- Factor de Planta
 - Generación Neta
 - Eficiencia Térmica Neta
- 4 de las métricas (31%), presentan resultados dentro del margen, de acuerdo con los criterios de aceptación aplicables:
 - Disponibilidad Propia
 - Indisponibilidad por Falla más Decremento
 - Indisponibilidad por Causa Externa
 - Número de Mantenimientos Iniciados
 - 5 de las métricas (38%) están fuera del margen de cumplimiento, de acuerdo con los criterios de aceptación aplicables:
 - Emisiones de CO2 por MWh
 - Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido.
 - Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas
 - Numero de Mantenimientos Concluidos.
 - Capacidad Mantenido.

Los resultados de los indicadores fueron:

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
Adición Programada de Capacidad (MW)	*	27.1	3.1	*	-24
Factor de Planta (%) *1	27.0	23.3	30.7	-3.7 (pp)	7.4 (pp)
Generación Neta (GWh) *2	19,986	17,690	23,182	-2,296	5,492
Eficiencia Térmica Neta (%)	30.20	28.6	27.8	-1.6 (pp)	-0.8 (pp)
Emisiones de CO2 por MWh (ton/MWh)	0.7	0.7	0.7	0.0	0.0
Disponibilidad Propia (%)	84.31	87.8	84.4	3.5 (pp)	-3.4 (pp)
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	5.67	3	5.8	-2.7 (pp)	2.8 (pp)
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	2.6	1.1	1.8	-1.5 (pp)	0.7 (pp)
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%) *3	*	0.7	1.2	*	0.5 (pp)
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	*	71.1	72.7	*	1.6 (pp)
Número de Mantenimientos Iniciados (no.)	*	128	134	*	6
Número de Mantenimientos Concluidos (no.)	*	128	135	*	7
Capacidad Mantenido (MW)	*	5,893	7,108	*	1,215

*No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo y/o indicador que por el cambio de portafolio no es comparable

Cuadros a detalle mensual y comparativos en Anexo Estadístico: CFE Generación VI – Indicadores Operativos 2020-2021

Comentarios a las variaciones más significativas 2021-2020:

Factor de Planta: En el año 2021 el indicador cumplió con su meta, al presentar un resultado de 30.73%, comparado con la meta de 27.65%, logrando un cumplimiento de 111.14%; con respecto al año 2020 se obtuvo un valor mayor en el 2021, debido principalmente a un mayor despacho de las Centrales del Hidro mayor en aplicación del Decreto Presidencial para el Manejo de las Cuencas del Río Grijalva.

Generación Neta: En el año 2021 el indicador cumplió con su meta, al presentar un resultado de 23,182 GWh, comparado con la meta de 20,897 GWh, logrando un cumplimiento de 110.93%; con respecto al año 2020 se obtuvo un valor mayor en el 2021, debido principalmente a un mayor despacho de Centrales del Hidro mayor en aplicación del Decreto Presidencial para el Manejo de las Cuencas del Río Grijalva.

Disponibilidad Propia: El indicador cumplió con margen su meta en el año 2021, al presentar un resultado de 84.41%, en comparación con la meta de 86.61%, logrando un cumplimiento de 97.46%. Con respecto al 2020, el valor obtenido en el 2021 fue inferior, debido principalmente a una mayor indisponibilidad por falla y decremento impactada en gran medida por eventos de falla en las unidades 1 y 2 de la C.T. Pdte. Adolfo López Mateos, las cuales presentaron un despacho mayor al pronosticado y por lo tanto una mayor exposición a fallas y degradación de equipos que impactó en decremento de las unidades derivado de las condiciones de los elementos del generador de vapor.

Comparaciones Referenciales

- Indisponibilidad por Falla

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	3.11	3.02	5.33
	Vapor Convencional	3.12	3.29	7.92
	Hidroeléctrica	0.75	0.24	0.32
	Turbogás	5.52	2.27	3.75
	Combustión Interna	0.00	0.71	0.00
	Eoloeléctrica	0.28	1.53	1.05
	Geotermoeléctrica	15.89	5.27	2.58

- Indisponibilidad por Decremento

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	5.17	2.75	3.88
	Vapor Convencional	2.23	9.01	9.80
	Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.20
	Turbogás	0.15	0.35	0.39

Indicador	Proceso	Resultado 2020	Meta al 2021	Resultado al 2021
	Combustión Interna	0.00	0.00	0.00
	Eoloeléctrica	29.87	34.25	34.62
	Geotermoeléctrica	0.03	0.78	0.43

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

A continuación, se indican 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:

- **Antigüedad del Parque de Generación.** Actualmente en la EPS tiene una antigüedad en promedio del parque de generación mayor a 30 años.
- **Modos de operación del CENACE.** La flexibilidad operativa que ha exigido el CENACE con el Ciclado de unidades, operación a bajas cargas (Sobre todo en las unidades de Vapor Convencional) y los continuos arranques de unidades para dar confiabilidad al sistema (Proceso Turbogás e Hidroeléctrico) han impactado en la confiabilidad de las unidades, deteriorando de manera importante equipos y sistemas.

Respecto a las Indisponibilidad por Falla, a continuación, se describen las causas que mayormente impactaron en las unidades generadoras (por tecnología) en el resultado 2021:

- **Ciclo Combinado:** CCC Valladolid, indisponibilidad por falla en el generador eléctrico de la unidad 3.
- **Vapor Convencional:** C.T. Pdte. Adolfo López Mateos, falla a tierra del estator de la unidad 3 y fallas en elementos del generador de vapor de unidades 1 y 2.

Respecto a la Indisponibilidad por Decremento, las principales causas que impactaron a las Unidades se describen a continuación (por tecnología) en el resultado 2021.

- **Ciclo Combinado:** el principal impacto lo tienen la C.C.C Poza Rica por decrementos en la Unidad 4 asociados a problemáticas de unidades vapor
- **Vapor Convencional:** el principal impacto lo tienen la C.T. Tuxpan por operación a baja presión para protección de los elementos del generador de vapor en unidades 1 y 2; así como por operación a baja presión para protección de los tubos del generador de vapor de las unidades 3 y 4 de la C.T. Lerma.
- **Turbogás:** Impacto por el decremento de la unidad 2 de la C.TG. Cancún por baja eficiencia de compresor y turbina.

Principales proyectos de infraestructura en el año 2021

Principales proyectos de infraestructura 2021 (construcción, operación), separando los de ejecución propia de los gestionados por DCIPI.

289 CH Chicoasén II

El proyecto consta de 3 unidades de 80 MW cada una, para un total de 240 MW. Este proyecto se encontraba suspendido debido al Arbitraje Internacional No. 163471, promovido el 27 de octubre

de 2016 por el Contratista ante la London Court of International Arbitration (LCIA). El contrato PIF-005/2015, y por lo tanto la controversia, se dieron por terminados mediante el “Convenio de Cumplimiento de Pago del Laudo Final” celebrado el 30 de junio 2021.

La CFE realiza las gestiones necesarias para la reactivación del proyecto, la Dirección General, la CFE Generación VI, la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura y la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, analizan las actividades y procesos a seguir para este proyecto.

- Proyectos indicativos

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
CCC Mérida	454	Central Ciclo Combinado 509 MW (+/-10%)
CCC Tuxpan Fase I	780	Central Ciclo Combinado de 1,086 MW (+/-10%)
CCC Riviera Maya-Valladolid	762	Central Ciclo Combinado 1,037 (+/- 10%)
Total	1,996	

- Proyectos de Modernización de Hidroeléctricas

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
RM Angostura	231	Incremento de capacidad 20 MW por unidad (100 MW a nivel central)
RM Malpaso	281	Incremento de capacidad 12 MW por unidad (72 MW a nivel central)
RM Mazatepec	73	Incremento de capacidad 6 MW por unidad (24 MW a nivel central)
RM Peñitas	73	Sustitución de Generadores Eléctricos por Confiabilidad.
Total	658	

Mantenimientos de Generación

En 2021, **CFE Generación VI** inició 134 mantenimientos de 139 programados a iniciar y concluyó 135 de 143 programados a concluir, resultando en un cumplimiento del 94%; para la ejecución de estos mantenimientos se aplicó un monto de inversión de 2,255 millones de pesos.

Listado de mantenimientos en Anexo Estadístico: CFE Generación VI – Programa de Mantenimientos de Generación 2021

Proyecto de Electrificación en Zongolica

Proyecto con Responsabilidad Social de Electrificación con Módulos Solares Individuales en Sistemas Aislados de Red Eléctrica, en comunidades indígenas de la Sierra de Zongolica

Alineados con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 que establece la nueva Política Energética del Estado Mexicano, la EPS CFE Generación VI en alianza social y colaborativa con

la Secretaría de Energía, CFE Distribución Oriente, Fondo para la Paz IAP, y con la colaboración del Instituto Tecnológico Superior de Zongolica, impulsó el desarrollo sostenible mediante la producción de energía con fuentes renovables, para suministrar electricidad a pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella. Toda vez que, el Suministro Eléctrico brinda acceso a beneficios sociales como: salud, vivienda y educación, condiciones que ayudan a las poblaciones rurales a disminuir la situación de pobreza y elevar la calidad de vida de los habitantes.

Para alcanzar dicho objetivo, en 2019, se estructuró un Proyecto Social en Zongolica, Veracruz, en donde los municipios beneficiados están catalogados dentro de los 125 más pobres del país.

Como resultado de lo anterior, en el 2020 y primer trimestre del 2021, se implementó el **“Proyecto con Responsabilidad Social de Electrificación con Módulos Solares Individuales en Sistemas Aislados de Red Eléctrica, en comunidades indígenas catalogadas en extrema pobreza ubicadas en la Sierra de Zongolica, que incluyen los Municipios de Zongolica, Tequila y Mixtla de Altamirano del Estado de Veracruz”**. Por medio de este proyecto han sido beneficiados un promedio de 864 habitantes de 19 localidades pertenecientes a los 3 municipios mencionados. A continuación, se muestra el avance alcanzado de forma anual en el periodo 2019-2021.

Año	Avance
2019	Estructuración del “Proyecto con Responsabilidad Social de Electrificación con Módulos Solares Individuales en Sistemas Aislados de Red Eléctrica, en comunidades indígenas catalogadas en extrema pobreza. Mixtla de Altamirano. Localidades 5 (Tenexcalco, Ahuacatla, Barrio San Antonio, Teapa Ocotempa, Coximalco). Zongolica. Localidades 4 (Xochiojca, Porvenir, Aguaje y Yoloxochio). Tequila. Localidades 10 (Ahuatepec, Atempa, Buena Vista La Cumbre, Coxititla, Moxala, Ocotempa, Oxtotitla, Poxcautla, Santa Cruz y Xalxocotla).
2020	Electrificación de 216 viviendas, de 19 localidades de 3 municipios.
2021	Conclusión del Proyecto, beneficiando a un promedio de 864 habitantes de 19 localidades pertenecientes a los municipios de Zongolica, Tequila y Mixtla de Altamirano del Estado de Veracruz.

CENTRAL NUCLEAR LAGUNA VERDE

Principales Objetivos y Resultados 2021

Para atender recomendaciones emitidas por los Organismos Nucleares Internacionales que inspeccionan la operación de las instalaciones nucleares de la CFE, tales como el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), de la Organización de las Naciones Unidas, y la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO por sus siglas en inglés), en abril de 2021 fue creada la Coordinación Corporativa Nuclear, con línea de reporte al Director General de la CFE.

El Principal Objetivo de la Coordinación Corporativa Nuclear es mantener la Operación segura y confiable de las unidades generadoras de la Central Laguna Verde para contribuir con la CFE al desarrollo y bienestar del país para la entrega de energía segura y confiable al Sistema Eléctrico Nacional.

La Coordinación Corporativa Nuclear considera como su mayor prioridad la seguridad y la Confiabilidad de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, consciente de que es una tecnología compleja continúa reforzando sus políticas, estándares de seguridad y trabajando en la gestión de riesgos para mitigarlos evitando su materialización; se revisa periódicamente el desempeño de la central definiendo e implementado acciones que resuelvan las áreas de mejora con el fin de alcanzar los resultados y compararse con las centrales con el mejor desempeño de la industria nuclear.

Con el propósito de mejorar el desempeño de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, para garantizar la operación segura y confiable, se cuenta con un Plan de Excelencia, el cual contiene acciones diseñadas bajo 3 ejes rectores: Personas, Procesos y Equipos, tiene como propósito mejorar el desempeño integral, para garantizar la operación segura y confiable. El principal énfasis está en los comportamientos de los profesionales nucleares que laboran en la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde con un enfoque en la confiabilidad de los equipos de la planta.

La Unidad Generadora Uno, inició el año 2021 con normalidad su ciclo operativo número 21, salió de línea el día 20 de enero debido a un paro automático por actuación de las protecciones eléctricas del transformador normal de auxiliares por degradación en los cables de circuitos de protección, la unidad permaneció fuera de línea para reemplazar dos instrumentos nucleares de monitorio neutrónico (SRNM's E y G), situación que se aprovechó para realizar de forma adelantada el mantenimiento que se tenía programado por cuatro días en el mes de marzo. La unidad se sincronizó el 19 de febrero y se mantuvo en línea de manera ininterrumpida el resto del año; la salida de línea mencionada representó una indisponibilidad de 505.4 GWh en el rubro de falla. En el 2021 la Unidad entregó al Sistema Interconectado Nacional (SIN) 6,164.5 GWh y al término del 2021 durante el ciclo operativo 21, entregó 7,803.3 GWh, a partir del mes de febrero la U1 logró superar todas sus metas mensuales de energía neta.

La Unidad Dos inició el 2021 fuera de línea por mantenimiento programado y recarga de combustible nuclear, a partir del día 02 de enero inició la extensión del mantenimiento, el cual se prolongó hasta el día 02 de febrero en que se sincronizó la unidad a la red eléctrica nacional iniciando su ciclo operativo número 18; la causa de la extensión del mantenimiento es atribuible a trabajos realizados de mala calidad por el prestador de servicios .

Se presentaron durante el año 2021 cuatro salidas de línea no planeadas en los meses de mayo, junio, julio y octubre, con una indisponibilidad total de 483 GWh.

De las cuatro salidas de línea mencionadas, las de mayor impacto fueron las de julio con una indisponibilidad de 160 GWh debida a revisiones necesarias en el equipo de enfriamiento de la contención primaria, para la cual se implementó como estrategia colocar equipos temporales. Con esto fue posible evitar tener la unidad generadora fuera de línea por aproximadamente 3 meses.

La salida de línea de octubre fue de una indisponibilidad de 227 GWh debido a alta temperatura y vibración.

La Unidad Dos cumplió sus metas mensuales de energía neta hasta el mes de mayo, a partir del mes de junio, se incumplió con dichas metas el resto del año 2021.

La energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) representó un volumen de energía neta nacional de 11,606 GWh equivalente al 5.28% del total de la energía inyectada en la red en el año 2021, incluyendo todos los participantes del mercado.

Logros relevantes

- **Factor de Disponibilidad Propia.** La Central Laguna Verde entregó al país 11,605.5 GWh de energía eléctrica para el servicio público, generada de forma segura para los trabajadores, la población y el medio ambiente, a partir de un factor de Disponibilidad Propia de 85.74%.
- **Récord de Operación Continua en la Unidad Generadora Uno.** Al 31 diciembre del año 2021 la Unidad Generadora alcanzó en su ciclo operativo número 21, 315 días en línea de operación de manera ininterrumpida.
- **Conclusión de Instalación de Almacenamiento de Combustible.** Se tiene en fase operativa la Instalación Independiente para el Almacenamiento en Seco de Combustible Nuclear "Independent Spent Fuel Storage Installation (ISFSI)", que permite extender la capacidad de almacenamiento de ensambles de combustible y alargar el tiempo de operación de ambas unidades. Dicha instalación cuenta con capacidad para almacenar la totalidad de ensambles de combustible que se generen durante 60 años de operación comercial de la Central.

En 2021, la Central tuvo una generación bruta de 11,923 Gigawatts hora, 6.7% más que en 2020.

Cuadros con información mensual y comparativos en Anexo Estadístico: Central Laguna Verde Generación 2020-2021

La producción anual de energía de la Central Laguna Verde está basada principalmente en las horas que permanezca operando a plena potencia durante el año a evaluar; en el año 2020 se programaron salidas por mantenimiento y recarga de combustible, por lo anterior la energía producida en el año 2021 es mayor la energía entregada a la red nacional.

Mantenimiento 2021

La Central Laguna Verde solo realizó un mantenimiento programado en la U1 con duración de cuatro días y fue considerado para el mes de marzo, sin embargo, debido al paro automático ocurrido el 20 de enero fue adelantado para realizarse en este mes. Este mantenimiento no implicó extensión en el 2021.

El programa consideró el mantenimiento extendido de la unidad dos hasta el 02 de febrero, la pérdida real por mantenimiento extendido fue de 612 GWh.

Principales Indicadores Operativos

No.	Indicador	Unidad de Medida	Tendencia Favorable	Cierre 2020	Metas Operativas Acumuladas 2021				Meta 2021 a dic.	Real 2021 a dic.	Real vs Meta
					1° Trimestre	2° Trimestre	3° Trimestre	4° Trimestre			
1	Adición Programada de Capacidad	MW	⬆️	0	0	0	0	0	0	0	100.00 %
2	Factor de Planta	%	⬆️	79.14	58.38	78.28	84.92	88.22	88.22	84.64	95.95 % Ref. 1
3	Generación Neta	GWh	⬆️	10,864	1,943	5,228	8,550	11,874	11,874	11,606	97.74 % Ref. 2
4	Eficiencia Térmica Neta (todas las unidades)	%	⬆️	33.30	33.21	32.86	32.71	32.75	32.75	33.43	102.07 %
5	Emissiones de CO ₂ por MWh	t/MWh	⬇️	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	100.00 %
6	Disponibilidad Propia	%	⬆️	83.76	58.57	78.58	85.26	88.57	88.57	85.74	96.81 % Ref. 3
7	Indisponibilidad por Fallas más Decremento	%	⬇️	3.25	18.80	10.17	7.29	5.86	5.86	9.04	45.78 % Ref. 4
8	Indisponibilidad por Causa Externa	%	⬇️	2.66	0.20	0.30	0.33	0.35	0.35	0.17	150.11 % Ref. 5
9	Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido ¹	%	⬇️	2.25	17.74	8.82	5.85	4.37	4.37	4.344	100.71 %
10	Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas	%	⬆️	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00 %

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones de la Comisión Federal de Electricidad, con base en información de la UN CN Laguna Verde.

Los valores en la tabla no muestran todos los decimales, por lo que se pueden presentar variaciones en el porcentaje de cumplimiento.

¹ Se refiere al margen de aceptación correspondiente al 2.5% de la meta de Indisponibilidad por Mantenimiento Programado, relativa al Programa de Mantenimientos 2021.

Referencias

Ref. 1 - Factor de Planta: Cumple con margen la meta de 88.22%, al obtener un resultado de 84.64% y un cumplimiento del 95.95%. La desviación se debe principalmente por la salida del 15 de julio de la U2, conforme a lo requerido por las Especificaciones Técnicas de Operación (ETOs) por alta temperatura en la contención primaria del edificio del reactor; el tiempo fuera de línea fue de 8.3 días con una energía bruta indisponible de 160.2 GWh. Así mismo, en el periodo del 10 al 22 de octubre, operó a baja potencia (75%) (64.14 GWh de energía pérdida) y quedando fuera de servicio a partir del día 22 de octubre hasta el día 03 de noviembre, debido a alta temperatura en chumacera y alta vibración en turbobomba "A" de agua de alimentación del reactor, con una pérdida acumulada de 227 GWh, volviendo a operar en decremento, por la misma causa, durante los meses de noviembre y diciembre, con una pérdida de 73.6 GWh.

Ref. 2 - Generación Neta: Cumple con margen la meta de 11,874 GWh, al obtener un resultado de 11,606 GWh y un cumplimiento del 97.74%. La desviación se debe principalmente a los eventos descritos en el indicador de Factor de Planta, principalmente por los decrementos y salida de la U2, debido a alta temperatura en chumacera y alta vibración en turbobomba "A" de agua de alimentación del reactor, impactando al final del año con una energía neta de 506 GWh. Mientras que la U1, presentó un balance positivo, con un resultado mayor a su meta de 237.3 GWh, resultando a nivel central una menor generación con respecto a la meta de 268 GWh.

Ref. 3 - Disponibilidad Propia: No cumple la meta de 88.57%, al obtener un resultado de 85.74% y un cumplimiento del 96.81%. La desviación se debe principalmente a los eventos descritos en el indicador de Factor de Planta, principalmente por los decrementos y salida de la U2, debido a alta temperatura en chumacera y alta vibración en turbobomba "A" de agua de alimentación del reactor. Los eventos por los que quedó fuera de línea para cumplir con la condición límite de las Especificaciones Técnicas de Operación derivado de lo siguiente:

- 21 de mayo. Por la inoperatividad de ambos trenes de mezclado de Hidrógeno de la contención primaria del edificio del reactor. Esto representó una indisponibilidad de 45.8 GWh.
- 17 de junio. Por la falla de posición de válvula de control de flujo del sistema de recirculación de agua del reactor. Esto representó una indisponibilidad de 50.0 GWh.
- 15 de julio. Por falla de equipo de enfriamiento que generó alta temperatura en la contención primaria del edificio del reactor. Esto representó una indisponibilidad de 160.2 GWh.
- 22 de octubre. Por alta temperatura y vibración en chumacera de turbobomba "A" de agua de alimentación del reactor. Indisponibilidad de 227 GWh.

En el balance de indisponibilidades como central para el periodo enero-diciembre se afecta al indicador con una desviación de 397.8 GWh respecto a la meta acumulada. Los rubros de mayor importancia como central en el periodo reportado son el de Mantenimiento Programado con un balance positivo de 50.4 GWh y el de Falla con un balance negativo de 361 GWh respecto a sus metas.

Acciones de mitigación:

- ✓ Aumentar la confiabilidad de equipos de la central generadora, disminuyendo fallas en componentes críticos que han ocasionado paros y decrementos. Adicionalmente está en proceso la revisión de la MARO donde se establecerán acciones específicas para mitigar los riesgos que se materialicen en paros y derrateos.

Ref. 4 - Indisponibilidad por Falla más Decremento: No cumple la meta de 5.86%, al obtener un resultado de 9.04%, y un cumplimiento del 45.78%. La desviación para este indicador es debida a las referenciadas mencionadas en el indicador de Factor de Planta y Disponibilidad Propia.

Acciones de mitigación:

- ✓ Aumentar la confiabilidad de equipos de la central generadora, disminuyendo fallas en componentes críticos que han ocasionado paros y decrementos. Adicionalmente está en proceso la revisión de la MARO donde se establecerán acciones específicas para mitigar los riesgos que se materialicen en paros y derrateos.

ACTIVIDADES GEOTÉRMICAS

La CFE realiza actividades sobre energías renovables a través de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) la cual impulsa el desarrollo de proyectos de exploración y explotación de recursos geotérmicos, eólicos, solares y de otras fuentes de energía renovable no convencionales, fortaleciendo el proceso de generación eléctrica de la CFE y contribuyendo al desarrollo sustentable del país, generando valor económico y rentabilidad al Estado Mexicano. Dentro de las actividades más importantes se describen las siguientes:

Dirigir la planeación, operación y mantenimiento de los campos geotérmicos para asegurar el suministro de vapor requerido por las centrales geotermoeléctricas en operación conforme a los programas y metas establecidas.

Dirigir las actividades de ingeniería y diseño de los proyectos geotérmicos, eólicos, solares y de otras fuentes de energía renovable no convencionales, de acuerdo con los esquemas de contratación definidos por el Consejo de Administración de la CFE, para garantizar su viabilidad económica y su ejecución en tiempo y forma.

Dirigir la planeación, ingeniería, diseño y ejecución de obras de perforación y reparación de pozos e instalaciones superficiales, para asegurar el suministro de vapor a las centrales geotermoeléctricas.

Dirigir el desarrollo de los proyectos para el aprovechamiento integral de los subproductos y de los usos no eléctricos del proceso geotérmico.

Aspectos Relevantes de 2021

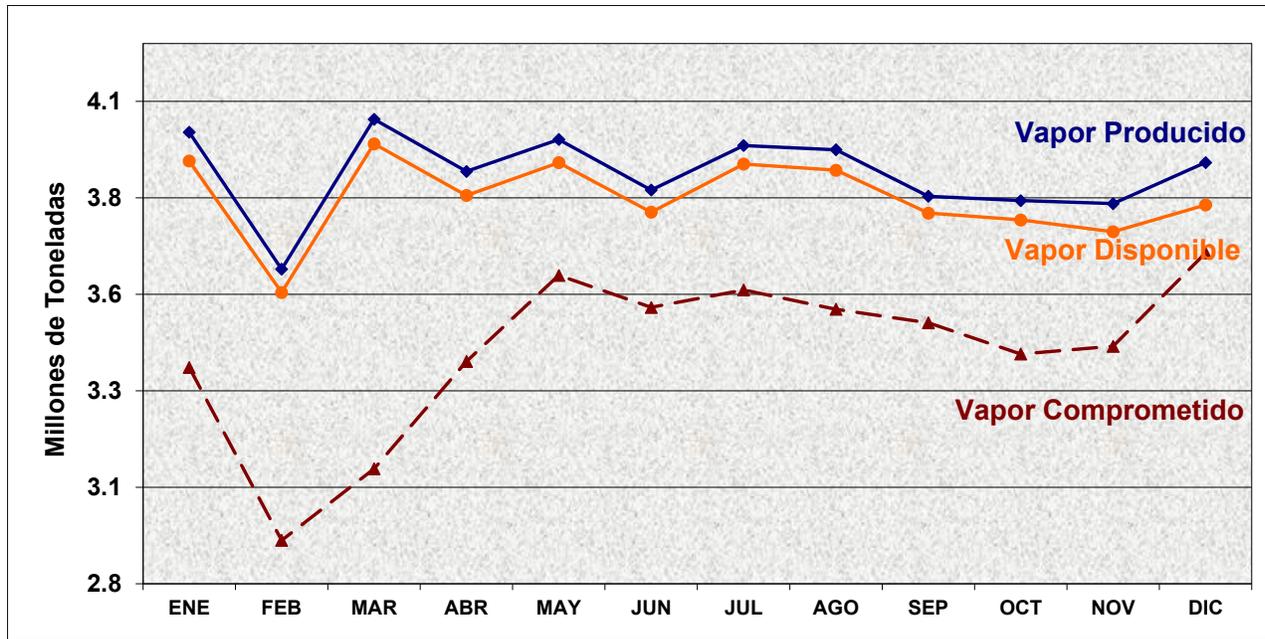
El objetivo principal de la Gerencia es asegurar el aprovechamiento sustentable de los recursos geotérmicos, eólicos, solares y de otras fuentes de energía renovable no convencionales, a fin de generar energía eléctrica para la CFE mediante el desarrollo de proyectos en áreas susceptibles del país, y contribuir al fortalecimiento de la soberanía energética, reducción de emisión de gases de efecto invernadero y equidad social en nuestro país.

De este objetivo principal se desprenden los siguientes objetivos particulares:

1.- Asegurar el suministro de vapor requerido por las centrales geotermoeléctricas en operación. - Se refiere a la operación y mantenimiento de los campos geotérmicos, así como dirigir la planeación para el suministro de vapor en la cantidad y condiciones del fluido, conforme a los programas y metas establecidas para la operación de las centrales.

2.- Desarrollo de nuevos proyectos de generación comercial a base de energías renovables. - Este objetivo comprende la planeación y dirección en la exploración y explotación eficiente de los recursos energéticos renovables, para el desarrollo de proyectos geotérmicos, eólicos, solares y de otras fuentes renovables no convencionales, fortaleciendo el proceso de generación de energía eléctrica de la CFE.

Con respecto a los resultados del suministro de vapor geotérmico, a continuación, se indica un gráfico en el cual se observa el cumplimiento mes con mes del vapor entregado con respecto al vapor comprometido durante el ejercicio 2021.



Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable

El desarrollo de proyectos de energía renovable, una vez determinado el recurso y la selección de sitio potencial, se procede con la ingeniería básica y diseño, determinando los estudios de factibilidad tanto técnica como económica de cada uno de los proyectos geotérmicos, eólicos, solares y de otras fuentes de energía renovable.

Al respecto, la GPG ha promovido la inscripción en el Mecanismo de Planeación de varios proyectos de energía renovable, los cuales se mencionan a continuación:

- CG Sustitución Unidad 5 Cerro Prieto
- CG Ciclo Binario Santa Rosalía
- CFV Santa Rosalía II
- CFV Cerro Prieto II

Los cuales corresponden a cuatro proyectos prioritarios con energía geotérmica y fotovoltaica, para una capacidad de 203 MW, que se encuentran alineados con los objetivos estratégicos de la CFE en materia de generación, energías limpias y sustentabilidad, principalmente.

Actividades de exploración

En Octubre de 2015 y una vez que la CFE acreditó ante la SENER reunir los requisitos señalados por el Artículo 13 de la Ley de Energía Geotérmica (LEG), así como los establecidos en los numerales 10, 11, 12, 30, 33 párrafo segundo del Transitorio Segundo de su Reglamento, para la obtención de 13 permisos de exploración geotérmica, la SENER otorgó a la CFE el permiso para realizar actividades de exploración por un periodo de 3 años en 13 áreas geotérmicas, dentro de las cuales 3 de ellas están sujetas a la realización de una consulta libre e informada a los pueblos y comunidades indígenas.

Durante 2021 se realizaron actividades de exploración en 9 áreas geotérmicas, parte de dichas actividades fueron estudios geofísicos en las áreas geotérmicas de San Marcos, Ixtlán de Los Hervores y Araró-Simirao, obras civiles en el área geotérmica "Los Negritos", además de arrendamiento de predios en las áreas geotérmicas: Cerritos, San Marcos, Los Negritos y

Acocolco, también se revisó la información geocientífica de las áreas geotérmicas: La Soledad, El Molote y Lago de Cuitzeo para replantear los objetivos estructurales de dichas áreas y definir nuevas propuestas de ubicación de pozos exploratorios con fines de producción.

También se presentaron en tiempo y forma ante la SENER los informes de avance y demás requisitos para conservar vigentes dichos permisos de exploración.

De igual manera, se obtuvo de la SENER la modificación del cronograma de trabajo financiero y programas de desarrollo de las áreas geotérmicas: Cerritos, El Molote, La Soledad, San Marcos, Los Negritos, Ixtlán de Los Hervores, Lago de Cuitzeo y Araró-Simirao, con lo cual se garantiza la vigencia de los permisos de dichas áreas hasta el año 2025. El área geotérmica Acocolco, tiene una vigencia hasta el año 2024.

Indicadores Operativos

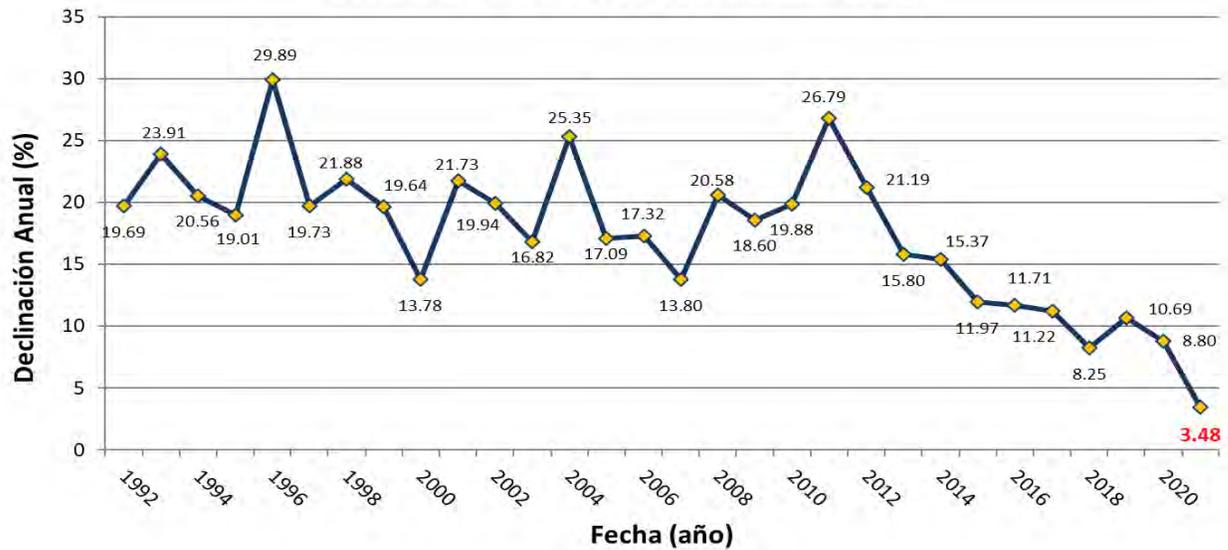
Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. Capacidad en el Suministro de Vapor [CSV] (%)	76.97	73.78	71.61	-3.19 (pp)	-2.17 (pp)
2. Indisponibilidad por decremento en el Suministro de Vapor [IDSV](%)	0.18	0.16	0.30	-0.02 (pp)	0.14 (pp)
3. Aprovechamiento del Vapor Geotérmico [AVG] (%)	98.28	98.29	98.37	0.01 (pp)	0.08 (pp)
4. Conductividad eléctrica [CE] ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	123.97	133.60	129.19	0.08	-3.30
5. Contenido de Gases [CG] (%)	1.84	1.88	1.84	0.04 (pp)	-0.04 (pp)
6. Producción de Vapor por Trabajador [PVT] (t/h por trabajador)	7.48	6.94	7.29	-7.22	5.04
7. Costo Unitario Total de Vapor [CUTV] (\$/t)	45.20	48.93	45.04	8.25	-7.95
8. Capacitación en Puesto Inmediato Superior [CAPP] (%)	90.35	88.68	87.18	-1.67 (pp)	-1.50 (pp)
9. Cantidad de Accidentes Operativos [CAO] (No.)	3	2	2	33.33	0.00
10. Cantidad de Días Perdidos [CDP] (No.)	52	20	247	-61.54	1135.00

Logros relevantes del año 2021

1.- Abatimiento de la declinación del Campo Geotérmico Cerro Prieto.

Se estabilizó la producción del Campo Geotérmico de Cerro Prieto, obteniendo el porcentaje de declinación de la producción más bajo en la historia del campo a diciembre de 2021 del 3.48%. (máximo histórico: 29.89%; declinación al cierre de 2020: 8.8%). El beneficio obtenido es continuar con el aprovechamiento de aproximadamente 168 t/h en comparación con el año 2020 lo que representa una generación de 19 MWh (consumo específico de 8.5 t/MWh).

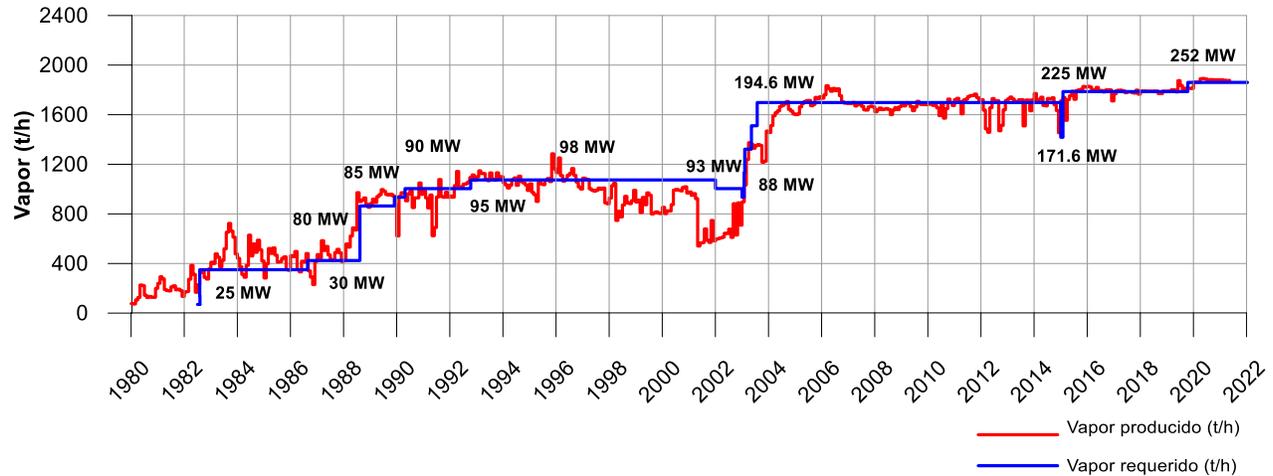
DECLINACIÓN HISTÓRICA C.G. CERRO PRIETO B.C



Declinación Histórica de producción de vapor en el C.G. Cerro Prieto

2.- Suministro de vapor en el Campo Geotérmico Los Azufres.

Se dispuso del vapor requerido en cantidad y condiciones de fluido para la operación de las unidades de la Central, cuya capacidad instalada o de placa en 2021 fue de 252.36 MW lo anterior, sin requerir perforación de nuevos pozos en los últimos 5 años, mediante el uso más eficiente del vapor geotérmico, así como la sustitución de tecnología a contrapresión por unidades de condensación, además de implementar mejores prácticas en la operación del campo.



Producción de vapor histórica y capacidad instalada en el C.G. Los Azufres.

3.- Participación en la ingeniería básica para el Proyecto CFV Puerto Peñasco.

Aprovechando las capacidades específicas del área de Geotermia, y su experiencia en proyectos de energía renovable, participó en el diseño del proyecto de generación fotovoltaica a instalarse en Puerto Peñasco, Sonora, el cual se alinea con los objetivos estratégicos de la empresa, en cuanto a mantener la participación mayoritaria de la CFE en la generación eléctrica a nivel

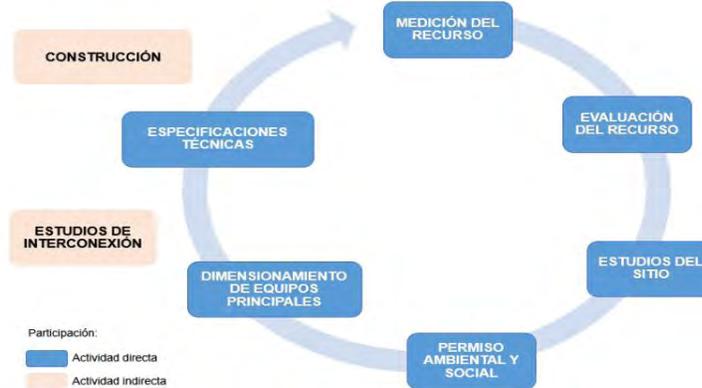
nacional, contribuir al desarrollo sustentable y a reducir la emisión de gases de efecto invernadero, principalmente.

Este importante proyecto de energía renovable tendrá una capacidad total de 1,000 MW en corriente alterna que se interconectará a través de líneas de transmisión al Sistema Eléctrico Nacional, y se construirá en cuatro fases conforme se indica a continuación:

Nombre	Capacidad
C.F.V. Puerto Peñasco, Fase I	120 MW
C.F.V. Puerto Peñasco, Fase II	300 MW
C.F.V. Puerto Peñasco, Fase III	300 MW
C.F.V. Puerto Peñasco, Fase IV	280 MW

La CFE dentro de su Plan de Negocios 2022-2026 tiene programado el desarrollo de este proyecto fotovoltaico en la categoría de “Proyectos no presupuestales”, a financiarse a través del Fideicomiso de Energías Limpias (FIEL), el cual considera que el 75% del financiamiento proviene de Agencias de Crédito a la Exportación y el 25% de la Banca de Desarrollo.

En el desarrollo del proyecto CFV Puerto Peñasco, en sus diversas fases, están participando varias áreas especializadas de la CFE, todas ellas siendo coordinadas por la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE) por encargo de la alta dirección, entre éstas se destaca la participación de la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO). En este sentido, la DCO instruyó a la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos para que realizará la ingeniería básica correspondiente a la componente de la central, para ello la GPG definió las actividades principales que se ilustran a continuación:



El cumplimiento satisfactorio de estas actividades principales por parte de esta Gerencia ha permitido lograr parte de los avances que hasta el momento reporta este proyecto, particularmente para las fases I y II, destacando la conclusión de los estudios del sitio, la elaboración de especificaciones técnicas y el trámite de los permisos ambiental y social.

La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos seguirá participando en el desarrollo de este importante proyecto de energía renovable con todo el compromiso y responsabilidad, dado el capital humano especializado con que cuenta, a fin de contribuir en los objetivos y metas de la CFE.

ENERGÉTICOS

La experiencia de la CFE le permite ampliar su horizonte como institución que vela por la seguridad y la soberanía energéticas del país.

Es por ello que incluye entre sus objetivos la consolidación como una empresa pública de energía, que vaya más allá del sector eléctrico, incursionando en las ramas económicas que hacen posible la producción de electricidad y además obtener más recursos y utilidades que apuntalen su fortaleza financiera para seguir operando e invirtiendo en beneficio de México.

Un evento extraordinario volvió a poner en primer lugar la prioridad de que la CFE logre y conserve capacidades para interactuar en los mercados de energía, en sentido amplio.

Crisis por escasez de gas en Texas

En febrero de 2021, se formó un gigantesco fenómeno meteorológico de bajas temperaturas conocido como “vórtice polar”, que cubrió gran parte del territorio de los Estados Unidos, originando las temperaturas más bajas registradas en los últimos años en varios estados de la Unión Americana. Frente a este fenómeno climatológico, las energías renovables, principalmente eólica y fotovoltaica, salieron de operación en algunas zonas de Texas, con lo que se incrementó la demanda de gas natural en un volumen equivalente a todo el consumo de México.

Esta situación provocó un incremento repentino y de gran magnitud del consumo de gas en hogares y establecimientos, debido al uso intensivo de la calefacción, y en la generación eléctrica.

De manera paralela, Texas, quien es el mayor productor de gas natural de los Estados Unidos, disminuyó abruptamente la extracción de este combustible por congelamiento en la salida de los pozos y restricciones en las instalaciones de transporte de gas natural. Ambos elementos, llevaron a la presencia de apagones en el suministro eléctrico, afectando a 5 millones de clientes en Texas.

La disminución abrupta de la extracción de gas natural por congelamiento en la salida de los pozos fue de suma relevancia para México, toda vez que se depende en un 60% del gas natural de USA para la producción de energía eléctrica. Como consecuencia, la situación en Texas provocó recortes del rango del 50% del gas importado e incrementos de los precios en rangos superiores a 3 mil por ciento. Los momentos de mayor afectación y volatilidad se presentaron, entre el 12 y el 24 de febrero de 2021.

Al detectarse las restricciones en el suministro de gas natural a México, **la CFE inició diversas acciones con la finalidad de mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el país.** Entre las principales acciones destacaron:

En la madrugada del 12 de febrero CFEnergía informó a la Dirección Corporativa de Operaciones y a las EPS de Generación, los efectos de las condiciones climáticas extremas en Estados Unidos en el suministro de gas natural hacia México destacándose que:

- El gobernador de Texas decretó un estado de desastre en todo el territorio, debido al impacto de las condiciones climáticas extremas. Entre las medidas estuvo la restricción por decreto de las exportaciones de gas, ya que la mayor parte del energético de Estados Unidos se estaba destinando para el consumo interno de ese país, limitando su disponibilidad hacia México.
- El gas natural que podría ser importado a México era escaso y presentaba precios exorbitantes, en algunos casos por encima de los 100 USD/MMBTU.
- No existía certidumbre sobre la disponibilidad de gas y su mercado presentaba una volatilidad sin precedentes.

Como consecuencia de las comunicaciones de CF Energía, cada empresa de Generación de la CFE notificó al CENACE la alerta en mercados de gas natural y el surgimiento de condiciones que llevarían a un inminente Estado Operativo de Alerta. A raíz de las acciones ejecutadas por la CFE y sus empresas, el CENACE emitió una declaratoria de alerta el sábado 13 de febrero.

Desde el 14 de febrero, las centrales eléctricas privadas de ciclo combinado que utilizan este combustible, dejaron de operar ante el incremento en los precios de gas natural.

El 15 de febrero el CENACE notificó el estado operativo de emergencia en el Sistema Interconectado Nacional ante la indisponibilidad de suministro de gas natural, así como la salida de centrales eléctricas de generación y la pérdida de algunos elementos de la Red Nacional de Transmisión en el norte y noreste del país, por las bajas temperaturas.

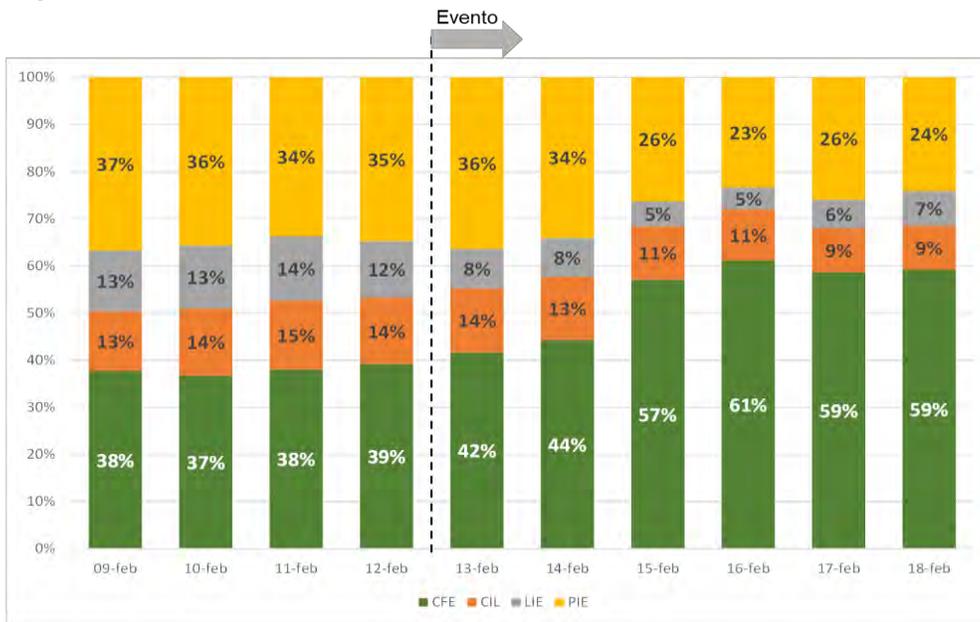
Los eventos causaron un desbalance entre la carga y la generación en el norte y noreste del país provocando una afectación de 6,524 MW, originando cortes en el suministro de energía eléctrica a 4.7 millones de usuarios en los Estados de Sinaloa, Sonora, Chihuahua, Coahuila y Nuevo León.

Por su parte, **la CFE a diferencia de los generadores privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México** lo que significó un costo de 43.7 mil millones de pesos (MDP), sólo a nivel operativo de corto plazo.

En los análisis generados se resalta que el déficit de generación en las regiones del norte y noreste fue compensado principalmente con generación de la CFE en la región del sur (hidroeléctrica, diésel y combustóleo, etc.), lo cual implicó una operación con altos niveles de transferencia de energía en los enlaces de transmisión de la región del sur a la región del norte.

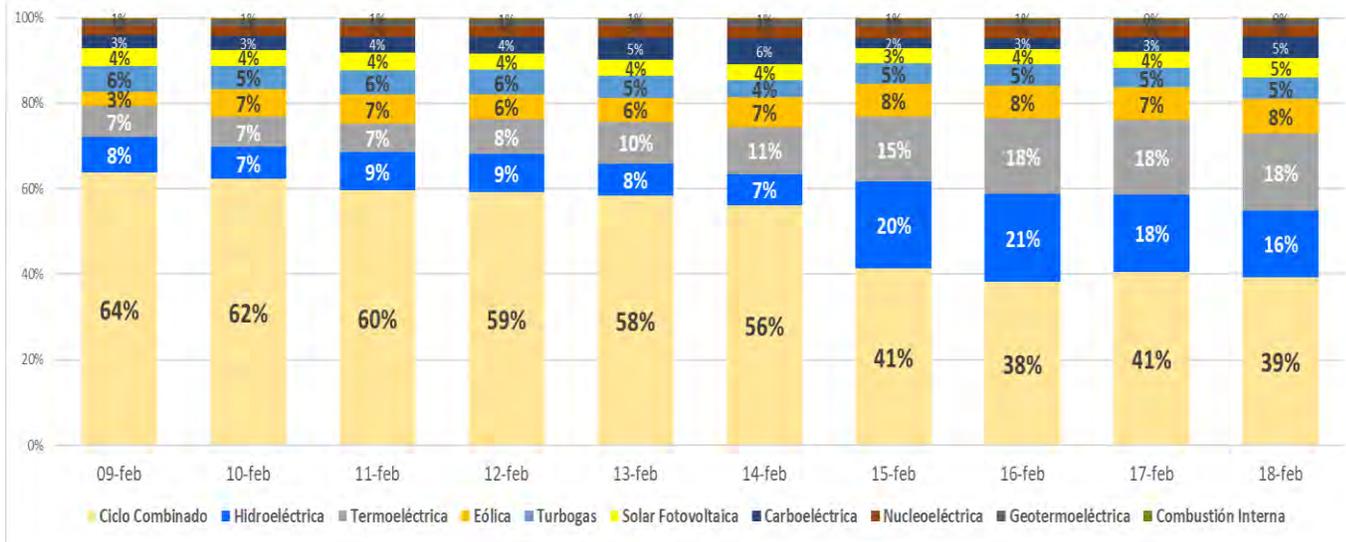
Durante los días más críticos del evento, la CFE incrementó su participación en el Sistema Eléctrico Nacional de un 38% a un 61%, contribuyendo de manera importante en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica y sustituyendo las centrales privadas que dejaron de operar.

Participación de la CFE durante el evento de restricción de Gas suministrado a México



Así mismo, **se resalta la participación de las energías limpias, sobre todo hidroeléctricas, en la recuperación de la carga**, donde la energía inyectada al Sistema durante los días críticos del evento fue del orden del 36%. Las hidroeléctricas duplicaron su generación para hacer frente a la

contingencia, con lo cual casi triplicaron su participación en la producción de electricidad, pasando de niveles de 8% niveles de hasta 21%. La participación de las hidroeléctricas de la CFE fue determinante para contener la emergencia.



Las Centrales Hidroeléctricas de todo el país incrementaron su generación máxima previa al evento de 67,000 GWh a un máximo de 135,000 GWh, es decir, 68,000 GWh más.

El papel que jugó la CFE de rector y eje de la confiabilidad del sistema fue crucial, en contraste con agentes económicos privados que priorizaban la especulación y las ganancias.

En 72 horas, La CFE, en coordinación con el CENACE logró resolver la crisis originada por falta de suministro de gas de importación a México, restableciendo el 100% el suministro eléctrico a los usuarios afectados.

Lo anterior, es una muestra de que a pesar de todos los retos a los que se enfrenta la CFE a lo largo de los años, a la disminución de sus capacidades en los últimos años, por parte de administraciones previas, y gracias al gran compromiso de su personal experto y altamente capacitado, es capaz de velar por el restablecimiento del servicio de energía eléctrica, en el menor tiempo posible, anteponiendo el interés de los mexicanos.

CFE INTERNATIONAL

EMPRESA FILIAL DE PROCURA DE ENERGÉTICOS

Introducción

CFE International es una filial de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual tiene como finalidad competir en el mercado abierto de energéticos en Estados Unidos asegurando precios competitivos de gas natural y ofreciendo a México las mejores condiciones para la adquisición de dicho combustible. Las actividades comerciales de esta filial se ubican en dos regiones de los Estados Unidos: el Sur y el Oeste de Texas, mientras que el 75% de sus operaciones comerciales las realiza con CFenergía, filial de la CFE, colaborando en el suministro eficiente a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación.

En este contexto, CFE International atiende actividades previstas como parte del objeto público de la CFE, enumeradas en la fracción II del artículo 5º de la Ley de la CFE, relativo a la “importación, exportación, transporte, almacenamiento, compra y venta de gas natural, carbón y cualquier otro combustible”. Asimismo, de conformidad con el Contrato de Sociedad de Responsabilidad Limitada, CFE International puede realizar actividades comerciales que generen valor, como la compra y venta de insumos energéticos, optimización y administración de activos o capacidad de transporte, almacenamiento de gas natural y otros combustibles, o la prestación de servicios de consultoría y supervisión especializada en proyectos de infraestructura energética, acciones relacionadas con su objeto principal.

Principales Operaciones

SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Durante la presente administración, CFE ha priorizado el suministro de gas natural para la generación eléctrica debido a que resulta ser uno de los combustibles fósiles menos contaminantes, más económicos y eficientes en comparación con el combustóleo, el carbón y el diésel. Aunado a ello, debido a la caída de los niveles de producción nacional en los últimos 10 años y el aumento en la demanda, se han incrementado las exportaciones de gas natural de Estados Unidos a México.

CFE International vendió a CFenergía el equivalente a 2,515 Millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2020, mientras que para 2021 este volumen pasó a 3,306 MMpcd, satisfaciendo la demanda nacional a partir de un portafolio diversificado de suministro, respondiendo a las necesidades de generación de electricidad en México, así como la demanda creciente de terceros en México captada por su filial hermana, CFenergía.

El gas importado desde los Estados Unidos proviene del estado de Texas, de las regiones Sur y Oeste, de contratos establecidos desde la anterior administración Federal y de compra en el mercado *spot* para el balanceo del portafolio. Para el gas natural proveniente del Sur de Texas, CFE International incrementó sus exportaciones a México pasando de un total de 1,786 MMpcd en 2020 a 2,032 MMpcd en 2021. En el caso del Oeste de Texas, CFE International incrementó su compra pasando de un total de 728 MMpcd en 2020 a 1,274 MMpcd para 2021.

Con este volumen ha sido posible suministrar al 100% de las necesidades de gas natural para las regiones del noroeste, noreste, centro, sur y sureste de México.

Cuadro 1. Incremento de volumen de adquisición de molécula de gas natural en MMpcd | 2020-2021.

Región	Cifras (Datos observados)		Variaciones
	2020	2021	2020 a 2021
Sur de Texas	1,786	2,032	246
Oeste de Texas	728	1,274	546
Total	2,515	3,306	791

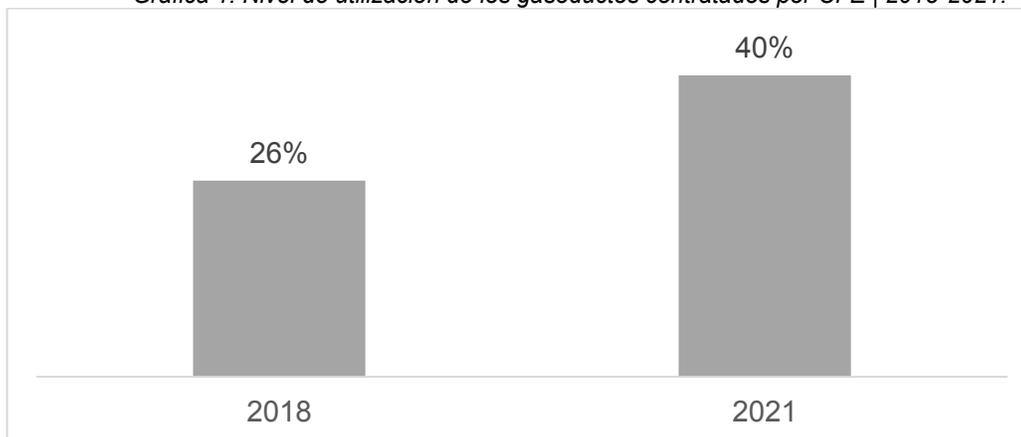
Fuente: CFE International

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Durante la administración pasada, además de contratos de molécula a largo plazo se llevaron a cabo contratos de transporte de gas natural que no correspondían a las necesidades del parque de generación de CFE. La Dirección anterior de CFE International, con diversas áreas del Corporativo CFE adquirieron un exceso de transporte de gas natural -que junto con el desbalance en la molécula en el sur y en el oeste de Texas y opciones financieras (futuros, *basis*, *index swap*)- planteaban la realización de un negocio que, anclado con los recursos de CFE, no respondían a las necesidades de suministro de gas natural en México, sino a las de un modelo extractivo de recursos a favor de grandes corporaciones de gas y transporte de gas en los Estados Unidos. Cuando es aprobada la nueva política de contratación de deuda y emisión de instrumentos financieros en octubre de 2018, con la finalidad de evitar que una empresa dedicada a garantizar el suministro físico de gas natural a las empresas de generación de la CFE se convierta en una entidad especulativa, el problema de origen referente al exceso de reserva de capacidad contratada (transporte de gas natural) se convirtió automáticamente en un pasivo, es decir, un costo hundido para la CFE.

La administración actual de CFE International, bajo la directriz de la CFE, teniendo como objetivo primordial el suministro para la generación de electricidad en México, ha optimizado la utilización de sus contratos de transporte de gas natural. La consolidación de compras de las generadoras de CFE en México a CFenergía, así como la implementación de un plan de comercialización con terceros, ha permitido incrementar la capacidad utilizada de la red de gasoductos contratada. De 2018 a 2021, se incrementó la capacidad utilizada de transporte en Estados Unidos en 14 puntos porcentuales, al pasar de 26% a 40%.

Gráfica 1. Nivel de utilización de los gasoductos contratados por CFE | 2018-2021.



Fuente: CFE International

Rentabilidad de CFE International

Durante 2021 CFE International enfrentó diversas problemáticas vinculadas a un evento de vórtice polar en febrero de ese año. La inusitada alza en los precios de gas natural, que implicó un incremento sustancial en los costos de CFE International, no se trasladó proporcionalmente al Corporativo CFE a través de sus partes relacionadas (CFEnergía-Generadoras). La TC (*Transaction Confirmation*) entre partes relacionadas en materia de comercialización de combustibles de CFE (CFE International-CFEnergía) establece un cobro fijo expresado en centavos de dólar por unidad (MMBtu), lo que implica que independientemente del volumen contratado, así como de los precios de compra de CFE International, CFEnergía siempre tendrá a su disposición un precio de compra equivalente al costo más un cobro fijo por unidad de poder calorífico. Ello significa que CFE International privilegió en una situación de crisis el suministro físico de gas natural como principal combustible para la generación de electricidad y el desarrollo de la industria, al menor costo posible, manteniendo sin cambios el cobro fijo cargado a CFEnergía.

Debido a que esta crisis en el suministro de gas natural implicó cortes, problemas de desbalances y diversas disputas comerciales, CFE International enfrentó gastos operativos inusuales como la facturación por concepto de servicios legales (abogados externos) para la defensa de los intereses comerciales de la empresa y de la CFE. Tan solo estos servicios representaron el 85% del incremento en los gastos de operación. Asimismo, cabe mencionar, que el Corporativo CFE a través del área de Finanzas requirió a CFE International un cobro mayor por el concepto de garantías corporativas, representando éste el 12% del incremento en los gastos de operación.

A pesar de que CFE International registró un mayor volumen en las transacciones y mayores ingresos, también enfrentó mayores costos asociados, dando como resultado una utilidad bruta más elevada que la presentada en el 2020, pero que en términos relativos (tasa de rentabilidad) fue menor (Cuadro 2).

Cuadro 2. Balance de ingresos y costos de CFE International por venta de gas natural 2020 y 2021 | Dólares.

Concepto	2020	% respecto a los ingresos totales	2021	% respecto a los ingresos totales
Ingresos totales	\$ 3,128,606,224	-	\$ 7,788,049,092	-
Costos totales	\$ 2,984,761,504	95.4%	\$ 7,628,287,857	97.9%
Utilidad Bruta	\$ 143,844,719	4.6%	\$ 159,761,235	2.1%
Utilidad de operación	\$ 119,277,007	3.8%	\$ 94,549,700	1.2%
Utilidad neta*	-\$ 16,754,747	-0.5%	-\$ 33,001,428	-0.4%

* La utilidad neta ya reconoce, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), el efecto financiero del pasivo de los gasoductos donde CFE International tiene el equivalente a un arrendamiento financiero.

Fuente: CFE International

Contingencia en Texas y sus repercusiones en México

El vórtice polar de febrero 2021 que afectó de manera histórica al sector energético de los Estados Unidos, especialmente en el Estado de Texas, no solo incrementó los precios de un promedio de 3.50 dólares hasta máximos de 400 dólares por MMBtu, sino que dio lugar a cortes en el suministro con afectaciones durante más de 10 días para las necesidades de generación de electricidad en

México. De un promedio de 3,000 MMBtu por día para la temporada de invierno los cortes en el suministro solo permitieron que la importación máxima a México durante esos días fuera de la mitad (1,500 MMBtu).

Dentro de las repercusiones más importantes para México, además de los cortes en el suministro, está el aumento en el precio de adquisición del gas natural, no solo para el mes de febrero que es cuando se presentó la contingencia sino prácticamente para todo el año, pues los precios promedio de 2021 (6.70 dólares por MMBtu) fueron más altos a los del 2020 (1.55 dólares por MMBtu). Tan solo la facturación de CFE International a CF Energía pasó de 2,015 millones de dólares en 2020 a 5,575 para 2021. Ello implica presiones significativas para mantener la tarifa de electricidad constante en términos reales. El incremento en los costos de adquisición de combustibles, producto de la alta volatilidad en el mercado estadounidense, de la crisis inesperada de febrero de 2021 y del entorno internacional particularmente de las necesidades de gas en Europa, imponen a CFE Corporativo y a sus áreas de Planeación y Finanzas la difícil tarea de elaborar estrategias y alternativas para mitigar riesgos que afecten financieramente a CFE y vulneren la factibilidad de no aumentar los precios de la electricidad.

Logros, renegociaciones y diseño organizacional de CFE International

DISPUTAS DERIVADAS DE LA CONTINGENCIA EN TEXAS

Derivado de la tormenta invernal Uri ocurrida en febrero de 2021, CFE International -al igual que los principales jugadores de la industria de gas natural en Texas- se vio involucrada en diferentes controversias, de las cuales se han logrado resolver de manera exitosa 4 de ellas y las restantes se encuentran en procedimientos arbitrales y procesos de mediación.

RECUPERACIÓN DE RESERVA DE CAPACIDAD (TRANSPORTE)

La recuperación del exceso de capacidad de transporte contratada aumentó de 2020 a 2021 en 10% al pasar de 349 a 384 millones de dólares.

REORGANIZACIÓN DE CFE INTERNATIONAL

Derivado del cambio de visión de la presente administración, cuyo objetivo radica en que la operación de CFE International se realice en apego a los compromisos de eficiencia, combate a la corrupción, transparencia y responsabilidad social acorde a los objetivos de la CFE, se ha llevado a cabo una reorganización de CFE International.

A partir de lo anterior, se determinó la separación de la Dirección Legal y de Cumplimiento para formar dos Direcciones independientes, la Dirección Legal y la Dirección de Cumplimiento de la empresa; lo anterior a fin de separar las actividades de las mismas y otorgar mayor autonomía a la Dirección de Cumplimiento para ejercer sus facultades sobre todas las áreas de la organización, eliminando posibles conflictos de interés.

De igual forma, se creó la Dirección de Asuntos Litigiosos, la cual tiene como objetivo atender los asuntos civiles, penales y administrativos que pudiera tener CFE International como filial de la CFE en México. Es importante señalar que las atribuciones y responsabilidades de la nueva Dirección se encontraban adscritas a la Dirección de Cumplimiento.

FORTALECIMIENTO DE LAS ACCIONES QUE APORTAN SALUD FINANCIERA.

- i. Creación del área de Precios de Transferencia que permite mayor eficiencia y trazabilidad en las transacciones entre partes relacionadas. Ello en línea a la

normatividad existente de precios de transferencia aprobada por el consejo de administración de CFE Corporativo aprobada en 2017. Existe actualmente una mayor eficiencia en la facturación por gastos compartidos con CF Energía, lo que permite, además de cuidar el velo corporativo en un contexto de disputas comerciales en Estados Unidos, mitigar riesgos en materia fiscal (riesgo de no deducibilidad y riesgo de Establecimiento Permanente) y contar con una metodología de cálculo alineada con las disposiciones aplicables en los Estados Unidos.

- ii. Se cuenta con una estrategia financiera para fortalecimiento en el flujo de CFE International, que mitigue las limitaciones propias de falta de liquidez por baja rentabilidad en molécula, debido a contratos desventajosos y un modelo extractivo a favor de empresas privadas. Existe una reducción en los intereses a cargo, terminación de financiamiento con empresas con costos fuera del mercado, incremento en los intereses a favor, capitalización diaria de excedentes de tesorería y descuentos obtenidos por pagos anticipados, tales acciones han permitido un incremento en el flujo financiero en CFE International por casi 2 millones de dólares.

CFENERGÍA

EMPRESA FILIAL DE PROCURA DE ENERGÉTICOS

Introducción

CFEnergía S.A. de C.V. empresa filial de la Comisión Federal de Electricidad ("CFE"), tiene como objeto participar y llevar a cabo actividades de comercialización en el mercado eléctrico, como la importación, exportación, contratación de transporte, almacenamiento, compra y venta de gas natural, carbón y cualquier otro combustible para realizar las actividades principales de comercialización y proveeduría de combustibles necesarios para la generación de electricidad de la CFE, siempre apegándose a los compromisos de eficiencia, combate a la corrupción, transparencia y responsabilidad social acorde a los objetivos de la CFE.

Conforme a ello, CFEnergía trabaja para garantizar la Seguridad Energética contribuyendo a la recuperación de la Soberanía Energética Nacional, para lo cual, en 2021 se emprendieron las siguientes acciones:

- Implementación de la estrategia de comercialización;
- Consolidación de Alianzas Estratégicas;
- Renegociación de contratos de transporte de gas natural y firma de contratos estratégicos;
- Desarrollo de infraestructura en favor de la CFE;
- Mitigación de afectaciones en México por emergencia climática en Texas;

Adicionalmente, con la entrada en operación de nuevos gasoductos, CFEnergía ha trabajado para hacer más eficientes sus operaciones diarias, lo que se ve reflejado en el incremento de los volúmenes operados, la recuperación de costos y la rentabilidad por combustible.

Implementación de la estrategia de comercialización

CFEnergía se ha consolidado como el principal comercializador de gas natural en México, ello ha sido posible gracias a que esta filial ha encaminado sus esfuerzos para fortalecer la comercialización con clientes terceros y maximizar la recuperación de transporte y venta de molécula. Para ello, a finales de 2020 creó la Dirección de Comercialización, la cual en 2021 consolidó la firma de 11 contratos con 6 clientes distintos. De estos contratos, 4 son renegociación y contratos de interconexión. Con algunos de ellos se comenzó el suministro en 2021 y con otros comenzará en 2022. En conjunto representan ingresos anuales del orden de 198 millones de dólares adicionales, mismos que permitirán una mayor recuperación de costos derivados de la excesiva capacidad de transporte de gas natural por gasoducto contratada por las administraciones anteriores.

Consolidación de Alianzas Estratégicas

Con el inicio de la presente administración, se trazó un nuevo rumbo en la política energética nacional y la política de la CFE, con el objetivo de situarla como pilar de desarrollo nacional desde una perspectiva social, impulsando acciones encaminadas a alcanzar la Soberanía Energética y la solución a las múltiples problemáticas referentes al suministro de gas natural en México, así

como para contrarrestar los costos hundidos en los que la CFE incurre por los excedentes de transporte de gas natural y de molécula contratados por las administraciones anteriores.

Como parte de las negociaciones realizadas en 2021 para la reactivación de gasoductos que se encontraban paralizados por problemáticas sociales no resueltas por los transportistas y las anteriores administraciones, se llevan a cabo, por mandato del Consejo de Administración del Corporativo, conversaciones y firmas de acuerdos no vinculantes (Memorándum de Entendimiento) para alcanzar Alianzas Estratégicas con TC Energía y Sempra. El objetivo de la alianza con estas dos corporaciones, además de evitar los arbitrajes y un litigio que paralice el uso óptimo de la infraestructura contratada por la CFE, permitiría a CFE contar con una participación en el mercado de gas natural en México distinta a la que las administraciones anteriores la destinaron: de ser solo contratista de servicios de transporte a ser accionista y con ello contar con propiedad en parte de los activos de infraestructura de transporte de gas natural en el país.

a) TC Energía

CFE y la empresa TC Energía, firmaron un Memorándum de Entendimiento por medio del cual ambas empresas buscarán i) terminar la construcción del gasoducto Tuxpan – Tula, ii) desarrollar un sistema de transporte de gas natural por mar hasta el sureste mexicano y iii) consolidar en un solo contrato los sistemas de gasoductos de TC Energía contratados por la CFE en el centro del país. Con esta alianza, la CFE busca dar soluciones ante la problemática histórica de la falta de suministro de gas natural al sureste mexicano y a la península de Yucatán, mediante la construcción de un sistema marino que irá desde Tuxpan, Veracruz, y se conectará con el gasoducto Mayakan, en los estados de Campeche y Tabasco.

El acuerdo contempla que la CFE a través de ella misma o alguna empresa filial, sea propietaria minoritaria en la empresa Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (TGAS NATURALH), tanto por el reconocimiento a las inversiones realizadas de CFE en el tramo faltante de Tuxpan – Tula, como por el reconocimiento a las acciones intangibles para resolver las problemáticas sociales, antes responsabilidad exclusiva del transportista. Adicionalmente, en un acuerdo sin precedente, la CFE obtendrá una participación accionaria sintética en el nuevo gasoducto marino sin inyección de capital, al ser reconocido que la CFE es quien ancla el negocio de transporte al aportar el 100% de la demanda. A la par de ello, el acuerdo con TC Energía implicará unificar todos los contratos de servicio de transporte de GAS NATURAL celebrados por la administración pasada para la región centro del país en uno solo, generando ahorros en los compromisos de pago.

De concretarse los proyectos considerados en el acuerdo con TC Energía, la CFE contribuirá en brindar confiabilidad al sistema eléctrico, siendo un motor de desarrollo para la península de Yucatán y el sureste de México.

b) Sempra

CFE y la empresa Sempra firmaron un Memorándum de Entendimiento que tiene como objetivo aprovechar los excedentes de gas natural y capacidad de transporte por ductos derivados de los contratos firmados por las administraciones anteriores, incrementando el suministro del combustible a las centrales eléctricas ubicadas en Baja California Sur, y buscando fortalecer la

presencia de CFE en mercados globales de gas natural licuado (GAS NATURAL). El acuerdo tiene como condición indispensable la reanudación de la operación del gasoducto Guaymas-El Oro a través de una nueva ruta que deriva del entendimiento mutuo entre la comunidad Yaqui y la CFE. Ello siempre en apego estricto al derecho de los pueblos y comunidades indígenas yaquis. Asimismo, dentro de la infraestructura a desarrollar en conjunto con Sempra se encuentran una terminal de licuefacción de gas natural en Topolobampo, Sinaloa y una terminal de regasificación de gas natural licuado en La Paz, Baja California Sur.

Renegociación de contratos de transporte de gas natural y firma de contratos estratégicos

En enero de 2021, la CFE renegoció con la empresa Sempra, antes IEnova, las tarifas contractuales crecientes y desventajosas de los gasoductos: i) Ojinaga – El Encino; ii) Sásabe – Guaymas; y iii) San Isidro – Samalayuca, con el objetivo de mantener estabilidad, certidumbre financiera y generar ahorros a la CFE. Esto representó un ahorro de 287 millones de dólares, es decir una reducción de 4.5% de los compromisos de pago de la CFE con respecto al diseño original de los contratos.

Cuadro 1. Ahorros por nivelación de tarifa por gasoducto | Millones de dólares.

Gasoducto	Ahorro
San Isidro - Samalayuca	141
Sásabe - Guaymas	70
Ojinaga - El Encino	77
Total	287

Fuente: Gerencia de análisis cuantitativo de CFEEnergía.

Adicionalmente, en noviembre de 2021 se celebró el Segundo Convenio Modificatorio entre CFE e IEnova Pipelines con respecto a Gasoductos de Chihuahua, con el cual la CFE eliminó el exceso de capacidad contratada en dicho ducto, pasando de 60 MMpcd a 17 MMpcd.

Por otra parte, con el fin de contribuir a la Política Pública de Almacenamiento de gas natural, la Comisión Federal de Electricidad, estableció una estrategia para que, ante interrupciones de suministro de gas natural, el Estado mexicano cuente con inventarios de combustible para la generación de electricidad. En septiembre de 2021, la CFE celebró el Contrato de Almacenamiento en Base Firme con la Terminal de LNG de Altamira (TLA), sin intermediarios como estaba anteriormente, que permitirá contar con 300,000 m³ de gas natural licuado, que potencialmente podría suministrar a 23 centrales de generación en caso de una emergencia. El acuerdo comercial también contempla que, al término del contrato, CFE se quedará con la infraestructura del Sistema de Almacenamiento en la terminal de Altamira, fortaleciendo la infraestructura necesaria para garantizar el suministro de GAS NATURAL para la generación de energía eléctrica. La renegociación sin intermediarios sigas naturalifica un ahorro de hasta 37 millones de dólares anuales para la CFE.

Finalmente, las negociaciones entre la CFE y la empresa transportista Energía Mayakan quien suministra gas natural a la Península de Yucatán, tuvieron los siguientes resultados i) Cesión del gasoducto Mayakan Extensión de PEMEX a CFE, lo cual sigas naturalificó un aumento del 6% en la capacidad reservada por CFE, al obtener la capacidad completa del Tramo Extensión, ii)

Unificación del sistema que consta de tres tramos (Mayakan, Mayakan Extensión y Cuxtal) ; iii) extensión de la vigencia contractual a 2050 con tarifas niveladas, asegurando el suministro futuro a las centrales existentes y a los nuevos proyectos de generación; y iv) establecer una tarifa competitiva, nivelada y unificada por los siguientes 30 años en la red de gasoductos de este sistema, evitando afrontar tarifas reguladas de la CRE, generando certidumbre presupuestal y ahorros para la CFE. El ahorro para la CFE por la renegociación de este contrato es de 1,505.

Cuadro 2. Ahorros para la CFE por acuerdo con Energía Mayakan | Millones de dólares.

Costo con tarifas máximas reguladas por la CRE (a)	Costo con Tarifa Negociada (b)	Ahorro (a-b)
3,682	2,177	1,505

Fuente: CFENERGÍA.

En la sesión del 13 de julio de 2021 del Consejo de Administración de la CFE, se dio conocimiento del ahorro total para CFE por la renegociación de estos contratos que es del orden de 2,162 millones de dólares.

Desarrollo de infraestructura en favor de la CFE

CFENERGÍA, por su amplio objeto, por mandato de su Consejo de Administración y con una opinión favorable de la SENER es suministrador de insumos para la generación de electricidad: Combustibles e insumos tales como maquinaria y equipo. CFENERGÍA adquirió, para las necesidades que requiere el suministro de la península de Baja California unidades de generación móviles, mediante el diseño de esquemas de financiamiento para la construcción y desarrollo de nuevas centrales eléctricas:

a) C. TG. Baja California Sur (2 Unidades) y C. TG. La Paz (2 Unidades)

CFENERGÍA convocó el Concurso para la Adquisición de Unidades de Generación Turbogás Aeroderivadas Móviles y para los Servicios Asociados de Instalación, Puesta en Operación y Capacitación. Lo anterior, a partir de los parámetros del artículo 134 Constitucional y con la colaboración de la EPS III, resultando ganador de dicho concurso la empresa General Electric International Operations Company, Inc.

En febrero de 2021 entraron en operación las Unidades Aeroderivadas 07 y 09 de la Central de Combustión Interna de Baja California Sur (“C.C.I. Baja California Sur”), mientras que en marzo y abril del mismo año entraron en operación las Unidades Aeroderivadas 06 y 07 de la Central Termoeléctrica de Punta Prieta (“C.T. Punta Prieta”). Para junio del mismo año entraron en operación las Unidades de Generación Turbogás Aeroderivadas Móviles y de Prestación de Servicios Asociados. Lo anterior contribuyó a ampliar la capacidad de generación de la CFE en 113.48 MW en conjunto.

b) C.TG. González Ortega

En junio de 2021 se desarrolló y se puso en operación el Proyecto C. TG. González Ortega, que se compone de 6 Unidades de Generación Turbogás Aeroderivadas Móviles, 5 (cinco) para entrega en 2021 y 1 (una) para entrega en 2022. Lo anterior ofrece una Capacidad Neta Garantizada por unidad, a condiciones de diseño de verano, de 20.631 MW utilizando como combustible gas natural, y 20.086 MW operando con diésel.

Derivado de lo anterior, durante el Protocolo Correctivo 2021 que contempla los meses de junio a septiembre del 2021, las Unidades Aeroderivadas C.TG. González Ortega aportaron al Sistema

Eléctrico Aislado Baja California un total de 303,620.82 MWh, con un factor de disponibilidad promedio de la Central del 99.64%, y un factor de planta (despacho por CENACE) del 100%, lo que refleja un rendimiento óptimo de estas unidades generadoras, brindándole confiabilidad, seguridad y flexibilidad al Sistema Eléctrico.

c) Centrales de Ciclo Combinado

Para dar cumplimiento al objetivo encomendado por el Consejo de Administración de CFE, se formalizó el Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI), donde CF Energía participa como estructurador del mismo. El FMI permitirá ampliar el parque de generación de la CFE con el desarrollo de una capacidad de 3,861.58MW, mediante la construcción/ampliación de 6 (seis) Centrales de Ciclo Combinado en las regiones estratégicas del país (Península de Baja California, Península de Yucatán y Tuxpan, Veracruz). En acato al Artículo 134 Constitucional, lo anterior se realiza mediante el desarrollo de procedimientos de contratación cuyo objeto es llevar a cabo de manera competitiva, objetiva, imparcial y transparente, la adjudicación de los siguientes Proyectos:

- Central Ciclo Combinado González Ortega
- Central Ciclo Combinado Riviera Maya (Valladolid)
- Central Ciclo Combinado Mérida
- Central Ciclo Combinado Tuxpan Fase I
- Central Ciclo Combinado Baja California Sur
- Central Ciclo Combinado San Luis Río Colorado

d) Manifestación de interés para el desarrollo de infraestructura de gas natural en Veracruz y Oaxaca

El 30 de agosto de 2021, CFE a través de CF Energía emitió la convocatoria de manifestación de interés, equivalente a un estudio de mercado, para el desarrollo de infraestructura de gas natural en Veracruz y Oaxaca. El proyecto consiste en la construcción, operación y mantenimiento de una terminal de licuefacción a través de una unidad flotante de Licuefacción (Floating Liquefied Natural Gas o FLNG) la cual procesará un volumen de 500 MMPCD para soporte posterior de exportación a mercados internacionales. En la misma convocatoria se prevé la oportunidad de que los participantes manifiesten su interés por construir el gasoducto Transistmico, el cual irá de Chinameca, Veracruz hasta el Puerto de Salina Cruz, Oaxaca para suministrar a la terminal de licuefacción con una capacidad inicial de procesar 430 MMPCD, así como a potenciales parques industriales por una capacidad de entre 50 y 70 MMPCD.

Derivado de este proceso, se contó con la manifestación de interés de 36 empresas con experiencia. De ellas, 8 interesadas en la planta de licuefacción, 13 en el gasoducto y 15 en ambos proyectos.

Suministro de combustibles para la generación eléctrica ante la emergencia climática en Texas.

En el mes de febrero de 2021 (del 12 al 21), Estados Unidos sufrió uno de sus peores momentos climáticos derivados del vórtice polar que afectó a más de una tercera parte del país, así como a las cuencas productoras de gas natural en Texas. Para México, esto representó: i) cortes en el suministro de gas natural en las centrales de generación de CFE, ya que el 95% de las compras de gas natural de CF Energía corresponde la filial de CFE en los Estados Unidos CFE International; ii) incremento en los precios del gas natural.

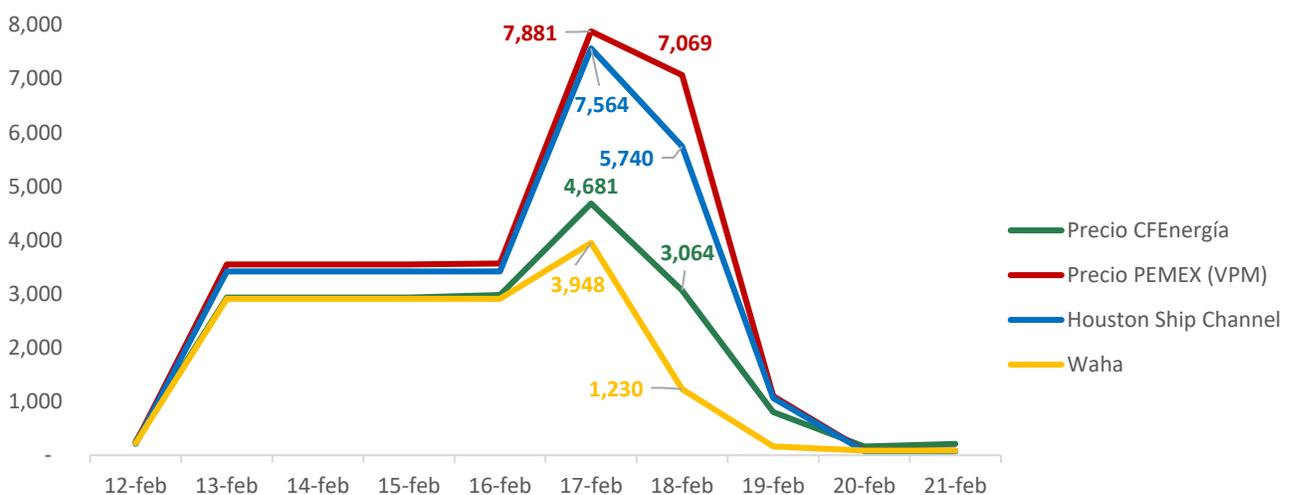
Ante los efectos que sufrió México por la situación climática en los Estados Unidos, la CFE se enfrentó al reto de garantizar el abasto de los combustibles necesarios para la generación de energía eléctrica, por lo que se tomaron las siguientes acciones:

- Conmutar el combustible (sustitución por otro combustible) de aquellas centrales que, de manera cotidiana, generan con gas natural para evitar cortes de electricidad. Esto fue posible gracias a que la Comisión contaba con niveles de inventario de 90% de combustóleo y 96% de diésel, lo que permitió reducir al mínimo los cortes de energía eléctrica a la sociedad.
- Adquisición de cuatro buque-tanques de gas natural licuado, lo que representó un volumen total de 13,068 MMpcd.
- Adquisición adicional de combustóleo y diésel mediante la coordinación interinstitucional con PEMEX, lo que representó un volumen de 846,564 barriles de combustóleo y 87,657 barriles de diésel.

Aunado a lo anterior, a pesar del incremento extraordinario de los precios del gas natural, la CFE garantizó la adquisición de combustible para la generación de electricidad, sin impactar a los usuarios finales el incremento de los costos de la energía eléctrica.

CFEnergía, en coordinación con CFE International, mantuvo precios para las plantas de generación de CFE y los Productores Independientes (PIE) con los que tiene contratos de suministro de gas natural, por debajo del precio que otros suministradores a los productores independientes vendieron. En promedio, el ahorro para la CFE fue de al menos el equivalente al sobrecosto que tuvieron los productores independientes con otros suministradores: 5,000 millones de pesos (Gráfica 1).

Gráfica 1. Comparativo de precios a los PIE's entre el 14 y 20 de febrero de 2021 | Pesos por Gigajoule.



Fuente: CFEnergía.

Mejora de indicadores de CF Energía

a) Entrada en operación de gasoductos

Con el fin de garantizar el acceso a la energía eléctrica, la CFE cuenta con infraestructura que facilita el transporte de gas natural. En abril de 2021, el gasoducto Samalayuca – Sásabe entró en operación. Con ello, la CFE contó con 7,838 km de gasoductos a lo largo y ancho del país con una capacidad de transporte de 17,794 MMpcd para el suministro de más de 70 centrales de generación.

Cuadro 3. Infraestructura acumulada operativa a 2021.

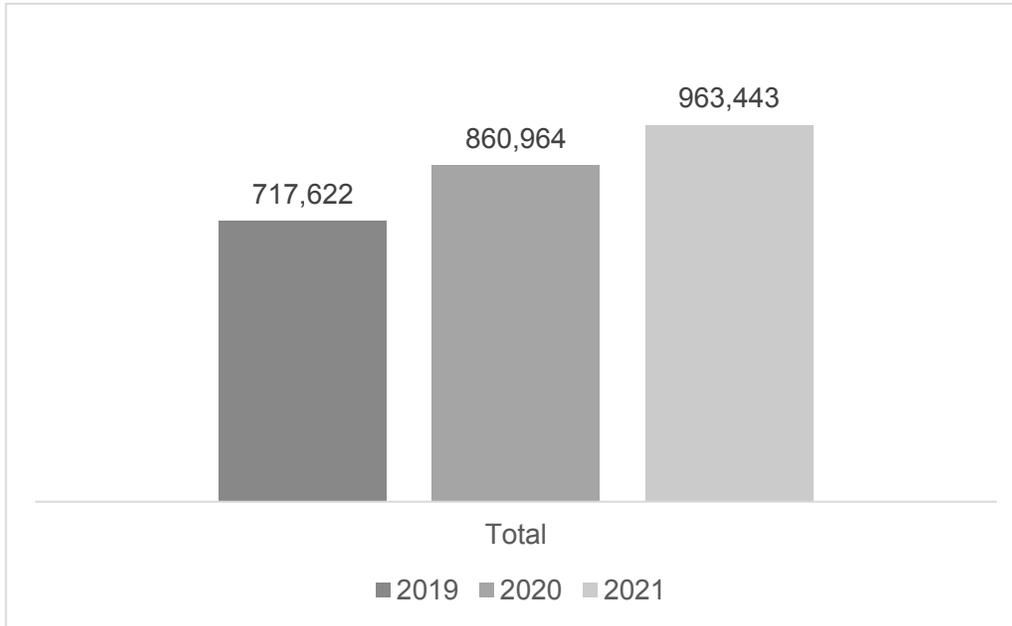
Gasoducto	Longitud (Km)	Capacidad Reservada (Millones de pies cúbicos diarios)
Gasoducto Morelos	172	320
Samalayuca-El Encino (Tarahumara)	383	850
Tamazunchale-El Sauz	229	630
El Encino- Topolobampo	551	670
Sásabe-Guaymas	515	470
Guaymas - El Oro	331	510
El Oro -Mazatlán	430	202
Ojinaga- El Encino	221	1,356
El Encino - La Laguna	423	1,500
Tuxpan – Tula	276	886
Samalayuca - Sásabe	614	472
Tula - Villa Reyes	438	886
Villa de Reyes - Aguascalientes – Guadalajara	374	886
La Laguna – Aguascalientes	452	1,189
Ramal Empalme	20	226
Sur de Texas – Tuxpan	770	2,600
Ramal Villa de Reyes	10	276
Naranjos – Tamazunchale	130	885
Ramal Hermosillo	48	100
Energía Occidente de México	313	500
Mayakan	780	250
Midstream MX	320	490
Ramal Tula	15	505
San Isidro – Samalayuca	23	1,135
Total	7,838	17,794

Fuente: CF Energía.

b) Volúmenes suministrados de combustibles

En 2021, el volumen de gas natural que fluyó en el país ascendió a 963,443 millones de pies cúbicos anuales, equivalentes a 2,639 MMpcd promedio, lo que representó un incremento en el consumo de este hidrocarburo en 12% respecto al 2020. Dicho incremento fue satisfecho gracias a los esfuerzos y estrategias diseñados por la CFE desde CF Energía, para asegurar el suministro de este combustible para la generación de energía eléctrica y para el desarrollo de la industria nacional.

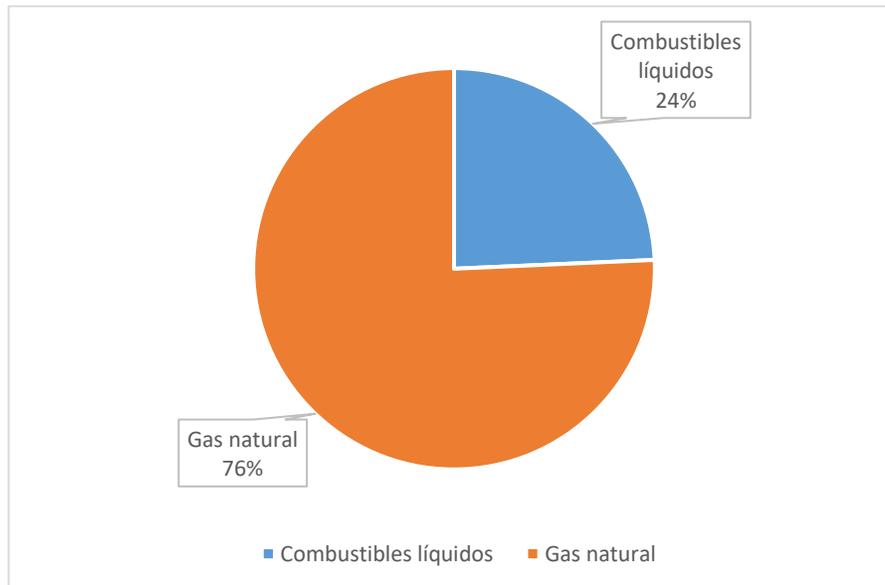
Gráfica 2. Volúmenes operados en MMpcd | 2019-2021.



Fuente: CF Energía.

Por otro lado, considerando los volúmenes comercializados de los combustibles líquidos (combustóleo, diésel e intermedio 15), en 2021 alcanzaron un total de 336,020,769 GJ, estas cantidades representan cerca del 24% de los combustibles operados por CF Energía. Lo anterior refleja el compromiso de esta filial para la comercialización de combustibles menos contaminantes, más económicos y eficientes para la generación de energía eléctrica al priorizar al gas natural.

Gráfica 3. Componentes de combustible operados | GJ 2021.

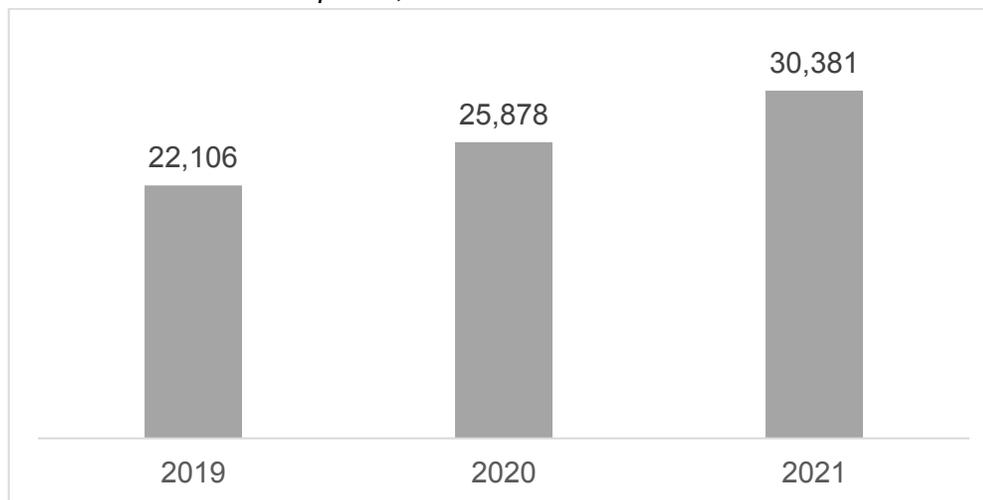


Fuente: CF Energía.

c) Recuperación de costos

Durante el 2021 CF Energía incrementó la recuperación de costos vinculados con el servicio de transporte de gas natural, lo cual, permitió un crecimiento de 17% en la recuperación del costo por cargo fijo de capacidad con respecto al 2020, pasando de 25,878 millones de pesos a 30,381 millones de pesos.

Gráfica 3. Recuperación de cargo fijo de transporte de centrales de la CFE y terceros | Millones de pesos, 2019-2020-2021.



Fuente: CF Energía.

d) Rentabilidad de CF Energía

Durante 2021, CF Energía registró un incremento de sus ingresos de 105,761 a 177,058 Millones de pesos. Sin embargo, debido a las problemáticas internacionales, como la crisis sanitaria provocada por la COVID-19, así como por el alza desmedida de los precios del gas natural originadas por el vórtice polar de febrero de 2021, CF Energía incurrió en un mayor nivel de costos.

No obstante, las acciones comerciales realizadas (ventas a clientes privados y renegociación de contratos) realizadas en 2021 y así la responsabilidad en el manejo de los recursos del Corporativo CFE, CF Energía logró consolidar un balance financiero positivo, que se vio reflejada en una utilidad más elevada que en 2020, tanto en términos absolutos (utilidad bruta) como en términos relativos.

Cuadro 4. Balance de ingresos y costos de CF Energía por venta de gas natural 2020 y 2021 | Millones de pesos.

Concepto	2020	% respecto a los ingresos totales	2021	% respecto a los ingresos totales
Ingresos totales	\$105,761	-	\$177,058	-
Costos totales	\$97,701	92.38%	\$160,031	90.38%
Utilidad Bruta	\$8,060	7.62%	\$17,027	9.62%
Utilidad de operación	\$7,273	6.88%	\$16,518	9.33%
Utilidad neta*	\$4,427	4.19%	\$12,979	7.33%

Fuente: CF Energía.

Principales logros en 2021

CFEnergía obtuvo tres principales logros encaminados a asegurar el suministro de combustibles para el sector eléctrico y en suma a la disponibilidad de energía para la población mexicana. Esto permitió brindar confiabilidad, seguridad y flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en seguimiento de la política pública de la presente administración que mandata al fortalecimiento de la CFE como palanca del desarrollo nacional.

- a) *Garantizar el suministro de gas natural para la generación de energía ante la contingencia climática de febrero de 2021.*

Uno de los logros obtenidos se reflejó en febrero, donde la CFE demostró que, ante la interrupción del suministro de gas natural desde Estados Unidos, para la generación eléctrica fue capaz de mitigar los riesgos y las repercusiones en el suministro de combustibles al SEN. Esta situación ocurrida por fenómenos meteorológicos adversos, hicieron valer el compromiso de esta filial y su razón de ser, siguiendo de esta manera los principios de responsabilidad social que caracterizan a la presente administración.

- b) *Contribuir en la ampliación del parque de generación de la CFE.*

CFEnergía contribuyó al desarrollo nacional, ya que el proyecto C.TG. González Ortega, permitió que la población de Baja California contara con suministro eléctrico confiable. Asimismo, mediante la intervención de CFEnergía, se coadyuvó a la introducción del gas natural en Baja California Sur con la instalación de Aeroderivadas para generación eléctrica.

- c) *Incremento en la recuperación.*

Finalmente, el tercer logro relevante fue la obtención de un crecimiento del 17% en la recuperación de cargo fijo con respecto al 2020, reflejando un monto de 30,381 millones de pesos.

- d) *Incremento de rentabilidad*

Rentabilidad significativa respecto al periodo anterior que abonará al financiamiento de los proyectos prioritarios de generación y a los gasoductos financiados por el FMI.

TRANSMISIÓN

CFE Transmisión, empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, de conformidad con el Acuerdo de su creación, 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.

Para llevar a cabo su objeto de prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, CFE Transmisión cuenta con subestaciones de transformación y líneas de transmisión que integran la Red Nacional de Transmisión, y se encuentra organizada en 10 Gerencias Regionales de Transmisión como se puede observar en el presente mapa:



Escenario tecnológico 2019 – 2021

Escenario Tecnológico Transmisión	Datos			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. Kilómetros de Líneas de Transmisión	110,117	110,294	110,347	0.16	0.05
2. Número de Subestaciones	2,223	2,258	2,275	1.6	0.8
3. Capacidad de Transformación (MVA's)	166,165	165,230	165,804	-0.6	0.3

Fuente: CFE Transmisión

La Red Nacional de Transmisión cuenta al mes de diciembre de 2021 con 110,347 kilómetros de líneas de transmisión en voltajes de 69 a 400 kV y un total de 2,275 subestaciones de potencia con una capacidad de transformación de 165,804 MVA's, que atienden en su conjunto las 10 Gerencias Regionales de Transmisión en que está organizada CFE Transmisión.

En el año 2021 la Secretaría de Energía instruyó a la EPS CFE Transmisión para que como Transportista lleve a cabo 19 proyectos de ampliación y 14 proyectos de modernización para la Red Nacional de Transmisión, que en conjunto representarán un total de 2,875 MVA de capacidad de transformación, 2,850.3 MVA de compensación de potencia reactiva dinámica (STATCOM) y fija en derivación (capacitores y reactores) y la modernización de 67.5 MVA y 1,072.1 km-c de Líneas de Transmisión, con el objetivo de satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, reducir los costos del Suministro Eléctrico, contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia, asegurando la Confiabilidad en condiciones de viabilidad económica y con eficiencia energética, así como minimizar las congestiones en la red de transmisión, las pérdidas de energía eléctrica e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes. Durante este año se iniciaron los trámites para obtener las autorizaciones para la ejecución de los proyectos de acuerdo con la prioridad operativa y la suficiencia presupuestal.

Durante el año 2021 se realizaron 2,957,290.90 créditos de mantenimiento, que representan el 99.5% del total de créditos de mantenimiento programados en el año, en líneas de transmisión se ejecutaron 1,091,787.00 créditos de mantenimiento, y en subestaciones considerando equipo eléctrico primario, de protecciones, comunicaciones y control, un total 1,865,503.90 créditos de mantenimiento. El presupuesto ejercido de gasto corriente para el mantenimiento fue de 10,991.7 millones de pesos.

Evolución Mensual de Indicadores SAIDI y SAIFI

	2020												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
SAIDI	0.006	0.093	0.324	0.697	0.842	0.936	0.955	1.296	1.956	2.102	2.177	2.216	2.216
SAIFI	0.000	0.005	0.013	0.019	0.023	0.026	0.027	0.037	0.053	0.057	0.061	0.063	0.063

2021													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.050	0.160	0.387	0.926	1.252	1.478	2.722	3.119	4.174	4.475	5.796	6.123	6.123
SAIFI	0.002	0.004	0.008	0.023	0.034	0.040	0.053	0.063	0.084	0.091	0.102	0.109	0.109
Variaciones													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.044	0.067	0.063	0.229	0.410	0.542	1.767	1.823	2.218	2.373	3.619	3.907	3.907
SAIFI	0.002	-0.001	-0.005	0.004	0.011	0.014	0.026	0.026	0.031	0.034	0.041	0.046	0.046

Fuente: CFE Transmisión, SISNOV febrero 2022

Índice de Duración Promedio de Interrupción, SAIDI, en minutos

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI

Principales proyectos de infraestructura 2021

En el año 2021 se concluyeron y entraron en operación 2 proyectos en subestaciones con 27.5 MVar de compensación.

Proyecto El Recreo MVar

La necesidad de este proyecto derivó de la demanda de la Zona La Paz, que se concentra en su mayoría en la zona urbana de la ciudad de la Paz, cuyas actividades primordiales son el turismo y prestadores de servicios y comercios, además, de ser la capital del Estado de Baja California Sur. El suministro de la zona la Paz se realiza con generación local por las Centrales Eléctricas de Punta Prieta I y II en el nivel de 115 kV y Baja California Sur en el nivel de 230 kV.



El proyecto consistió en la instalación de 12.5 MVar de compensación en 115 kV en la Subestación El Recreo, en el municipio de los Cabos, Baja California Sur.

Con la entrada en operación del proyecto se tendrá garantizada la atención de las solicitudes de 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 del área de influencia del proyecto.

Proyecto El Carrizo MVar (Traslado)

Derivado de la problemática de voltaje con la que se cuenta en la zona de influencia ocasionada por el incremento de la demanda y la falta de equipos de compensación reactiva capacitiva que proporcionen el voltaje en la zona en estado estable y en contingencia, así como reducir el riesgo por colapso de voltaje, se llevó a cabo la instalación de 15 MVar de compensación en 115 kV en la Subestación El Carrizo, en el municipio de Navojoa, Sonora.



Con este proyecto será posible eliminar los esquemas de corte de carga como único medio de reducir la problemática de voltaje y mantener los voltajes dentro de los rangos establecidos como seguros, tanto en estado normal de operación como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, de acuerdo con los criterios de planificación del CENACE.

- Asimismo, se continua con la ejecución de 15 Proyectos PRODESEN con una inversión de \$ 2,226.41 millones de pesos, mejorando la confiabilidad y calidad del servicio.

No. Proy	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA	MVAr
----------	---------------------	-----------	---------------	-----------------------------	------	-----	------

Obras Terminadas 2021

1	El Recreo MVAr	Baja California Sur	8.33	Instalación de 12.5 MVAr en 115 kV			12.5
2	El Carrizo (Traslado) MVAr	Sonora	5.81	Instalación de 15 MVAr en 115 kV			15

Obras que continúan 2019 – 2020 – 2021 – 2022 - 2023

3	Red Eléctrica Inteligente	Varios	4,895.71	10,288 equipos de comunicaciones. 13 equipos EMS/SCADA. 1,310 equipos de Control Supervisorio.			
4	Potrerrillo Bco. 4 (Adq. Transf.)	Guanajuato	541.96	Instalación de 125 MVA, 400/115 kV, 46.32 km-c de LT de 115 kV	46.32	500	
5	Querétaro Bco. 1	Querétaro	94.00	Instalación de 225 MVA, 230/115 kV.		225	
6	Irapuato II Banco 3 (Traslado)	Guanajuato	194.7	Instalación de 100 MVA 230/115 kV, 18.5 km-c 115 kV.	18.5	100	
7	San Luis Potosí Banco 3 (Traslado)	San Luis Potosí	80.08	Instalación de 100 MVA 230/115 kV.		100	
8	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal Dos y Minatitlán Dos-A3360-Temascal Dos.	Veracruz	60.85	Sustitución de 26 estructuras de acero y 40 km de cable conductor			
9	Chihuahua Norte Bco.5	Chihuahua	324.58	Instalación de 500 MVA 230/115 kV.		500	
10	Panamericana Potencia Banco 3	Tijuana, BC	172.87	Instalación de 300 MVA 230/115/69 kV		300	
11	Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	Estado de México	198.31	Instalación del Segundo Circuito con 28 km-c en 400 kV.	28		
12	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Querétaro	88.50	Instalación de 135 MVAr 115 kV.			135
13	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAr	Tamaulipas	79.41	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15
14	Quila MVAr (Traslado)	Sonora	22.68	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15
15	Proyecto de Inversión de CEVs para CFE Transmisión 2018-2021	Varios	1,339.63	Modernización de 2,215 MVAr 400 kV			2,215
16	Donato Guerra MVAr.	Estado de México	50.60	Instalación de 63.5 MVAr 400 kV.			63.5
17	Frontera MVAr.	Comalapa Chiapas	12.10	Instalación de 7.5 MVAr 115 kV.			7.5

1 - Recreo MVar

Inversión: 18.87 MDP

Características: Instalación de 12.5 MVar 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en las subestaciones del área de influencia al sur de la ciudad de La Paz para mantener voltajes dentro de los rangos establecidos.

2 - El Carrizo MVar.

Inversión: 8.80 MDP

Características: Instalación de 15 MVar 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en las subestaciones de la zona de influencia donde se ubica (Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte) para mantener los voltajes dentro de los rangos establecidos como seguros.

3 - Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018 -2021.

Inversión: 4,895.71 MDP

Características: 10,288 equipos de comunicaciones, 13 equipos EMS/SCADA y 1,310 equipos de Control Supervisorio.

Descripción: Garantizar la demanda de suministro de energía eléctrica, reforzando la línea existente y beneficiar la calidad del suministro de la Región del Municipio de Francisco I. Madero, para seguir impulsando el crecimiento de la Región y desarrollo del Estado de Coahuila.

4 – Potrerillos Banco 4.

Inversión: 541.96 MDP

Características: Instalación de 125 MVA, 400/115 kV, 46.32 km-c de LT de 115 kV.

Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica en la zona León, con la confiabilidad, flexibilidad y economía requerida de acuerdo con los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

5 - Querétaro Banco 1 (Sustitución).

Inversión: 94.00 MDP

Características: Instalación de 225 MVA, 230/115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de Querétaro para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona.

6 - Irapuato II Banco 3 (Traslado).

Inversión: 194.7 MDP

Características: Instalación de 100 MVA 230/115 kV, 18.5 km-c 115 kV.

Descripción: Desarrollar infraestructura necesaria en el estado de Guanajuato para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona Irapuato.

7 - San Luis Potosí Banco 3 (Traslado).

Inversión: 80.08 MDP

Características: Instalación de 100 MVA 230/115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de San Luis Potosí para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona San Luis Potosí.

8 - Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal Dos y Minatitlán Dos-A3360-Temascal Dos.

Inversión: 60.85 MDP

Características: Sustitución de 26 estructuras de acero y 40 km de cable conductor.

Descripción: Sustituir 228 km-hilo de conductor y 26 estructuras dañadas por la corrosión para cumplir con los criterios técnicos de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad, y Sustentabilidad.

9 - Chihuahua Norte Bco.5.

Inversión: 324.58 MDP

Características: Instalación de 500 MVA 230/115 kV.

Descripción: Desarrollar infraestructura necesaria en el estado de Chihuahua para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona Chihuahua.

10 - Panamericana Potencia Banco 3.

Inversión: 172.87 MDP

Características: Instalación de 300 MVA 230/115/69 kV.

Descripción: Incrementar la capacidad de transformación de zona Tijuana para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencia sencilla, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas.

11 - Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya.

Inversión: 198.31 MDP

Características: Instalación del Segundo Circuito con 28 km-c en 400 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de México para garantizar, en el corto y mediano plazo, el suministro de energía eléctrica en las subestaciones de las Zonas de Distribución Atlacomulco y Valle de Bravo, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas.

12 - Compensación capacitiva en la zona Querétaro.

Inversión: 88.50 MDP

Características: Instalación de 135 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria del estado de Querétaro para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona.

13 - Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR.

Inversión: 79.41 MDP

Características: Instalación de 15 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar infraestructura necesaria en el estado de Tamaulipas para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de las Zonas Victoria y Matamoros.

14 - Quila MVar (Traslado)

Inversión: 22.68 MDP

Características: Instalación de 12.5 MVar 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura eléctrica necesaria al sur de la ciudad de Culiacán para mantener los voltajes de operación en las subestaciones del área de influencia dentro de los rangos establecidos.

15 - Proyecto de Inversión de CEVs para CFE Transmisión 2018-2021.

Inversión: 1,339.63 MDP

Características: Modernización de 2,215 MVar 400 kV.

Descripción: Modernizar la infraestructura necesaria de compensadores estáticos de Var's en el territorio nacional para garantizar en el corto, mediano y largo plazo el suministro de potencia reactiva en la Red Nacional de Transmisión.

16 - Donato Guerra MVar.

Inversión: 50.60 MDP

Características: Instalación de 63.5 MVar 400 kV.

Descripción: Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de reactivos adicionales en la zona Valle de Bravo-Zitácuaro en el estado de México.

17 - Frontera Comalapa MVar.

Inversión: 12.10 MDP

Características: Instalación de 7.5 MVar 115 kV.

Descripción: Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de reactivos adicionales en las zonas Tapachula y San Cristóbal en el estado de Chiapas.

Algunas actividades e Infraestructura



Recreo MVar

(diciembre 2021)

La Subestación Eléctrica se encuentra ubicada en el municipio de los Cabos, Baja California Sur, con adscripción a la Zona de Transmisión Sur de la Gerencia Regional de Transmisión Baja California.

El Carrizo MVar (Traslado)
(diciembre 2021)

Se encuentra ubicada en el municipio de Navojoa, Sonora, con adscripción a la Zona de Transmisión Los Mochis de la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste.



Ubicación de los Proyectos de Transmisión que entraron en operación en el 2021



Ubicación de los Proyectos de Transmisión que continúan su ejecución en el 2021



Ubicación de los Proyectos de Transmisión que continúan su ejecución en el 2021



Exportación – Importación de electricidad

En el año 2021 se exportaron a través de la Red Nacional de Transmisión 2,355 GWh y se importaron 3,813 GWh.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados) GWh			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
1.Importación	6,588	4,291	3,813	-34.87	-11.14
2.Exportación	2,357	1,877	2,355	-20.36	25.47

Fuente: Balance de Energía de CFE Transmisión
Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión (RNT) de 69 kV a 400 kV

Cabe señalar que, la importación/exportación de energía se realiza con base en Programas Anuales determinados y administrados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), conforme lo establece el Artículo 101 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Tablero de Principales Indicadores

Indicador / Programa / Resultado	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	**2019	**2020	**2021	2020 a 2019	2021 a 2020
1.SAIFI	0.091	0.063	0.109	-30.8	73.0
2.SAIDI	3.198	2.216	6.123	-30.7	176.3
3.IDT	99.668	99.606	99.538	-0.1	-0.1

Fuente: CFE Transmisión

1 índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI, en interrupciones por cliente.

2 índice de Duración Promedio de Interrupción, SAIDI, en minutos por cliente.

3 índice de Disponibilidad de Transmisión, IDT, en porcentaje.

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

Para el indicador SAIDI se consideró una meta interna de 2.850 minutos (3 minutos meta regulada), cerrando al mes de diciembre con un valor de 6.123 minutos, siendo un resultado desfavorable con respecto a la meta. Al desglosar este indicador en los voltajes mayores o iguales a 161 kV y hasta 400 kV, y voltajes menores a 161 kV; la mayor afectación en el resultado se encuentra en éstos últimos, ya que, del total de 6.123 minutos totales, 5.652 minutos corresponden a los voltajes menores a 161 kV, derivado de las restricciones provocadas por la declaratoria de emergencia sanitaria a nivel nacional por COVID-19, que dificultó el mantenimiento en la red de elementos menores a 161 kV.

El indicador SAIFI tuvo una meta interna de 0.189 interrupciones, y se obtuvo un resultado favorable de 142.33% al cerrar el ejercicio con un valor de 0.109 interrupciones. Cabe mencionar que la meta establecida por la Comisión Reguladora de Energía es de 0.200 interrupciones.

Principales logros

En el periodo de enero de 2019 a diciembre de 2021 se han integrado a la Red Nacional de Transmisión 83 Subestaciones de Potencia que representa un incremento de 3,202 MVA's, así como 2,330 kilómetros de líneas de transmisión en voltajes de 69 kV a 400 kV.

Escenario Tecnológico Transmisión	Incrementos anuales			Total
	2019	2020	2021	2019-2021
1. Kilómetros de Líneas de Transmisión	2,100	177	53	2,330
2. Número de Subestaciones	31	35	17	83
3. Capacidad de Transformación	3,563	-935	574	3,202

DISTRIBUCIÓN

CFE Distribución brinda el servicio público de distribución de energía eléctrica a los 47 millones de usuarios a lo largo y ancho del país, conforme a las disposiciones jurídicas aplicables, a través de 16 Divisiones y 150 Zonas de Distribución.



CFE Distribución cumple con su objetivo a través del:

- Talento de sus 48,431 trabajadores, de los cuales, 39,442 son sindicalizados (81%) y 8,989 no sindicalizados (19%)
- 900 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 2021, CFE Distribución tuvo un cumplimiento en 91% de sus indicadores operativos, considerando en algunos casos márgenes de tolerancia y sus **principales logros** fueron:

- Incrementar el porcentaje de electrificación en el país de 99.08% a 99.21%, superando la meta de 99.14%, siendo el año con mayor número de obras de electrificación convenidas con 5,233 y construidas con 3,466.
- Los indicadores SAIDI y SAIFI tuvieron un mejor resultado que las referencias internacionales de 30.01 y .52 minutos, respectivamente.
- El porcentaje de pérdidas de energía alcanzó su valor dentro de los márgenes de tolerancia (10% de desviación), mejoró su resultado al 2021, con respecto del 2020, en .21 puntos porcentuales.

- El indicador Compromisos de Calidad con el Servicio (COMSER), logró una mejora significativa, pasando del 96.02% en el 2020 a 96.17% en el 2021, alcanzando valores óptimos, muy cercanos al 100%.
- Se modernizaron 1.8 millones de medidores, 6% más que en el año anterior.
- Se ejecutaron 6.4 millones de revisiones a equipos de medición (36% más que en 2020), para asegurar la correcta facturación.
- Se logró un crecimiento de 7,975 km de líneas en las RGD, respecto del 2020.

Principales indicadores de CFE Distribución

Indicador / Programa / Resultado	UM	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
		2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.07	13.84	13.78	5.89%	-0.43%
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) ¹	%	10.97	11.68	11.47	6.47%	-1.80%
3. SAIDI ²	Min/Clientes	25.069	22.08	20.625	-11.92%	-6.59%
4. SAIFI ³	Int/Cientes	0.475	0.455	0.428	-4.21%	-5.93%
5. Restablecimiento en baja tensión	%	93.1	92.16	92.58	-1.01%	0.46%
6. Restablecimiento sectorial por falla	%	94.61	95.35	95.15	0.78%	-0.21%
7. Conexión en baja tensión	%	92.45	94.52	94.53	2.24%	0.01%
8. Reconexión de servicio cortado	%	97.49	97.58	97.36	0.09%	-0.23%
9. Inconformidades por cada Mil Usuarios (total)	Inc/Usu	4.86	4.39	4.37	-9.67%	-0.46%

Indicadores con comparación referencial

Indicador	Unidad	Resultados		2021		Variaciones (%)		Benchmarking	
		2019	2020	Meta	Resultado diciembre	2019 a 2020	2020 a 2021	Resultado	Fuente
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.07	13.84	12.67	13.78	5.89%	-0.43%	8.26	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) ¹	%	10.97	11.68	10.51	11.47	6.47%	-1.80%	6.31	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
3. SAIDI ²	Min/ Clientes	25.069	22.080	21.265	20.625	-19.90%	-6.59%	30.1	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4
4. SAIFI ³	Int/ Clientes	0.475	0.455	0.455	0.428	-4.21%	-5.93%	0.52	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4

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

¹ Incluye Alta Tensión (responsable Transmisión) Media y Baja tensión (responsable Distribución)

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, CFE Distribución cerró el año 2021 con la siguiente infraestructura eléctrica:

- **2,153 subestaciones eléctricas**, 16 subestaciones más que en 2020 (+1%).
- **3,261 transformadores de potencia** con 78,205 MVA, 15 transformadores más que en 2020 (+0.5%).
- **1,531,691 transformadores de distribución** con 58,341 MVA, 65,568 más que en 2020 (+4%).
- **545 mil km de líneas de media tensión**, con un porcentaje de automatismo y operación remota del 58%, 8 mil km más que en 2020 (+1%).
- **338 mil km de líneas de baja tensión**, 4 mil km más que en 2020 (+1%)
- **Se le dio servicio a 51.3 mil km de líneas de subtransmisión**, 35 kilómetros más que en 2020 (+0.1%).

Toda la infraestructura ha sido fortalecida a lo largo de los años, desde la creación de la CFE.

El fortalecimiento de las RGD se consigue a través de los procesos clave de: **Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento**.

PLANEACIÓN

En este proceso se realiza el diagnóstico y análisis necesario para ampliar y fortalecer las RGD, a través de los estudios realizados por las 150 Zonas de las 16 Divisiones, determinando los proyectos de ampliación y modernización.

Durante 2021, se logró fortalecer la infraestructura del sistema eléctrico de distribución a través de las siguientes actividades, proyectos y programas de inversión:

1. Participación en la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional

En 2021 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 para aprobación de la Secretaría de Energía, Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y Comisión Reguladora de Energía (CRE) un total de 28 proyectos; 3 de sustitución, 10 de ampliación y 15 de nuevas subestaciones de distribución, los cuales se encuentran en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

2. Coordinación para la conexión de sucursales del Banco del Bienestar

Desde el año 2020, CFE Distribución comenzó a coordinar la conexión del servicio de energía eléctrica para las sucursales del Banco del Bienestar, proyecto prioritario del Gobierno de México, en coordinación con la Secretaría de la Defensa Nacional.

En un primer bloque se recibió la solicitud de conexión de 1,000 sucursales, las cuales se concluyeron en el mes de junio de 2021, asegurando que contaran con el suministro eléctrico.

En un segundo bloque de 202 sucursales, en el mes de octubre de 2021 se concluyó la conexión de 129 sucursales, lo que representa un 64% de avance. Se da seguimiento a las 73 sucursales restantes que se encuentran en proceso constructivo por la SEDENA.

3. Coordinación para la atención de proyectos de los Programas de Mejoramiento Urbano (PMU) a cargo de la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano

Se brindó el acompañamiento para brindar el suministro de energía eléctrica en 93 proyectos requeridos por la SEDATU, a través de la participación semanal en mesas de trabajo en conjunto con la Coordinación de Relaciones Interinstitucionales de CFE, CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos, cumpliendo al 100% los compromisos establecidos.

CFE Distribución continuará con el acompañamiento a la SEDATU, a fin de concluir con las gestiones de los proyectos que se desarrollen conforme a su programa de trabajo.

4. Coordinación para la factibilidad de conexión de radio bases para el proyecto “Internet Para Todos”

En octubre de 2021 se inició con el análisis de ubicaciones para el proyecto de instalación de radio bases para otorgar el servicio de internet en espacios públicos en comunidades rurales, recibiendo 68 ubicaciones potenciales por CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos y 3,943 ubicaciones potenciales gestionadas por la empresa TELCEL.

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. CFE Distribución continuará atendiendo los requerimientos para dar cumplimiento a este importante proyecto.

5. Coordinación para conexión de sitios de la Red Compartida de ALTÁN Redes

En el año 2021 se coordinó la atención con la empresa ALTÁN Redes y las 16 Divisiones de Distribución, logrando la conexión de 1,252 sitios a nivel nacional desplegados en comunidades rurales, con el objetivo de proporcionar el servicio 4.5G para llamadas de alta calidad y navegación en internet de forma universal, continua y no discriminatoria, contribuyendo al cumplimiento de la meta para cubrir el 70% de la población del país.

En el año 2022, continuará con la coordinación en la atención de 294 sitios del proyecto de Red Compartida, coadyuvando al cumplimiento de los objetivos de cobertura social establecidos por parte del Gobierno Federal.

6. Proyectos del Fondo Sectorial CEMIE-REDES

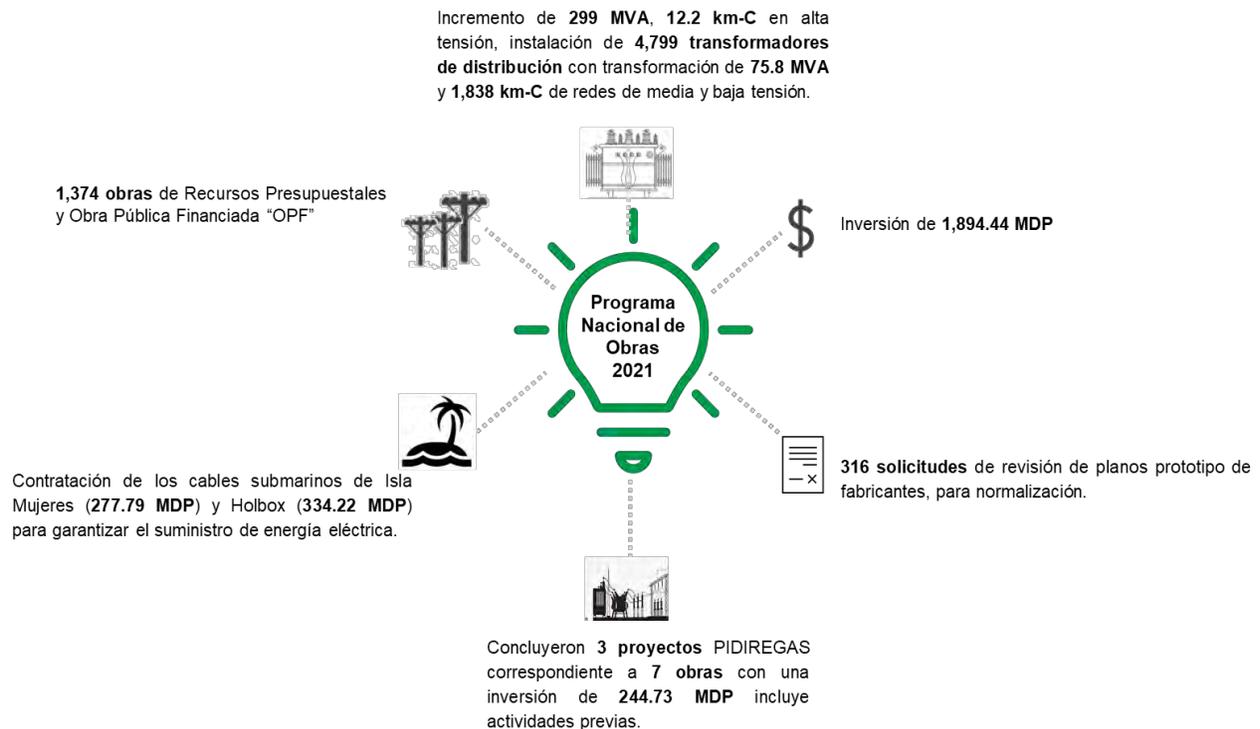
Durante 2021 se logró la implementación a cargo del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) el proyecto estratégico de investigación y desarrollo tecnológico PE-A-09, financiado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) a través del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética (CEMIE-REDES); así como, la continuación del desarrollo de los proyectos PE-A-06, PE-A-07 y PE-A-08 que a continuación se describen:

Proyecto	Título del proyecto	Tipo
1. PE-A-06	Caracterización de pérdidas en redes de baja tensión mediante instrumentos de medición y análisis.	Investigación aplicada
2. PE-A-07	Sistema de gestión corporativo de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución.	Investigación aplicada
3. PE-A-08	Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia.	Investigación aplicada
4. PE-A-09	Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución.	Formación de capital humano

CONSTRUCCIÓN

Este proceso contribuye al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica y confiabilidad en las RGD mediante la ejecución de obras, cumpliendo con procesos constructivos amigables con el medio ambiente. Durante 2021:

- Se concluyeron 1,374 obras de infraestructura eléctrica con recursos Presupuestales y Obra Pública Financiada (OPF), con una inversión de 1,894.44 MDP, para la instalación de 8 subestaciones de distribución.
- Se concursaron 10 Proyectos PIDIREGAS por 56.73 MDD (1,225.37 MDP), de los cuales ya fue adjudicado uno por 7.52 MDD.
- Se atendieron 316 solicitudes de revisión de planos prototipo de fabricantes para normalización.
- Se contrataron los proyectos de los cables submarinos de Isla Mujeres por 277.79 MDP y Holbox por 334.22 MDP, para garantizar el suministro de energía eléctrica.
- Se concluyeron 3 Proyectos PIDIREGAS correspondientes a 7 obras con una inversión de 244.73 MDP incluyendo actividades previas.



Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2021. MDP: Millones de pesos.

Principales proyectos de infraestructura 2021

Obras concluidas en 2021 (Subestaciones de Inversión Transmisión-Distribución)

Al cierre de 2021 se concluyeron 5 obras instruidas, mismas que forman parte del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), bajo el esquema de inversión con la ampliación de 5 subestaciones de distribución de 240 MVA de capacidad conjunta, 12.6 MVA y 29 alimentadores en media tensión, representaron una inversión de 397.8 MDP.

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Carranza Banco 2	72.1
Subestación eléctrica Tuzania Banco 2	80.9
Subestación eléctrica Tlajomulco Banco 2	108.9
Subestación eléctrica La Salada Banco 2	44
Subestación eléctrica Acayucan Bancos 1 y 2 (Sustitución)	91.9
Total	397.8

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas. Monto en Millones de pesos.



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas.
MDP: Millones de pesos.

Obras en construcción al cierre 2021 (Subestaciones de Inversión Transmisión-Distribución).

Durante 2021, se avanzó en el proceso constructivo de 39 obras de distribución instruidas, las cuales forman parte del Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) bajo el esquema de Inversión. Estas obras están integradas por 16 nuevas subestaciones, 16 ampliaciones y 7 sustituciones de transformadores obsoletos con una capacidad conjunta de 1,082 MVA y un monto de inversión de 1,780.60 MDP.

Proyecto	Monto
1. Subestación eléctrica Mazatlán Oriente Banco 2	54.2
2. Subestación eléctrica Tempoal Dos Banco 2	48.5
3. Subestación eléctrica Río Sonora Banco 2	68.4
4. Subestación eléctrica Umán Banco 2	37.9
5. Subestación eléctrica Pacífico Banco 2	45.6
6. Subestación eléctrica Alom Banco 2	43.6
7. Subestación eléctrica Zac Nite Banco 2	34.5
8. Subestación eléctrica Xcalacoco Banco 2	31
9. Subestación eléctrica Campos Banco 1	71.8
10. Subestación eléctrica Cuatro Siglos Banco 1	49.7
11. Subestación eléctrica Lebaron Banco 1	52.3
12. Subestación eléctrica Campo Setenta y Tres Banco 1	51.9
13. Subestación eléctrica El Capulín Banco 1	55.6
14. Subestación eléctrica Buenavista Banco 1	48
15. Subestación eléctrica Sauzal Banco 1	52.2
16. Subestación eléctrica Viñedos Banco 1	54.7
17. Subestación eléctrica Traconis Banco 1	59.4
18. Subestación eléctrica Berriozábal Banco 1	48.9
19. Subestación eléctrica Luis Gil Pérez Banco 1	57.7
20. Subestación eléctrica Valle de Aguascalientes Banco 1	57.5
21. Subestación eléctrica San Cristóbal. Banco 1	60.5
22. Subestación eléctrica Hunxectaman Banco 1	57.8
23. Subestación eléctrica El Llano Banco 1	48.3
24. Subestación eléctrica Oxtankah Banco 1	54.9
25. Subestación eléctrica Tambaca Banco 1 (Sustitución).	20.2
26. Subestación eléctrica Simojovel Banco 2	17.1
27. Subestación eléctrica Cabo Falso Banco 2	38.8
28. Subestación eléctrica González Ortega Banco 3	69.7
29. Subestación eléctrica Maniobras Munisol Banco 1	23.5
30. Subestación eléctrica Guadiana Bancos 1 y 2 (Sustitución).	55
31. Subestación eléctrica Canatlán Dos Banco 1 (Sustitución).	24.6
32. Subestación eléctrica Nuevo Ideal Banco 1 (Sustitución).	24.6
33. Subestación eléctrica Tihuatlán Dos Banco 1 (Sustitución).	30.3
34. Subestación eléctrica Perote Dos Banco 1 (Sustitución).	26.2
35. Subestación eléctrica Tepeyac Banco 2	42.3
36. Subestación eléctrica San Carlos Banco 2	43.5
37. Subestación eléctrica Paso del Toro Banco 2 (Sustitución).	20.8
38. Subestación eléctrica Choacahui Banco 1	59.3
39. Subestación eléctrica Querétaro Poniente Banco 2	39.9
Total	1,780.6

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas.
Monto en Millones de pesos.



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021.



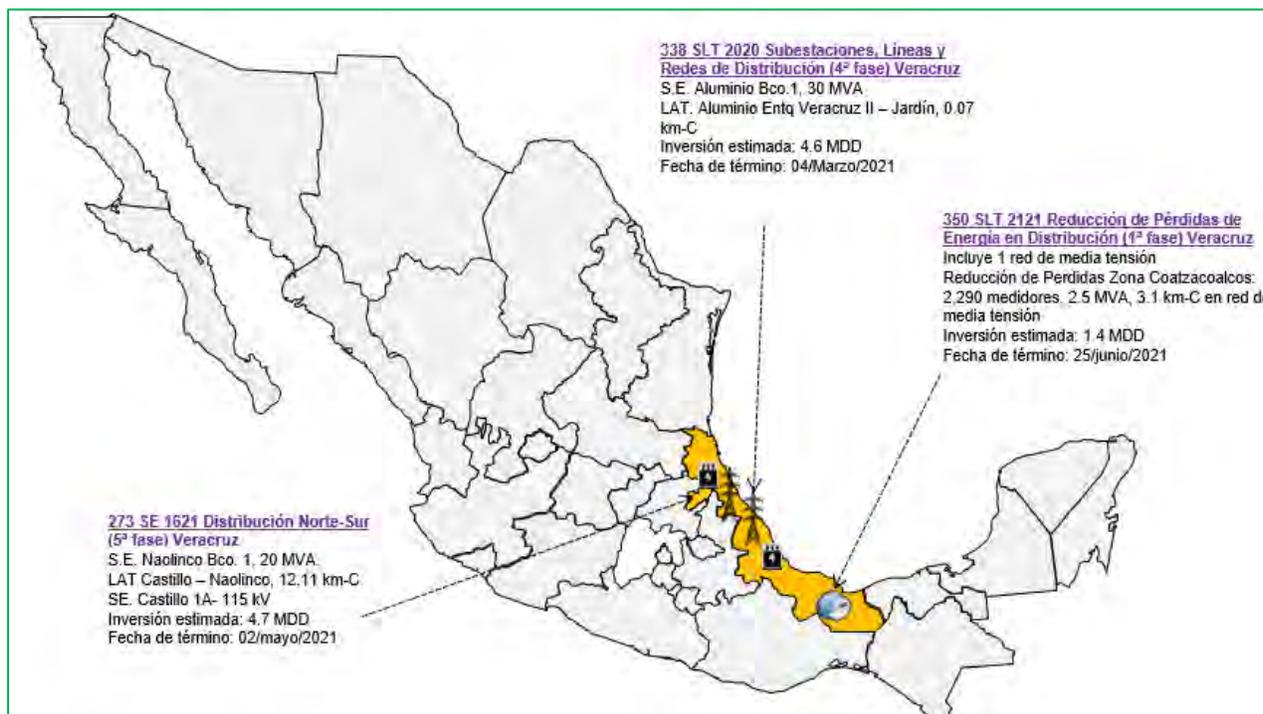
Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021.

Obras concluidas en 2021 (Obra Pública Financiada OPF)

Al cierre de 2021 se concluyeron 3 proyectos de Distribución mediante el esquema OPF, con los que se incrementaron 3 subestaciones con una capacidad conjunta de 50 MVA, 3 MVAr, 2 líneas de alta tensión con una longitud de 12.18 km-C, 2 redes (media y baja tensión) con 2,505 KVA, 3.4 km-C y 2,290 medidores tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure), que representan una inversión de 10.7 MDD.

Proyecto	Monto
1. 350 SLT 2121 Reducción de pérdidas de energía en distribución (1ª Fase)	1.4
2. 338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (4ª Fase)	4.6
3. 273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (5ª Fase)	4.7
Total	10.7

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas. MDD: Millones de Dólares.
SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas, LAT: Líneas de Alta Tensión



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas. MDD: Millones de Dólares.
SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas.

Obras en construcción al cierre de 2021 (Obra Pública Financiada OPF)

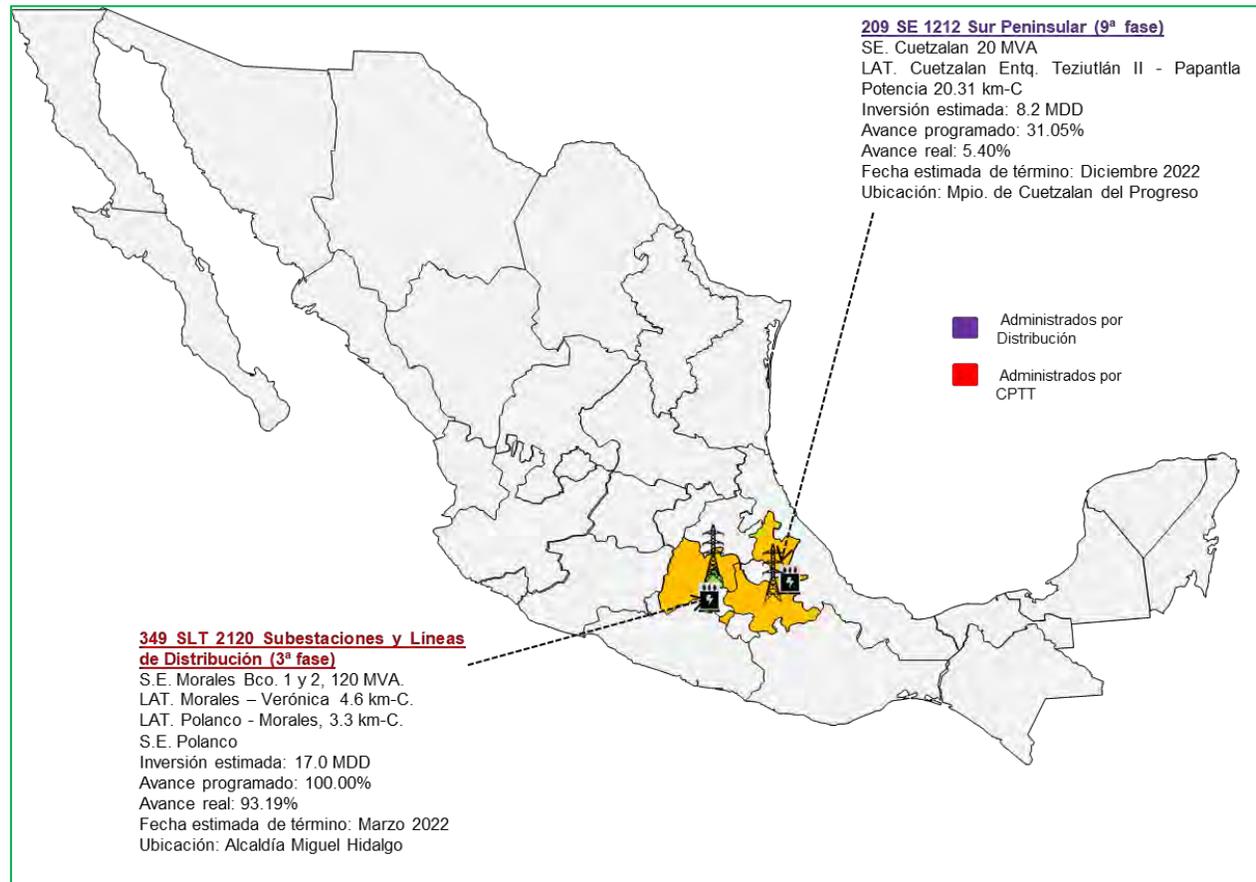
Durante 2021, estuvieron en proceso de construcción 2 proyectos de Distribución en esquema OPF, los cuales están integrados por 3 subestaciones con una capacidad conjunta de 140 MVA, 19.2 MVA, 3 líneas de alta tensión con una longitud de 28.2 km-C, 1 red de media y baja tensión con 2 km-C, con un monto de inversión de 25.2 millones de dólares (MDD).

Proyecto	Monto
349 SLT 2120 Subestaciones y líneas de distribución (3ª Fase)	17
209 SE 1212 Sur - Peninsular (9ª Fase) 1-/-	8.2
Total	25.2

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas. MDD: Millones de dólares

1-/-: Obra Suspendida por problemática social

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas, LAT: Líneas de Alta Tensión



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021. Cifras redondeadas. MDD: Millones de Dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas, LAT: Líneas de Alta Tensión

Electrificación

Los principales logros en electrificación 2021, son los siguientes:

Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

Para el año 2021 se estableció una meta de cobertura del servicio de energía eléctrica del 99.14% y al cierre del año fue superada, alcanzando una cobertura del 99.21%, mediante la gestión de Convenios de Asignación de Recursos, Convenios de Colaboración con Estados y Municipios y la aplicación de la Estrategia de Regularización de Colonias Populares, que derivaron en la ejecución de 3,466 obras de electrificación, con una inversión de 2,588 Millones de Pesos (MDP), beneficiando a 2,678 localidades y 349,389 habitantes.

El 99.21% de cobertura en el servicio de energía eléctrica en el país alcanzado en 2021, significó un incremento de 0.13 puntos porcentuales respecto a la cobertura del 2020.



Electrificación de la Localidad Barranca Perico, municipio de Tlacoapa, en el estado de Guerrero.





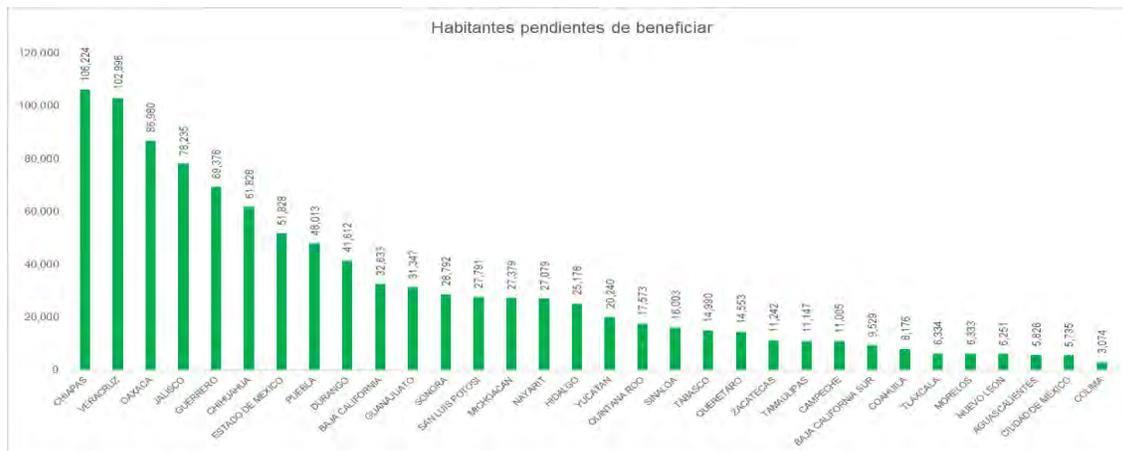
Granja Solar “Boquillas del Carmen”, en el estado de Coahuila.

La cobertura del servicio de energía eléctrica ha evolucionado de la siguiente forma:

Indicador	Cifras (Datos observados (%))							Variaciones (%)					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2015 a 2016	2016 a 2017	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020	2020 a 2021
Grado de Electrificación	98.53	98.58	98.64	98.75	98.95	99.08	99.21	0.05	0.06	0.11	0.20	0.13	0.13

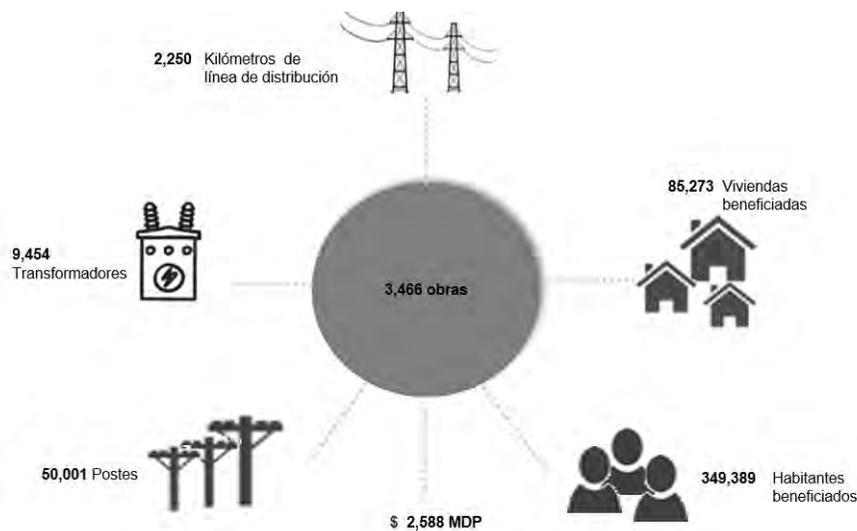
Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2021.

Con la cobertura de energía eléctrica alcanzada en 2021 se tienen identificados 1,015,302 habitantes pendientes de electrificar, y se representan en la siguiente gráfica:



Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2021.

Con las obras de electrificación ejecutadas en 2021, se obtuvieron las siguientes metas físicas:



Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2021.

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

Estado	No. de obras	Inversión (MDP)	Habitantes	Viviendas	No. de postes	Kilómetros de línea	No. de transformadores	KVA's
Aguascalientes	5	5	1,485	297	106	5	17	417.5
Baja California	11	10	1,162	311	107	5	31	697.5
Baja California Sur	15	7	1,410	291	139	6	31	682.5
Campeche	77	40	3,464	866	1,024	46	120	1,482.5
Chiapas	113	120	11,612	2,942	2,114	95	382	4,765.5
Chihuahua	275	170	16,247	4,021	2,248	101	324	4,947
Ciudad de México	4	5	1,468	367	77	3	30	355
Coahuila	29	13	1,704	426	295	13	58	1,185
Colima	5	1	148	42	18	1	3	35
Durango	169	95	8,759	2,168	1,286	58	149	3,320
Estado de México	244	350	62,355	15,255	6,463	291	1,637	22,178
Guanajuato	85	32	2,793	608	588	26	125	1,270
Guerrero	228	182	17,375	4,343	3,354	151	429	5,737.5
Hidalgo	185	183	41,746	10,438	4,327	195	837	13,195
Jalisco	310	162	24,558	4,998	4,158	187	503	9,102.2
Michoacán	152	65	7,742	1,898	1,373	62	193	2,752.5
Morelos	133	84	12,776	3,205	1,528	69	310	4,512.5
Nayarit	103	62	5,155	1,031	1,468	66	155	1,712.5
Nuevo León	93	76	4,788	1,199	2,164	97	261	3,005
Oaxaca	189	270	26,796	6,737	4,982	224	816	9,340
Puebla	151	127	24,116	6,029	2,993	135	737	8,134
Quintana Roo	19	16	2,912	728	255	11	90	1,600
San Luis Potosí	141	36	3,564	892	746	34	127	1,470
Sinaloa	158	48	5,472	1,363	880	40	280	4,410
Sonora	174	58	4,382	1,130	1,038	47	315	3,925
Tabasco	44	60	17,460	4,402	830	37	354	6,980
Tamaulipas	57	31	2,574	643	568	26	113	1,590.5
Tlaxcala	20	9	2,116	529	223	10	91	920
Veracruz	204	240	30,114	7,330	3,938	177	827	11,285
Yucatán	68	29	2,980	745	686	31	105	1,452.5
Zacatecas	5	1	156	39	25	1	4	45
Nacional	3,466	2,588	349,389	85,273	50,001	2,250	9,454	132,504.7

Fuente: SIAD. Fecha: 31 de diciembre de 2021.

Convenios de Electrificación

En 2021, se formalizaron 168 convenios con gobiernos estatales y municipales, para la construcción de 491 obras de electrificación, con una inversión de 306 millones de pesos, beneficiando a 41,531 habitantes.

Convenio con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

En 2021 se construyeron 2,821 obras con recursos del FSUE, a través de los 2 componentes de electrificación, de la siguiente manera:

- 2,404 obras FSUE de extensión de red, por 1,833 MDP, beneficiando a 214,273 hab.
- 415 obras FSUE de sistemas aislados, por 249 MDP, beneficiando a 17,572 hab.



Rancho la Virgen en San Felipe del Progreso y San Agustín de las Palmas el Aventurero en el Municipio de Donato Guerra en el Estado de México

Regularización de Colonias Populares

Dentro del Programa de Modernización y Ampliación 2021, para la Estrategia de Regularización de Colonias Populares llevada a cabo con recursos presupuestales, se construyeron 156 obras con una inversión de 199 millones de pesos, beneficiando a 76,013 habitantes.



Localidades de Chicvasco, municipio de Actopan y Benito Juárez, municipio Mineral del Chico, en el estado de Hidalgo

Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec

En seguimiento al Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec, al cierre de 2021, de las 13 obras de electrificación iniciadas en 2019 y 2020, incluida 1 granja solar en Santa María del Mar,

con una inversión de 208.11 MDP, para beneficiar a 9,778 habitantes, se tuvo un avance del 99.3% derivado de una obra inconclusa por conflicto social.

Operación y mantenimiento

Operación y mantenimiento asegura la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico mediante la ejecución de proyectos, estrategias, acciones y actividades con el objeto 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 Redes Generales de Distribución (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 mantienen 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 2022

De enero a diciembre de 2021, mediante el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes, se incluyó el proyecto denominado Simulador de Distribución. Con ello, se han modelado 715 subestaciones, que representan 33% de las instalaciones, de un total de 2,153, en cuanto a los circuitos de media tensión se han modelado 2,395 circuitos lo que representa el 19%, de un total de 12,135.



Fuente: Simulador de CFE Distribución, División Centro Oriente

Tiene la finalidad de capacitar al personal en condiciones similares a las RGD.

Proyecto	Trabajadores
Capacitación del personal: Operadores, Sobrestantes y jefes de Área	700

Proyecto administrado por CFE-Distribución.

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2021.

Simulador de Distribución. Modelado de Subestaciones, circuitos y Capacitación del personal.



Capacitación y evaluación de operadores, Divisiones Centro Oriente y Noroeste

Replicación de la Unidad Central Maestra-CFE v2.0

Para el proyecto de replicación de UCM-CFE, se trabajó en coordinación con el INEEL, conforme a lo desarrollado en el 2018 en 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.

En el año 2021 se pusieron en marcha las actividades del proyecto, funciones especiales y mejoras para su actualización a la segunda versión UCM-CFE v2.0, el proyecto incluye 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 logró la certificación por el “DNP User Group” la utilización del Protocolo DNP3 utilizado para el control físico y operativo de la RGD, además la configuración y utilización del Protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol) en Centros de Control. El sistema tiene la capacidad para la configuración de 150 mil puntos de base de datos con editor de unifilares y capacidad para 10 mil elementos eléctricos, además de la generación de bibliotecas de símbolos, unifilares y librerías especializadas, soporte de virtualización a fin de proporcionar una herramienta para garantizar la operación del Sistema Eléctrico de Distribución.

Se contempla que para el 2022 CFE-Distribución cuente con 8 Centros de Control de Distribución con la UCM-CFE v2.0 instalada y operando, además de contar con personal calificado para su instalación, configuración, puesta en servicio, administración y operación.

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 2021 se presentaron 14 fenómenos naturales que afectaron la infraestructura eléctrica nacional (3 frentes fríos, 1 tormenta, 1 tromba, 1 tormenta tropical, 1 sismo y 7 huracanes), se tuvo un promedio de 1.5 días de restablecimiento al 90% de los usuarios afectados y de 3 días al total afectado, con 5,683,990 usuarios afectados, en 25 estados del país, con un costo promedio por usuario afectado de aproximadamente 96 pesos.

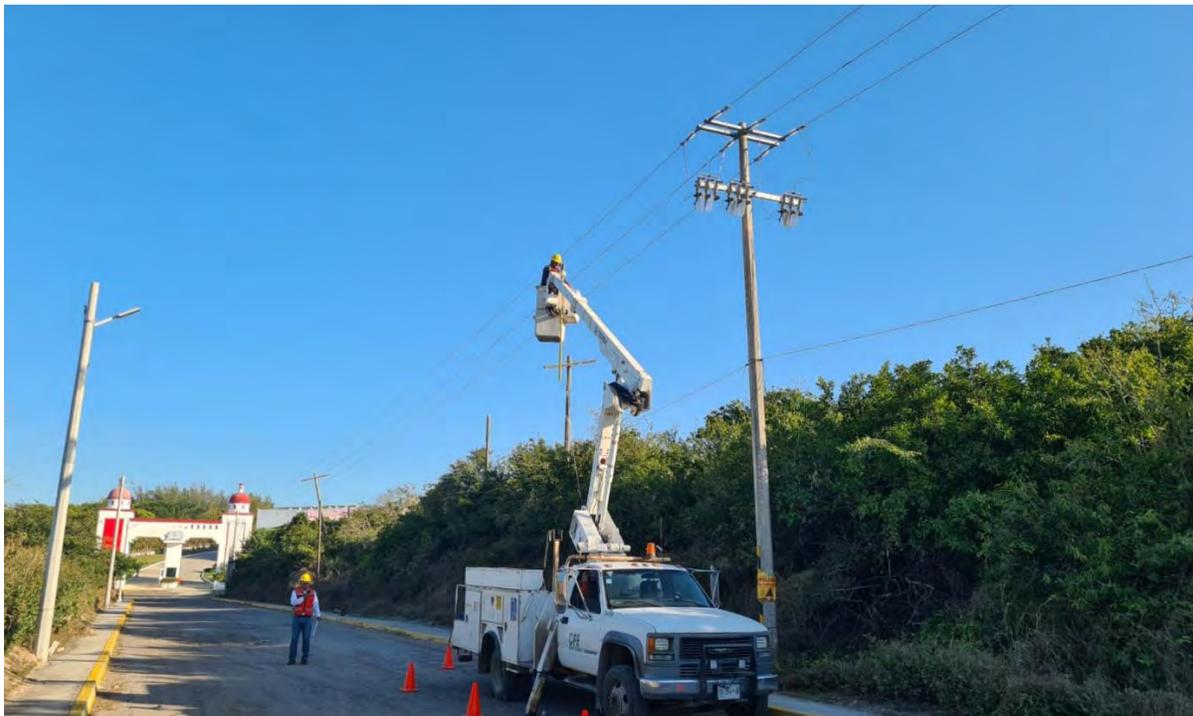
Con la inmediata intervención del personal de CFE de Distribución, se restableció el suministro eléctrico dando prioridad a los servicios relevantes para la comunidad como: hospitales, centros comerciales, farmacias, bombes de agua potable y alumbrado público, garantizando el abasto de alimentos, atención médica, medicamentos, agua y que prevalezca la seguridad de la población.

Resumen de Cierre Operativo Administrativo de Fenómenos Naturales 2021											
Evento	Fecha de impacto	Cierre Operativo				Usuarios Afectados	Estados Afectados	Trabajadores	Daños		
		Días para el 90% de Restablecimiento	Días de Restablecimiento	% de usuarios afectados respecto al total en la región	Torre				Poste	Transformadores de Distribución	
Frentes fríos 31 y 32	25-ene-21	1	2	6	239,910	Baja California y Sonora	256	0	30	5	
Tromba Nuevo Laredo	17-may-21	3	5.5	12	157,228	Tamaulipas	560	21	894	238	
Tormenta Atípica	19-may-21	1	1	3	219,498	Tamaulipas, Veracruz, San Luis Potosí e Hidalgo	311	0	58	43	
Frente frío 59	22-jun-21	1	1	9.72	203,866	Nuevo León	128		12	24	
Tormenta Tropical Dolores	19-jun-21	1	2	3	46,247	Colima, Jalisco y Michoacán	1129	0	15	0	
Huracán Enrique	24-jun-21	2	2	4	115,904	Jalisco y Nayarit	118	0	55	9	
Huracán Grace 1	18-ago-21	1	3	36	740,509	Campeche, Quintana Roo y Yucatán	1224	0	307	65	
Huracán Grace 2	21-ago-21	4	7	11	868,996	Veracruz, Hidalgo, Puebla, San Luis Potosí y Tlaxcala	1712	1	1260	146	
Huracán Nora	28-ago-21	1	5	5	394,741	Michoacán, Colima, Jalisco, Nayarit y Sinaloa	2271	0	320	30	
Sismo 7.1	08-sep-21	1	1	15	1,921,472	CDMX, EDOMEX, Guerrero, Morelos y Oaxaca	856	2	152	50	
Huracán Olaf	09-sep-21	2	2	61	205,866	Baja California Sur	676	0	230	52	
Huracán Pamela	13-oct-21	1	2	7	222,094	Nayarit, Sinaloa, Durango y Coahuila	2100	0	147	12	
Huracán Rick	25-oct-21	1	2	6	185,700	Guerrero y Michoacán	1104	18	111	24	
Frente frío 14	14-dic-21	1	1	11	161,959	Baja California	135	0	11	7	
14	---	1.5	3	14	5,683,990	25	12,580	42	3,602	705	

Por el paso de estos fenómenos naturales se dañaron: 42 torres, 3,602 postes y 705 transformadores de distribución, los cuales fueron reemplazados o reparados por los trabajadores de CFE Distribución.

Adicionalmente, con el objetivo de contribuir a salvaguardar la integridad física del personal de CFE Distribución, alineados a las recomendaciones emitidas por autoridades, se implementaron protocolos con las medidas en la prevención y atención a la situación sanitaria por el SARS-COV2 COVID-19, durante todas las etapas de la atención de las emergencias.

Con ello, se disminuyó la probabilidad de ser un foco de contagio para las poblaciones que atendimos y al regresar a casa se evitó contagiar a las familias de los trabajadores.



Trabajos de restablecimiento del suministro eléctrico por fenómenos naturales



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 este indicador, se excluyen las interrupciones que no son atribuibles a las actividades de operación y mantenimiento, que se definen como casos fortuitos o de fuerza mayor, para la mejoría de 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: 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 2021 fue de 20.625 minutos, con una mejora del 6.58% respecto a los 22.08 minutos por cliente del 2020.

Indicador	Cifras					Variaciones			
	(Datos observados)					(%)			
	2017	2018	2019	2020	2021	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020	2020 a 2021
SAIDI	29.264	26.981	25.069	22.08	20.625	7.8	7.09	11.92	6.59

Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema 2021

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.021	1.891	3.079	4.406	5.873	8.025	10.661	12.788	15.147	17.187	19.328	22.08

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2020)

2021											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.847	1.597	2.661	3.894	5.722	7.856	10.305	12.397	14.670	16.542	18.340	20.625

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2021)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
-17.04	-15.55	-13.58	-11.62	-2.57	-2.11	-3.34	-3.06	-3.15	-3.75	-5.11	-6.59

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2021)

En 2021 se mejoró el indicador principalmente por las siguientes acciones: se programó la poda de 7,925,854 árboles y se podaron 8,482,940 al cierre de diciembre de 2021, se programó el reemplazo de 406,542 aisladores y se reemplazaron 493,754. Asimismo, se programó instalar 219,327 apartarrayos y se reemplazaron 264,295. Al cierre de 2021 se tiene un valor de 57,067 interrupciones sin evento, lo que representa una disminución del 2.9% respecto al año 2020.

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 son análogos a los del SAIDI y se aplican medidas muy similares para reducir ambos indicadores.

Indicador	Cifras					Variaciones			
	(Datos observados)					(%)			
	2017	2018	2019	2020	2021	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020	2020 a 2021
SAIFI	0.575	0.502	0.475	0.455	0.428	-12.7	-5.38	-4.21	-5.93

En 2021 se tuvieron los siguientes logros para mejorar el indicador: se programó la instalación de 674 EPROSEC y se instalaron 898 al cierre de diciembre de 2021.

Durante 2021, en promedio el 42.8% 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 5.93% respecto al año 2020 cuando en promedio el 45.5% de los usuarios presentaron al menos una interrupción, mayor a 5 minutos.

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema 2021

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.024	0.043	0.069	0.097	0.13	0.172	0.223	0.269	0.32	0.364	0.404	0.455

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2020)

2021											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.022	0.041	0.065	0.091	0.125	0.167	0.215	0.255	0.3	0.34	0.38	0.428

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2021)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
-8.33	-4.65	-5.80	-6.19	-3.85	-2.91	-3.59	-5.20	-6.25	-6.59	-5.94	-5.93

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución

INCONFORMIDADES POR CADA MIL USUARIOS (IMU)

Al cierre de 2021 se logró un avance en el resultado del índice IMU, el cual pasó de un valor acumulado anual en el año 2020 de 4.39 a 4.37 inconformidades por cada mil usuarios en el año 2021, representando una mejora del 0.02% con un incremento de 46,844 inconformidades en un año, pero un incremento de 1,026,418 clientes.

El trabajo conjunto de CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos ha permitido que año con año el IMU vaya a la mejora.

Evolución mensual IMU, valores mensuales acumulados:

2020												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
4.24	4.04	3.98	3.95	4.02	4.14	4.31	4.43	4.50	4.51	4.45	4.39	4.39
2021												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
4.01	3.70	3.78	3.83	4.03	4.17	4.31	4.47	4.54	4.53	4.44	4.37	4.37
Variaciones												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
-0.23	-0.34	-0.20	-0.12	0.01	0.03	0.00	0.04	0.04	0.02	-0.01	-0.02	-0.02

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2020	2021	2020 a 2021
IMU	4.39	4.37	-0.02

Fuente: Sistema Cim@, <http://cimasdd.cfmex.com:8080/distribucion/>
Abreviaturas: (IMU) Inconformidades por cada mil usuarios

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. En 2020 el valor de los 4 indicadores más importante fue de 96.05% y, en 2021 fue de 96.21%, con una mejora de 0.16%.

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 mensual DACG'S, valores mensuales acumulados:

Indicador	2020												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
RBT	93.90	93.13	92.96	93.35	93.52	93.42	93.23	92.96	92.74	92.20	92.11	92.16	92.16
RSS	95.78	95.26	95.37	95.67	95.59	95.53	95.37	95.43	95.51	95.22	95.29	95.35	95.35
CBT	94.94	95.04	94.75	94.99	95.10	95.03	94.91	94.68	94.47	94.48	94.50	94.52	94.52
RSC	97.51	97.50	97.57	97.68	97.77	97.76	97.79	97.82	97.80	97.72	97.62	97.58	97.58
Indicador	2021												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
RBT	92.80	93.50	93.46	92.96	92.59	92.43	92.31	92.00	91.95	92.06	92.33	92.59	92.58
RSS	96.13	96.73	96.83	96.55	96.07	95.69	95.42	95.04	94.99	95.02	95.08	95.15	95.15
CBT	95.12	95.37	95.52	95.65	95.41	95.23	95.01	94.82	94.68	94.55	94.51	94.53	94.53
RSC	97.48	97.50	97.55	97.53	97.54	97.54	97.53	97.51	97.47	97.42	97.38	97.36	97.36
Indicador	Variaciones												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
RBT	-0.50	-0.36	0.50	-0.93	-1.00	-0.92	-0.96	-0.79	-0.14	0.22	0.43	0.43	0.43
RSS	0.35	1.48	1.47	0.88	0.48	0.15	0.05	-0.40	-0.53	-0.20	-0.21	-0.20	-0.20
CBT	0.18	0.32	0.76	0.66	0.31	0.20	0.10	0.14	0.21	0.07	0.02	0.01	0.01
RSC	-0.03	0.01	-0.01	-0.14	-0.23	-0.22	-0.26	-0.31	-0.33	-0.30	-0.24	-0.21	-0.21

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2020	2021	2020 a 2021
RBT	92.16	92.58	0.42
RSS	95.35	95.15	-0.20
CBT	94.52	94.53	0.01
RSC	97.58	97.36	-0.21

Fuente: <http://cssnal.cfemex.com/indicadores10/indicadoresTiempos.asp>
Abreviaturas: (DACG'S) Disposiciones Administrativas de Carácter General

RBT - Restablecimiento en baja tensión RSS - Restablecimiento en 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 2021 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 8,936 GWh, e incrementando ventas de 11,613 GWh, favoreciendo el resultado del índice de pérdidas de 11.47%, retomando la tendencia favorable de este indicador que, para el año del 2020 con un valor de 11.68% se vio afectado por las condiciones que provocaron una contracción económica y que prevalecieron durante todo ese año, a causa de la pandemia.

Porcentaje mensual de pérdidas de energía con Alta Tensión

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
10.95	11.08	11.18	11.32	11.34	11.42	11.53	11.53	11.49	11.61	11.65	11.68

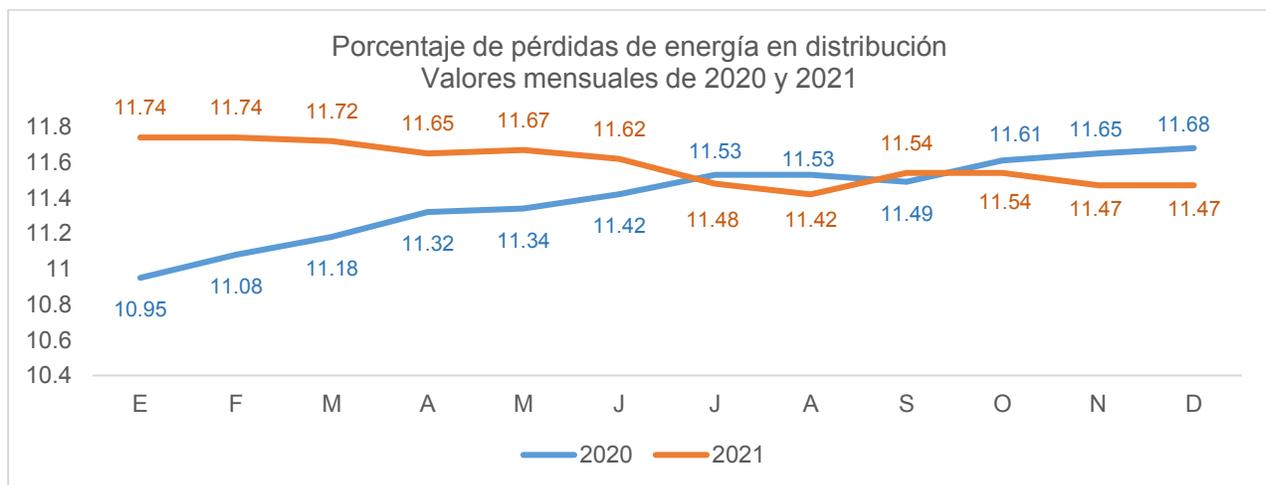
Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2020)

2021											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
11.74	11.74	11.72	11.65	11.67	11.62	11.48	11.42	11.54	11.54	11.47	11.47

Fuente: CFE Distribución Sistema de Balance de Energía (Cierre 2021)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
7.21	5.96	4.83	2.92	2.91	1.75	-0.43	-0.95	0.44	-0.60	-1.55	-1.80

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2021)



Al cierre de 2021, del total de las pérdidas de energía no técnicas, las pérdidas por Delincuencia, Resistencia Civil y Asentamientos Irregulares, representan el 35% y en tres Divisiones de Distribución se concentra el 48% de la energía que se pierde por estas razones (Golfo Norte, Valle de México Norte y Valle de México Sur).

En 5 divisiones, las pérdidas agravadas por estas situaciones representan más del 40% de su total de pérdidas no técnicas (Golfo Centro, Valle de México Centro, Valle de México Sur, Norte y Centro Occidente).

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 2021 de 13.78%, disminuyendo 0.06 puntos porcentuales respecto al valor de 13.84% obtenido en 2020. Este índice también muestra una mejora en la tendencia que se venía presentando antes del año 2020.

Porcentaje mensual de pérdidas de energía en Media y Baja Tensión

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
13.03	13.19	13.32	13.46	13.46	13.54	13.71	13.7	13.62	13.75	13.79	13.84

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2020)

2021											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
13.92	13.9	13.88	13.84	13.91	13.89	13.72	13.67	13.85	13.87	13.79	13.78

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2021)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
6.83	5.38	4.20	2.82	3.34	2.58	0.07	-0.22	1.69	0.87	0.00	-0.43

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2021)

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, con esto se pretende localizar una gran cantidad de energía perdida, derivada de anomalías en el servicio a 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 2021 se realizaron un total de 6.4 millones de revisiones asegurando el 100% de los servicios de Media Tensión y el 12% de los servicios en Baja Tensión, esto contribuyó en la detección de 8,936 GWh de los cuales se cobraron 2,369 GWh. El total de dichas revisiones significó un 36% más que las realizadas en el año 2020.

2. Modernización de la medición

Esta estrategia se basa en el reemplazo de medidores obsoletos o dañados por medidores de última generación con lo cual, se pretende asegurar el consumo de los usuarios al instalar un equipo de medición con mayor exactitud y renovando la vida útil por lo menos 10 años más. Adicionalmente, la instalación de estos nuevos medidores facilita el uso de nuevas tecnologías en

el procesamiento de los datos para la facturación, automatizando las tomas de lecturas y minimizando el error humano en este proceso. Durante 2021 se realizó un total de 1.8 millones de reemplazos de medidores obsoletos, incrementando en 5.9% las modernizaciones del año anterior. Actualmente se tiene modernizado el 53% de los medidores con menos de 10 años y el 73% con menos de 15 años.

3. Fortalecimiento del proceso comercial

El fortalecimiento del proceso Comercial tiene por objeto incrementar las ventas de energía eléctrica sobre la base de asegurar los insumos que integran la facturación de la energía eléctrica. 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 2021, se tuvo un incremento de ventas de 11,613 GWh remontando el decremento en las ventas obtenido en 2020 que fue del orden de -9,327 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 2021 se regularizaron e incorporaron a las RGD 309 mil nuevos usuarios, un 24% más que en 2020, que fue 249 mil nuevos servicios.

5. Fortalecimiento a la Infraestructura Eléctrica

Se procede a la optimización técnica de las RGD, con acciones tales como 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 2021 con 939 obras de infraestructura eléctrica, se logró la contención de 131 GWh, impactando de manera favorable el indicador Nacional de Pérdidas 0.035 puntos porcentuales.

Otras actividades relevantes para la disminución de pérdidas de energía

1. **Sistema Nacional de Balance de Energía por Circuitos (SINABEC):** La implementación 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, teniendo la facilidad de despachar ordenes al campo apoyado de otros sistemas alternos tales como Concentrador Nacional de Anomalías (CONAN), Reporte de Usos Indebidos (RUSO), Aseguramiento de la Medición (ASEMED)
2. **Sistema RUSO:** Diseñado para realizar el rastreo de circuitos en campo, con la finalidad de georeferenciar cada uno de los servicios de Media y Baja Tensión conectados a los circuitos primarios, identificando cualquier anomalía encontrada y con la posibilidad de despacharse en línea para la revisión y atención por parte de los verificadores. Durante el 2021 gracias a este sistema se lograron detectar 902 GWh.
3. **Telemedición:** Se incrementó la toma de lecturas automatizada cerrando el año con un 80% de los medidores comunicados vía remota. Se continuará con esta actividad hasta lograr el 100% en los primeros meses del año 2022. Con esto se eficientiza el aseguramiento de la medición, garantizando una correcta facturación de estos medidores.

ATENCIÓN A USUARIOS

SUMINISTRO BÁSICO

La Ley de la Industria Eléctrica define dos segmentos: por un lado, los usuarios de Suministro Básico y los Usuarios Calificados, determinados en función del volumen de su consumo.

Derivado a lo anterior el Suministro Eléctrico es un servicio de interés público y una actividad prioritaria para el desarrollo nacional.

El 29 de marzo del 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo por el que se crea CFE Suministrador de Servicios Básicos, **con el objeto proveer el Suministro Básico a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en favor de cualquier persona. Deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.**

Por lo cual, CFE Suministrador de Servicios Básicos tiene la Misión de: "Proveer y comercializar el suministro eléctrico público de energía eléctrica, enfocados en la mejora de la experiencia de nuestros clientes, con criterios de rentabilidad, responsabilidad social e impulsar el desarrollo nacional" asimismo, trazó su Visión de "Ser una empresa competitiva en la comercialización de energía eléctrica, con una cartera diversificada de productos, con calidad en el servicio reconocida por nuestros clientes y aplicación de criterios de desarrollo sustentable", esto alineada al contexto de la organización de la Comisión Federal de Electricidad.

Ventas de electricidad

Los resultados con relación a los productos se muestran en las siguientes tablas, en 2021 se tiene un incremento del 3.1% respecto al 2020.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (datos observados)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
1. Ventas (GWh)	218,930	206,564	206,542	-5.6	-0.01
2. Productos (mdp \$)	414,448	373,232	384,902	-4.6	3.1

Fuente: SIEC diciembre 2021.

2017													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
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													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
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													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
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													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
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
Variaciones 2020 con 2021 Porcentaje (%)													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	-0.7	-8.7	0.6	-3.3	10.9	9.2	5.8	-5.6	-2.5	-2.1	-2.4	0.0	-0.01
Productos (Miles \$)	-4.8	-11.1	-4.3	-4.2	12.7	16.7	11.2	1.5	3.6	4.8	5.7	7.6	3.1

Ventas anuales 2019 – 2021 por sector tarifario.

Ventas (GWh)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en GWh)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
1. Doméstico Bajo Consumo	62,181	67,012	68,287	7.8	1.9
2. Doméstico Alto Consumo	2,490	1,965	1,175	-21.1	-40.2
3. Comercial	15,233	13,745	14,110	-9.8	2.7
4. Servicios	4,160	3,961	3,865	-4.8	-2.4
5. Agrícola	12,455	14,009	13,509	12.5	-3.6
6. Industrial	122,411	105,872	105,595	-13.5	-0.26
Total	218,930	206,564	206,542	-5.6	-0.01

Fuente: SIEC diciembre 2021.

Productos (mdp \$)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en mdp)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
Doméstico Bajo Consumo	68,928	78,956	83,597	14.5	5.9
Doméstico Alto Consumo	12,066	8,869	6,119	-26.5	-31.0
Comercial	54,313	48,045	50,279	-11.5	4.6
Servicios	15,599	14,328	14,339	-8.1	0.1
Agrícola	7,284	8,523	8,692	17	2.0
Industrial	256,259	214,511	221,876	-16.3	3.43
Total	414,448	373,232	384,902	-9.9	3.1

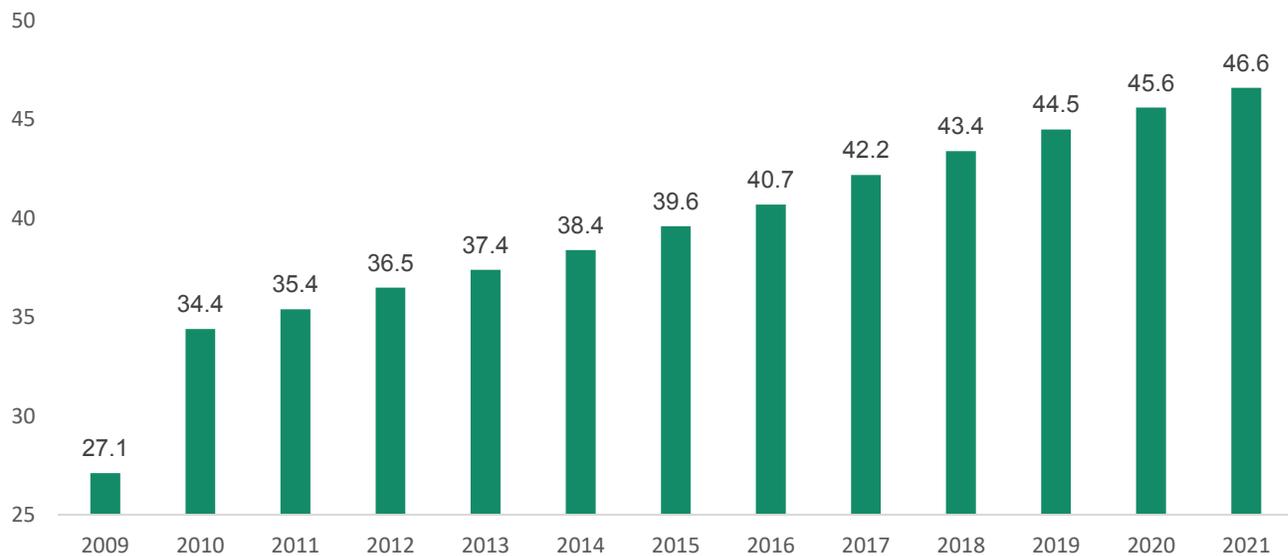
Fuente: SIEC diciembre 2021.

Crecimiento de Usuarios

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en número de clientes)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
1. Doméstico Bajo Consumo	39,079,094	40,332,025	41,381,248	3.2	2.6
2. Doméstico Alto Consumo	470,280	278,312	167,859	-40.8	-39.7
3. Comercial	4,253,338	4,294,233	4,369,519	1.0	1.8
4. Servicios	174,933	176,300	178,602	0.8	1.3
5. Agrícola	132,238	133,605	134,666	1.0	0.8
6. Industrial	405,479	411,657	420,735	1.52	2.19
Total	44,515,362	45,626,211	46,652,629	2.5	2.2

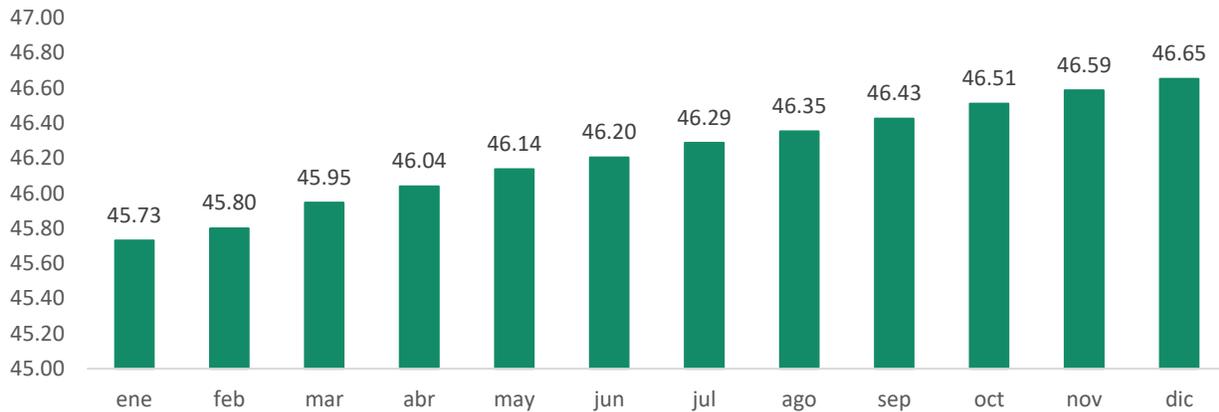
Fuente: SIEC diciembre 2021.

Crecimiento de los clientes de energía eléctrica (2010 – 2021)
(millones de clientes)



Crecimiento de los clientes de energía eléctrica 2021

(millones de clientes)



En 2021, migraron 327 clientes totales, con *ventas proyectadas no facturadas*¹ (VPNF) del orden de los 8.37 TWh. De estos, 177 clientes se identifican como Calificados No Obligados; casi el 90% del total de VPNF.

El 74% de los clientes que migraron, se concentraron en las Divisiones Golfo Norte (96), Norte (61), Bajío (44), Centro Oriente (21) y VMN (21). Y representan 4.045 TWh. Es decir, el 48% del total de VPNF.

La División Centro Occidente aporta el 31% del total de VPNF con la migración de SERSIINSA (ArcelorMittal).

Segmento	Usuarios		Ventas (MWh)		Productos (mdp)	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Calificados Obligados	61	60	766,820	708,309	1,615	1,431
Calificados NO Obligados	160	177	3,852,009	7,493,588	6,839	11,353
Pre-Calificados	46	60	149,170	147,900	310.08	316.11
No Estratégicos	30	30	23,771	22,932	54.21	49.98
Total	297	327	4,791,770	8,372,729	8,817.97	13,150.80

¹ Las Ventas proyectadas no facturadas son consideradas en base a los registros anuales por servicio del año inmediato anterior

Generación Distribuida

La Generación Distribuida es la generación de energía eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga la cual está sujeta al régimen previsto en los artículos 68, 69 y 70 de la LIE. Asimismo, la Generación Distribuida se refiere a Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW que no requieren permiso para generar energía eléctrica.

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 2021 se interconectaron 70,655 servicios en la modalidad de Generación Distribuida, lo que representa un incremento del 11.43% comparado con 2020 (63,402), siendo la División Jalisco la que tiene el mayor número de servicios interconectados (13,708) y la División Noroeste con el mayor crecimiento de servicios (31.88%), comparando 2020 y 2021.

División Comercial	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2019	2020	2021	De 2019 a 2020	De 2020 a 2021
Baja California	2,425	2,277	2,351	-6.10	3.25
Bajío	6,044	6,793	7,524	12.39	10.76
Centro Occidente	4,476	5,986	5,953	33.74	-0.55
Centro Oriente	1,543	1,486	1,510	-3.69	1.62
Centro Sur	1,692	1,882	2,313	11.23	22.90
Golfo Centro	1,571	2,089	2,519	32.97	20.58
Golfo Norte	7,248	8,588	10,134	18.49	18.00
Jalisco	11,657	12,867	13,708	10.38	6.54
Noroeste	2,216	3,018	3,980	36.19	31.88
Norte	5,122	7,588	8,456	48.15	11.44
Oriente	1,289	1,519	1,741	17.84	14.61
Peninsular	4,157	4,247	5,083	2.17	19.68
Sureste	911	896	995	-1.65	11.05
Valle de México Centro	1,557	1,173	1,156	-24.66	-1.45
Valle de México Norte	1,035	984	1,075	-4.93	9.25
Valle de México Sur	2,403	2,009	2,153	-16.40	7.17
Nacional	55,346	63,402	70,655	14.56	11.43

Desempeño operativo

Tablero de principales indicadores. Comparativo 2019 – 2021

Indicadores Estratégicos	Cifras						Variaciones		
	Datos Observados						(%)		
	2019		2020		2021		De 2019 a 2020	De 2020 a 2021	2021 respecto a la meta
	Meta	Real	Meta	Real	Meta	Real			
EBITDA (%)	2.2	9.1	4.46	11.27	5.1	-6.28	23.85	-155.72	-223.14
Ingresos por venta de energía (mmdp)	395	407	405	366	397	376	-10.07	2.73	-5.39
Costo Operativo de Suministro Básico (\$/kWh)	0.09	0.07	0.09	0.10	0.09	0.10	42.86	0	11.1
Costo Unitario de Suministro Básico (\$/cliente)	457.99	345.37	440.85	438.97	413.94	441.66	27.10	0.61	6.7
Satisfacción del Cliente (%)	92.27	92.59	92.83	92.79	93.50	91.91	0.22	-0.95	-1.70
Inconformidades por cada Mil Usuarios (No.)	4.99	4.88	4.81	4.39	4.00	4.37	-10.04	-0.46	9.25
Compromisos de Servicio (%)	93.00	94.28	95.00	93.96	95.00	94.99	-0.34	1.10	-0.01
Índice de Cobrabilidad (%)	98.5	98.44	98.79	96.55	98.02	98.20	-1.92	1.71	0.18
Cartera Vencida (mdp)	45,257	55,587	54,472	64,501	64,314	70,969	16.04	10.03	10.35
Rotación de Cartera Vencida (días)	42.26	48.3	46.92	62.21	59.59	66.38	28.85	6.70	11.39

Cartera Vencida

El indicador con más desviación en 2021 respecto al 2020 es Cartera Vencida. Con relación a los parámetros operativos, el indicador asciende a 70,969 millones de pesos (mdp), con un incremento del 6,469 mdp con respecto al cierre de 2020.

Desde el punto de vista contable y financiero, 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

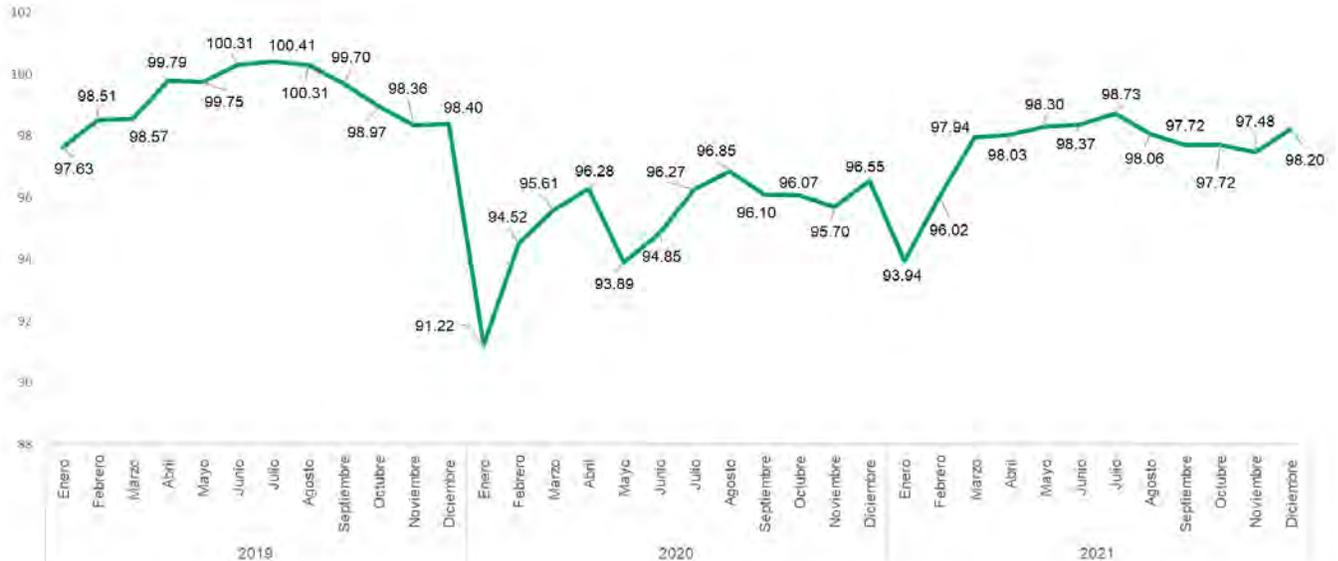
vencimiento. Esta cifra incluye impuestos, derechos y otros conceptos diferentes a la facturación que se integran a los avisos-recibos.

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.	<ul style="list-style-type: none"> • Convenios peso por peso para adeudos domésticos y municipales del Sureste. • Convenios con municipios del Estado de Chiapas. • Adeudos documentados como apoyo al programa de recuperación de energía. • Convenios tripartita para los productores agrícolas.
Problemática social de riego Agrícola en los estados de 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 Agua Potable y Alcantarillado clientes de la División Centro Sur Cuernavaca	
Adeudos a cargo de los Gobiernos Estatales y Municipales; así como Dependencias Gubernamentales.	

Cobranza

En contraparte de la Cartera Vencida, la Cobranza mantiene niveles altos, y en 2021 muestra una recuperación, una vez superados principales efectos de la pandemia,

En el cuarto trimestre 2021 el Índice de Cobrabilidad (recuperación de la facturación en el período determinado) fue de 98.20%, registrando una mejoría constante en los últimos meses y un nivel superior al promedio de los últimos tres años, como se observa en la siguiente gráfica.



Canales de atención

Para seguir atendiendo al creciente número de clientes, han sido mejorados los canales de atención. Al cierre de 2021 existían 1,265 oficinas, que incluían Centros de Atención, Módulos, Islas, Centros Virtuales, Centros Móviles y Centros de Atención telefónica a la línea 071. Esa cifra fue 0.87% menor que la registrada en 2020.



Canales de atención	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2019	2020	2021	De 2019 a 2020	De 2020 a 2021
Centros de atención	1,111	1,073	1,066	-3.42	-0.65
Módulos/Islas	81	96	106	18.52	10.41
Centros virtuales	72	77	71	6.94	-7.79
Móviles	8	8	8	0.00	0
Centros de Atención Regional	14	14	14	0.00	0
Total de Oficinas	1,286	1,254	1,265	-1.40	-0.87

Otro canal tecnológico utilizado para el servicio al cliente son los equipos llamados “CFEMático”, que son cajeros automáticos dedicados a las operaciones del pago de las facturaciones servicio eléctrico. En 2020 había 2,719 y en 2021 se cuenta con 2,674, debido a la diversificación para el pago de energía eléctrica.

Tipo de CFEMáticos	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2019	2020	2021	De 2019 a 2020	De 2020 a 2021
CFEMáticos Lobby	2,522	2,491	2,442	-1.23	-1.96
CFEMáticos Auto	239	228	226	-4.60	-0.88
Total CFEMáticos	2,761	2,719	2,674	-1.52	-1.65

Fuente: Monitoreo de CFEMáticos. Diciembre 2021.

Se controla la calidad del servicio mediante control de turnos, kioscos de información.

Sistemas de apoyo en la atención a clientes	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2019	2020	2021	De 2019 a 2020	De 2020 a 2021
Administración de filas (CFETurnos)	750	757	740	0.93	-2.24
Kioscos de información (Matrix)	755	545	525	-27.81	-3.67
Total Sistemas Atención	1,505	1,302	1,265	-13.49	-2.84

Los medios tecnológicos han disminuido en el 2021, pasando de 170 ventanillas electrónicas en el 2020 a contar con 168 en 2021. Así también las ventanillas personalizadas presentaron un incremento, pasando de 2,215 en 2020 a 2,217 en 2021.

Tipo de ventanillas	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2019	2020	2021	De 2019 a 2020	De 2020 a 2021
Ventanillas electrónicas	224	170	168	-24.11	-1.17
Ventanillas personalizadas	2,073	2,215	2,217	6.85	0.09
Total ventanillas	2,297	2,385	2,385	3.83	0.0

Las redes sociales se han convertido en un canal de atención importante para la CFE Suministrador de Servicios Básicos, brindando atención al cliente vía Twitter con la cuenta **@CFE_Contigo**, al 31 de diciembre de 2021 registraron **246,844 seguidores y 3,244,706 interacciones**.

Twitter	Cifras		
	(Datos observados)		
	2019	2020	2021
@CFEcontigo	99,848	169,899	246,844
Total	99,848	169,899	246,844

Fuente: Twitter. Diciembre 2021.

Avance de proyectos derivados de las Subastas de Largo Plazo

Las Subastas de Largo Plazo fueron el instrumento mediante el cual la Reforma Energética de 2013 estableció que el Suministrador Básico suscribiera contratos de cobertura a través de la adquisición de productos mediante contratos de 15 años para Energía Limpia y Potencia y 20 años para Certificados de Energías Limpias (CEL).

Al cierre del 2021, la CFE SSB cuenta coberturas resultado de la participación en tres Subastas de Largo Plazo, SLP No.1/2015, SLP No.1/2016 y SLP No. 1/2017 así mismo con los Contratos Legado para el Suministro Básico asignados por la Secretaría de Energía asociada a los productos de Energía Eléctrica, Potencia y CEL.

Descripción de proyectos: productos, costos, nuevas centrales y capacidad por tecnología

Con fundamento legal en el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) donde se establece las Subastas eléctricas reguladas sobre la base 14 de las Reglas del Mercado y el Manual de Subastas a Largo Plazo, se obtuvieron los siguientes resultados:

En la subasta SLP No.1/2015 se asignaron 18 contratos que contempla la construcción de 17 centrales que entregarán 5.7 TWh de Energía y 5.7 Millones de CEL, a partir de 2018, con precios promedio finales de 544 pesos/MWh y 285 pesos/CEL.

La subasta SLP No.1/2016 se asignaron 56 contratos que considera la construcción de 43 Centrales que proporcionará productos por 8.9 TWh de Energía, 9.3 Millones de CEL y 1,187 MW-año, a partir de 2019, con precios promedio finales de 419 pesos/MWh, 210 pesos/CEL y 733,013 pesos/MW-año.

La subasta SLP No. 1/2017 derivado de la participación de otras Entidades Responsables de Carga y la incorporación de la cámara de compensación considera la asignación de un solo contrato en donde se entregará producto generado por 16 centrales que proporcionarán productos por 5.0 TWh de Energía, 5.4 Millones de CEL y 539.8 MW-año, a partir de 2020, con precios promedio finales de 256 pesos/MWh, 139 pesos/CEL y 694,755 pesos/MW-año.

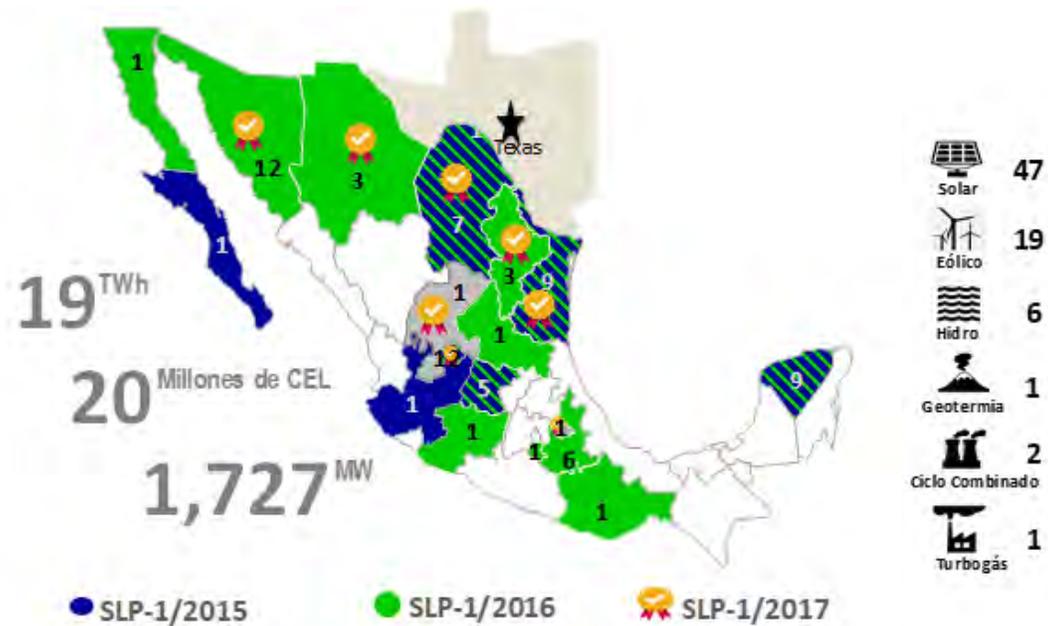
Cabe señalar que los precios de los contratos de Subastas están indexados con al valor del tipo de cambio e índices macroeconómicos.

Los proyectos asignados en las Subastas de Largo Plazo y su localización geográfica se muestran en las siguientes figuras:

Proyectos de las tres Subastas de Largo Plazo



Distribución de centrales de las tres Subastas de Largo Plazo y productos asignados



Costos

Uno de los objetos de creación de CFE SSB, es ofrecer el Suministro eléctrico a todas las personas que así lo soliciten y cuyos centros de carga se encuentren ubicados en la zona donde opere, siempre que ello sea técnicamente factible y cumpla con las disposiciones aplicables.

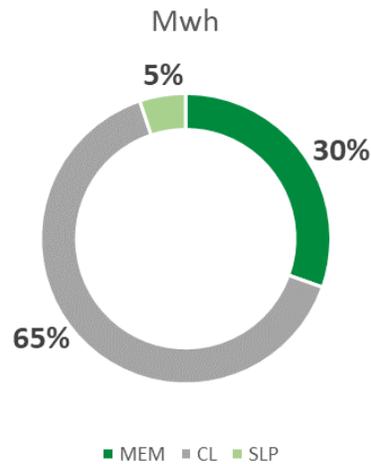
Para lograr lo anterior, es necesario que CFE SSB adquiera energía (MWh) y productos asociados a través del mercado de corto plazo, así como también a través de contratos de cobertura eléctrica. Es por esto que CFE SSB cuenta con el contrato de Participante del Mercado y diversos contratos como comprador como lo son Contratos Legados para el Suministro Básico y los Contratos de Cobertura Eléctrica derivados de las Subastas.

Los costos de CFE SSB, por compra de energía y productos asociados en 2021, fueron de \$536,142.68 millones de pesos, estos costos se desglosan de la siguiente forma, considerando únicamente los costos de la energía adquirida.

Al cierre de 2021, hay 73 Contratos de Cobertura (incluyendo el suscrito con la Cámara de Compensación) operando derivados de las subastas 2015, 2016 y 2017.

Con respecto al Contrato Legado, al igual que las subastas, se tiene un precio menor por MWh que el del Mercado Eléctrico Mayorista. El costo medio por MWh del CLSB es de 829.43 pesos/MWh.

La Energía (MWh) del CLSB aporta un 65% del total de requerimiento de CFE SSB y los contratos de subastas aportaron un 5%. El desglose es el siguiente:



Concepto	MWh
MEM	76,210,762.38
CLSB	163,045,564.77
SLP	13,705,721.41
Total	252,962,048.56

Referente a los Certificados de Energías Limpias, para el cierre del año 2021, los Contratos de Cobertura Eléctrica transfirieron a CFE SSB a través de la CRE un total de 14,505,895 CEL, los cuales se utilizarán para atender obligaciones de energías limpias para ese periodo de operación.

Estatus de los proyectos de la SLP No. 1/2015, SLP No. 1/2016 y SLP No. 1/2017

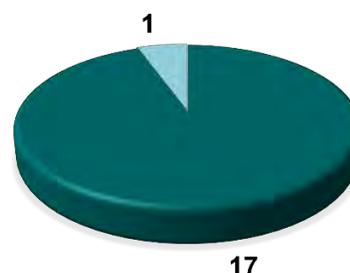
El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha llevado a cabo las tres Subastas en las que ha analizado la viabilidad técnica, financiera y legal de los proyectos que proponen la venta de productos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Emitido el fallo de esas subastas se suscriben Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE), que son contratos de tipo financiero mediante los que las partes se obligan a la compraventa de energía eléctrica y/o productos asociados.

Al cierre del 2021 los proyectos concluyeron de la siguiente manera:

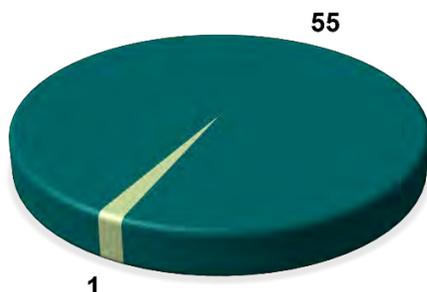
Estatus de los contratos de la SLP No. 1/2015, la SLP No. 1/2016 y la SLP No. 1/2017

	Estatus	# contratos
✓	Operación Comercial	82
✗	Terminación anticipada	1
🏠	En proceso de amparo	1
🗣️	Con Casos fortuitos en análisis del Comité	6

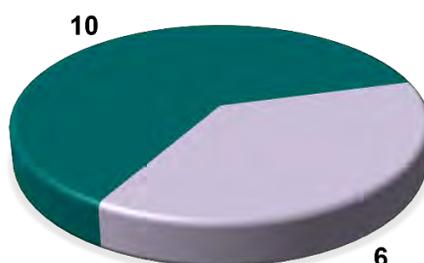
SLP-1/2015



SLP-1/2016



SLP-1/2017



Actualmente, la mayoría de los proyectos de las SLP 2015 y 2016 se encuentran operando, siendo problemas de interconexión un problema recurrente que ha retrasado la operación de los proyectos restantes. Las actividades de administración de los CCE se han desarrollado de acuerdo con las obligaciones establecidas en los mismos; el control y vigilancia del cumplimiento de las cláusulas contractuales, alineado al Manual de Subastas de Largo Plazo.

Al cierre del 2021 se realiza entrega de productos por setenta y tres Contratos de Cobertura Eléctricas de subastas de los cuales se clasifican de la siguiente manera:

Existen treinta y cinco centrales fotovoltaicas asociadas a cuarenta y cinco contratos que representan 187 MW, 8,362,728 MWh y 9,108,907 CEL de manera anual, dos centrales de ciclo combinado asociados a seis contratos para entrega de 850 MW, doce centrales eólicas asociadas a dieciséis contratos que representan 204 MW, 4,496,915 MWh y 4,762,723 CEL, dos centrales hidroeléctricas asociadas a seis contratos que representan 311,937 CEL, una central geotérmica que entregará 25 MW, 198,764 MWh, 198,764 CEL y finalmente una central turbogás que entregará 501 MW de Potencia.

Para el año 2022 se espera incrementar la entrega de productos derivado de la incorporación de los proyectos de la SLP 2017, sin embargo, el Contrato Legado seguirá cubriendo la mayor parte de las coberturas de CFE SSB.

Principales resultados

- Se transfirieron 176,751 GWh considerando ajustes a través de los Contratos Legados y de las Subastas de Largo Plazo.
- Se transfirieron, 17,814,657 CEL a través de Contratos Legados y Subastas de Largo Plazo.
- Se transfirieron 37,892 MW a través de los Contratos Legados y de Subastas de Largo Plazo.

Actividades relevantes GSE 2021

- Participación en diversas propuestas para cambios de la regulación aplicable al Suministro Básico.
- La entrega de productos de contratos derivados de las Subasta de Largo Plazo 2017, la cual, a diferencia de las subastas 2015 y 2016, tiene la particularidad que es operada por la Cámara de Compensación.

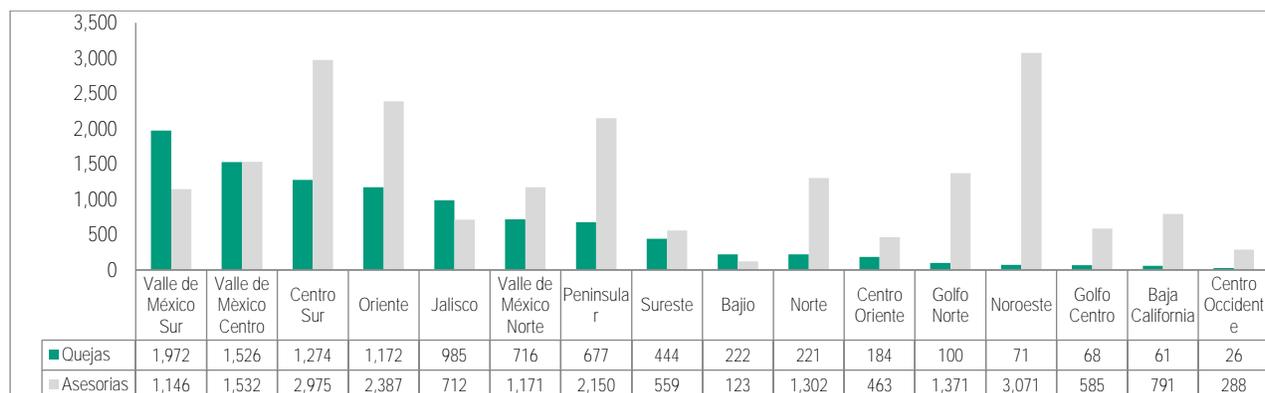
En el mecanismo de Subastas se obliga a CFE SSB a priorizar la compra de energía proveniente de generación intermitente, principalmente solar o eólica, con dos objetivos fundamentales, con pretextos como cumplir con las metas para la Transición Energética:

- 1) Desplazar las centrales de generación de CFE y usarlas sólo como respaldo para garantizar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico Nacional, con lo cual las encarecen y reducen hasta casi cero la posibilidad de ser despachadas.
- 2) Obligar a CFE SSB a pagar un producto intangible, denominado CEL, que se estimula y promueve sólo la inversión privada de plantas que fueron competencia y desplazaron a las de la CFE, y al mismo tiempo dejando al margen de ese beneficio a las centrales de energías limpias de la CFE (hidroeléctricas, solares, geotérmica, entre otras), a pesar de que CFE es el mayor productor de generación limpia.

Quejas ante PROFECO

Al cierre de diciembre 2021 el 68% del total de las atenciones se concluyó en asesoría, presentando un decremento del 19% en efectividad de la resolución en los módulos con relación a diciembre 2020, las Divisiones Comerciales que registraron el menor número de quejas son la Centro Occidente aportando menos del 1% al valor nacional con 26 quejas y las Divisiones Centro Sur y Valle de México aportan el 56.47% a nivel nacional con 5,488 quejas.

Las quejas radicadas en 2021 (9,719 quejas) disminuyeron 8.86% respecto a 2020 (10,664 quejas radicadas).



El 97.74% del total de atenciones en la División Noroeste se concluyen con asesorías, evitando con ello la radicación de quejas.

Proyectos Estratégicos de CFE SSB

CFE SSB tiene como reto principal ofrecer un servicio de excelencia a sus clientes, enfocado en la mejora de su experiencia, apoyado en soluciones tecnológicas, con calidad, confiabilidad, sustentabilidad, con enfoque social que impulsen el desarrollo nacional, por lo que ha desarrollado los siguientes proyectos estratégicos:

1.1 Modernización a la Plataforma 071

Para dar cumplimiento a las disposiciones, CFE SSB cuenta con 14 soluciones *contact center* en el ámbito nacional, con una operación ininterrumpida y con 10 años en obsolescencia, por lo que se requiere una plataforma flexible y escalable a lo largo de los años, para garantizar que la CFE SSB esté a la vanguardia en atención a clientes. Actualmente se reciben en promedio 99 mil llamadas diarias en los 14 Centros de Atención Regional y se debe hacer frente al crecimiento de clientes en promedio del 2.5 % anual.

El programa de “Adquisiciones para la Actualización de la Plataforma 071” se ejecutará en beneficio de los 14 Centros de Atención Regional. Esta plataforma da atención en 14 Centros de Contacto de los cuales, cuatro son Centros de Atención Nacional y cuenta con 1,632 ejecutivos de atención telefónica para atender anualmente un promedio de 32 millones de llamadas, cubriendo en su totalidad la extensión de territorio nacional.

1.2 Equipos de Atención al Cliente

Actualmente los equipos en operación son obsoletos para el manejo de aplicaciones recientes y administración del efectivo.

Se consideró el proyecto de “Adquisiciones para la Modernización de Equipos para la Atención al Cliente”, para la adquisición del equipo antes mencionado a nivel nacional, para las 16 Divisiones Comerciales de CFE SSB, teniendo como objeto asegurar e incrementar la recaudación de la cobranza y la satisfacción del cliente, al contar con equipos más eficientes en el procesamiento de datos, que permitan reducir los costos

operativos, mejorando los tiempos de atención y generando rentabilidad y valor económico para la CFE SSB y el Estado Mexicano.

Este proyecto se ejecutará a nivel Nacional, atendiendo las 16 Divisiones Comerciales de CFE SSB, en sus 1,066 oficinas de atención al cliente.

1.3 Modernización de CAC'S y CAR

Para la CFE es una prioridad brindar a los clientes un servicio de calidad, con excelencia en la atención. Para ello se impulsa la diversificación de canales y medios de atención a través de los Centros de Atención a Clientes, Centros de Atención Regional (CAR), Enlace Empresarial, app CFE Contigo, portal www.cfe.mx; así como la @CFEContigo (Twitter); CFE Cam siendo los CAC's y CAR's los preferidos por nuestros clientes.

Actualmente contamos con 1,066 CAC's que dan atención personalizada a 12.4 millones de clientes anuales aproximadamente, con un promedio de afluencia mensual de más de 1 millón de atenciones. Además de la atención personalizada (2,320 ejecutivos) dentro de los CAC's contamos con CFEMáticos (2,674) que reciben más de 100 millones de visitas anuales (pago del recibo, consulta de saldo, etc.)

Los CAC's tienen 20 años de operación sin que se les haya asignado presupuesto de inversión, por lo que muestran distintos niveles de deterioro, algunos de forma importante lo que redundará en una mala imagen de la marca ante los clientes por lo que es necesario inversión que nos permita mejorar la experiencia del cliente, e incrementar la satisfacción.

El objetivo de este proyecto es realizar la remodelación y cambio de imagen de los Centros de Atención a Clientes que tenemos en el territorio nacional para mejorar la experiencia de servicio y hacer sentir cómodo al cliente.

1.4 Equipos de Cómputo

Actualmente los equipos en operación son obsoletos para el manejo de información derivado que su software y hardware no están actualizados para el tratamiento óptimo de datos y el manejo de aplicaciones recientes, que no son soportadas. Esto retrasa el trabajo que se desarrolla por los diferentes procesos de la empresa, no permite que las comunicaciones en las redes informáticas fluyan de manera eficiente, afectando la productividad y la atención de usuarios, incidiendo en la falta de seguridad en el manejo de información que afecta a las aplicaciones y al procesamiento de aquella.

El proyecto "Adquisiciones para la Actualización del Equipo de Cómputo para CFE SSB" contempla la actualización de los equipos de cómputo, reemplazando el equipo que ha cumplido su vida útil o está dañado, con la finalidad de garantizar el desarrollo de las actividades administrativas, de gestión y de operación que realiza personal de CFE SSB.

Este proyecto considera la adquisición del equipo antes mencionado a nivel nacional, para las 16 Divisiones Comerciales de CFE SSB, teniendo como objeto mejorar la productividad del personal al contar con equipo más eficiente en el procesamiento de datos.

ATENCIÓN A USUARIOS

SUMINISTRO CALIFICADO

A poco más de 5 años de su operación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), CFE Calificados se ha posicionado como el líder del segmento de atención y suministro a grandes consumidores de energía eléctrica, con una participación del 30% en el mercado calificado lo que representó ventas de energía de 5,457 GWh durante 2021, un 200% más a lo vendido en 2020. Lo anterior se ha alcanzado a pesar del entorno económico complejo resultado de la pandemia y así como un entorno de elevada competencia con empresas privadas, donde existen más de 55 Suministradores Calificados con Permiso de la CRE, de los que 45 ya iniciaron operaciones en el mercado.

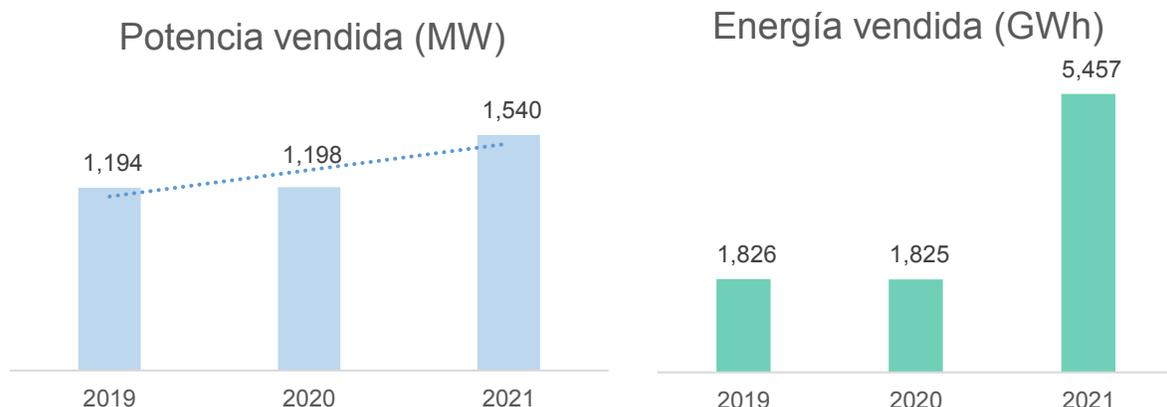
El éxito y posicionamiento de CFE Calificados son resultado de la continua construcción y desarrollo de capacidades internas, así como, el trabajo en equipo. En 2021, se concentraron esfuerzos para desarrollar e implementar diferentes proyectos internos con el fin de:

- Coordinar participación transversal de las áreas
- Mejorar la conexión e interacción entre procesos
- Incrementar el desempeño ante las exigencias operativas
- Consolidar interacción con contrapartes externas
- Impulsar la excelencia en el servicio a los clientes

Principales logros

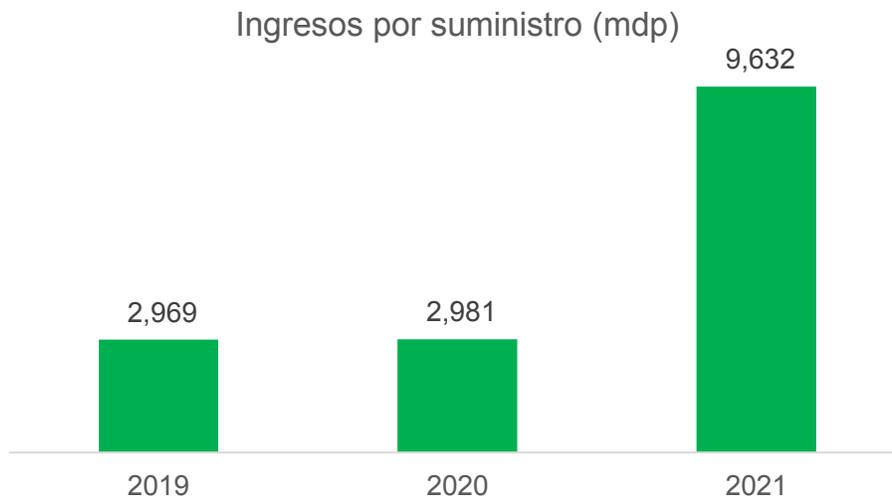
Entre los logros de CFE Calificados destacan los siguientes:

- I. **Mayor colocación y diversificación del portafolio de clientes.** A pesar de la pandemia, en 2021 CFE Calificados firmó nuevos contratos para la venta de 341 MW de capacidad y su energía asociada, lo que representa un incremento del 30% respecto a la venta de MW en 2020. Con ello, la filial tiene contratos firmados de suministro por un total de 1,540 MW de potencia. Este resultado se debe a una estrategia focalizada, permitiendo a CFE Calificados tener presencia en 18 estados de la república y diversificando su portafolio en 16 sectores productivos.





- II. **Mayor cantidad de energía vendida.** Para 2021 existió un incremento importante de la facturación de la potencia vendida, así como la energía asociada de dicha potencia, encaminando así, a un aumento considerable en los ingresos por la venta directa de energía, pasando de 2,981 mdp a finales de 2020 a 9,632 mdp al cierre de 2021, este aumento representó un incremento del 223%.



- III. **Recuperación de clientes que se encuentran en el esquema de autoabasto.** A finales de 2020 CFE a través de su empresa filial CFE Calificados inició una estrategia de recuperación de clientes que actualmente se encuentran en el esquema de autoabasto, con el objetivo de atraer a estos usuarios y así incrementar los ingresos y las utilidades de la filial por el suministro de energía. Para inicio del segundo trimestre de 2021 CFE Calificados firmó el primer contrato por 37 MW y para finales de 2021 se han firmado 322 MW, con lo que se cumplió la meta establecida para 2021 y 2022. Esto gracias a la energía proveniente de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde



GESTIÓN CORPORATIVA

FINANZAS

En el marco de las transformaciones iniciadas por el actual Gobierno Federal, el Consejo de Administración de la CFE aprobó el Plan de Negocios 2022-2026 (PDN), como ruta a seguir, el cual representa una evolución a partir del documento 2021-2025 en diversos aspectos, entre los que destacan: i) la constitución de los Fideicomisos de Energías Limpias (FIEL) y de Proyectos de Generación Convencional (FPGC), a partir de los cuales se amplía la cartera de proyectos de generación y se diversifican las fuentes de financiamiento, en estos se definen los proyectos de modernización y repotenciación de las centrales hidroeléctricas; ii) se consolida el programa para incorporar en la cultura institucional el concepto de sustentabilidad, atendiendo a criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ASG); iii) fortalecimiento del Modelo de Medición del Desempeño, para dar seguimiento a los indicadores y metas propuestas en el Plan de Negocios; iv) se incluye el Sistema Integral de Gestión y de esta forma se incorpora la Política Transversal de Calidad; v) se profundizan los alcances de la Transformación Digital para consolidar la estrategia de ciberseguridad y la automatización de procesos clave; y vi) se propone la creación de una Empresa Cautiva de Reaseguro para optimizar el costo financiero de la póliza de seguros.

Aspectos destacados

En el apartado de Estados Financieros, se incluyen los resultados preliminares al cierre de 2021, entre cuyos hechos principales se encuentran ingresos totales por \$566,687 millones de pesos (mdp), cifra 12.7% superior a la observada en 2020, que se explica por un incremento en el volumen de venta de energía de 3,523 MWh, principalmente en el sector industrial y sector doméstico; adicionalmente se tiene un incremento en el número de usuarios de aproximadamente un millón. Por el lado de los costos se observó un incremento de 24.4%, resultado básicamente del crecimiento de los precios de los combustibles para la generación derivado del mencionado evento climático de febrero, lo que aunado a un costo financiero 17.9% menor al registrado el año anterior, da como resultado una pérdida antes de impuestos de \$106,260 mdp, comparado con la pérdida de \$85,996 mdp que se obtuvo en 2020.

Desde el punto de vista presupuestal, se observa que al cierre del año 2021 se registraron ingresos por 384,796.5 mdp, los cuales fueron menores en 5.1% con relación a los ingresos aprobados, esta variación se debió en gran parte a una diferencia en los ingresos por venta de energía de 4.6% respecto a lo programado. El gasto programable acumulado al cierre del año ascendió a 489,907.9 mdp. Lo que da como resultado un balance financiero de -54,697.3 mdp. Cabe destacar que este deterioro en el Balance Financiero fue previsto por la CFE desde el mes de febrero en el que se presentó el fenómeno climatológico y, en consecuencia, se afectaron los precios del gas.

En el marco de la Propuesta Global de Financiamiento y la Estrategia de Coberturas para el ejercicio fiscal 2021, aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE, las acciones desarrolladas en dicho año permitieron dar cumplimiento al nivel de endeudamiento neto autorizado por la H. Congreso de la Unión en la Ley de Ingresos y en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2021, y alcanzar los siguientes objetivos: i) cubrir las necesidades de recursos de la CFE en las mejores condiciones financieras posibles (monto, costo, plazo y riesgo); ii) complementar las necesidades de financiamiento con crédito externo cuando se identifiquen ventanas de oportunidad favorables para diversificar las fuentes de recursos; iii) realizar operaciones de manejo de pasivos que permitan mejorar el perfil de vencimientos de la

deuda y la estructura de costo o plazo del portafolio; iv) realizar un manejo integral de los riesgos financieros del portafolio de la deuda de la CFE; v) continuar con una política de comunicación transparente sobre el manejo del endeudamiento público que le permita a los inversionistas, agencias calificadoras y al público en general, conocer los objetivos y las líneas de acción de la CFE como emisor recurrente en los mercados financieros.

Y por último, en la sección del Plan de Negocios, la Administración reconoce la necesidad de la CFE de fortalecer sus procesos operativos y financieros en un entorno de competencia, por ello, en el Plan de Negocios 2021-2025 aprobado en diciembre de 2020, así como en la versión 2022-2026 aprobada en diciembre del año siguiente, se plantean los Objetivos Estratégicos que se vinculan de forma directa con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

ESTADOS FINANCIEROS

La CFE reporta una pérdida neta al 31 de diciembre de 2021 de 106,260.1 mdp. A continuación, se presenta un breve análisis del resultado del año 2021, y de los cambios con respecto al año anterior:

- Ingresos totales por venta de energía. Se registró un incremento en el volumen de venta de energía de 3,523, principalmente en el sector Industrial y sector doméstico. Adicionalmente se tiene incremento en usuarios por aproximadamente un millón. El precio medio no tiene cambio significativo.
- Ingresos por combustibles terceros. El incremento obedece al aumento de operaciones con gas natural con algunos clientes terceros de las filiales en el 2021, adicionalmente se muestra un incremento de precios en el transcurso del ejercicio 2021, teniendo el efecto más importan en el mes de febrero 2021, el cual afecto directamente al precio de venta de combustibles a terceros.
- Energéticos y otros combustibles. La variación en el rubro de los energéticos se debe principalmente como consecuencia del frente frío No. 35 con vientos árticos ocasionando bajas temperaturas en el norte y noreste del país, así como el congelamiento de ductos y el cierre de plantas de producción de gas natural en el estado de Texas, EE. UU., se registró un riesgo de déficit de capacidad de generación en las centrales eléctricas en México. Como consecuencia del congelamiento de infraestructura de gas natural y de generación eléctrica en Texas, generó que el precio del gas natural, como Waha y Houston Ship Channel (HSC), sufrieran un incremento inicial de 4.5 USD/GJ a 11 USD/GJ del 11 al 12 de febrero de 2021, dos días después se tuvo un incremento a 150 USD/GJ.

Esta contingencia significó un costo económico importante para la CFE derivado principalmente de la adquisición de gas para la generación de energía eléctrica de centrales de Productores Independientes de Energía y la mitigación de ofertas en el Mercado Eléctrico Mayorista por la participación de centrales de la CFE, de forma adicional los precios de los combustibles presentaron un incremento constante en el ejercicio 2021.

- Obligaciones laborales. Se presentó un decremento en comparación a 2020 en las obligaciones laborales debido a que el pasado 19 de agosto de 2020 la CFE y el SUTERM llegaron a un nuevo acuerdo sobre el Contrato Colectivo de Trabajo (CCT) que regirá el

periodo 2020-2022 y el efecto se reconoció en el ejercicio concluido en 2020, el cual consideró, entre otros aspectos, la modificación de la cláusula 69 relativa a las condiciones de jubilación de los trabajadores de la CFE, aplicable únicamente al personal sindicalizado, teniendo un efecto de aproximadamente 80 mmdp.

- Fluctuación cambiaria. Al cierre del cuarto trimestre de 2021, el tipo de cambio fue de \$22.58, lo que generó una pérdida cambiaria de \$21,513 mdp, inferior a la pérdida de \$33,922 del mismo período del año anterior, cerrando con un tipo de cambio de \$19.95.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias y Filiales)
Estado de Resultados Consolidado Condensado
Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Cifras en miles de pesos)

Concepto	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020	Variación 2021 vs 2020
Ingresos	\$566,686,667	\$502,858,626	12.7%
Ingresos por venta de energía	\$389,592,873	\$370,888,288	5.0%
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$57,797,887	\$21,497,865	168.9%
Ingresos por transporte de energía	\$19,312,156	\$14,989,283	28.8%
Ingresos por subsidio	\$70,279,000	\$70,000,000	0.4%
Otros ingresos y ganancias	\$29,704,751	\$25,483,190	16.6%
Costos	\$602,147,638	\$484,019,051	24.4%
Energéticos y otros combustibles	\$262,022,046	\$158,005,203	65.8%
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$62,274,498	\$25,294,428	146.2%
Remuneraciones y prestaciones al personal	\$71,458,411	\$70,623,442	1.2%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$21,371,751	\$24,076,874	-11.2%
Impuestos y derechos	\$2,302,790	\$1,962,386	17.3%
Costo MEM	\$3,272,121	\$3,142,319	4.1%
Costo de obligaciones laborales	\$45,859,757	\$120,790,014	-62.0%
Depreciación	\$69,237,029	\$65,487,160	5.7%
Otros gastos	\$64,349,235	\$14,637,225	339.6%
RESULTADO DE OPERACIÓN	(\$35,460,971)	\$18,839,575	-288.2%
Costos de Financiamiento	\$75,824,399	\$92,389,716	-17.9%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	(\$111,285,370)	(\$73,550,141)	51.3%
Impuestos a la utilidad	(\$5,025,309)	\$12,446,226	-140.4%
RESULTADO NETO	(\$106,260,061)	(\$85,996,367)	23.6%

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) / Gerencia de Contabilidad

PROGRAMA PRESUPUESTAL 2021

Para el ejercicio presupuestal 2021, el Consejo de Administración aprobó, a través del Acuerdo CA-034/2020, una estimación de ingresos propios para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por 405,445.1 millones de pesos (mdp) y un gasto programable de 435,645.4 mdp. Con posterioridad, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) solicitó que la CFE realizara un ajuste a su presupuesto por 18,500.0 mdp, para hacer compatible la estimación presupuestaria con el marco macroeconómico para el 2021. De esta manera, el ingreso se mantuvo en las mismas cifras y el gasto programable se ajustó a 417,145.4 mdp.

Los montos anteriores fueron ratificados por el Congreso de la Unión durante el proceso que correspondió a la aprobación del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2021.

Al cierre del año, la CFE reportó ingresos propios por 384,796.5 mdp; es decir, 5.1 por ciento menores a los aprobados. Esta reducción se debió, principalmente, a una reducción de la demanda de energía en 10,026 GWh el 4.6% respecto a lo programado. En cuanto al gasto programable, en el PEF se aprobó un total de 417,145.4 mdp; sin embargo, al cierre del año se presentó un gasto total de 489,907.9 mdp, es decir, 17.4 por ciento mayor.

Lo anterior se debe principalmente a un aumento del 119.7 por ciento en el gasto de gas para consumo de centrales propias de CFE, así como el incremento en el gasto por cargos variables de combustibles para Productores Externos de Energía por 114.9 por ciento. Éste incremento en el gasto se originó, principalmente, por el vórtice polar que afectó a los Estados Unidos de América durante el mes de febrero, provocando una escasez de gas natural por el congelamiento de ductos, lo cual afectó el precio del gas durante el mes de febrero, así como a otras variables internacionales que tuvieron como consecuencia un incremento del precio del gas durante el segundo semestre de 2021.

Asimismo, también se registró un incremento en el gasto para adquirir combustibles nacionales para enfrentar la crisis de gas natural en febrero, y la decisión de continuar fortaleciendo la matriz de tecnologías de la CFE.

A continuación, se presenta el Ejercicio Presupuestal de la CFE, por los ejercicios fiscales terminados el 31 de diciembre de 2019, 2020 y 2021:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
EJERCICIO PRESUPUESTAL 2019-2021
(Millones de Pesos)

Concepto	Ejercicio		Aprobado 2021	Ejercicio 2021	Variaciones Absolutas			Variaciones Relativas %		
	2019	2020			(5)=(4-3)	(6)=(4-2)	(7)=(4-1)	(8)=(4/3)	(9)=(4/2)	(10)=(4/1)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Ingresos Propios	428,526.1	397,494.8	405,445.1	384,796.5	20,648.5	12,698.3	43,729.6	5.1	9.8	18.9
Ventas de Servicios	407,435.3	363,850.3	397,570.0	375,826.3	21,743.7	11,976.0	31,609.0	5.5	3.8	16.7
Ingresos Diversos	21,090.9	33,644.5	7,875.1	8,970.2	1,095.2	24,674.3	12,120.6	13.9	75.2	61.6
Gasto Programable	472,700.7	443,989.5	417,145.4	489,907.9	72,762.5	45,918.4	17,207.2	17.4	2.8	6.5
Gasto Corriente	377,939.0	335,023.5	318,351.5	400,330.5	81,979.0	65,307.0	22,391.5	25.8	11.3	4.4
Servicios Personales	58,525.5	61,515.5	62,460.0	61,548.2	911.8	32.7	3,022.8	1.5	6.8	5.1
Materiales y Suministros	208,253.3	164,016.5	144,399.3	169,147.3	24,748.0	5,130.8	39,106.0	17.1	3.9	26.7
Combustibles para la generación de Electricidad	177,669.7	132,873.4	102,683.6	129,002.5	26,318.9	3,871.0	48,667.2	25.6	9.6	34.5
Otros	30,583.5	31,143.0	41,715.7	40,144.8	1,570.9	9,001.7	9,561.3	3.8	20.1	18.5
Servicios Generales	31,593.8	32,402.9	32,491.9	36,423.6	3,931.7	4,020.7	4,829.9	12.1	4.7	4.1
Pagos relativos a Pidiregas	78,900.4	74,529.1	78,207.7	127,591.5	49,383.8	53,062.3	48,691.0	63.1	59.5	46.0
Cargos fijos	29,429.1	33,342.9	35,064.7	34,862.0	202.7	1,519.0	5,432.9	0.6	2.6	6.9
Cargos variables	49,471.3	41,186.2	43,143.0	92,729.5	49,586.5	51,543.3	43,258.2	114.9	109.7	69.2
Otras Erogaciones	666.1	2,559.5	792.5	5,619.9	4,827.4	3,060.4	4,953.8	n.a.	104.5	n.a.
Pensiones y jubilaciones	41,261.5	44,189.5	47,146.0	46,731.9	414.1	2,542.4	5,470.4	0.9	1.5	2.2
Inversión Física	37,991.1	43,123.7	49,323.0	41,137.6	8,185.4	1,986.1	3,146.5	16.6	11.1	2.3
Pago de Pidiregas	14,709.5	13,408.2	16,482.0	16,994.7	512.7	3,586.5	2,285.2	3.1	18.1	4.3
Inversión	23,281.7	29,715.5	32,841.0	24,142.9	8,698.1	5,572.6	861.3	26.5	24.3	6.4
Inversión Financiera	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.	n.a.
Operaciones Ajenas	15,509.0	21,652.8	2,324.9	1,707.8	617.1	19,944.9	13,801.2	26.5	92.7	90.1
Balance de Operación	44,174.5	46,494.7	11,700.3	105,111.4	93,411.0	58,616.7	60,936.8	n.a.	110.6	114.8
Transferencias del Gobierno Federal	75,185.8	70,000.0	70,000.0	70,279.0	279.0	279.0	4,906.8	0.4	6.5	15.6
Balance Primario	31,011.3	23,505.3	58,299.7	34,832.4	93,132.0	58,337.7	65,843.6	159.7	n.a.	n.a.
Costo Financiero Neto	25,028.4	23,504.1	29,799.7	19,865.0	9,934.7	3,639.2	5,163.4	33.3	21.3	28.4
Balance Financiero	5,982.9	1.2	28,500.0	54,697.3	83,197.3	54,698.5	60,680.3	n.a.	n.a.	n.a.
Endeudamiento Neto	4,948.8	12,567.8	21,601.4	19,862.5	1,738.9	7,294.7	14,913.6	8.1	47.2	n.a.
Variación de Disponibilidades (Aumento)	10,931.8	12,569.0	50,101.4	34,834.9	84,936.3	47,403.9	45,766.6	169.5	n.a.	n.a.
Inicial	100,749.5	111,681.2	95,196.5	124,250.2	29,053.7	12,569.0	23,500.7	30.5	3.6	11.3
Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.	n.a.
Final	111,681.2	124,250.2	145,297.9	89,415.3	55,882.6	34,834.9	22,265.9	38.5	33.0	27.7

Fuente: Subdirección de Operación Financiera.

Incluye Operaciones Ajenas y Mercado Eléctrico Mayorista (Neto). Excluye operaciones intercompañías, así como 161,080.2 mdp de la disponibilidad inicial observada por la asunción del pasivo laboral en 2016.

El Balance Financiero y el techo de gasto en Servicios Personales de la CFE es autorizado anualmente por la Cámara de Diputados al aprobar el Presupuesto de Egresos de la Federación. Respecto a estas variables, se observa lo siguiente:

- El Balance Financiero al cierre ascendió a 54,697.3 mdp negativos, lo cual representó un deterioro de 83,197.3 mdp respecto con lo aprobado. Cabe destacar, que este deterioro en el Balance Financiero fue previsto por la CFE desde el mes de febrero en el que se presentó el fenómeno climatológico y, en consecuencia, se afectaron los precios del gas, tal y como se señaló previamente, mismo que fue comunicado de manera oportuna a la Subsecretaría de Egresos de la SHCP desde en el mes de febrero y actualizando el impacto económico de manera periódica a dicha Subsecretaría hasta el mes de diciembre.
- Conforme a lo anterior, la CFE solicitó a la SHCP la autorización del deterioro de la meta de Balance Financiero y el trámite correspondiente de la adecuación presupuestaria de cierre 2021.

- Con base en oficio No. 312.A.-0321 del 28 de enero de 2022 emitido por la Dirección General de Programación y Presupuesto “B” dependiente de la Subsecretaría de Egresos de la SHCP, se comunicó a la CFE que, con fundamento en el artículo 105 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, solicitara a través del Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades, la modificación al presupuesto autorizado para el ejercicio 2021, el cual corresponde al deterioro de la meta de balance financiero en 83,197.3 mdp.
- En el caso de los gastos en Servicios Personales, el Congreso autorizó un techo de 62,460.0 mdp. Al cierre del año 2021, el gasto en este rubro fue de 61,548.2 mdp; es decir, en línea con lo programado. Lo anterior refleja los esfuerzos de la administración por reducir los gastos operativos de la empresa.
- El presupuesto para inversión física autorizado fue de 49,323.0 mdp; no obstante, se ejercieron únicamente 41,137.6 mdp, de los cuales 16,994.0 mdp representaron inversiones en proyectos PIDIREGAS. Se ejercieron 8,185 millones de pesos menos que en el año previo, por el diferimiento de licitaciones de proyectos de Transmisión, por insuficiencia de tecnólogos participantes en concursos de obras como los CEV (Compensadores Estáticos de Vars), y por la interposición de recursos legales contra una sección completa del Programa Desarrollo del Sector Eléctrico (PRODESEN). También se pospuso el ejercicio programado en obras de Rehabilitación y Modernización, como los de hidroeléctricas, debido a cambios en el esquema de su financiamiento. A esto se agregó el replanteamiento de metas de sustitución de equipos, que implicó menores adquisiciones de componentes como acometidas, medidores y operación remota.

INFORME DE LA DEUDA

El saldo registrado de la deuda corporativa de la Comisión Federal de Electricidad al cierre de diciembre de 2021 alcanzó 379,773.1 millones de pesos; es decir, se observó un incremento de 4.9%, con respecto del nivel observado en diciembre de 2020, cuando dicho saldo alcanzó 362,157.7 millones de pesos.

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	257,681.6	168,828.9	88,852.6	232,873.1	24,808.5
PIDIREGAS	122,091.5	75,297.5	46,794.1	68,521.7	53,569.8
Total	379,773.1	244,126.4	135,646.7	301,394.8	78,378.3

Se presenta para efectos de comparación el cuadro del saldo de la deuda corporativa hasta el 31 de diciembre de 2020.

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	231,857.1	141,566.2	90,290.9	186,624.6	45,232.5
PIDIREGAS	130,300.6	53,397.5	76,903.1	69,840.9	60,459.7
Total	362,157.7	194,963.7	167,194.0	256,465.5	105,692.2

Se puede observar que el incremento de 17,615.4 millones de pesos se explica, en buena medida, por el tipo de cambio usado para obtener los saldos equivalentes en moneda nacional, ya que en 2020 se consideró una paridad de 19.9487 pesos por dólar, inferior en más de 3% a los 20.5835 pesos por dólar que se tomaron al cierre de 2021.

Conviene subrayar, por lo que se refiere a la composición de la deuda, que al cierre de 2021 se observó un incremento de 25.2% en la moneda extranjera, al pasar de 194,963.7 millones de pesos al cierre de 2020, a 244,126.4 millones en 2021. Esta situación, contribuye a aumentar el efecto del diferencial en los tipos de cambio antes mencionado.

Adicionalmente, en la nueva composición de la deuda al cierre de 2021, resalta un mejor perfil: mientras el volumen contratado a tasa fija aumentó en 17.5%, por otra parte, las obligaciones las obligaciones a tasa variable disminuyeron en casi 26%. El beneficio es que en los dos tipos de obligaciones se logró una menor exposición a las variaciones esperadas del precio del dinero en el presente ejercicio.

Variaciones	Total	-Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
	17,615.4	49,162.7	-31,547.4	44,929.3	-27,313.9

Por lo que respecta al costo financiero de la deuda, se observó una disminución cercana al 18% con relación a lo ejercido en 2020, pues se pagaron 19,289 millones de pesos, en comparación con los 23,505 millones anteriormente desembolsados.

Un factor que contribuyó de manera importante en dicha disminución fue el costo financiero de la deuda PIDIREGAS, el cual que se redujo casi 25%, al pasar de 8,333 millones de pesos en 2020, a 6,281 millones en 2021. Al respecto, conviene resaltar que se han obtenido mayores horizontes de financiamiento, de hasta 30 años y tasas fijas en los mercados internacionales, a partir de las colocaciones realizadas por la CFE en los últimos años con los bonos FORMOSA, lo que empata, con plazos más acordes a la vida útil de la infraestructura financiada.

Otro factor que contribuyó a la disminución del costo financiero global es la reducción de los gastos efectuados por concepto de coberturas financieras, que se redujo en más de dos tercios con respecto de los 3,763 millones de pesos ejercidos en 2020, al registrarse únicamente 1,252 millones de pesos por el total de los pagos registrados en 2021 por dicho concepto.

Costo Financiero de la Deuda (Ejercicio observado en millones de pesos)		
Concepto	2020	2021
Deuda Documentada	14,379	14,004
Deuda PIDIREGAS	8,333	6,281
Coberturas	3,763	1,252
Ingresos por intereses	-2,971	-2,248
Total	23,505	19,289

Durante 2021, el pago de obras a contratistas de proyectos de inversión financiada ascendió a 1,440.8 millones de pesos, lo que constituyeron desembolsos para el pago de nueva infraestructura. Entre las obras recibidas más importantes por su monto, se encuentran, el pago complementario del proyecto 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase I, de la EPS Generación I,

y por lo que respecta al proceso de distribución y transmisión, el proyecto 273 SE1621 Distribución Norte –Sur.

Adicionalmente, se refinanciaron cuatro de líneas de crédito, por un total de 4,980.4 millones de pesos, dos de ellas con BANORTE, una con el Export Development Canadá y la otra con BBVA, con dos nuevas líneas que presentan ahora mejores condiciones financieras, una de ellas, con el propio BBVA, y la otra, con un financiamiento conjunto obtenido de NAFIN-BANCOMEXT. Lo anterior permite mejorar el perfil general de la deuda PIDIREGAS.

Tipo de Deuda	Disposiciones	Amortizaciones
Documentada	137,911	118,048
PIDIREGAS (Obra Nueva)	1,441	17,107
(Refinanciamiento)	4,980	
Total	144,332	135,155

Cifras en millones de pesos. Las amortizaciones PIDIREGAS, consideran el re-conocimiento de pagos realizado por CFE Corporativo, en relación con el Bono FORMOSA 3.

Respecto de la deuda documentada, durante 2021 se hicieron nuevas disposiciones por 137,911 millones de pesos, correspondiendo 56,188 millones de pesos a deuda interna y 81,723 millones de pesos a deuda externa.

Durante 2021 se dispusieron 36,000 millones de pesos en líneas de crédito de corto plazo destinados diversas actividades autorizadas por la ley de la Comisión Federal de Electricidad.

En febrero, se realizó la colocación pública en los mercados internacionales de 2 bonos a tasa fija por un monto total de 2,000 millones de dólares, uno por 1,200 millones a tasa 3.348% y otro por 800 millones a tasa 4.677%, con vencimientos al 2031 y 2051, respectivamente. Destinados al refinanciamiento del bono por 1,000 millones de dólares de fecha 19 de mayo de 2011 con vencimiento final el 26 de mayo de 2021, así como financiar diversas actividades autorizadas por la ley de la Comisión Federal de Electricidad.

En el mes de mayo se realizó la colocación de Certificados Bursátiles con clave de pizarra CFE 21, CFE 21-2 y CFE 21 U, por un total de 9,999 millones de pesos, destinados a financiar el vencimiento de los Certificados Bursátiles identificados con clave de pizarra CFE 18 emitidos el 6 de junio de 2018, así como para liquidar créditos de corto plazo y para fines corporativos en general.

El 26 de julio se dispusieron 850 MUSD, derivados de la emisión pública externa de un bono a tasa fija y plazo de 12 años, bajo la Regla 144 A y Regulación S, identificado como “3.875% Notes due 2033”, destinada al refinanciamiento de créditos bancarios de corto plazo.

El 13 de diciembre, Comisión Federal de Electricidad realizó la Operación Pública de Adquisición Voluntaria de Certificados Bursátiles, con clave de pizarra CFE 14-2, por un total de 77,823,926 títulos, cuyo pago de los valores objeto de la oferta fue de 7,470 millones de pesos, generando un ahorro en el pago del principal de 311.7 millones de pesos, equivalente a 4.01% del precio nominal. Lo anterior, destinado a mejorar el perfil financiero de la CFE mediante la diversificación de los

vencimientos de su deuda, reducir el costo financiero, y generar ahorros a través de una política oportuna e inteligente de refinanciamiento de pasivos.

Asimismo, con fecha 15 de diciembre, se llevó a cabo la colocación de emisiones de Certificados Bursátiles con clave de pizarra CFE 21-3, CFE 21-4, CFE 21-5 y CFE 21-2U, por un total de 10,499 millones de pesos, para refinanciar los Certificados Bursátiles con clave de pizarra CFE 14-2, y para fines corporativos en general.

Durante 2021 se dispusieron y amortizaron 900 millones de dólares de crédito sindicado revolvente firmado el 31 de julio 2018, por un monto de 1,260 MUSD, con Mizuho Bank, LTD., como agente administrativo, para fines corporativos en general.

En diciembre se dispusieron y amortizaron 300 millones de dólares, de un pagaré de corto plazo firmado con Banorte, S.A. destinado a fines corporativos en general.

En de octubre, se dispusieron 17.1 millones de dólares de la línea del crédito suscrita con Banamex, S.A. destinada a financiar uranio enriquecido para la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde. Por otra parte, durante 2021 se pagaron amortizaciones a las Agencias de Crédito a la Exportación por un total de 790.2 millones de pesos.

EMISIÓN DE DEUDA

1. Operaciones de financiamiento y de manejo de pasivos de deuda

Como parte de la Propuesta Global de Financiamiento de la CFE para 2021, y con el objetivo de fortalecer la posición financiera y operativa de la EPE, en 2021 la CFE llevó a cabo diversas operaciones de financiamiento y de manejo de pasivos de deuda, provenientes tanto de emisiones de bonos en los mercados internacionales de capitales, como en el mercado local. Asimismo, se contrataron créditos bilaterales y se refinanciaron líneas de crédito destinadas al financiamiento de PIDIREGAS de Inversión Directa.

Dichas operaciones permitieron generar ahorros financieros, derivado de mejores condiciones, en tasa y plazo, de los nuevos financiamientos contratados, reduciendo con ello el costo financiero para la EPE.

a) Operaciones en el mercado local de capitales

Emisión de CEBURES

El 25 de mayo de 2021, la CFE llevó a cabo la emisión de Certificados Bursátiles (CEBURES) en el mercado público de deuda local, a través del cual se colocaron 10,000 mdp, en tres tramos bajo el formato de vasos comunicantes. La distribución de los montos en cada tramo y la correspondiente tasa de interés se señalan a continuación:

- i) Plazo a 1.5 años a tasa variable: asignación de 4,873.4 mdp, a tasa referenciada a TIIE a 28 días más + 57 puntos base (4.85%).

- ii) Plazo a 3.8 años a tasa variable: asignación por 2,589 mdp a tasa referenciada a TIIE a 28 días más + 75 puntos base (5.03%).
- iii) Plazo a 10 años a tasa fija en UDIS: asignación de 2,537.6 mdp a 10 años, a una tasa de rendimiento fija udizada de 5.45%.

Es importante señalar que, debido a la sobredemanda registrada en la emisión de 1.8 veces el monto asignado, la CFE tomó las posturas más eficientes para la empresa, lo que permitió lograr una tasa ponderada de financiamiento de 5.05%, por debajo del costo financiero respecto a otras opciones de financiamiento. Asimismo, permitió que el costo financiero de cada uno de los tres tramos señalados se ubicara por debajo de las referencias establecidas en el mercado secundario para bonos de CFE en plazos similares.

El destino de los recursos fue el refinanciamiento del CEBUR “CFE 18”, así como el pago de distintos créditos bancarios de corto plazo contratados con anterioridad, por lo que el nivel de endeudamiento de la EPE no se incrementó.

Las emisiones contaron con calificación AAA en escala local, emitidas por las agencias calificadoras S&P Global Ratings, Moody’s y Fitch Ratings. Los agentes colocadores fueron BBVA, Citibanamex y Santander.

Oferta Pública de Adquisiciones de CEBURES y nueva emisión

Dentro de las operaciones de manejo de pasivos orientadas a extender el plazo de las obligaciones y reducir el costo financiero de la deuda, la CFE efectuó un par de exitosas transacciones en el mercado local de capitales.

Por un lado, el 8 de diciembre de 2021 la CFE realizó la primera operación en México de Oferta Pública de Adquisición (OPA) voluntaria de los CEBURES “CFE 14-2”, por un monto de 10,500 mdp, con fecha de vencimiento el 25 de noviembre de 2025, y con un cupón a una tasa fija nominal de 7.35%. Dichos CEBURES cotizaban en el mercado secundario de deuda a un precio por debajo de par derivado de los movimientos al alza de las tasas de interés en México. La OPA contó con la participación de inversionistas nacionales e internacionales, por un monto total a valor nominal de 7,782.4 mdp, cifra que representó el 77.8% del monto objetivo.

Por el otro lado, para el pago de la OPA de los CEBURES antes referidos, el 13 de diciembre de 2021 la CFE realizó una nueva emisión de CEBURES en el mercado público local de capitales, bajo el formato de vasos comunicantes por un monto de 10,500 mdp en cuatro formatos: dos tramos en tasa variable a plazos de tres y cinco años; un tramo a tasa fija nominal a un plazo de ocho años, y otro en tasa en UDI a 10 años. De esta total, se destinaron 7,470 mdp al pago de la OPA a los tenedores de los CEBURES “CFE 14-2”. Cabe señalar que el monto restante obtenido mediante los nuevos CEBURES (3,030 mdp) fue destinado al pago de créditos bancarios de corto plazo, por lo que dicha operación no representó mayor nivel de endeudamiento para la principal empresa eléctrica del país.

La emisión de CEBURES fue bien recibida por los inversionistas locales y contó con la participación de Afores, fondos de inversión, bancos e instituciones gubernamentales, alcanzando un nivel de demanda total de 2.3 veces el monto objetivo. La fuerte demanda de los nuevos CEBURES por parte de los inversionistas permitió reducir las referencias de precio con relación a los niveles mínimos iniciales sugeridos para dichas operaciones. En el caso del tramo a 3 años se registró

una reducción de 15 pbs; en el tramo de 5 años de 13 pbs; en el tramo de 8 años de 20 pbs, y en el tramo a 10 años de 25 pbs.

La distribución final de los montos obtenidos en cada tramo se señala a continuación:

- i) Plazo a 3 años: asignación de 2,567 mdp a TIIE de 28 días más 40 pbs (5.64%).
- ii) Plazo a 5 años: asignación de 733 mdp a TIIE de 28 días más 57 pbs (5.81%).
- iii) Plazo a 8 años: asignación de 3,000 mdp, a una tasa MBoño más 190 pbs (9.16%).
- iv) Plazo a 10 años: asignación de 4,200 mdp a tasa fija en UDIS de 5.11%.

Las emisiones contaron con calificación AAA en escala local, emitidas por las agencias calificadoras S&P Global Ratings, Moody's y Fitch Ratings. Los agentes colocadores fueron BBVA, Banorte y Santander.

De esta forma, la CFE inauguró en México las operaciones bajo este formato en el mercado de capitales nacional, expandiendo la oferta de instrumentos y estrategias de inversión tanto para los tenedores de bonos como para los corporativos o emisores que permitan contar con un mercado financiero nacional más profundo, sofisticado y diverso para contribuir de forma relevante al desarrollo económico y social del país. Asimismo, ambas operaciones colocan a la CFE a la vanguardia en las operaciones de administración de pasivos financieros a través del mercado local de deuda para alcanzar los objetivos y metas señalados en el Plan de Negocios 2021-2025, obteniendo importantes beneficios como son:

- Mejora en el perfil de vencimientos de la deuda de CFE. Debido a que se tiene una torre de vencimientos en 2025 por 23,500 mdp en moneda local, después de la operación de la OPA se redujeron en un tercio las obligaciones financieras para ese año respecto a las programadas en la actualidad.
- Extensión de la vida media de la deuda. Con los tramos a cinco, ocho y 10 años de los nuevos CEBURES, se incrementó la vida media de la deuda de CFE, reduciendo la brecha que existe con la vida media de los activos productivos, ya que estos últimos son, en general de largo plazo. Con la operación, se buscó también empatar la capacidad de dichos activos de generar ingresos con las obligaciones de pago derivadas de los créditos, dado que en el país se observan tasas positivas en el crecimiento de la demanda y consumo de electricidad.
- Aprovechamiento de las condiciones de liquidez y tasas de interés del mercado mexicano, antes de que se incrementaran los niveles de las tasas de referencia del Banco de México, como las registradas previo a la pandemia del virus SARS CoV-2.
- Orientación de los ahorros derivados de la transacción al fortalecimiento del Programa de Inversiones de la CFE, en particular la modernización y repotenciación de las centrales hidroeléctricas, que permitirán incrementar la participación de fuentes renovables en la generación de electricidad, así como aumentar la vida útil de dichas centrales.

b) Operaciones en el mercado internacional de capitales

Bono internacional bajo el formato 144A / Reg S (febrero de 2021)

El 2 de febrero de 2021 la CFE colocó dos bonos en el mercado financiero de Estados Unidos por un monto total 2,000 mdd, a plazos de 10 y 30 años. El bono con vencimiento en febrero de 2031, por un monto de 1,200 mdd, otorga al inversionista un rendimiento anual de 3.348%, en tanto que el bono con vencimiento en febrero de 2051, por un monto de 800 mdd, ofrece un rendimiento anual de 4.677%.

Esta emisión marcó el regreso de la CFE al mercado de capitales de Estados Unidos, luego de más de cuatro años de ausencia, con los cupones más bajos en la historia de esta EPE en ese mercado. Durante la operación, se recibieron ofertas por más de 10,000 mdd; es decir, lo equivalente a 5.2 veces el monto colocado. Además, contó con la participación de más de 500 órdenes por parte de inversionistas, incluyendo fondos de inversión, aseguradoras, fondos de pensiones y bancos centrales, de inversión y comerciales de Norteamérica, Europa, Asia y América Latina, convirtiéndola en una de las transacciones más demandadas y exitosas en la historia de la CFE.

El bono se emitió bajo el esquema 144A / Reg S. y forma parte del programa de financiamiento de la CFE para 2021, aprobado por el Consejo de Administración. Los recursos obtenidos se utilizaron para el refinanciamiento del bono CFE 21, por 1,000 mdd, así como para fines generales del Corporativo de acuerdo con la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, en particular para financiar el Programa de Inversiones de la Empresa considerado en el Plan de Negocios de CFE.

La emisión del bono internacional contó con la calificación Baa1 (Moody's), BBB (S&P) y BBB- (Fitch), todas éstas dentro del "Grado de Inversión".

Bono internacional bajo el formato 144A / Reg S (julio de 2021)

El 20 de julio de 2021 la CFE colocó un bono en los mercados internacionales de capitales, bajo el mismo formato 144A/Regs S por 850 mdd, a un plazo de 12 años. Dicho bono, con vencimiento en julio de 2033, otorga un rendimiento anual al vencimiento de 3.875%, siendo el segundo más bajo en la historia financiera de la CFE en dichos mercados y sobre su curva actual de rendimientos en moneda extranjera, lo que refleja la confianza de los inversionistas hacia la EPE. El formato de 12 años constituye una nueva referencia en la curva de rendimientos de la empresa, lo cual permite incrementar las referencias de los rendimientos de la curva de bonos de CFE en el mercado secundario.

La operación financiera tuvo alrededor de 130 órdenes de diferentes inversionistas institucionales con una demanda dos veces superior al monto objetivo, incluyendo la participación de fondos de inversión, aseguradoras, fondos de pensiones, bancos centrales, bancos comerciales y banca privada de Norteamérica, Europa, Asia y Latinoamérica, entre otros.

Los recursos obtenidos se utilizaron para el refinanciamiento de obligaciones contratadas con anterioridad, por lo que no representa mayor endeudamiento para la compañía, ni implican el pago de comisiones adicionales por prepago de las mismas.

La emisión del bono internacional contó con la calificación crediticia de grado de inversión en la escala global por parte de las agencias Moody's (Baa1), Standard and Poor's (BBB) y Fitch Rating (BBB-).

Esta transacción permitió a la CFE mejorar su perfil de vencimientos de deuda e incrementar sus referencias a lo largo de su curva de rendimientos, con un nuevo plazo de 12 años (2033). Asimismo, forma parte de la estrategia 2021 para reducir el costo financiero de las obligaciones y obtener los financiamientos requeridos en las mejores condiciones para la Empresa, que le permitan continuar suministrando los insumos y bienes energéticos requeridos para el desarrollo productivo y social del país de forma eficiente, sustentable, económica e incluyente.

c) Refinanciamiento de créditos para Proyectos PIDIREGA

Con el objetivo de mejorar el perfil de la Deuda PIDIREGA de CFE y liberar recursos en el corto plazo, previa autorización de la SHCP, en el último trimestre de 2021 se instrumentó el refinanciamiento de cuatro créditos bancarios contratados con anterioridad para el pago de las obligaciones asociadas a 51 proyectos PIDIREGAS, aprovechando las condiciones de los mercados financieros prevalecientes en ese momento. Esta operación consistió en la contratación de dos créditos simples por un total de 4,980.5 mdp, con BBVA Bancomer, y Banco Nacional de Comercio Exterior y Nacional Financiera, Sociedad Nacional de Crédito, conforme a los siguientes montos y condiciones financieras:

BBVA/Bancomer		Nafinsa/Bancomext	
Monto	1,255,5 mdp	Monto	3,725 mdp
Tasa de interés	TIIE 91d + 95pbs	Tasa de interés	TIIE 182d + 120pbs
Plazo	5 años	Plazo	5 años
Vida media	2.5 años	Vida media	3.55 años
Comisiones	50 pbs	Comisiones	40 pbs
Tipo de crédito	Crédito simple	Tipo de crédito	Crédito simple
Amortizaciones	Semestrales lineales	Amortizaciones	Semestrales crecientes

Los cuatro créditos refinanciados tenían las siguientes características:

- La mayor parte presentaba un costo promedio similar al previsto en las condiciones propuestas por BBVA Bancomer y Bancomext/Nafinsa.
- Los créditos por refinanciar tienen un promedio remanente de 1.5 años, inferior al plazo de los créditos propuestos, que es de cinco años, con una vida promedio de 2.5 años; es decir, un año más.

Por su parte, como resultado de la operación de refinanciamiento:

- El saldo de las obligaciones financieras de los proyectos PIDIREGAS no se modificó, únicamente se extendió el plazo de los pagos de las amortizaciones.
- Todos los proyectos de infraestructura asociados a los refinanciamientos presentan una vida útil mayor respecto a los plazos de los nuevos financiamientos.
- El flujo de ingresos netos que los proyectos generaban continuaba siendo positivo, después de considerar las nuevas obligaciones financieras de los créditos y todas las obligaciones asociadas al propio proyecto, incluyendo las financieras, tal y como se establece en el artículo 203 del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Los principales beneficios de la operación de refinanciamiento fueron:

- Mejoramiento del perfil financiero de pagos de las obligaciones de la Deuda PIDIREGA, ya que al extender el vencimiento de la deuda asociada a los proyectos, se logró una mejor alineación entre el uso de sus activos (y por tanto en los flujos de ingresos generados) y el pago de las obligaciones financieras, favoreciendo con ello el principio de autofinanciamiento de los proyectos.
- Liberación de recursos económicos de CFE en los próximos tres años por un monto aproximado de 2,625 mdp.
- Generación de ahorros en el tiempo a Valor Presente Neto por 217.6 mdp.
- Los recursos obtenidos con esta transacción se canalizaron a complementar el gasto de inversión de la CFE en proyectos productivos, lo que le permitirá a la empresa generar nuevos activos que contribuyan a incrementar los ingresos y/o generar ahorros operativos.

d) Otras operaciones de financiamiento y de manejo de pasivos

Además de las operaciones en los mercados nacional e internacional de capitales señalados anteriormente, en 2021 la CFE realizó las siguientes transacciones de financiamiento y de Manejo de Pasivo, a través de contratos de créditos bancarios:

- a) En febrero de 2021, la CFE contrató un crédito quirografario con BBVA Bancomer por 5,000 mdp a plazo de 120 días y tasa de interés de TIE 28 días más 95 pbs, para refinanciar el vencimiento de un crédito similar del mismo banco por 5,000 mdp contratado en noviembre de 2020.
- b) En marzo de 2021, la CFE contrató tres créditos quirografarios con BBVA Bancomer, Santander y Citibanamex por 3,000, 5,000 y 2,500 mdp, a plazos de 81, 92 y 184 días, respectivamente, y a tasas de interés de TIE 28 días más 90, 95 y 100 pbs, respectivamente, para financiar el incremento en la factura de los combustibles, particularmente gas natural, por el fenómeno de la tormenta invernal en Texas, Estados Unidos, ocurrida en febrero de ese año.
- c) En junio de 2021, la CFE contrató un crédito quirografario con BBVA Bancomer por 3,000 mdp a plazo de 81 días a tasa de interés de TIE 28 días más 90 pbs, para refinanciar el vencimiento del crédito similar otorgado por el mismo banco por 3,000 mdp contratado en marzo de 2021.
- d) En junio de 2021, se contrató una línea crédito en cuenta corriente con Santander por un monto de 5,000 mdp, a plazo de 90 días y tasa de interés de TIE 28 días más 90 pbs, para refinanciar el vencimiento del crédito similar otorgado por el mismo banco por 5,000 mdp contratado en marzo de 2021.
- e) En octubre de 2021, la CFE contrataron cuatro créditos quirografarios con BBVA Bancomer, Banorte, Citibanamex y Santander por 3,000 mdp, 3,000 mdp, 2,500 mdp y 5,000 mdp, a plazos de 87, 83, 190 y 71 días, respectivamente, y a tasas de interés de TIE 28 días más 80, 75, 80 y 80 pbs cada uno en el mismo orden. De estos financiamientos, 3,000 mdp se destinaron a capital de trabajo y al refinanciamiento de los siguientes créditos contratados con anterioridad: en marzo de 2021 con Citibanamex por 2,500 mdp, y en junio de 2021 con BBVA Bancomer y Santander por 3,000 mdp, 5,000 mdp, respectivamente.

- f) En noviembre de 2021 se extendió, hasta el 20 de noviembre de 2022, el plazo de la línea crédito en cuenta corriente contratada con Santander en diciembre de 2020 por un monto de 9,000 mdp.
- g) En diciembre de 2021, la CFE contrataron dos créditos quirografarios por 4,000 mdp, cada uno, con BBVA Bancomer y con Scotiabank Inverlat, ambos a plazo de 28 días y a tasa de interés de TIIE 28 días más 70 pbs el primero, y de 80 pbs el segundo. Los recursos se destinaron a financiar el vencimiento por la cantidad de 5,000 mdp del crédito similar otorgado por BBVA Bancomer el 13 de noviembre de 2020 y 3,000 mdp se destinaron al refinanciamiento de otro crédito similar.
- h) Finalmente, en diciembre de 2021 Banorte otorgó un financiamiento de corto plazo a la CFE por 300 mdd a plazo de 18 días a tasa LIBOR más 95 pbs para el pago de un vencimiento, por la misma cantidad, el 10 de diciembre de 2021 de la línea de crédito sindicada revolvente contratada el 31 de julio de 2018, cuyo agente es Mizuho Bank Ltd.

Es importante destacar que dichas operaciones no representaron un incremento en el saldo de la deuda para la CFE en 2021, ya que únicamente se refinanció el pago de las amortizaciones y de los vencimientos en mejores condiciones financieras.

2. Financiamiento de Proyectos de Obra Pública Financiada (OPF)

Para el pago de PIDIREGAS de Inversión Directa, también conocidos como Proyectos de Obra Pública Financiada (OPF), en 2021, se dispusieron recursos provenientes del Bono "Dual Listed" I, emitido en 2019 bajo la Regulación S por 615 millones de dólares (mdd), a un plazo de 30 años y a una tasa de interés fija del 5.00%, así como del Bono "Dual Listed" II, emitido en 2020 bajo la Regulación S, por 900 mdd, a un plazo de 30 años y a una tasa de interés fija del 4.05%.

De los recursos provenientes del Bono "Dual Listed" I, se dispusieron 838.6 mdp, equivalentes a 41.3 mdd, para el pago de cinco PIDIREGAS de Inversión Directa: 1) 273 SE 1621 Distribución Norte – Sur (5a Fase y 7a Fase); 2) 280 SLT 1721 Distribución Norte (5a Fase); 3) 310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (10a Fase y 11a Fase); 4) 338 SLT 2020 Subestaciones, Líneas y Redes de Distribución (4a Fase, 7a Fase y 10a Fase), y 5) 348 SE 2101 Compensación Capacitiva Baja - Occidental.

De los recursos provenientes del Bono "Dual Listed" II, se dispusieron 602.2 mdp, equivalentes a 29.3 mdd, para el pago de ocho PIDIREGAS de Inversión Directa: 1) 188 SE 1116 Transformación del Noreste (4a Fase); 2) 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase 1; 3) 273 SE 1621 Distribución Norte - Sur (5a Fase); 4) 274 SE 1620 Distribución Valle de México (1a Fase); 5) 321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (5a Fase); 6) 327 CG Los Azufres III Fase II; 7) 348 SE 2101 Compensación Capacitiva Baja – Occidental, y 8) 350 SLT 2121 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1a Fase).

El conjunto de estos proyectos permitirá incrementar la capacidad de distribución y transmisión de energía eléctrica de la CFE en 190 Megavolts-amperio (MVA), 185.4 Mega Volts-Ampers Reactivo (MVA_r), 67.8 Kilómetros-circuito (km-C), 37 Alimentadores (A) y 2,290 Medidores.

FIBRA E

La Fibra E es un vehículo financiero que permite ofrecer a inversionistas públicos y privados de capital de riesgo, una participación en activos maduros que tengan flujos netos de ingresos

predecibles y estables, bajo un régimen fiscal que otorga beneficios impositivos corporativos a los inversionistas, 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, o representa deuda, aminora riesgos favorece la transparencia y la certidumbre.

Emisión 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.

Distribuciones realizadas al cierre de 2021

La evolución favorable del precio de los CBFE’s al cierre de 2021 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 36.7% al pasar de 19.0 pesos en febrero de 2018 a 25.98 pesos en diciembre de 2021 por CBFE. Esto representa una ganancia adicional para los tenedores originales.

Evolución del Precio de los CBFE en la BMV



Análisis de la Dirección Corporativa de Finanzas / Subdirección de Financiamiento y Coberturas

Por tanto, los nuevos inversionistas que compren CBFEs a precios actuales tendrán un rendimiento real inferior a los inversionistas originales. El rendimiento estimado de los inversionistas que compren el certificado a 25.98 es cercano al 4.0% anual en términos reales.

Evolución del Rendimiento estimado de los inversionistas



Análisis de la Dirección Corporativa de Finanzas / Subdirección de Financiamiento y Coberturas

COBERTURAS

Estrategia de cobertura ante riesgos financieros

Durante 2021 la Dirección Corporativa de Finanzas continuó con 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.

En octubre 2021 inició la ejecución del programa de coberturas de combustibles con la cobertura del Gas Natural, mediante opciones call, collares y swaps.

Operaciones con Instrumentos Financieros Derivados

En línea con la Estrategia de Coberturas 2021, se realizaron las siguientes operaciones:

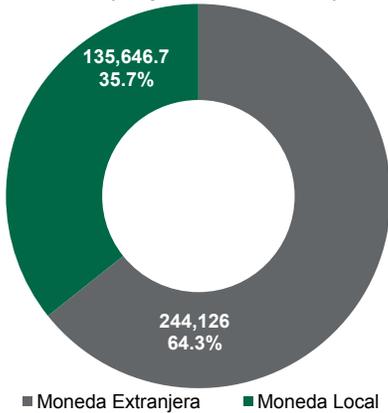
- Cobertura de 200 mdd del Bono Formosa 2050 a un plazo 10 años a una tasa fija de 5.825% en pesos.
- Cobertura de 75 mdd del Bono Formosa 2050 a un plazo 10 años a una tasa fija de 5.65% en pesos.
- Liquidación anticipada de *enhanced forwards* como resultado del refinanciamiento del Bono CFE 2021 por 118 mdd y para monetizar el *mark to market* favorable aprovechando la volatilidad y alza en el tipo de cambio.
- *Unwind* parcial de la posición de Goldman Sachs en el Bono 2042 por 347 mdd por requerimientos para monetizar el *mark to market* favorable de la operación
- *Unwind* de la posición de BofA en el en el Bono 2045 por 50 mdd para monetizar el *mark to market* favorable de la operación.
- Cobertura de 200 mdd con 3 contrapartes (BBVA, Santander y BofA) correspondiente a la línea de crédito revolvente en dólares obtenida del Banco Mizuho mediante opciones a un plazo de 2 años a una tasa de interés flotante de TIIE 28 menos 212 pb.
- Cobertura de 100.5 mdd del Bono Formosa 2050 con opciones a un plazo de 10 años a una tasa fija de 5.765%.
- Cobertura de 132 mdd del Bono CFE 2042 a un plazo de 6 años a una tasa fija de 10.0% en pesos, requerida para el intercambio inicial de la extensión de la cobertura 2042.
- Se reestructuró un nocional de 1,000 mdd (cobertura Bono CFE 2024) con 3 contrapartes (Santander, BNP Paribas y BBVA) mediante opciones; pasando de una tasa ponderada de 8.49% a una tasa variable de TIIE-61.48 bsp
- A partir del 15 de octubre de 2021, se cubrieron 59 contratos de Gas Natural de 10,000 MMBTU cada uno, equivalentes al 19.35% del consumo diario anual de gas natural de la CFE, el cual incluye el periodo diciembre 2022 hasta marzo 2023.
- El portafolio de coberturas de Gas Natural incluye opciones NYMEX y Swaps de índice Houston Ship Channel y basis de NYMEX.

Portafolio de Coberturas Financieras de la deuda con Derivados

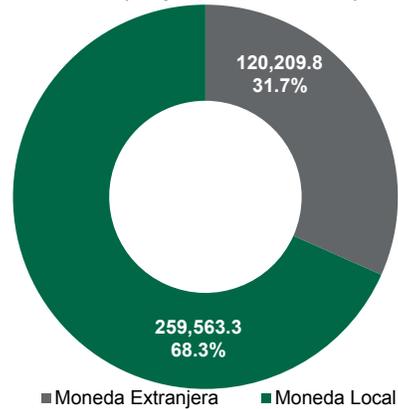
Con las acciones descritas, al cierre de 2021 el nivel de exposición de la Deuda Total denominada en moneda extranjera se redujo de 64.3% a sólo 31.7%, lo que significa una cobertura de 123,917 mdp (6,020 mdd). En lo referente a coberturas de tasa de interés, la exposición de la Deuda Total se redujo de 21.3% a 21.2%, lo que representa 962 mdp (47 mdd).

Exposición cambiaria y por tipo de interés de la Deuda Total antes y después de coberturas al 31 de diciembre de 2021

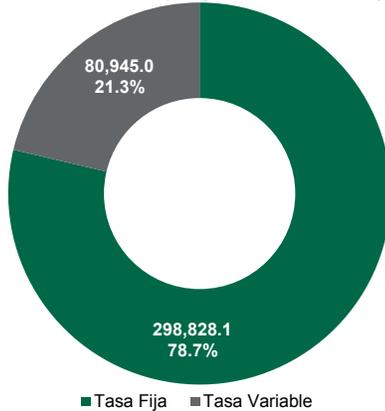
Composición de la deuda por moneda (mdp, sin coberturas)



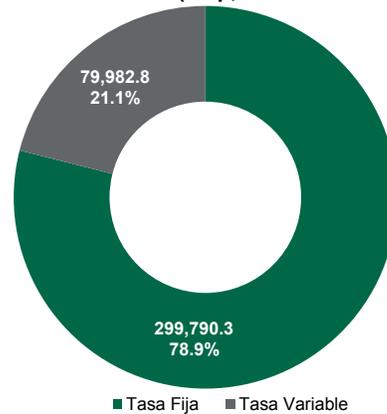
Composición de la deuda por moneda (mdp, con coberturas)



Composición de la deuda por tipo de tasa de interés (mdp, sin coberturas)



Composición de la deuda por tipo de tasa de interés (mdp, con coberturas)



Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

El valor de mercado del portafolio de coberturas financieras de la deuda de CFE al cierre de 2021 es de 20,722.5 mdp; cabe señalar que todas las operaciones se han realizado con instituciones financieras locales e internacionales con calidad crediticia de "Grado de Inversión".

PLAN DE NEGOCIOS 2022-2026

La política energética, y la importancia que tienen las Empresas Productivas del Estado, Pemex y CFE, para la instrumentación de esta política, quedó establecida por el Gobierno Federal a través del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 y el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN).

El Estado Mexicano asume así su obligación de generar las condiciones necesarias y suficientes para el desarrollo del sistema eléctrico para recuperar el sentido de la electricidad como un servicio público, garantizando la soberanía y la seguridad energética, y que se materializa en el programa de inversiones que, en su Plan de Negocios, contempla la instalación de centrales eléctricas y la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución. Estos proyectos se incluyen en el programa de inversiones y en las proyecciones operativas y financieras del Plan de Negocios 2021-2025 de la CFE, el cual fue aprobado en diciembre de 2020 por su Consejo de Administración.

En el Plan de Negocios, la Administración reconoce la necesidad de la CFE de retomar su papel histórico como palanca del desarrollo nacional a partir del fortalecimiento de sus procesos, en un entorno de competencia, para lo cual se definieron ocho Objetivos Estratégicos que se vinculan de forma directa con la política pública del Gobierno Federal.

Objetivo 1: Incrementar la productividad de la CFE para generar valor económico y rentabilidad al Estado Mexicano, privilegiando la seguridad del suministro eléctrico. En esta etapa de transformación histórica en México, el sector eléctrico se constituye como palanca estratégica de desarrollo del país. La CFE por tanto, deberá hacer más eficientes sus procesos sustantivos y con ello impulsar el crecimiento económico y mejorar las condiciones de vida de la población en todo el territorio nacional.

Objetivo 2: Mantener la participación mayoritaria de la empresa en la generación de energía eléctrica a nivel nacional. La inversión en infraestructura se transforma en una tarea estratégica en el proceso de rescate de la CFE. Su éxito se vincula directamente con recuperar su capacidad de planeación y financiamiento. Garantizar que las obras se realicen en los tiempos planeados y con las tecnologías que permitan a la CFE situarse a la vanguardia en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, será fundamental para lograr que compita en el MEM.

Objetivo 3: Contribuir al desarrollo sustentable y a reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 establece que la nueva política energética del Estado Mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes diversas, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella.

Objetivo 4: Incrementar y diversificar los ingresos de la CFE mediante el desarrollo de nuevos negocios. Con el objetivo de impulsar el desarrollo económico y social del país, la CFE gestionará planes y programas para optimizar el aprovechamiento de sus activos, con el objetivo de generar oportunidades de incrementar los ingresos y los servicios de carácter

social, mediante nuevos negocios y servicios que generen sinergias con la infraestructura existente de la empresa.

Objetivo 5: Abatir los daños financieros, comerciales y operativos a la CFE, derivados de asimetrías en la regulación. La regulación asimétrica ocasionó, por una parte, el debilitamiento de CFE como empresa líder del sector eléctrico y por otra parte, la transferencia de beneficios en favor de otros participantes de la industria. La situación actual demanda una gestión eficaz ante los organismos reguladores en bien del usuario final. Adicionalmente, en un contexto de tarifas reguladas para los usuarios finales de Suministro Básico, es un hecho que las tarifas de uso doméstico y de riego agrícola no reflejan los costos reales en toda la cadena de valor, ya que son establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, lo que representa un déficit que no es compensado totalmente con las transferencias que hace el Gobierno Federal.

Objetivo 6: Fortalecer el control interno de los procesos, mediante la gestión integral de riesgos, combate a la corrupción y gestión institucional, procurando el desarrollo del capital humano. Entre otras acciones, se deberá continuar con la ejecución de mecanismos de control de los procesos de adquisición de bienes y servicios, reduciendo los márgenes de discrecionalidad y elevando los beneficios a partir de las compras consolidadas.

Objetivo 7: Mejorar la satisfacción de los usuarios y la imagen de la empresa ante la sociedad. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 señala, como propósito de importancia estratégica para la presente administración, el rescate de las empresas productivas del Estado, de modo que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional

Objetivo 8: Mejorar la rentabilidad financiera de la CFE y su flujo de efectivo, garantizando la disponibilidad de recursos de operación e inversión. La CFE implementará, desde una perspectiva financiera integral, acciones para mejorar su balance financiero, además de que a través de la inversión en proyectos productivos con altos márgenes de rentabilidad podrá generar recursos propios suficientes para reducir sus niveles de apalancamiento. La disciplina financiera le permitirá disponer de recursos propios para emprender proyectos de inversión destinados a aumentar la generación propia y reposicionarse en el mercado eléctrico.

ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS

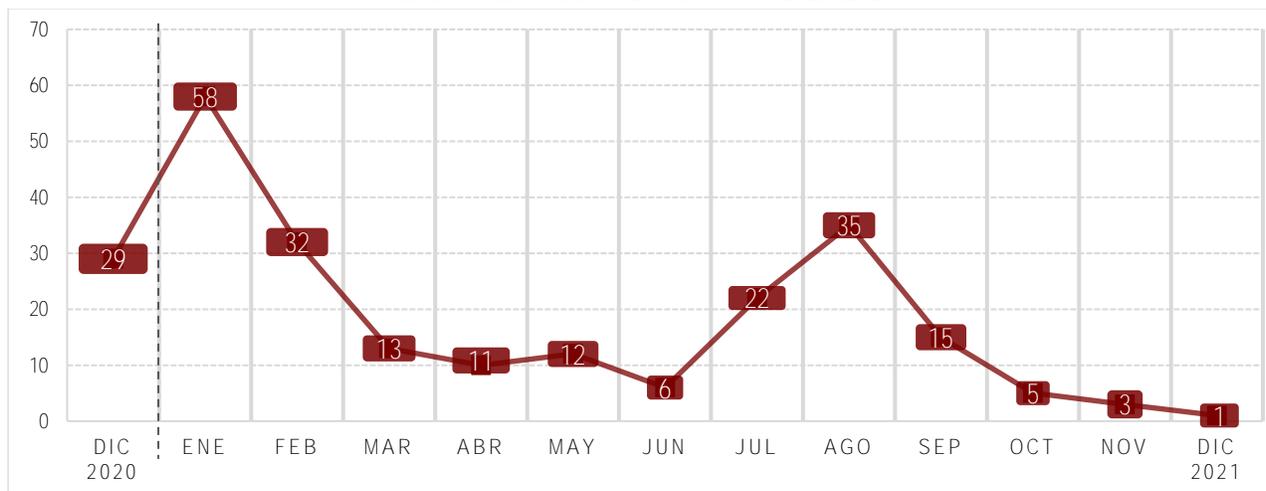
Acciones para enfrentar la pandemia en la CFE y resultados

Desde que el Gobierno Federal declaró oficialmente la Jornada Nacional de Sana Distancia en el mes de marzo de 2020, la Comisión Federal de Electricidad, en coordinación con la representación sindical, instrumentó acciones puntuales para salvaguardar la salud de su personal y garantizar la continuidad de sus funciones sustantivas, a efecto de no poner en riesgo el suministro de electricidad en el país.

Después de 21 meses, la CFE no ha dejado de operar un solo día, siempre bajo las medidas de seguridad sanitaria instrumentadas en cada uno de los centros de trabajo de esta empresa, manteniendo un seguimiento diario a través de la plataforma SISNAE-COVID para conocer el estado de la fuerza laboral y medir el impacto de la pandemia en la CFE.

- Al 31 de diciembre de 2021, el 95.2% del personal contagiado confirmado en la CFE se encontraba recuperado, lo que equivale a 16,996 personas, cifra superior al 83.1% que ha sido reportado a nivel nacional.
- Como en el resto del país, durante 2021 se observaron dos periodos de incremento significativo en el número de contagios por COVID-19, que alcanzaron su punto máximo en los meses de enero y agosto, a lo que siguió un descenso significativo de la incidencia durante los últimos meses del año. Al 31 de diciembre de 2021, se registraron 468 personas confirmadas activas, una cifra 57.3% menor a la reportada al cierre de 2020.
- Al 31 de diciembre de 2021 se registró un acumulado de 384 defunciones, de los cuales 213 casos corresponden al ejercicio que se reporta, con una tendencia decreciente a partir del mes de agosto hasta alcanzar solo un deceso en el mes de diciembre.

Variación Mensual de Defunciones 2020-2021





Se brindaron facilidades para que el personal participara en la estrategia de vacunación del Gobierno Federal. Esta política permitió mantener los índices de positividad y letalidad por debajo de la media nacional. Al respecto, se incorporó a la plataforma de seguimiento SISNAE-COVID, un módulo para que las áreas del Corporativo, las EPS y Filiales llevaran el control del personal vacunado. Al cierre del 2021, se registraron 66,222 personas vacunadas, que representan el 72.9% del personal activo a esa misma fecha.

Al mismo tiempo, se mantuvieron las medidas de distanciamiento social, como el trabajo a distancia y los horarios escalonados para el ingreso a las instalaciones, de acuerdo con las necesidades operativas de cada centro de trabajo y sin poner en riesgo la operación de la empresa.

Se cumplió con el semáforo epidémico de la Secretaría de Salud, por lo que el regreso a las actividades presenciales se realizó en función de los parámetros establecidos por Entidad Federativa y con base en los “Criterios para las Poblaciones en Situación de Vulnerabilidad que tienen mayor Riesgo de desarrollar una complicación o morir por COVID-19 en la reapertura de actividades económicas en los Centros de Trabajo”.

Hasta el 31 de diciembre de 2021, 3,720 personas permanecían laborando a distancia, lo que fue equivalente al 4.4% del personal activo, un porcentaje considerablemente menor al 30% reportado durante el punto más alto alcanzado en mayo de 2020.

Registro de personal activo por modalidad de trabajo durante la pandemia por COVID-19
Al cierre de cada ejercicio

Personal activo por modalidad de trabajo ^{1/}	Personas		Variaciones (%)
	2020	2021	2020 / 2021
Presencial	62,419	79,908	28.0%
A Distancia	16,833	3,720	-77.9%

1/ Se refiere al personal permanente, eventual, temporal, de honorarios y seguridad física registrado en el Sistema Nacional de Atención de Emergencia SISNAE- COVID que no se encontraba en periodo vacacional, ni tomando algún tipo de permiso con y sin goce de salario al cierre del mes.

Lo anterior, representó un gran reto de conectividad y seguridad informática, ya que obligó, en el corto plazo, a sustentar los mecanismos digitales que permitieran la continuidad de las actividades sustantivas para el teletrabajo y la sana distancia, tales como plataformas colaborativas y para videoconferencias, oficina digital, almacenamiento en nube, extensión de telefonía remota, firma electrónica y el fortalecimiento del acceso a internet, duplicando la capacidad de los enlaces.

Después de casi dos años desde el inicio de la pandemia, el uso de estas tecnologías ha permeado en la cultura laboral de la CFE y su operación, como fue la habilitación de 14,683 conexiones remotas (VPN) para brindar accesos seguros a la red de CFE a los trabajadores laborando a distancia; esto significó un crecimiento del 700% respecto al periodo previo a la pandemia.

Resultados de la transformación del modelo de contrataciones

Con la finalidad de fortalecer el control interno y separar las funciones entre las áreas de contratación y las que ejecutan las obras públicas que realiza la CFE, el Consejo de Administración de la CFE autorizó, con el acuerdo CA-003/2021, modificar la estructura orgánica y atribuciones conferidas a la Dirección Corporativa de Administración, a fin de crear la Subdirección de Contratación y Servicios.

Dicha modificación significó desaparecer en la estructura orgánica de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura las áreas vinculadas con los procesos de contratación e incorporarla a la nueva Subdirección, modificación que no significó incrementar el presupuesto regularizable de servicios personales, destacando las funciones de investigación de mercados y realización de concursos, a través de las Gerencias siguientes:

- Gerencia de Planeación e Ingeniería de Costos: Realiza investigaciones de condiciones de mercado, a través de la revisión y/o validación de catálogos de conceptos y precios unitarios.
- Gerencia de Contrataciones de Obra: Conduce y ejecuta las contrataciones de obra. De igual manera supervisa que se realicen los procedimientos en apego a la normatividad.

Por otro lado, es importante señalar, que adicional al cambio organizacional, el diagnóstico del modelo de adquisiciones de contratación de obra de la CFE, también mostró la necesidad de normar de manera independiente las materias de adquisiciones, arrendamientos y servicios, separadas de la de obras y servicios relacionados; toda vez que a partir de la publicación de la Ley de Comisión Federal de Electricidad, se estableció un régimen especial de contrataciones en las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios

y Ejecución de Obras, con base en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

Para tal cometido se creó un grupo de trabajo multidisciplinario para la elaboración de la propuesta de modificación de las Disposiciones Generales, que estuvo integrado por representantes de la Dirección Corporativa de Administración, Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Dirección Corporativa de Operaciones, Dirección Corporativa de Finanzas, Oficina del Abogado General, Auditoría Interna y Coordinación de Control Interno.

El 15 de diciembre de 2021 el Consejo de Administración de la CFE, mediante Acuerdo CA-096/2021 aprobó las diferentes modificaciones a las Disposiciones Generales, organizadas en tres apartados: Disposiciones Comunes; Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios y; Obras y Servicios Relacionados.

Lo anterior con el objeto de contar con una regulación que permita a las distintas áreas una mayor eficiencia y eficacia, que aseguren las mejores condiciones para la CFE y sus EPS.

Reporte general de contrataciones de Bienes, Servicios y Obras⁴

En 2021, la CFE y sus EPS adjudicaron 9,749 procedimientos de contratación, de los cuales el 93.6% se llevó a cabo mediante concursos abiertos, lo que representa el 82.7% (53,348 MP) del monto total adjudicado; mientras que las adjudicaciones directas únicamente significaron el 6.1% del total de procedimientos, equivalente al 14.1% (9,067 MP) del monto total:

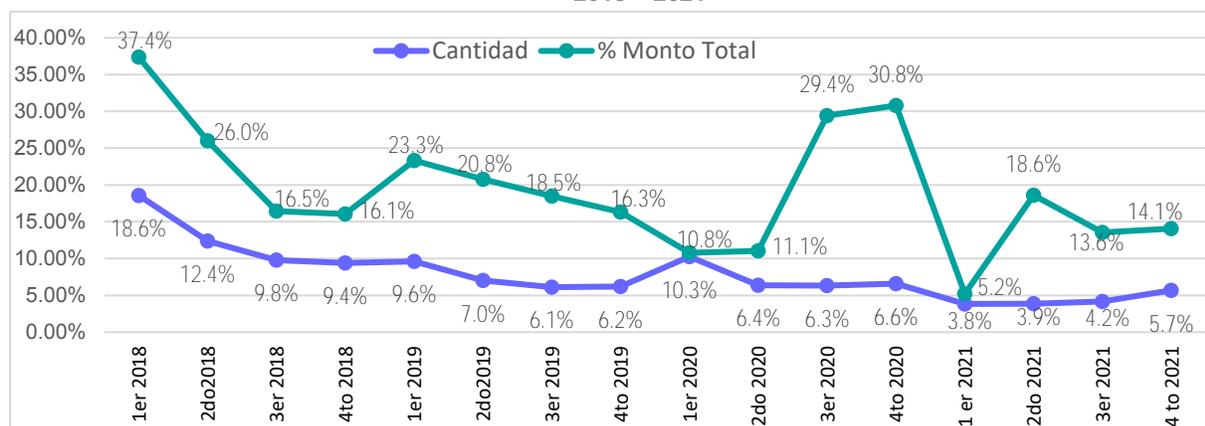
Contrataciones por Tipo de Procedimiento de Contratación e Importe Adjudicado
CFE Corporativo y EPS en 2021
(Millones de pesos)

Tipo de Procedimiento	No. Procedimientos		Importe Adjudicado	
	Adjudicados	(%)	(\$)	(%)
Concurso Abierto	2,261	23.2	43,909.0	68.1
Concurso Abierto Simplificado	6,863	70.4	9,439.0	14.6
Subtotal	9,124	93.6	53,348.0	82.7
Invitación Restringida	29	0.3	2,091.0	3.2
Adjudicación Directa	596	6.1	9,067.0	14.1
Subtotal	625	6.4	11,158.0	17.3
Total	9,749	100.0	64,506.0	100.0

Fuente: Informe de resultados generales de contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2021

⁴ En esta sección, se utiliza la abreviatura “MP” para “Millones de pesos”.

**Contrataciones por Adjudicación Directa de la CFE y sus EPS
2018 – 2021**



Fuente: Informe de resultados generales de contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2021.

Es importante mencionar, que el 88.3% del monto total contratado (56,956.0 MP) corresponde a adquisiciones, arrendamientos de bienes muebles y contratación de servicios; en tanto que el 11.7% restante se refiere al concepto de obras y servicios relacionados (7,550.0 MP).

Cabe mencionar que el 85.70% de los 9,067 millones de pesos contratados a través de adjudicaciones directas, se concentró en 30 procedimientos de alto monto que en su conjunto representaron un importe de 7,770 millones de pesos. Estas contrataciones se adjudicaron directamente por haberse presentado alguna de las siguientes circunstancias:

- Proveedor único (9 casos)
- Caso fortuito o fuerza mayor (2 casos)
- Costos adicionales o marca determinada (2 casos)
- Bienes usados o reconstruidos (1 caso)
- Adquisición de bienes para procesos productivos (14 casos)
- Contratación con dependencias o entidades (2 casos)

Como resultado de los procedimientos desarrollados al amparo de las Disposiciones Generales, en donde se utilizaron mecanismos como la consolidación, la subasta y el precio base de descuento, en la CFE y sus EPS se logró un ahorro total de \$5,902.0 MP, respecto a lo presupuestado, principalmente en la contratación de adquisiciones realizadas por concursos abiertos, como se muestra en los cuadros siguientes:

**Ahorros por Modalidad de Contratación
(Millones de pesos)**

Modalidad	Importe	(%)
Adquisiciones	2,602.0	44.1
Arrendamientos	10.0	0.2
Servicios	2,329.0	39.4
Obra Pública	949.0	16.1
Servicios relacionados con Obra Pública	12.0	0.2
Total	5,902.0	100.0

Fuente: Informe de resultados generales de contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2021

Ahorros por Tipo de Procedimiento

(Millones de pesos)

Tipo de Procedimiento	Importe	(%)
Concurso abierto	3,818.0	64.7
Concurso abierto simplificado	1,935.0	32.8
Invitación restringida	116.0	2.0
Adjudicación directa	33.0	0.5
Total	5,902.0	100.0

Fuente: Informe de resultados generales de contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2021

En este contexto, el 64.3% (41,491.0 MP) del monto total contratado se adjudicó a través de procedimientos de contratación realizados por el Corporativo de la CFE, incluyendo a Unidades de Negocio; y el 35.7% (23,015.0 MP) restante por las EPS, con la siguiente distribución:

Adjudicaciones por Empresa Contratante
(Millones de pesos)

Empresa	Importe	%
Corporativo CFE (incluye Unidades de Negocio)	41,491.0	64.3
CFE Generación I	1,497.0	2.3
CFE Generación II	3,632.0	5.6
CFE Generación III	1,178.0	1.8
CFE Generación IV	4,948.0	7.7
CFE Generación V	15.0	0.0
CFE Generación VI	2,051.0	3.2
CFE Transmisión	1,055.0	1.6
CFE Distribución	8,161.0	12.7
CFE Suministrador de Servicios Básicos	478.0	0.8
CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos	0.0	0.0
Total	64,506.0	100.0

Fuente: Informe de resultados generales de contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre 2021

Contrataciones consolidadas

Durante 2021, la Dirección Corporativa de Administración, a través de la Coordinación de Administración y Servicios, adjudicó 34 procedimientos de contratación en los que utilizó el mecanismo de consolidación, obteniéndose un ahorro de 1,101.0 MP con respecto a lo programado.

Contrataciones Consolidadas 2021
(Millones de pesos)

Empresa Requiriente	Número	Presupuesto (A)	Adjudicado (B)	Desierto (C)	Ahorro (D)=A-B-C	%
CFE Corporativo	9	22,881.0	22,342.0	41.0	498.0	2.2
CFE Distribución	2	80.0	60.0	1.0	19.0	24.2
CFE Generación I	1	72.0	45.0	0.0	26.0	36.5
CFE Suministrador de Servicios Básicos	2	1,179.0	717.0	0.0	461.0	39.2
CFE Transmisión	20	1,731.0	1,351.0	284.0	96.0	6.6
Total	34	25,942.0	24,515.0	326.0	1,101.0	4.3

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 2021

En 10 procesos de contratación consolidada se obtuvo el 93.9% de los ahorros bajo esta modalidad, cuyo monto asciende a 1,034.0 MP de los 1,101.0 obtenidos en 2021.

Contrataciones Consolidadas con Mayor Ahorro en 2021
(Millones de pesos)

Empresa Requiere	Descripción de la contratación	Importe (\$)
CFE Suministrador de Servicios Básicos	Contratación de la Solución Integral de Plataforma 071	453.0
Corporativo	Modernización en Centrales Hidroeléctricas.	190.0
Corporativo	Servicio de Transportación Aérea de personal, carga interna y externa con helicópteros	119.0
Corporativo	Adquisición Consolidada de Switches, Routers y Red Inalámbrica	116.0
Corporativo	Contratación del Programa de Aseguramiento Integral 2021 de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias	45.0
CFE Transmisión	Adquisición de EMS SCADA para REI	27.0
CFE Generación I	Adquisición de Sustancias Químicas para Torres de Enfriamiento de la CFE Generación I y II y II EPS	26.0
Corporativo	Servicios de Rehabilitación y Cambio de sección caliente con Combustor para Turbinas de Gas de Unidad Aero derivada Marca General Electric TM2500+, modelo 7LM2500-PK-MDWG07, MDWG05 de las Unidades Móvil	25.0
CFE Transmisión	Adquisición de Tableros de Protección 2021	17.0
CFE Transmisión	Adquisición de Control Supervisorio SCADA IEC61850	16.0
Total		1,034.0

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 2021.

Contrataciones Relevantes

Modernización de las Centrales Hidroeléctricas

Con el objetivo de generar energía limpia, barata y confiable se lleva a cabo el Plan de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, el cual consiste en el cambio de sus principales componentes (turbina, generador y transformador), garantizando hasta 50 años más de vida útil.

En noviembre 2021 se adjudicaron 9 Centrales por un monto de 892.9 millones de dólares (MD), obteniendo en dichos procedimientos un ahorro de 9.1 MD.

Reemplazo del Tramo de Cable Submarino en Isla Mujeres y Holbox

Con la finalidad de satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Isla Mujeres y Holbox, en el segundo semestre 2021, se llevaron a cabo los concursos para los reemplazos de cada tramo de cable, incrementando la capacidad de cada conductor.

- Punta Sam – Isla Mujeres: Fue adjudicado por un monto de 277.8 MP, obteniendo un ahorro de 70.2 MP con respecto al presupuesto aprobado para este fin.
- Chiquilá – Holbox: Se obtuvo un ahorro de 58.9 MP con respecto a la previsión presupuestaria autorizada y fue adjudicado por un importe de 334.2 MP

Medidores de baja tensión

La CFE adquirió 3.31 millones de medidores de baja tensión, a través de los mecanismos de



subasta y suministro simultáneo.

El procedimiento fue adjudicado por un monto total de 1,929.8 MP, en el cual se obtuvo un ahorro de 47.0 MP con respecto a lo presupuestado.

Cabe señalar que se logró desconcentrar el mercado de medidores, toda vez que el mayor porcentaje de participación lo obtuvo una empresa distinta al duopolio de empresas que históricamente dominaban el suministro para la CFE.

Modernización del Sistema de Transporte Colectivo Metro

El procedimiento de contratación del Sistema Colectivo de Transporte Metro de la Ciudad de México se encuentra dividido en 4 paquetes, 3 de estos fueron publicados y adjudicados durante 2021, obteniendo ahorros por 75.9 MP respecto a lo presupuestado, conforme a lo siguiente:

Paquete	Descripción	Importe (Pesos)	Ahorro
1	Construcción de líneas de transmisión.	\$296,018,622.46	\$36,377,713.34
2	Construcción de Obra Civil (Edificio SF6, cimentaciones, otros)	\$300,953,076.58	\$11,221,992.80
3	Instalación de Componentes Electromecánicos (Transformadores, tableros y sus conexiones)	\$564,997,577.17	\$28,329,939.13

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 2021.

Recursos Materiales y Servicios Generales

En 2021, la Dirección Corporativa de Administración, a través de la Unidad de Servicios Generales y de Apoyo (USGA) ejerció 301.7 MP en gasto de operación, para la atención de actividades sustantivas, conforme la siguiente distribución del presupuesto por tipo de actividad:

Presupuesto Ejercido por Tipo de Gasto 2021
(Millones de pesos)

Tipo de Gasto	Importe Ejercido			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
Pasajes Aéreos	178.6	63.6	65.3	-64.4	2.7
Arrendamiento	64.7	65.5	66	1.2	0.8
Impresión, Fotocopiado, Escaneo	62.7	37.1	44.9	-40.8	21.0
Servicio de Seguridad y Vigilancia	62.6	68.1	69.1	8.8	1.5
Otros Servicios	35.1	27.4	29.5	-21.9	7.7
Mantenimientos Diversos	26.1	13.3	16.3	-49.0	22.6
Materiales y Suministros	6.7	8.4	10.6	25.4	26.2
Total	436.6	283.4	301.7	-35.1	6.5

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Febrero 2022

El gasto de operación en 2021 se incrementó en 6.5% (18.3 MP) con respecto a 2020, derivado del regreso de la mayoría del personal a actividades presenciales, lo que generó un aumento de las actividades correspondientes a pasajes aéreos, servicio de fotocopiado, servicios de mantenimiento y adquisición de materiales.

Vehículos

Al cierre del ejercicio 2021, la Coordinación de Administración y Servicios reporta que el parque vehicular terrestre de la CFE, para atender sus necesidades de operación ascendió a 35,261 unidades: 25,405 propias y 9,856 unidades arrendadas.

Para ello, se continuó con la administración de los cuatro contratos plurianuales de arrendamiento con vigencia 2020-2024, mediante los que se contrataron vehículos nuevos tipos Pick Up, Van de Pasajeros, Van de Carga y Sedanes.

Disponibilidad de Vehículos Terrestres para la CFE y sus EPS
Al cierre de cada ejercicio

Propiedad de los Vehículos	Número de Vehículos			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. CFE y sus EPS*	26,300	26,791	25,405	101.8	94.8
2. Arrendados	10,226	9,856	9,856	96.4	100.0
Total	36,526	36,947	35,261	101.2	95.4

Fuente: Sistema Institucional SAP con datos al cierre de los ejercicios que se mencionan

* Vehículos Operativos con clasificación de montado en el SAP (MONT)

Bienes inmuebles

El 15 de diciembre del 2021, el Consejo de Administración aprobó en su sesión ordinaria número 47, modificaciones a las Políticas que regulan la Adquisición, Gravamen, Enajenación, Uso y Aprovechamiento de los Inmuebles de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y en su caso Empresas Filiales, con la finalidad de actualizarlas a las condiciones necesarias para fortalecer el control sobre los bienes inmuebles de la CFE y sus EPS.

En materia de arrendamiento de inmuebles, conforme a las disposiciones en materia de precios de transferencia y operaciones Inter compañía, 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 en 2021 por un monto de 58.8 MP (antes de IVA).

Arrendamiento de Bienes Inmuebles 2019 – 2021

Millones de pesos

2019	Importe		Variación (%)	
	2020	2021	2020/2019	2021/2020
55.3	56.9	58.8	2.9	3.3

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Enajenación de Bienes Inmuebles. Diciembre de 2021.

Bienes Muebles

En el 2021 la Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos (COOPERA) autorizó la realización de 810 eventos de destino final de bienes muebles no útiles en la CFE, lo que representó un ingreso de 439.6 MP. Destacaron las enajenaciones de los siguientes materiales: 167,730 kilogramos de tubería de cuproníquel 90/10 (desecho) por 25.1 MP realizada en la EPS Generación VI; de la EPS Generación II se autorizó la enajenación de calderas de las unidades 1 y 2 de la Central de Ciclo Combinado Gral. Manuel Álvarez Moreno, así como sus componentes y 2 sistemas de combustible, por un monto de 2.0 MP; mientras que de la EPS Generación III se realizó una enajenación excedente de combustóleo pesado por 51.2 MP. Asimismo, se realizaron las enajenaciones de desechos no ferrosos, desechos ferrosos, transformadores de distribución, potencia y corriente, medidores de energía eléctrica, aceite quemado proveniente de transformadores, turbinas y otros.

Enajenación de Bienes Muebles 2019 – 2021
Millones de pesos

Concepto	Importe			Variación (%)	
	2019	2020	2021	2020/2019	2021/2020
Disposición Final de Bienes Muebles	194.1	287.3	349.6	48.0	21.7
Enajenación de Bienes No Útiles	114.2	91.0	439.6	-20.3	383.1

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos – Unidad de Enajenación de Bienes Muebles. Diciembre de 2021.

Programa de Aseguramiento Integral

El portafolio de seguros de la CFE está constituido por 6 Pólizas y un Esquema de Administración de Pérdidas denominado Bienes y Riesgos Diversos que se integra en 4 Partidas por Especialidad del Riesgo. Su renovación se realizó mediante el Concurso Abierto Nacional (No. CFE-0001-CASAN-0013-2021) para la Contratación del Programa de Aseguramiento Integral (PAI) de la CFE, EPS y su Filial CFenergía 2021-2022, con vigencia para las Pólizas de Daño Físico y de Responsabilidad Civil de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV), así como las Pólizas de Parque Vehicular y Maquinaria Pesada Móvil al 30 de junio del 2022.

Para el Esquema de Administración de Pérdidas de Bienes y Riesgos Diversos y la Póliza Integral, se realizó una Contratación Plurianual con una vigencia al 30 de junio de 2023. La Partida 4 (Póliza Marítimo y Transportes Carga) no se contrató para 2021, ya que se adjudicó en diciembre de 2020 y su vigencia concluye en 2022.

El costo de la renovación del PAI en 2021 ascendió a 77.4 MD por concepto del pago de primas, mientras que lo correspondiente a los gastos de administración del ADP ascendieron a 4.2 MD. Las reinstalaciones y gastos de administración de las Pólizas de Parque Vehicular y de Maquinaria Pesada Móvil, fueron por 55.6 MP.

El costo por el pago de primas aumentó en 6.8% (4.9 MD) con respecto a 2020; la Póliza Integral de mayor importancia y cobertura para la CFE, observó un incremento de 8 MD. El costo total del Contrato Plurianual fue de 140.2 MD para el periodo 2021-2023, por lo que para 2022 no se

realizará su contratación, lo que representa un ahorro significativo ante el endurecimiento del mercado derivado de la pandemia por COVID-19 y de las catástrofes a nivel mundial.

El pago de las primas de las Pólizas de Daño Físico y Responsabilidad Civil, ambas para la CNLV, disminuyó en un 7.6% y 14.3% (0.7 MD), respectivamente.

Es importante mencionar que, como parte del Servicio de Aseguramiento, las aseguradoras ganadoras de las Partidas 1 (Póliza Integral y Esquema de Administración de Pérdidas de Bienes y Riesgos Diversos) y 2 (Pólizas que otorgan cobertura a la CNLV) deben elaborar mediante despachos especializados, los Estudios de Riesgos necesarios que aportan elementos significativos para el proceso de la modelación matemática física y financiera.

Costo de primas del Programa de Aseguramiento Integral 2018-2022

Póliza / Resultado	Importe Millones de dólares				Variación 2020/2021	
	2018*	2019	2020	2021	MDD	%
Integral**	43.1	60.0	62.1	70.1	8.0	12.9%
Daño Físico Central Nuclear Laguna Verde	3.4	5.9	6.6	6.1	-0.5	-7.6%
Responsabilidad Civil Central Nuclear LV	0.8	1.2	1.4	1.2	-0.2	-14.3%
Marítimo y Transporte de Carga	0.3	0.9	2.4	0.0	-2.4	-100.0%
Total	47.6	68.0	72.5	77.4	4.9	6.8%

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Administración de Riesgos. Diciembre de 2021.

*La vigencia 2018-2019 fue contratada por 6 meses, por lo que no es comparable.

**La contratación se realizó plurianual para el periodo 2021-2023. El costo reportado solo corresponde a la vigencia 2021-2022.

Costo Gastos de Administración del Esquema de Pérdidas de Bienes y Riesgos Diversos 2018-2022
(Millones de Dólares)

Póliza	Importe				Variación 2020 / 2021	
	2018	2019	2020	2021	(\$)	%
Administración de Pérdidas de Bienes y Riesgos Diversos	5.3	0.7	3.0	4.2	1.2	40.0

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Administración de Riesgos. Diciembre de 2021.

Pólizas de Parque Vehicular y Maquinaria Pesada Móvil 2018-2022
(Millones de pesos)

Póliza	Importe				Variación 2020 / 2021	
	2018	2019	2020	2021	(\$)	%
Parque Vehicular	30.2	19.1	24.3	37.2	12.9	53.1%
Maquinaria Pesada Móvil	9.4	15.1	18.2	18.4	0.2	1.1%
Total	39.6	34.2	42.5	55.6	13.1	30.8%

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Administración de Riesgos. Diciembre de 2021.

Recursos Humanos

El presupuesto autorizado 2021 en el rubro de servicios personales a la Comisión Federal de Electricidad ascendió a 62,460 MP, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 del “Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2021” (PEF).

Los recursos ejercidos en 2021 ascendieron a 61,548 MP, lo que representa un incremento del 0.1% con respecto a los recursos ejercidos en 2020.

El ejercicio 2021 estuvo marcado por diversas medidas de contención del gasto en los servicios personales, principalmente en la contratación de plazas, tales como que:

- No se ocupó la totalidad de plazas vacantes generadas por el personal que fue jubilado durante 2021.
- Disminuyeron las autorizaciones para la contratación de plaza temporales y eventuales, lo que generó ahorros en sueldos y salarios, así como partidas asociadas como ayuda de renta, transporte, despensa, entre otras.
- Derivado de la política de trabajo a distancia por la pandemia ocasionada por COVID-19, se redujo el gasto en rubros como tiempo extra, alimentos para el personal de base, entre otros.

Presupuesto Ejercido en Servicios Personales 2019-2021
(Millones de pesos)

Concepto	Presupuesto Ejercido			Variación (%)	
	2019	2020	2021	2020/2019	2021/2020
Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo	35,170.0	37,391.0	37,763.0	6.3	1.0
Sueldos y Salarios	13,911.0	14,710.0	14,294.0	5.7	-2.8
Seguridad Social	6,686.0	6,536.0	6,634.0	-2.2	1.5
Otras erogaciones	2,758.0	2,878.0	2,857.0	4.4	-0.7
Total	58,525.0	61,515.0	61,548.0	5.1	0.1

Fuente: Sistema Institucional de Información Financiera (Essbase). Comisión Federal de Electricidad.

A partir del mes de junio del año 2021, por primera vez el personal de confianza fue excluido del Contrato Colectivo de Trabajo del personal sindicalizado, con la entrada en vigor de los Reglamentos siguientes:

- Reglamento de Trabajo para los Servidores Públicos de Mandos Superiores de la Comisión Federal de Electricidad.
- Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Mandos Medios y Operativos de la Comisión Federal de Electricidad.

Con ello se asegura que en el futuro se pueda realizar políticas de personal diferenciadas para el personal de confianza.

Revisión Salarial 2021

De conformidad con los lineamientos en materia salarial del Gobierno Federal, así como el respeto irrestricto a los derechos de los trabajadores y en apego a la normatividad vigente, se llevaron a cabo las negociaciones para la Revisión Salarial 2021 del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), vigente a partir del 1° de mayo de 2021, con los siguientes acuerdos:

- Incremento del 3.4% a los salarios tabulados del personal permanente y temporal, beneficiando a poco más de 87 mil trabajadores.
- Se incrementó un día en el pago del Incentivo Grupal relacionado con la Productividad, el cual es cubierto de forma semestral, con lo que pasa de 16 a 17 días, de conformidad con la Cláusula 29 del CCT.
- Pensiones jubilatorias se incrementaron en un 3.15%, beneficiando a 51,583 jubilados, de conformidad con la Cláusula 69 del CCT.

Evolución del número de empleados

Al 31 de diciembre de 2021 la plantilla de personal en activo de la CFE se conformaba de 91,738 personas, de los cuales 73,362 (80.0%) son permanentes, 14,328 (15.6%) temporales y 4,048 (4.4%) eventuales.

Se presentó un decremento de 2,092 personas en activo con respecto al ejercicio 2020, lo que representa una disminución del 2.2%, como se aprecia en la siguiente tabla:

Personal por Tipo de Contrato 2020-2021

Tipo de Contrato	Personal		Variación	
	2020	2021	Nominal	%
Permanente	75,127	73,362	-1,765	-2.4%
Temporal	14,460	14,328	-132	-0.9%
Eventual	4,243	4,048	-195	-4.6%
Total	93,830	91,738	-2,092	-2.2%

Jubilados

En 2020, la CFE contaba con 50,626 personas jubiladas, aumentando en 957 trabajadores durante el 2021 para alcanzar un total de 51,583, lo que representa un incremento del 1.9%.

El sistema de jubilaciones de la CFE está segmentado en dos apartados, conforme a la Cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo vigente y artículo 69 del Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza de Mandos Medios y Operativos de la Comisión Federal de Electricidad.

- Apartado I.- De beneficio Definido, rige a los trabajadores que ingresaron a la CFE antes del 18 de agosto de 2008.
- Apartado II.- Regula el sistema de jubilación para la nueva generación de trabajadores de la CFE, es decir, para aquellos que ingresaron a partir del 18 de agosto de 2008. Este régimen consta de una Cuenta Individual de Jubilación (CIJUBILA) a la que, de acuerdo con lo que se pactó originalmente, el trabajador aportaba 5% de su salario base y la CFE 1.5 veces la aportación del trabajador (7.5% de su salario base). Esta cantidad llegó a 16.7% en 2018 (10% la CFE y 6.7% el trabajador) y se mantuvo vigente en los mismos términos en 2021.

El siguiente cuadro muestra la distribución de los trabajadores de la CFE, de acuerdo con el régimen en que se ubica.

Personal por Régimen Jubilatorio 2019-2021

Tipo de Régimen Jubilatorio	Personas			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020/2019	2021/2020
Apartado I - Beneficio Definido	40,521	40,166	38,300	-0.9	-4.7
Apartado II - CIJUBILA	47,613	49,421	49,390	3.8	-0.06
Total	88,134	89,587	87,690	1.6	-2.1

Capacitación del Personal

El gasto en capacitación mantiene la tendencia decreciente del año anterior, al continuar la realización de capacitación a través de mecanismos remotos de comunicación, con una proporción similar a la del año 2020, lo cual no ha significado disminuir las horas de capacitación y el número de participantes.

Gasto en Capacitación 2019 -2021
(Millones de pesos)

Empresa	Importe			Variación (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
CFE Corporativo	87.7	31.2	5.5	-64.4	-82.4
CFE Distribución	128.3	80.3	41.2	-37.4	-48.7
CFE Suministrador de Servicios Básicos	38.5	11.4	1.5	-70.4	-86.8
CFE Transmisión	28.6	14.0	4.0	-51.0	-71.4
EPS de Generación	45.5	14.9	5.6	-67.3	-62.4
Total	328.6	151.7	57.8	-53.8	-61.9

Fuente: Sistema Institucional de Información Financiera (Essbase). Comisión Federal de Electricidad.

Durante 2021 las horas de capacitación registraron un incremento en lo relativo a cursos orientados al Desarrollo Humano y una importante reducción en estudios escolarizados y transversales, así como una ligera disminución de capacitación técnico especializado.

Horas en Capacitación 2019-2021

Temática	Horas en capacitación			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
Desarrollo Humano	103,456	258,431	305,962	149.8	18.4
Transversal	944,612	1,224,968	967,596	29.7	-21.0
Técnico o especialidad	6,852,833	7,445,838	6,725,109	8.7	-9.7
Estudios escolarizados	86,436	90,498	43,622	4.7	-51.4
Total	7,987,096	8,996,836	8,042,289	12.6	-10.6

Fuente: Sistema Institucional de Capacitación (SIC R1). Comisión Federal de Electricidad.

En cuanto al número de participantes, el mayor número se presentó en cursos técnicos o especializados; el segundo término, la categoría de temas transversales; en tercer lugar, los temas de desarrollo humano y finalmente los estudios escolarizados. Esto confirma el énfasis en la formación en temas sustantivos para las funciones de los participantes como eje fundamental de la capacitación a lo largo de estos últimos años.

Temática	Participantes			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
Desarrollo Humano	6,334	26,976	23,962	325.9	-11.2
Transversal	63,343	130,413	73,409	105.9	-43.7
Técnico o especialidad	557,418	647,098	355,989	16.1	-45.0
Estudios escolarizados	6,334	1,673	969	-73.6	-42.1
Total	633,429	806,160	454,329	27.3	-43.6

Fuente: Sistema Institucional de Capacitación (SIC R1). Comisión Federal de Electricidad

Ética Corporativa

Las acciones en materia de ética e integridad pública tienen un enfoque preventivo que contribuye al cumplimiento del Programa Anticorrupción de la CFE, en ese contexto actualmente la CFE emitió un Decálogo Anticorrupción, lo que coadyuva al fortalecimiento del Sistema de Control Interno y a la operación eficiente del SIG-CFE.

Dichas acciones también atienden las directrices de la Nueva Ética Pública establecidas por el Gobierno Federal, así se ve reflejado en los resultados en la *Encuesta de Percepción del cumplimiento de los Principios y Valores del Código de Ética 2021* aplicada por la Secretaría de la Función Pública (SFP) en todos los entes públicos, en la que la CFE obtuvo un promedio general de 9.1.

La CFE publicó la séptima edición de su Código de Conducta, alineado al contexto actual de nuestra institución, con la finalidad de que la actuación de los servidores públicos de la empresa sea íntegra en el desempeño de sus funciones cotidianas.

Igualdad de Género e Inclusión

Se realizó el Primer proyecto de electrificación con perspectiva de género en Zongolica, Veracruz, impartiendo el “Taller sobre igualdad de género para el personal que realizó trabajo de campo en la instalación de los paneles solares en el proyecto de electrificación de Zongolica”.

Asimismo, se realizó el taller “En colectivo ganamos luz: proyectos de electrificación con perspectiva de género”, en las localidades de Tequila, Yoloxochío, Comalapa y Mixtla de Altamirano, Veracruz. Este taller tuvo como objetivo promover la participación de las mujeres en el funcionamiento, composición y mantenimiento de los equipos instalados, proporcionar conceptos relacionados con igualdad de género y derechos humanos, facilitar procesos de organización y participación comunitaria, profundizar el análisis de los vínculos entre género y electricidad, así como contribuir al fortalecimiento de la capacidad de agencia de las beneficiarias.

Durante el año 2021 se emitió normatividad orientada a promover la igualdad de Género al interior de la CFE:

- Lineamientos para la Planeación, Ejecución y Rendición de Cuentas de los recursos asignados a acciones que promuevan la Igualdad entre mujeres y hombres, la erradicación de la violencia de género y cualquier forma de discriminación de género en la CFE”
- Manual de Integración y Funcionamiento de la Red de Enlaces para la Igualdad de Género
- Guía para el Uso del Lenguaje Incluyente y no Sexista en la CFE.

En noviembre del 2021, el Director General de la CFE refrendó lo señalado en el “Pronunciamiento Cero Tolerancia a las Conductas de Acoso Sexual y Hostigamiento Sexual en la CFE”, emitido en marzo del 2020, a través de la firma de una carta compromiso, la cual fue suscrita también por el personal directivo de la empresa.

La Dirección Corporativa de Administración emitió la circular número DCA/014/2021, invitando al personal de mando a sumarse al compromiso “Cero tolerancia a las conductas de hostigamiento sexual y acoso sexual en la CFE” a través de la firma voluntaria de la carta compromiso. Durante los 16 días de activismo, el compromiso fue firmado y adquirido por más de 9,000 personas de todas las áreas del Corporativo, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales.

En este contexto, el 25 de noviembre de 2021 se realizó el Foro “Convirtiendo en acciones el 25N”, en formato presencial con audiencia limitada y con transmisión vía streaming, mismo que fue visualizado por más de 1,500 personas.

Avances en Tecnologías de la Información

2021 fue un año que marcó de manera significativa un antes y un después en materia de Tecnologías de Información y Comunicación (TIC) dentro de la CFE, se avanzó de manera importante en la estrategia integral de actualización de equipo de cómputo, infraestructura y ciberseguridad dentro de la CFE, destacando las siguientes acciones:

- Mantener en todo momento la seguridad de la información derivado de las conexiones remotas realizadas por el teletrabajo desarrollado por el personal de la CFE y EPS.
- Instalación de más de 44 mil equipos de cómputo adquiridos en 2020.

- Implementación de mecanismos de seguridad informática avanzada que protegen más de 60 mil equipos de cómputo, evitando más de 1 millón de posibles incidentes de virus y más de 500 mil incidentes de ransomware.
- Más de 3 millones de videoconferencias a través de plataformas digitales, representando un promedio de más de 25 millones de minutos de audio y más de 18 millones de minutos de video mensuales. Se utilizan aproximadamente 79 mil documentos de trabajo compartidos, con un tamaño total de 496 TB.
- Operación de más 90 mil cuentas de correo electrónico recibándose en promedio más de 18 millones y enviando más de 3 millones de correos al mes, para un total de 193 millones de correos al año.

Centros de datos

- En conjunto con CFE Distribución, se amplió en 25% la memoria RAM del Centro de Datos de Monterrey y Ciudad de México, alcanzando una capacidad total de 50 TB.
- Soporte y mantenimiento preventivo y correctivo a los equipos auxiliares de energía ininterrumpida y aire acondicionado de precisión de los Centros de Datos de Monterrey y Ciudad de México, permitiendo una disponibilidad del 100%.

Durante el 2021, fue necesario agilizar el proceso de comunicaciones, conectividad, equipamiento seguridad de la información, normatividad y desarrollo de sistemas que permitieran hacer frente a la situación de la pandemia.

- En materia de telecomunicaciones, se realizaron diversas adecuaciones de espacios mediante reubicaciones de servicios de voz y datos para atender los lineamientos de sana distancia.
- Ampliación de enlaces de acceso a Internet para facilitar el trabajo desde el hogar.
- Se implementaron diversos módulos y plataformas de software para monitoreo de la salud de los trabajadores de la CFE.
- Se actualizaron las aplicaciones móviles de CFE Proveedores y de QUEHAS, lo cual permitió un mayor acercamiento tanto con los proveedores como con los trabajadores de la CFE a diversos servicios de información.

SERVICIOS DE CIBERSEGURIDAD

- Se protegió contra código malicioso a más de 60,000 equipos de cómputo.
- Protección de 52,205,532 de mensajes entrantes, así como a 11 sitios y portales web y 17 zonas de DNS institucionales.

GOBIERNO DE TIC

En materia de Gobierno de TIC, se actualizaron lineamientos para coadyuvar en la vinculación y control de los procesos clave dentro de la CFE, y se presentaron 246 iniciativas de proyectos de TIC, aprobándose 148 de ellas por un importe de 15,787.2 MP.

TELECOMUNICACIONES

Durante 2021, se llevó a cabo la ampliación de la capacidad de la red de diversos enlaces dentro de la CFE.

- En conjunto con CFE Distribución, se renovó la plataforma de Videoconferencia que atiende a CFE Distribución y al Corporativo, integrándola con Microsoft Teams.
- Despliegue de servicios GPRS para 15,620 dispositivos de tecnología celular, agilizando la labor del personal de Distribución.
- Implementación y puesta a punto de la nueva plataforma del Sistema 071, la cual fue alojada en los Centros de Datos de Monterrey y Ciudad de México.

NEGOCIOS COMERCIALES

Redireccionamiento de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales

A fin de revertir los efectos perniciosos de la reforma energética del 2013, durante los últimos tres años se ha gestado un proceso de rescate de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Dicho proceso se ha estructurado a partir de dos rutas fundamentales planteadas desde su Dirección General y replicadas a lo largo de la CFE: el fortalecimiento institucional y la recuperación de su carácter social.

En este contexto, el Director General de la CFE ha instruido a la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC), para desempeñar distintas tareas encaminadas al apoyo y redireccionamiento operativo de la institución.

Para cumplir dicho propósito, la DCNC –apegada a sus funciones estatutarias y a la normatividad que le rige- ha promovido distintos procesos de reajuste organizacional que le permiten, además de una administración racional, austera y eficiente, la recuperación paulatina de la misión de la CFE como una empresa pública del Estado al servicio de la nación: priorizando las necesidades de la institución frente a las demandas de servicios de terceros, promoviendo con ello, una lógica de productividad directamente vinculada con la generación de un bien público.

Entre tales encomiendas pueden destacarse: su función como enlace con distintas instituciones federales para la atención a solicitudes y compromisos prioritarios del sector energético; su participación en los distintos Consejos de Administración y Comités de la CFE y sus EPS y EF, a fin de colaborar en el impulso de metas y proyectos estratégicos; su participación activa en el proceso de rescate al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL); su análisis y participación para la implementación de estrategias y rutas comerciales que, aprovechando las economías de escala, priorizan la utilidad pública sobre la ganancia.

Unidad de Negocio

LAPEM

El principal objetivo del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) consiste en aportar valor y soluciones tecnológicas al sector energético en términos de competitividad, confiabilidad, disponibilidad, sustentabilidad y gestión de riesgos en procesos e infraestructura estratégica, ofreciendo soluciones técnicas, apoyadas en la innovación y competencias especializadas.

Derivado de la reforma energética del 2013, el LAPEM orientó sus servicios, privilegiadamente, a la atención de la iniciativa privada, soslayando la demanda de servicios de la propia CFE. Dicha situación implicó mayores gastos que no se tradujeron en mayores ingresos; un escenario de pérdida creciente del interés público frente al interés particular. Bajo la dirección de la actual administración, el LAPEM ha vuelto a colocar a la CFE en una posición central, procurando que la

infraestructura y los servicios especializados que éste ofrece se traduzcan en la generación de valor para el conjunto de la institución.

Desde el año 2019, el LAPEM adhirió a sus objetivos estratégicos la encomienda de la DCNC de coadyuvar al *rescate* y el *fortalecimiento* de la CFE. Así, inició un proceso de coparticipación con el resto de las empresas y áreas del Corporativo, a fin de generar mayores ahorros en materia de gastos e inversiones al interior de la Comisión. En el 2020, este proceso se complementó con el propósito del fortalecimiento, por lo que se inició una revisión general del estatus de las distintas áreas, a fin de identificar las problemáticas existentes y establecer nuevas rutas para la prestación interna de los servicios.

En correspondencia, durante el año 2021 el LAPEM **encauzó sus esfuerzos a incrementar los servicios de “alto impacto” brindados a las EPS y al Corporativo**, optimizando el desempeño de los equipos clave en la cadena de valor de la CFE y de aquellos que mejoran la seguridad del personal. Así, el Laboratorio contribuyó a fortificar a la CFE tanto con el aumento de capacidades como con un mayor número de pruebas acreditadas.

Se atendieron **más de 3 mil solicitudes de apoyo realizadas por la Comisión** (por ejemplo, la rehabilitación del parque de generación hidroeléctrico, el restablecimiento del servicio en el Metro de la CDMX, la elaboración de especificaciones técnicas de la central solar en Puerto Peñasco, etc.) **y se evaluaron poco más de 10 mil de sus equipos principales** –lo que representó un 29% más de evaluaciones que el año anterior.

Asimismo, **se logró la acreditación de 240 pruebas ante la EMA** –un incremento del 60% de sus capacidades respecto al año previo-. El LAPEM se convirtió en el primer laboratorio acreditado por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), en ensayos, calibración y unidad de verificación para medidores y transformadores eléctricos de acuerdo con la NOM-001-CRE/SCFI-2019.

A lo largo del 2021, se logró revertir la tendencia de pérdidas heredada por la administración anterior y el **LAPEM alcanzó un récord histórico en sus ingresos de 1,095 millones de pesos (mdp). Además, generó un ahorro para la CFE de 450 millones de pesos y fue su mejor año en lo que respecta al balance ingreso-gasto –considerando desde el año 2011-, logrando reducir su déficit económico alrededor de 15 mdp.**

Aunado a lo anterior, el Laboratorio, cumpliendo con la ley y los procedimientos correspondientes, concluyó con el desarrollo, formalización e **implementación de la Metodología de costos del LAPEM** que, entre otras cosas, clarifica y da certeza del cobro por los servicios realizados.

Finalmente, debe mencionarse que el LAPEM **brindó apoyo a proyectos prioritarios para el Gobierno Federal**, mediante la realización de pruebas de equipos que serán instalados en los proyectos de la Refinería Dos Bocas y el Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles.

Estos y otros avances constituyen una muestra clara y contundente de que el rescate de la CFE y la recuperación de la soberanía energética nacional –objetivos establecidos desde la Presidencia de la República y la Dirección General de la CFE- son una realidad tanto en la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales como en el LAPEM.

Unidad de Negocio

CFE TELECOM

La UN CFE TELECOM tiene como objetivo maximizar el valor de la infraestructura con aplicación en telecomunicaciones propiedad de la CFE y sus empresas, optimizando su uso y generando ahorros al interior de la institución, a través de la prestación de servicios eficientes y de vanguardia tecnológica y el desarrollo de economías de escala.

A partir de 2019, la Unidad de Negocio inició un viraje de la perspectiva puramente comercial que mantenía en sus procesos a partir de la aprobación de la Reforma Constitucional en materia de energía de 2013, con el propósito de establecer una ruta de transformación que terminara en modernizar y eficientar la cadena de valor de la CFE. Esta ruta implicó, en un primer momento, devolverle a la Unidad de Negocio materia de trabajo al enfocarse en maximizar el uso de la infraestructura de la Empresa, a la vez que otorgarle relevancia estratégica al ampliar y profundizar sus capacidades técnicas y consultivas en materia de telecomunicaciones.

Para el logro de los cambios institucionales, CFE Telecom priorizó la elaboración de proyectos estratégicos que redundaran en ahorros y eficiencias de sus actuaciones a través de la austeridad y la actualización tecnológica. Los resultados de estos trabajos realizados durante los primeros tres años de la presente administración comenzaron a dar sus frutos a partir del año 2021, donde no sólo se ha detenido la erogación desmedida e ineficiente de recursos, sino que también se ha logrado el aumento de los ingresos de la Unidad y la reducción de egresos de las EPS y la CFE en general.

Así, la UN CFE TELECOM alcanzó su pronóstico de venta de servicios proyectado para el 2021, **obteniendo ingresos por 911 millones de pesos (mdp), lo que representa un incremento del 40% respecto al año anterior**, dando prioridad a los servicios de usuarios internos, ya que a la par de cubrir una necesidad en materia de telecomunicaciones, también generó economías de escala al hacer uso de la red nacional de fibra óptica (RNFO).

Adicionalmente, la Unidad de Negocio **proporcionó a las áreas del Corporativo de la CFE servicios que representaron \$818.1 mdp durante el 2021** que, si bien dichos servicios no se facturan y por lo tanto no se consideran en los ingresos, lo cierto es que si tomamos en cuenta que **el 90% del total de ingresos facturados por CFE TELECOM corresponden a las EPS de la CFE (\$822.4 mdp)**, entonces la suma de servicios **hacia el interior asciende a \$1,640.0 mdp**. Esto significa que la Unidad de Negocio evita a la CFE **una erogación de recursos presupuestales por un monto de 1,457.3 mdp**. (descontando el pago de \$183.2 mdp al proveedor Telmex) que irían a parar a las arcas de terceros privados.

En el mes de octubre del año 2020 fue cuando se definió que la UN CFE TELECOM sería el área que tendría bajo su responsabilidad **el contrato de servicios de telecomunicaciones con Teléfonos de México, S.A.B. de C.V (Telmex)**, teniendo un lapso de 3 meses para llevar a cabo el proceso de contratación, con el inminente riesgo de que todas las áreas de la CFE no contarán con un proveedor de servicios a partir del 1 de enero del 2021. A partir de esa fecha, la UN CFE

TELECOM **administra dicho contrato**, mismo que fue firmado por la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC).

Además de llevar a cabo el proceso de contratación en un tiempo extraordinario, la UN CFE TELECOM tuvo que iniciar desde el primer día del 2021 con la administración y prestación de servicios de un contrato amplio y complejo, con el propósito de atender a todas las empresas productivas subsidiarias (EPS) de la CFE y su Corporativo. De igual forma, se recibieron servicios con una obsolescencia tecnológica de al menos 10 años, que han impactado fuertemente en el trabajo cotidiano de las áreas usuarias, principalmente áreas operativas de CFE Distribución, y que se profundizó durante el periodo de pandemia provocada por el virus SARS-CoV-2, lo que ha implicado que la UN CFE TELECOM solicitara y desarrollara, en conjunto con Telmex, alternativas de servicios que pueden ser provistas en lo inmediato como solución.

Con relación a los servicios proporcionados a través de la empresa Telmex, se lograron mejores condiciones comerciales con las tarifas pactadas en el nuevo contrato. **Esto derivó que en el año 2021 se obtuvieran ahorros para la CFE, por alrededor de 100 mdp en comparación con el gasto de 2020.**

En lo que respecta al **Proyecto 071**, CFE TELECOM colaboró en la evaluación técnica de las propuestas presentadas por los proveedores, acompañando a la EPS Suministrador de Servicios Básicos (SSB) en la implementación del proyecto, asegurando la entrega en tiempo y forma de los enlaces de datos entre los Centros de Atención Regionales y los Data Center de la CFE ubicados en la Cd. de México y en Monterrey, participando en las reuniones de seguimiento desde la implementación y hasta el arranque del servicio el 13 de noviembre de 2021. El Proyecto 071 centraliza la atención a más de 40 millones de clientes de SSB, a través de una arquitectura redundante que permite dar un mejor y más seguro servicio. **La actualización del sistema tuvo un valor de \$ 454.1 millones de pesos, representando un ahorro aproximado para la CFE del 42%, ya que el monto Precio Base de Descuento era de \$781 millones de pesos.** En el Proyecto 071, además de CFE TELECOM, participaron la Gerencia de Proyectos de Modernización adscrita a la DCNC, la EPS SSB, la Coordinación de Servicios Tecnológicos y la EPS Distribución.

Asimismo, **CFE Telecom llevó a cabo la investigación de condiciones de mercado para obtener información del mercado de Telecomunicaciones**, la cual permitirá actualizar los precios de comercialización de los productos y servicios de la Unidad y abonará a que el proyecto de la EPS CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, cuente con insumos necesarios tanto de información como metodológicos sobre el mercado para cumplir con su objeto.

La Unidad de Negocio, además, **apoyó a las EPS de Generación en la definición del requerimiento para una solución integral de conectividad para 158 centrales eléctricas de generación**, que abarca el diseño de una red de telecomunicaciones con enlaces MPLS y la determinación del ancho de banda de cada enlace con base en las aplicaciones del usuario. El principal beneficio de este proyecto es que las centrales eléctricas de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI cumplirán con las disposiciones operativas de las Bases del Mercado Eléctrico indicadas en el Código de Red y Manual de Requerimientos de TICs.

CFE TELECOM ha iniciado trabajos en conjunto con las EPS que hacen uso de frecuencias del espectro radioeléctrico, para contar con un inventario de este recurso y administrar las frecuencias de la CFE. **En los meses de noviembre y diciembre del 2021, se obtuvieron a favor de la CFE dos títulos de concesión de frecuencias, mismas que serán utilizadas por la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde.** También la Unidad de Negocio **logró una resolución favorable** por parte del Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT), para que CFE Transmisión continúe utilizando frecuencias en el segmento 148-174 MHz, la cual debe ser ratificada por CFE para que se emita formalmente el título de concesión.

En relación con el **Proyecto SIC Satelital para las EPS de Generación**, en el mes de febrero de 2021 se concluyó con la actualización de módems de todas las subestaciones que cuentan con estos como único medio de comunicación; se brindó el servicio de soporte extendido durante todo el año a la red satelital de las EPS de Generación, y se llevó a cabo la reubicación de la infraestructura satelital de una subestación, conforme a lo planeado.

Además, CFE TELECOM **formalizó un convenio modificatorio con el CENACE**, a través del cual se han dado de baja servicios que ya no requiere ese organismo, y se encuentran en revisión reducciones de capacidad sobre servicios de respaldo que permitirán al CENACE ajustar sus costos. De igual forma, la Unidad de Negocio inició en el mes de agosto del 2021 la integración de un grupo de trabajo en conjunto con el CENACE, Coordinación de Monitoreo y Operación de Activos (CMOA) y la Subdirección de Negocios No Regulados (SNNR), con el propósito de atender el proyecto de **“Cambio de Ubicación a las Salas de Comunicación del CENACE”** (“Salas Carrier”), de todos los servicios de enlaces de telecomunicaciones que actualmente operan.

Unidad de Negocio

PAESE

El Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE) fue creado con la finalidad de coordinar proyectos de eficiencia energética en los procesos productivos de la CFE y, dado el caso, para los clientes de ésta. Sin embargo, con la reforma constitucional en materia energética de 2013, se modificó su naturaleza jurídica, el PAESE dejó de ser un programa operativo y se le convirtió en una Unidad de Negocio con la obligación de comercializar sus servicios para la obtención de ingresos.

Desde el 2019 –correspondiendo a los objetivos planteados por la Dirección General y por instrucciones directas de la DCNC-, el PAESE ha orientado sus esfuerzos a la creación de valor, acorde con su finalidad de origen; es decir, implementando prácticas que reditúen en ahorros para la CFE, para el sector energético, para el Estado mexicano y, por ende, para la sociedad. En ese sentido, se inició la elaboración de proyectos que funcionan como verdaderos procesos de eficiencia energética al interior de la Comisión, por medio de la evaluación de tecnologías, de asesorías y de difusión de información. Para ello, se implementó una instrumentalidad transversal

que, mediante el uso eficiente de los recursos institucionales, permite generar ahorros y contribuir al propósito de fortalecimiento de la CFE.

Entre sus funciones, el PAESE debe desarrollar y conducir la planeación y control de las estrategias de ahorro y el uso eficiente de energía en las instalaciones de la CFE. En ese sentido, una de sus principales líneas de acción son los **Proyectos de Eficiencia Energética**. Durante el 2021, el PAESE mantuvo una comunicación activa con distintas áreas de las EPS de la CFE, con la finalidad de difundir el nuevo modelo de comercialización y constituir la cartera de proyectos respectiva. Como resultado, en el año 2021 **se evaluaron 42 proyectos de eficiencia energética**, que en conjunto suman una inversión estimada de 111 millones de pesos.

Los Diagnósticos Energéticos constituyen otro de los elementos clave para los propósitos del PAESE, toda vez que se trata de procedimientos sistemáticos para evaluar las posibilidades de ahorro de energía en una instalación, desde un punto de vista técnico y económico. En el 2021, **el PAESE logró concretar 4 Diagnósticos nivel 2** –practicados en los inmuebles del Corporativo de la Comisión-, basándose en los lineamientos indicados en la norma ISO 50002-2014: Auditorías Energéticas.

La Evaluación de tecnologías ahorradoras de energía (luminarias para alumbrado público) es una más de las actividades realizadas por el PAESE –a solicitud de parte- para garantizar que el producto cumpla con la normatividad nacional en la materia y represente un ahorro real de energía. **En el 2021, se llevaron a cabo 277 evaluaciones, atendiendo a 55 empresas fabricantes de luminarias públicas**. Tal hecho significó un beneficio para la CFE, pues disminuyó las pérdidas no técnicas, al cobrar el consumo real por el uso de estas tecnologías.

Otra actividad esencial para el PAESE, consiste en coordinar la implementación de **Sistemas de Gestión de la Energía** (SGEn) en las instalaciones de las EPS de la CFE. **Este 2021 se logró implementar 20 SGEn en las instalaciones de la EPS CFE Transmisión**, que incluyeron 20 Diagnósticos Energéticos en igual número de inmuebles, derivados de las auditorías energéticas realizadas.

Por último, la UN PAESE implementa diferentes actividades de difusión informativa en ahorro de energía y de capacitación especializada en eficiencia energética, para afianzar su propósito de impulsar el uso eficiente de la energía en la CFE, sus EPS y, dado el caso, con los clientes de la CFE. **Durante el 2021, las capacitaciones especializadas generaron ingresos de \$1,482,357.53 y, por primera vez, se prestó el servicio a clientes externos**. Así, con estas y otras acciones, el PAESE fomenta la cultura del ahorro de energía y contribuye al afianzamiento de la CFE desde un carácter integral.

NUEVAS ÁREAS DE OPORTUNIDAD

La Gerencia de Nuevas Áreas de Oportunidad (GNAO) se ocupa en realizar evaluaciones de desempeño de la EPS CFE SSB, las Filiales CFenergía, CFE Internacional y CFE Calificados, así como de las Unidades de Negocio CFE TELECOM, LAPEM y PAESE. Su objetivo consiste en detectar las posibles desviaciones de las metas, la identificación de riesgos y la alineación a las directrices estratégicas suscritas en el Plan de Negocios de la CFE.

La Gerencia, a partir de un proceso de seguimiento y evaluación trimestral de 2021, colabora con la Empresa Productiva Subsidiaria, las Filiales y las Unidades de Negocio, llevando a cabo **observaciones y recomendaciones dirigidas a visibilizar problemas específicos que los indicadores de cumplimiento no revelan a cabalidad.**

Este 2021, la GNAO intervino en la formulación de **lineamientos estratégicos e indicadores del Plan de Negocio 2021-2025 y 2022-2026**, dentro del ámbito de actuación de la DCNC, buscando que las Unidades de Negocio adscritas a ella se encontraran presentes en la cadena de valor de la CFE y no como negocios independientes, así como en la introducción de aspectos fundamentales para la CFE, como lo es el fortalecimiento Corporativo para propiciar sinergias y economías de escala.

Asimismo, en el 2021, la GNAO llevó a cabo trabajos con la **intención de establecer nuevos indicadores y reportes de control del desempeño y gestión de procesos** pero, también, **elaboró notas informativas sobre los precios del gas natural, aspectos coyunturales y estructurales de la tendencia al alza en los precios; sobre la integración de la tarifa final de suministro básico y el no reconocimiento de los costos totales (reales) de generación de las centrales de la CFE por parte de la CRE, para efecto del establecimiento de las tarifas finales de suministro básico.** De igual forma, se abordó el análisis de las modalidades de participación del sector privado en la generación de energía eléctrica en función de los cambios a la regulación del sector eléctrico de 1975 a 2021, así como notas sobre aspectos regulatorios del sector eléctrico.

Finalmente, **realizó informes sobre el MEM**, con el análisis de los Precios Marginales Locales para los meses de junio de 2019 a 2021, así como de la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el mismo lapso.

PROYECTOS DE MODERNIZACIÓN

La Gerencia de Proyectos de Modernización (GPM) participa en las políticas corporativas para la gestión de actividades comerciales, proponiendo y ejecutando proyectos de forma transversal en la CFE para crear eficiencias operativas, economías de escala, promover el desarrollo tecnológico, identificar nuevos negocios y adoptar innovaciones tecnológicas y comerciales. Una de estas actividades fue llevada a cabo en el 2021, con el proceso que acabó por actualizar el **sistema de telefonía 071**, proyecto exitoso de arquitectura transversal de la CFE, basado en el uso racional de recursos de las EPS y del Corporativo.

En el año 2019, la CFE, por conducto de la DCNC y el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) firman el *Convenio que Regirá la Relación de las Contrataciones entre CFE y el INEEL*, cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de investigación y tecnológicos que sean de utilidad y beneficio para la CFE y sus EPS. Para esto, el convenio establece el **Grupo de Selección de Proyectos (GSP)**, conformado por representantes de diversas áreas de la CFE y las EPS. La Gerencia se ocupa de dar seguimiento a los proyectos seleccionados hasta su fase final de contratación y en el 2021, no fue la excepción: **al cierre del año, se tuvieron un total de**

34 proyectos aprobados, 12 proyectos contratados por \$174.2 mdp, de los cuales 10 han facturado un total de \$67.4 millones de pesos.

De igual forma, en el año 2020 se estableció el **Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones** cuyo objetivo es la optimización en la adquisición de equipo de comunicaciones. La GPM se incorpora en este grupo, encabezado por la Coordinación de Servicios Tecnológicos, participando en la revisión de especificaciones y requerimientos a proveedores para la elaboración de anexos técnicos para los procedimientos de adquisiciones, así como en la formulación de propuestas de mejores prácticas y técnicas de administración documental que facilitan la realización del proceso de adquisiciones, incluyendo la evaluación de las propuestas presentadas y las respuestas a preguntas y replanteamientos de proveedores. **Durante 2021, el Grupo logró realizar la adquisición consolidada de routers, switches y puntos de acceso inalámbricos por \$145.01 millones de pesos, un ahorro de alrededor del 40% sobre el precio máximo de contratación propuesto.**

INTERNET PARA TODOS

La empresa subsidiaria CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos tiene por objeto prestar y proveer servicios de telecomunicaciones, sin fines de lucro, para garantizar el derecho de acceso las tecnologías de la información y comunicaciones, incluido el de banda ancha e internet. Para cumplir su objeto, construye las capacidades institucionales de proveer bienes y servicios tecnológicos incluyendo desarrollos de sistemas informáticos y de telecomunicaciones, así como cualquier otro bien relacionado al desarrollo y soporte de dichos sistemas.

El título de concesión otorgado por el Instituto Federal de Telecomunicaciones le permite la provisión de servicio de internet gratuito en Sitios Públicos a nivel nacional, así como de telecomunicaciones y/o radiodifusión, sin fines de lucro, excepto en localidades con conectividad (en donde haya presencia de algún otro proveedor).

Logros relevantes del año

- Ampliación del objeto de CE Telecomunicaciones e Internet para Todos, para brindarle la capacidad de proveer bienes y servicios tecnológicos incluyendo desarrollos de sistemas informáticos y de telecomunicaciones, así como cualquier otro bien relacionado al desarrollo y soporte de dichos sistemas.
- Instalación de módems en 1,000 Puntos de Atención Prioritaria, para probar el servicio de la Red Compartida y, con ello, ofrecer internet público gratuito.



Aspectos relevantes de la gestión 2021

En 2021, CFE TEIT llevó a cabo las siguientes actividades, que contribuyen al cumplimiento de su objeto y a su operación:

- **La contratación de Servicios Profesionales para la Integración de la Red de Telecomunicaciones**, fue fundamental, para el inicio de las actividades a desarrollar por esta EPS, conforme a la estrategia definida para aprovechar el despliegue de la Red Compartida ocupando tecnología 4G como una forma ágil y eficiente para cubrir grandes extensiones con internet de banda ancha, para instalar acceso gratuito en sitios públicos,

iniciando con la instalación de módems en 1,000 Puntos de Atención Prioritaria, para probar el servicio de la Red Compartida y, con ello, ofrecer internet público gratuito:

Puntos Conectados en 24 Estados de la República

Centro de Salud	482
Centro Educativo	64
Centro Integrador	372
Inmueble Federal	3
Unidad Médica Familiar	34
Módulo Temporal CDMX*	45
Total	1000

*Para hacer frente a la pandemia, se establecieron enlaces emergentes con acceso a internet gratuito, para atender a los interesados de los Programas de bienestar, en particular, el de “Crédito a la Palabra”.

- **Adquisición de equipos, materiales y componentes, para la integración de la red de telecomunicaciones internet**, que tiene como objetivo, dotar a CFE TEIT de los elementos tecnológicos necesarios para brindar cobertura de la Red Compartida que podrán se beneficiados con el servicio de internet gratuito:

Puntos de Atención Prioritaria

Universidades del Bienestar Benito Juárez
Centros Integradores
Bancos del Bienestar
Unidades Médicas Rurales
Hospitales Rurales
Centros Escolares

Lo anterior, permitirá identificar un mayor número de Puntos de Atención Prioritaria que tengan la factibilidad de ser conectados.

- **Servicio de Conectividad inalámbrica LTE de Banda Ancha e Internet**, contempla un conjunto de servicios que proveerán de conectividad inalámbrica en ubicaciones fijas a través de la Red Compartida por medio del uso del espectro radioeléctrico y las tecnologías de transmisión LTE, en los Puntos de Atención Prioritaria y/o de interés mencionados en el punto anterior, y serán habilitados con el fin de proporcionar acceso a internet y otros servicios de banda ancha, una vez que se lleve a cabo la instalación de los equipos adquiridos.
- Caracterización de Fibra Óptica Oscura de CFE mediante tecnología DWDM-LH de CFE TEIT.

- Adquisición de equipo de cómputo de alto rendimiento para CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, que permitirá el procesamiento, almacenamiento y resguardo de datos para soluciones estratégicas informáticas de la EPS.
- **Iluminación de Fibra Óptica Oscura de CFE mediante tecnología DWDM-LH de CFE TEIT**, proyecto de inversión cuyo objetivo es obtener una de las tecnologías de vanguardia denominada DWDM (Dense Wavelength Division Multiplexing), que permite transportar grandes anchos de banda, así como el traslado de señales de cualquier tipo de una manera transparente.

La extensión territorial del proyecto será en el Occidente, en el Pacífico Sur, y el Golfo de México, se realizará en dos fases, y se compone de 77 rutas de Fibra Óptica, con una longitud final de 8,996.7 Km, cubriendo alrededor de 1,022 municipios.

- En la Fase 0 se podrán iluminar 5,963.39km de Fibra Óptica Oscura, habilitando 40 Hoteles de CFE Telecom para cubrir las necesidades de conectividad entre los principales Centros de Datos de la Federación, además, la fibra cruzará 795 municipios con índices de marginación muy alto (58), alto (182), medio (164), bajo (196) y muy bajo (195); en 23 entidades federativas.

- En la Fase 1 se podrán iluminar 1,016.55km de Fibra Óptica Oscura, habilitando 11 hoteles de CFE Telecom para conectar a 6 Estados (Sonora, Oaxaca, Morelos, México, Chiapas y CDMX), abarcando 273 municipios, con índices de marginación muy alto (17), alto (63), medio (50), bajo (72) y muy bajo (71).

- **Servicios Especializados para la Administración de Telecomunicaciones, Redes de Datos, Seguridad Informática, Telefonía, Centro de Datos e Infraestructura Básica, el análisis, diseño y construcción de Aplicaciones**, con el objeto de proveer recursos especializados para sustentar la operación, administración, mantenimiento preventivo y soporte de las herramientas tecnológicas, equipamiento de la infraestructura de CFE TEIT.
- Se suscribieron convenios de colaboración con instituciones públicas de la Administración Pública Federal, con la finalidad de proveer servicio de internet gratuito, así como establecer mecanismos de colaboración y coordinación que contribuyan al aprovechamiento, optimización y uso racional de los recursos en materia de tecnologías de la información y comunicación.
- El acuerdo de creación de la subsidiaria estableció actividades que se han ido cumpliendo, de manera simultánea a la operación. Destacan:
 - Ampliación del objeto de CE Telecomunicaciones e Internet para Todos, para brindarle la capacidad de proveer bienes y servicios tecnológicos incluyendo desarrollos de sistemas informáticos y de telecomunicaciones, así como cualquier otro bien relacionado al desarrollo y soporte de dichos sistemas.
 - Emisión del Estatuto Orgánico de la EPS, que contienen la estructura y organización básica y sus funciones.

- Aprobación de la estructura organizacional básica y nombramiento de directivos, que se compone de cuatro gerencias y dos jefaturas de unidad.
 - Gerencia de Planeación de la Red Pública de Telecomunicaciones.
 - Gerencia de Operación de la Red Pública de Telecomunicaciones.
 - Gerencia de Logística para la Conexión de Servicios de Internet.
 - Gerencia de Promoción de Servicios de Internet.
 - Jefatura de Unidad de Administración y Finanzas.
 - Jefatura de Unidad de Asuntos Jurídicos.

Durante el año 2021, CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, realizó las contrataciones, así como las gestiones necesarias ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones, y la Procuraduría Federal del Consumidor, para prestar el servicio de telefonía móvil.

El día 29 de noviembre de 2021, el Instituto Federal de Telecomunicaciones, otorgó a CFE TIT la autorización para prestar servicios de telefonía móvil, derivado de lo cual, se formalizó el contrato correspondiente para contar con los servicios de portabilidad.

En atención a las contrataciones y gestiones en materia de telecomunicaciones, para estar en posibilidad de proveer el servicio de movilidad, CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, realizó el registro de sus tarifas, en el sistema electrónico de tarifas del Instituto Federal de Telecomunicaciones, tomando en consideración el contrato del proveedor de carácter mayorista.

En este orden de ideas, el 6 de diciembre de 2021, la Procuraduría Federal del Consumidor registró el Contrato de Adhesión de prestación del servicio de telefonía móvil en el esquema de prepago, en favor de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos.

Por otra parte, el Servicio de Conectividad Satelital tiene como objetivo habilitar la infraestructura de telecomunicaciones que permita a la empresa brindar servicios de telefonía móvil e internet gratuito en los espacios públicos, para las zonas rurales que no cuentan con servicios de telecomunicaciones.

CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, ha realizado la instalación de 4,262 (cuatro mil doscientos sesenta y dos) sitios dentro de la República Mexicana, beneficiando a más de 428,403 (cuatrocientos veintiocho mil cuatrocientos tres) habitantes en situación de vulnerabilidad.

Asimismo, con el objetivo de contribuir al desarrollo de CFE TIT y habilitar la totalidad de los servicios que posibilita el título de concesión único para uso público otorgado por el IFT, se suscribió el Adendum al contrato Marco de Presentación de Servicios de Telecomunicaciones, telefonía móvil; igualmente, se formalizó el contrato de adhesión al convenio modificadorio al contrato marco de prestación de servicios para administración de portabilidad.

Con lo anterior se pretende brindar los servicios de transferencia y recepción de datos a través de acceso a internet, voz mediante tecnología VOLTE y/o mVoIP y servicio de envío y recepción de mensajes cortos (SMS).

Con esta finalidad se formalizó la adquisición de 200,000 (doscientos mil) tarjetas SIMS para la provisión de servicios de movilidad e internet fijo.

Por otro lado, como pieza medular para lograr los objetivos establecidos, durante el año 2021 se actualizó el mapa de contenidos, prototipos, diseño e implementación de la Página (<https://internetparatodos.cfe.mx/>) CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, para consulta de información y contenidos de interés considerando los siguientes puntos:

- Información completa de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos.
- Servicios que se ofrecen.
- Estadística de conexión.
- Presentación de cobertura.
- Disponibilidad de la página web 365/24 durante el año.

Durante el año 2021, el portal electrónico de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, tuvo 110,922 (ciento diez mil novecientas veintidós) visitas.

Como parte de la promoción realizada de los servicios que presta esta EPS ante los Órganos, Dependencias, Entidades de Gobierno y Municipios del país, se han celebrado 46 (cuarenta y seis) convenios de colaboración, los cuales tienen la finalidad de contribuir a garantizar el derecho de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, es por ello que, el objeto principal de los convenios antes citados, es sentar las bases para llevar a cabo, sin fines de lucro, la provisión del servicio de internet, en sitios públicos ubicados en los distintos estados de la república, con el propósito de que las dependencias, entidades y municipios instalen y/o distribuyan los equipos tecnológicos, en beneficio de la población, es decir, en toda la república en carreteras, plazas públicas, centros de salud, hospitales, escuelas y espacios comunitarios, entre otros.

Para cumplir con los compromisos citados, CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, cuenta con equipos y servicios contratados para ofrecer internet gratuito en sitios públicos. La instalación que se proporciona es con equipos (CPE y AP) que se encuentran contruidos para trabajar en exteriores y listos para funcionar (no se requiere mayor configuración de los mismos), los cuales cuentan con tarjetas SIM activadas para proveer el servicio de internet gratuito, trabajan con tecnología 4G con capacidades de hasta 5 y 10 Mbps de bajada y hasta 1 Mbps de subida, dependiendo de la capacidad ofertada por la Red Compartida en cada ubicación, en su cobertura.

La Comisión Federal de Electricidad cuenta con una importante infraestructura de fibra óptica, susceptible de ser aprovechada para ampliar la cobertura hacia las regiones que hoy no cuentan con el servicio de internet, es por ello que el objetivo siempre ha sido el maximizar el uso de las capacidades de la Red Nacional de Fibra Óptica, así como las infraestructuras tanto activas y/o pasiva con la que disponga la Comisión Federal de Electricidad.

CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, con motivo del cumplimiento de sus fines y objeto, inicio con los trabajos de caracterización de fibra óptica oscura, el cual se hace consistir en analizar el estado actual de los dos hilos de fibra óptica con los que cuenta, para después ser iluminada.

La Iluminación y caracterización de fibra óptica, así como establecimiento de hoteles, contenedores, se ha materializado a través del Servicio de Caracterización de Fibra Óptica (cumplimiento de especificación para el adecuado desempeño en la ruta o tramo), adquisición de Hoteles (Contenedores), adquisición de Racks y tarjetas que se instalarán en los Contenedores, así como la adquisición de servidores y software.

A este respecto, en el año 2021, fue concluida la caracterización de la fibra óptica oscura, por lo que hace a las fases 0 y 1; es decir, 77 rutas y 197 segmentos, los cuales comprenden Centro y Occidente del país, Golfo de México, Península de Yucatán, Cobertura Pacífico Sur- Guerrero, Chiapas y Noroeste Sonora.

De igual forma se informa que ha sido iluminado el primer anillo de fibra óptica en la Ciudad de México (CDMX), lo que mejorará significativamente la conexión de la Red Federal actual y permitirá ahorros al dejar de contratar derechos de vía a empresas privadas. El primer usuario a la fecha es la oficina de la Presidencia de la República, la cual tiene una salida de internet (tier1) independiente, que provee servicios a palacio nacional, hasta por 10G totales. De igual forma es relevante señalar que estos trabajos también incluyen las entidades de: Chiapas, Guanajuato, México, Morelos, Oaxaca Tamaulipas y Yucatán.

Por otra parte, y en relación con el Despliegue de la Red Nacional de Transporte de Datos, se tiene que, en el año 2021, se instalaron, encendieron y comisionaron 76 equipos de tecnología DWDM, teniendo un avance de FOO iluminada del 86%, por lo que hace a las fases 0 y 1, con esta acción se beneficiará a una población del orden de los 65,088,852 habitantes de 28,682 localidades en 29 Estados y 681 municipios de fase 0 y 1 a lo largo de la república.

Por último, es relevante señalar que fue realizada la adquisición de 74 equipos de tecnología DWDM, relacionados con la fase 2 y 3 de iluminación de FOO, por lo que, la instalación, encendido y comisión de los equipos DWDM será realizada durante el año 2022.

Principales actividades y avances normativos de los Consejos de Administración

En la sesión 42 extraordinaria celebrada el 28 de abril de 2021 en el Palacio Nacional, con la presencia del Ejecutivo Federal, Lic. Andrés Manuel López Obrador, el Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad emitió por unanimidad el acuerdo CA-007/2021 con la aprobación de los Lineamientos aplicables a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, en lo relacionado a la ejecución de las actividades encaminadas a garantizar el derecho humano de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, incluido el de banda ancha e internet a toda la población, en adelante Lineamientos, donde, se establecieron entre otros, los numerales en materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras y Contratación de Inmuebles.

En la sesión 44 ordinaria celebrada el 13 de julio de 2021, el Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad aprobó mediante acuerdo CA-058/2021, las Políticas para las adquisiciones, arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, en adelante Políticas, para que CFE TEIT llevara a cabo directamente las actividades inherentes a sus contrataciones, en el cual se llevaron a cabo 33 procedimientos de contratación en el ejercicio 2021.

El día 5 de noviembre del año 2021, el Consejo de Administración de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, aprobó el Acuerdo CA-TIPT-67/2020, por el que se aprobó la ampliación del monto de inversión y ejecución del proyecto denominado "Iluminación Fibra Óptica Oscura mediante tecnología DWDM- LH". La tecnología seleccionada para llevar a cabo dicha iluminación es a través de DWDM-LH (por sus siglas en inglés Dense Wavelength Division Multiplexing - LongHaul en adelante DWDM-LH), tecnología que permite transportar gran ancho de banda, así como el transportar cualquier tipo señal de una manera transparente. El proyecto se detalla más adelante en esta sección.

El Consejo de Administración de CFE TEIT participó en los avances a través de:

El establecimiento del Comité de Auditoría de la EPS, para llevar a cabo las mejores prácticas para la generación de valor social para el Estado mexicano.

La aprobación del Plan de Negocios de CFE TEIT 2020-2024, que establece la pauta para que la EPS desarrolle las actividades necesarias para el cumplimiento de su objeto.

La aprobación de la Misión y la Visión de la EPS:

- Misión: Prestar y proveer servicios de telecomunicaciones sin fines de lucro, para garantizar el derecho de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, incluido el de banda ancha e internet, prioritariamente en localidades de alta y muy alta marginación, como servicios fundamentales para el bienestar y la inclusión social que impulsan condiciones de acceso asequibles y fomentan la formación de las capacidades digitales de las personas y de las instituciones.
- Visión: Ser una empresa líder en telecomunicaciones que garantice el desarrollo igualitario, incluyente y sostenible mediante el acceso a las nuevas tecnologías de la información, con presencia en todo el territorio nacional.

La aprobación de la estructura organizacional básica y nombramiento de directivos, que se compone de cuatro gerencias y dos jefaturas de unidad.

La aprobación del Estatuto Orgánico de la EPS.

Proyecto de iluminación de fibra óptica oscura

Entre los proyectos más relevantes de la empresa, se encuentra la iluminación de fibra óptica oscura, el cual fue dividido en 5 fases. Su objetivo es garantizar el derecho de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, así como a los servicios de radiodifusión y telecomunicaciones, incluido el de banda ancha e internet como oportunidades de acceso a las Tecnologías de Información y Comunicación por parte de todos los ciudadanos, en particular los que se encuentran en situación de vulnerabilidad.

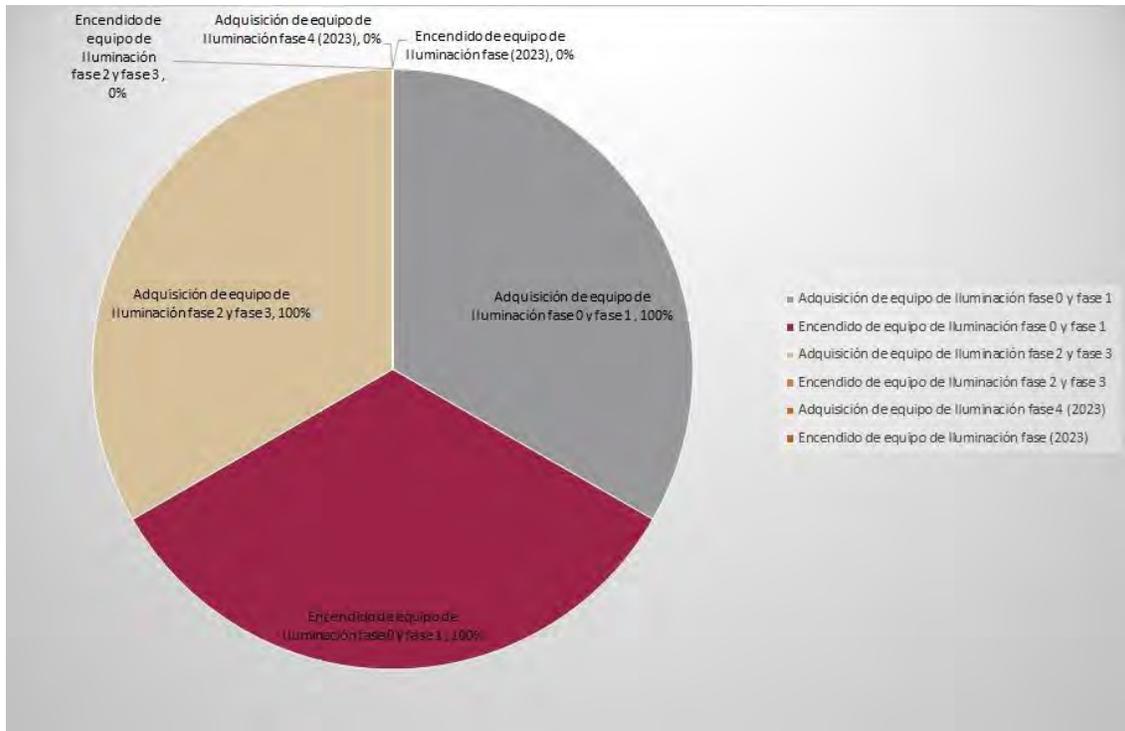
Se propone conectar el mayor número de localidades de alta, muy alta marginación y espacios públicos del país que carecen de conexión de internet. Se pretende la conectividad en cerca de 200,000 puntos geográficos en todo el país y maximizar el uso de las capacidades de la Red Nacional de Fibra Óptica, la infraestructura activa y pasiva de que disponga la Comisión Federal de Electricidad.

Para dar cumplimiento a lo anterior, se dio comienzo en el 2020 con la Adquisición, administración y operación de las tecnologías de la información necesarias para la ejecución de las funciones de CFE TEIT correspondiente a las fases 0 y 1, para así dar pie a la iluminación y caracterización de fibra óptica, así como establecimiento de hoteles, contenedores, materializado a través del Servicio de Caracterización de Fibra Óptica (cumplimiento de especificación para el adecuado desempeño en la ruta o tramo), adquisición de Hoteles (Contenedores), adquisición de Racks y tarjetas que se instalarán en los Contenedores, así como la adquisición de servidores y software.

Después de los avances de 2020 y 2021, el proyecto continuará en 2022, con la instalación de las fases 2 y 3, por último, en el año 2023 la instalación de la fase 4:

Modo y tiempo:	Características:	Unidades de medida y referencias:
1. Caracterización de las fases 0 y 1	77 rutas y 197 segmentos caracterizados	Cobertura en Centro y Occidente del país, Golfo de México, Península de Yucatán, Cobertura Pacifico Sur- Guerrero, Chiapas, Noroeste Sonora.
2. Iluminación del primer anillo en la CDMX, julio 2021	Iluminación del primer anillo en la CDMX, lo que mejorará significativamente la conexión de la Red Federal actual y permitirá ahorros al dejar de contratar derechos de vía a empresas privadas.	Entidades: Chiapas, Guanajuato, México, Morelos, Oaxaca Tamaulipas y Yucatán
3. Despliegue de la Red Nacional de Transporte de Datos en el segundo semestre del año 2021	Se instalaron, encendieron y comisionaron 76 equipos de tecnología DWDM, teniendo un avance de FOO iluminada del 86%.	Se beneficiará a una población de 65,088,852 habitantes de 28,682 localidades en 29 Estados y 681 municipios de fase 0 y 1 a lo largo de la república.
4. Iluminación del primer anillo en la CDMX, diciembre 2021	Siendo como primer usuario la OPR. Se tiene una salida de internet (tier1) independiente, que provee servicios a palacio nacional.	10G totales.
5. Adquisición de equipos DWDM diciembre 2021	Se adquirieron 74 equipos de tecnología DWDM, relacionados con la fase 2 y 3 de iluminación de FOO	Beneficiar a la población de las zonas marginadas dentro de los estados y municipios de fase 2 y 3 a lo largo de la república, una vez que se realice la instalación, encendido y comisión de los equipos DWDM en el año 2022

Lo anterior, como se muestra en la siguiente gráfica:



PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

Avances en la recuperación de la planeación de la CFE

A partir de la creación de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE) como parte del plan de rescate de la CFE, se han implementado acciones tendientes a recuperar su capacidad de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Lo anterior, a través de la toma de decisiones de inversión oportunas y eficaces, que elevara el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías en el territorio nacional redirigidas a:

- 1) Incrementar la participación de la CFE en el Mercado, así como aumentar la eficiencia y confiabilidad del servicio, a través del desarrollo de:
 - a. Proyectos de generación de mayor eficiencia de su producción y energías renovables que aportarán capacidad en puntos estratégicos del SEN, con el objetivo de alcanzar el 54% de la participación en el mercado de generación.
 - b. Proyectos de Transmisión y Distribución para satisfacer los requerimientos de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución mediante un uso más eficiente de los recursos.
 - c. Resolución corporativa de problemáticas de obras en ejecución, con el objetivo de su incorporación al parque de generación, de transmisión y distribución, en el corto plazo y al menor costo.
 - d. Estrategias de planeación y seguimiento que garanticen que las obras se realicen en los tiempos planeados y con las tecnologías que permitan a la CFE situarse a la vanguardia en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica.
- 2) Coordinar el conocimiento y la experiencia de las diferentes áreas de la CFE para el análisis de nuevas y diferentes oportunidades de negocio desde una visión corporativa, aprovechando los recursos de toda la CFE.
- 3) Impulsar institucionalmente el aprovechamiento de la energía hidráulica, a través de la repotenciación, rehabilitación y modernización de Centrales existentes, la construcción de nuevas y el equipamiento de presas.
- 4) Incorporar en el análisis de las oportunidades de inversión para el crecimiento y fortalecimiento de la CFE, el propósito del beneficio de la sociedad en su conjunto.

Disturbio 2020 y acciones emprendidas

En diciembre de 2020 ocurrió un desequilibrio extendido en el Sistema Eléctrico Nacional que ocasionó interrupciones del suministro de electricidad en amplias zonas del país. Los especialistas denominan al evento como un “disturbio”. Durante el momento más intenso, los cortes afectaron a cerca de 10 millones de usuarios en 29 estados de la República.

En coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, la CFE reaccionó ante la emergencia para reanudar el servicio en el menor tiempo posible. La condición más grave del disturbio fue superada, logrando restaurar la operación correcta, en 1 hora con 44 minutos.

La Dirección General de la CFE, interesada en contar con un estudio a profundidad que permitiera un diagnóstico claro y a fondo de lo que ocurrió, solicitó a un panel de expertos que investigara los acontecimientos y emitiera un dictamen.

El Panel estuvo conformado por expertos independientes, especialistas en las ramas técnicas involucradas en la operación de sistemas eléctricos.

Fue encabezado por el **Dr. Ricardo Mota Palomino** y contó con la participación de:

- **MC Nahúm Román Vargas**, Experto en Control de Energía y Generación.
- **Luis Roberto Escalante Espinosa y Francisco Javier Peñaloza Sánchez**, Expertos en Transmisión.
- **MC Carlos Morán Ramírez y Dr. Héctor Altuve Ferrer**, Especialistas en Protección y Control.
- **Jorge Betanzos Manuel**, Especialista en Distribución.
- **Ing. Sergio Guerrero Alcázar**, Analista Interdisciplinario en Sistemas de Potencia.

El Panel de Expertos revisó información, documentos, testimonios y datos extraídos de los sistemas, proporcionados por las empresas subsidiarias de Transmisión, de Distribución y de Generación, así como aportaciones del Centro Nacional de Control de Energía.

El grupo desarrolló sus trabajos durante el primer semestre de 2021 y emitió un informe al respecto.

Durante el mes de julio, el estudio completo fue remitido a los miembros del Consejo de Administración y las principales conclusiones fueron expuestas ante medios de comunicación.

El estudio describe los hechos externos y su concatenación de efectos en el Sistema Eléctrico Nacional, que provocaron la salida de operación de dos líneas de transmisión que interconectan Nuevo León (a partir de la Subestación “Lajas”) y Tamaulipas (a partir de la Subestación “Güemez”).

El documento extrae lecciones aprendidas y hace recomendaciones puntuales para prevenir futuros disturbios.

La CFE diseñó un plan de acción para atender y aprovechar los hallazgos y recomendaciones del Panel de Expertos.

Fortalecimiento de la Generación de la CFE

Con la implementación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se suprimió la responsabilidad de la CFE de realizar la Planeación, operación y confiabilidad del Sector Eléctrico Nacional. Estas responsabilidades fueron asignadas a la Secretaría de Energía (SENER), a propuesta del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), hoy organismo público descentralizado, creado por Decreto Presidencial el 28 de agosto del 2014.

Aún con dicho cambio regulatorio la CFE, en su calidad de empresa del Estado, tiene la responsabilidad de seguir atendiendo el suministro de electricidad, además de colaborar con la Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Flexibilidad del SEN.

Eventos que afectaron el servicio, como el disturbio de diciembre 2020 y la contingencia por la falta de gas provocada por la crisis climática en Texas, en febrero de 2021, volvieron a demostrar la urgencia de fortalecer la capacidad de generación propia de la CFE.

Con la entrada en vigor de la LIE, desde 2015 hasta 2020, se incorporaron proyectos fotovoltaicos y eólicos sin que tuvieran origen en una adecuada planeación desde el punto de vista del Sistema Eléctrico Nacional. Muchos de estos proyectos nuevos contribuyeron a la balcanización de la red de transmisión y a una pérdida de estabilidad en las zonas del norte por el incremento de generación intermitente. Todo esto ocasionó una reducción en la confiabilidad del SEN.

Considerando la situación introducida por la Reforma de 2013, destacando el debilitamiento del SEN, los análisis de expansión de la generación de largo plazo de la CFE, se realizan aplicando los siguientes criterios:

1. Incrementar la confiabilidad, flexibilidad, seguridad y eficiencia de la operación del SEN
2. Incrementar la eficiencia del parque de generación de la CFE, así como su participación en la generación del SEN
3. Aportar a la meta del 50% con generación limpia al año 2050
4. Incrementar la seguridad energética del SEN

Con la finalidad de incrementar la eficiencia del parque de generación de la CFE, esta se ha dado a la tarea de iniciar el proceso de licitación y construcción de centrales generadoras con tecnología de ciclo combinado que le permitirán generar energía a menor costo y reduciendo las emisiones. Para ello ha iniciado un plan a 2025 para instalar 6,055 MW netos de ciclos combinados.

Con el objetivo de incrementar la aportación de generación a base de recursos renovables la CFE realizará modernización de sus principales centrales hidroeléctricas incrementando su capacidad en 249 MW, además de equipar tres presas de CONAGUA con generadores que aportarán una capacidad de 44.2 MW. Adicionalmente, la CFE ha emprendido el análisis de factibilidad y en instalación de una central fotovoltaica en el estado de Sonora con capacidad de 1,000 MW, la cual en su primera fase en 2024 instalará 420 MW, de los cuales 300 MW se transmitirá al área Baja California y 120 MW al Sistema interconectado Nacional. Con estos proyectos, la CFE refuerza su compromiso con las metas de generación renovable.

En los últimos años, la falta de capacidad de generación en los sistemas de Baja California, así como el incremento desmedido de instalación de generación intermitente, han ocasionado una reducción importante en la confiabilidad y flexibilidad del sistema de potencia, por lo que la CFE ha iniciado un plan de instalación de centrales generadoras por 2,208 MW a base de tecnologías de generación turbogás y de combustión interna, que permitirán dar confiabilidad, flexibilidad y

seguridad al Sistema Eléctrico Nacional, además de atender la demanda futura, principalmente en los sistemas eléctricos de Baja California.

A estos proyectos se suman los que serán implementados a partir del Fideicomiso Maestro de Inversión.

Ante riesgos como la crisis de gas en Texas la CFE se ha dado a la tarea de analizar un plan que incremente la seguridad energética del país mediante la conservación de plantas con combustibles alternos que permitan hacer frente a este tipo de contingencias.

A 2040 el consumo neto de electricidad se estima estará por arriba de los 500 TWh esperando una participación de energías limpias de entre 40 y 42 por ciento (210 TWh), para ello CFE se encuentra analizando diferentes escenarios de expansión de la generación, para cumplir tanto con la participación del 54%, como con las metas de energías limpias, para ello analiza en el largo plazo la incorporación de 5,400 MW de centrales nucleares, 9,900 MW de ciclos combinados que pueda utilizar una mezcla de hidrógeno verde y gas, 1,300 MW de centrales de cogeneración, además de 6,500 MW de centrales eólicas y 9,500 MW de fotovoltaicas, y 12,000 MW de ciclos combinados.

Cumplimiento a la Agenda Regulatoria 2021

En una interacción proactiva en diversos grupos de trabajo con la Secretaría de Energía, CRE y CENACE, la CFE realizó propuestas de mejora regulatoria, exponiendo la situación de la empresa, la problemática detectada y presentando propuestas de solución. De esa forma, se continuaron los esfuerzos para el rescate del sector energético, establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el cual considera como propósito estratégico que la CFE vuelva a operar como palanca del desarrollo nacional.

En materia tarifaria, a través del Acuerdo A/038/2021, la CRE extendió la vigencia del periodo tarifario inicial y determinó para 2022, las tarifas reguladas. Dicho Acuerdo estará vigente en tanto la CRE establece las Disposiciones Administrativas de Carácter General que redefinirán dichas tarifas. Por su parte, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) decidió mantener durante 2022 el mecanismo de ajuste a las tarifas domésticas para clima cálido, reflejando solamente la inflación. Asimismo, se expidió la metodología para el cálculo y ajuste de la tarifa máxima de los suministradores de último recurso (Acuerdo A/032/2021).

Igualmente, se aprobaron ordenamientos que regulan los medidores empleados en el suministro eléctrico, (NOM-001-CRE/SCFI-2019); criterios que constituyen la actualización de permisos por la CRE (Acuerdo A/019/2021), y la actualización para 2021 de los costos de operación de CFE Intermediación de Contratos Legados (Acuerdo A/029/2021).

Apoyo a la determinación de tarifas de Distribución, Transmisión, Suministro Básico y otros.

Se realizaron tres escenarios de Pronóstico de Compras de energía y de Costos de generación de CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) a través del Contrato Legado para Suministro Básico, las Subastas de Largo Plazo y del Mercado Eléctrico Mayorista. La elaboración de dichos pronósticos incluyó también la estimación de tres sensibilidades en función de los escenarios de precios de combustibles alto, bajo y base.

Asimismo, derivado de la suspensión en mayo de 2021 del Convenio Modificatorio del Contrato Legado a causa del juicio de amparo 240/2021, se realizaron dos sensibilidades de los pronósticos de los costos de generación utilizando tanto la metodología del Contrato Legado de 2017 como la del Convenio Modificatorio. Los resultados de los pronósticos son utilizados tanto por la DCPE como por CFE SSB para el seguimiento y ajuste mensual de las tarifas finales de CFE SSB realizadas por la CRE.

En materia de tarifas reguladas que componen la tarifa final de CFE SSB, se realizó un pronóstico de las tarifas reguladas de Transmisión, Distribución, Operación CENACE, Operación Suministro Básico y Servicios Conexos junto con el pronóstico de la energía correspondiente para poder obtener el pronóstico de costos totales por todas las tarifas reguladas.

Con la información tanto de los pronósticos de los costos de generación como de los costos por las tarifas reguladas, se realizaron tres escenarios de pronóstico de los Ingresos Requeridos de la CFE con y sin subsidio (para el caso de los sectores domésticos y agrícolas) por el suministro de la electricidad de la CFE. Los resultados de los pronósticos de los ingresos requeridos asociados a la compra de energía y por tanto, las tarifas finales son insumo requerido por la Dirección de Finanzas para los acuerdos con la SHCP en temas que sirven de insumo para el proceso de de aprobación de presupuesto y del monto del subsidio, entre otras.

Por otro lado, también se pronostica la energía facturada por CFE SSB, es decir, el volumen de energía suministrada asociada a las compras de energía y, se estiman los diferenciales entre los ingresos facturados y los ingresos requeridos con la finalidad de dar seguimiento al déficit tarifario.

A partir de la reconstitución de las capacidades institucionales y analíticas, la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica se encarga de proporcionar información sólida como insumo para la planeación y la toma de decisiones de la CFE. Entre sus principales entregables destaca la elaboración de las estimaciones del consumo final de energía eléctrica por Gerencia de Control Regional y Sector Tarifario; el escenario de precios de los combustibles (ambos entregables se utilizan como insumo básico para la elaboración del caso base de planeación); la elaboración de estimaciones de las tarifas finales de electricidad e ingresos recuperables del suministro básico; escenarios de Proyección de Mercado de Balance de Potencia, entre otros.

Se analizaron técnica y económicamente distintos proyectos de generación renovable propuestos por la Dirección Corporativa de Operaciones

Entre los proyectos en curso, destaca la coordinación del Proyecto piloto Hidrógeno Verde.

Resumen de Actividades y Resultados del Grupo Técnico Especializado

El Grupo Técnico Especializado (GTE) es un Órgano Colegiado Interno, conformado por personal de las diversas Direcciones Corporativas de la Comisión Federal de Electricidad y por las Empresas Productivas Subsidiarias promotoras de los Proyectos y Programas de Inversión (PPI), que a través de su experiencia y conocimiento, apoyan a la Dirección General en la evaluación permanente durante las Etapas de Contratación, Ejecución o Construcción y Operación de los mencionados PPI.

A continuación, se describen los hechos más destacados al cierre del año 2021 relacionados con los PPI que se revisan en este Grupo:

1. El 10 de septiembre, entró en Operación del proyecto 264 CC Centro después 48 meses de retraso con relación a su Fecha de Entrada en Operación Original, esta central se encuentra generando al 100% de su capacidad, en proceso atención de deficiencias menores.
2. Con respecto al seguimiento de la problemática operativa ocasionada por el exceso de material particulado en el suministro de gas para el proyecto 298 CC Valle de México II, se continúa con la ejecución del Programa de Puesta en Servicio de la Central.
3. Para el caso de los siguientes proyectos se continúa con la atención de deficiencias menores: 296 CC Empalme I (avance del 87.88% y sin fecha estimada de conclusión), 313 CC Empalme II (avance el 95.59%, con fecha estimada de conclusión 28 de febrero del 2022) y proyecto 311 RM CC Tula Paquetes 1 y 2 (avance del 98.15%, con fecha estimada de conclusión del 31 de marzo del 2022). (Los porcentajes de avance se refieren a los proyectos de corrección de deficiencias.)
4. Los proyectos 258 RM Altamira Unidades 1 y 2 y 289 CH Chicoasén II se continuó con la atención procesos judiciales en curso.
5. Con relación al proyecto 188 SE 1116 Transformación del Noreste 4.^a Fase, el 12 de diciembre concluyó su etapa constructiva de la última obra S.E. Regiomontano Bco. 1, de la que se estima concluir el proceso de energización durante el primer trimestre del año 2022.
6. Para el proyecto Potrerillos Banco 4, el cual cuenta con 5 obras asociadas, se tiene que a excepción de la SE León III Bco. 3 las obras presentan retrasos considerables, reportándose un avance físico global del 27.36% al cierre del 2021. Se ha reprogramado fecha estimada de término hacia el 31 de diciembre del 2022.
7. El proyecto de Red Eléctrica Inteligente (REI), presentó un avance físico del 42% al cierre del año 2021, se continúa con la recepción de bienes y se encuentran en proceso de ejecución las obras civiles para su implementación.

PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

La Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) es el área de la CFE responsable de planear las actividades de gestión, ejecución, supervisión de obra y desarrollo de proyectos de infraestructura y servicios de ingeniería, así como la promoción y venta de los mismos, para el corto, mediano y largo plazo.

Además, es el área encargada de establecer los lineamientos y elaborar los estudios técnicos referentes a proyectos, así como la evaluación del impacto ambiental y la comercialización de los productos finales.

Logros alcanzados por la DCIPI durante 2021

- El 10 de septiembre de 2021, la Central Ciclo Combinado Centro inició su operación comercial, con una capacidad de 642 MW, encontrándose actualmente generando energía eléctrica a disposición del CENACE.
- La DCIPI, a través de la CPTT, formalizó con el Fondo Nacional de Fomento al Turismo (FONATUR) un convenio, con una inversión de \$6,030 millones de pesos (MDP), para el gerenciamiento del proyecto de desarrollo de la infraestructura necesaria para la electrificación y conexión del Tren Maya a la Red Nacional de Transmisión, iniciando actividades el 11 de octubre de 2021 y concluyendo el 1 de noviembre de 2023. Con estas obras, la CFE contribuirá a brindar el servicio eléctrico con la calidad y confiabilidad para la operación del Tren Maya.
- Además de los servicios de ingeniería especializada que prestó la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil (GEIC) durante 2021, tanto para el Corporativo de la CFE (37 proyectos), como para sus Empresas Productivas Subsidiarias de Transmisión y Distribución (57 contratos ejecutados), estos últimos con ventas facturadas por 195.1 millones de pesos (MDP), la GEIC también suscribió y ejecutó 14 contratos de servicios de ingeniería especializada con organismos del sector público y del sector privado, con ventas por \$249.3 MDP.

Proyectos a cargo de la DCIPI en 2021

Proyecto de generación

- Proyectos concluidos**

El 10 de septiembre de 2021, la central CC Centro I inició su operación comercial con una capacidad de generación de 642.3 MW. Cabe señalar, que esta obra había concluido su construcción en septiembre de 2017, teniendo pendiente el suministro de agua definitiva y pruebas operativas finales.

Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Fechas críticas de construcción		Inversión (MDD)	Avance (%)
		Inicio	Término		
264 CC Centro	642.3	08-dic-11	10-sep-21	439.8	100
TOTAL				439.8	

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **MDD.** Millones de dólares | **MW.** Megawatts | **Nota:** Se considera inversión original del contrato

- Proyectos en construcción**

Se construyen dos proyectos, que en conjunto representan una inversión total de 445.9 MDD y una capacidad de generación de 622.8 MW.

Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Fechas críticas de construcción		Inversión (MDD)	Avance (%)
		Inicio	Término		
298 CC Valle de México II	615.3	08-jun-15	30-abr-22	425.3	99.9
268 CCI Guerrero Negro IV	7.5	07-nov-13	31-ago-22	20.6	93.6
TOTAL				445.9	

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **MDD.** Millones de dólares | **MW.** Megawatts | **Nota:** Se considera inversión original del contrato

A través de la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos (CPH), participa en la supervisión de las obras de construcción de aireadores del CH Infiernillo; aunque esta obra no aporta capacidad a la central, las obras son necesarias para garantizar la seguridad de la cortina y de la central.

Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Fechas críticas de construcción		Inversión (MDD)	Avance (%)
		Inicio	Término		
Construcción de aireadores del CH Infiernillo	-	16-nov-21	12-sep-22	1.8	1.0
TOTAL				447.7	194.5

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **MDD.** Millones de dólares | **MW.** Megawatts | **Nota:** Se considera inversión original del contrato

• **Proyectos en concurso**

Se tiene un proyecto de generación hidroeléctrica en proceso de concurso, que representa una inversión del orden de 35 MDD, con una capacidad de generación de 10 MW, teniendo programado el fallo del concurso para el 4 de febrero de 2022.

Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Fechas críticas del concurso		Fechas críticas de construcción		Inversión (MDD)	Avance (%)
		Convocatoria	Fallo	Inicio	Término		
PH Amata	10	21-nov-21	04-feb-22	24-mar-22	21-feb-24	35.0	0
TOTAL	10					35.0	0

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **MDD.** Millones de dólares | **MW.** Megawatts

Mapas de ubicación de los proyectos



Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021

Proyecto de líneas de transmisión y distribución

- Proyectos concluidos**

Se concluyó un proyecto con una inversión de 31 MDD, que incluye 4 Líneas de Transmisión, de 97.6 kilómetros-circuito de longitud, y 2 Subestaciones Eléctricas, de 500.0 MVA de capacidad de transformación.

- Proyectos en construcción**

Se construyen dos proyectos, con una inversión de 108.2 MDD, que totalizan 4 Líneas de Transmisión, con 88.3 kilómetros-circuito de longitud y 4 Subestaciones Eléctricas, con 780.0 MVAs de capacidad de transformación.

Nombre del proyecto	Metas Físicas				Fechas críticas de construcción		Inversión MDD	Avance %
	SE	LT	MVA	km-C	Inicio	Término		
SLT 1603 Subestación Lago	2	2	660	80.4	30-jun-17	30-jun-23	91.2	88.0
SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución 3F	2	2	120	7.9	07-mar-19	27-feb-22	17.0	95.4
Total	4	4	780	88.3			108.2	

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **SE.** Número de Subestaciones Eléctricas | **LT.** Número de Líneas de Transmisión | **MVA.** Megavolt-Ampere | **km-C.** Kilómetros-circuito | **MDD.** Millones de dólares | **Nota:** Se considera inversión original del contrato

Proyectos en concurso

Se concursan seis proyectos, con una inversión estimada de 51.0 MDD, que totalizan 4 Líneas de Transmisión, de 38.6 kilómetros-circuito de longitud y 8 Subestaciones Eléctricas con 495 MVAs de capacidad de transformación.

Nombre del proyecto	Metas físicas				Fechas críticas de concurso		Fechas críticas de Construcción		Inversión MDD
	SE	LT	MVA	km-C	Conv.	Fallo	Inicio	Término	
SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución 8F	1	1	30	1	28-oct-21	23-feb-22	16-mar-22	10-mar-23	4.8
SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución 3F	2	1	0	19.3	04-nov-21	09-mar-22	30-mar-22	24-mar-23	7.0
SLT 1721 Distribución Norte 6F	2	1	20	10	11-nov-21	15-mar-22	05-abr-22	30-mar-23	6.5

Nombre del proyecto	Metas físicas				Fechas críticas de concurso		Fechas críticas de Construcción		Inversión
	SE	LT	MVA	km-C	Conv.	Fallo	Inicio	Término	
SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución 2F	1	1	120	8.3	25-nov-21	04-may-22	01-jun-22	22-nov-23	19.2
SLT Transformación y Transmisión Qro. Isla Carmen Nvo. Casas Grandes y Huasteca 1F	1	0	225	0	23-dic-21	31-mar-22	21-abr-22	13-ago-23	5.9
SLT Transformación y Transmisión Qro. Isla Carmen Nvo. Casas Grandes y Huasteca 3F	1	0	100	0	23-dic-21	06-abr-22	28-abr-22	26-ago-23	7.6
Total	8	4	495	38.6					51.0

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **SE.** Número de Subestaciones Eléctricas | **LT.** Número de Líneas de Transmisión | **MVA.** Megavolt-Ampere | **km-C.** Kilómetros-circuito | **MDD.** Millones de dólares

Mapa de ubicación de los proyectos



Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021

Proyectos relevantes

- **SE 1116 Transformación del Noreste (4A Fase)**

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 34.5 MDD y se localiza en los municipios de Cadereyta de Jiménez y Tecnológico, Estado de Nuevo León; incluye la construcción de cuatro líneas de transmisión y dos subestaciones con tensiones de 400 kV y 115 kV, 97.6 km-C, 500 MVA y 11 Alimentadores. El propósito de este

proyecto es garantizar el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo la demanda de energía eléctrica en las zonas de Reynosa, Tamps., Valles, SLP. y Monterrey, NL. y coadyuvando al fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional. Su fecha de operación fue febrero de 2022.



Fotografía: SE Regiomontano Bco. 1

- **264 CC Centro**

La central se localiza en el sitio denominado “Huexca Aeropista”, municipio de Yecapixtla, Estado de Morelos. Su contrato se firmó el 02 de diciembre de 2011 con la empresa ABENER Energía S.A., Instalaciones INABENSA S.A y Servicios Auxiliares de Administración S.A. de C.V.; con una inversión de 439.8 MDD, bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF), su capacidad es de 642.33 MW.

El 22 de septiembre de 2017 se emitió el Certificado de Aceptación Provisional y el 10 de septiembre de 2021 el CENACE autorizó la entrada de Operación Comercial de la central. La central se encuentra actualmente en Operación Comercial y a disposición del CENACE.



Fotografía: Vista aérea CC Centro

- **PH Chicoasén II**

El proyecto cuenta con financiamiento PIDIREGAS y contempla una inversión de 414.03 MDD. El PH Chicoasén II se localiza en Chicoasén, Chiapas, y está diseñado para una capacidad instalada de 240 MW y una generación media anual de 591 GWh, generando electricidad para iluminar el 80% de las viviendas de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez. Este proyecto producirá energía eléctrica de bajo costo y apoyará a cumplir las metas de energía limpia y renovable en el sector energético. La CFE busca la terminación de la construcción de esta central, estimando que sea en un periodo de 40 meses a partir de su adjudicación, para que entre en operación en el primer semestre del 2025.



Fotografía: Avance de obra electromecánica, equipo que inició su fabricación, pendiente por concluir.



Fotografía: Avance de obra civil en el sitio del PH Chicoasén II, excavación en canal de desvío y ataguía aguas arriba.

Acciones para el fortalecimiento de la CFE - Participación de la DCIPI en los nuevos proyectos de generación eléctrica de la CFE y sus obras asociadas.

Nuevas centrales de generación prioritarias

La CFE impulsa proyectos prioritarios de generación, los cuales serán financiadas a través del nuevo esquema de autofinanciamiento denominado Fideicomiso Maestro de Inversión, con el objetivo de alcanzar el 54% de la participación en el mercado de generación.

Un primer grupo de proyectos lo constituye las centrales: CC González Ortega, CC Valladolid, CC Mérida, CC Baja California Sur, CC Tuxpan FI y CC San Luis Río Colorado, los cuales representan una capacidad de generación total por adicionar al sistema eléctrico del orden de 3,873 MW.

La DCIPI, en conjunto con la Dirección Corporativa de Planeación Energética, la Dirección Corporativa de Administración y las Empresas Productivas Subsidiarias, Generación III y VI, firmaron un convenio de colaboración con la empresa filial CF Energía, con la finalidad de realizar una serie de actividades que incluyen: **la elaboración de los estudios de sitio, establecer las especificaciones técnicas y elaborar los Términos de Referencia, participar en el proceso de contratación y en las supervisión durante el proceso de construcción.**

Mapa de ubicación de los proyectos



Fuente: Mapa elaborado por DCIPI, con información de CF Energía. Corte 31 de diciembre 2021.

Obras de interconexión y refuerzo para las nuevas centrales de generación

Para las obras de Interconexión y refuerzo de las centrales de generación prioritarias, la DCIPI, a través de la CPTT, participó con las Residencias Regionales de Construcción (Noroeste, Sureste y Peninsular) en la elaboración de presupuestos estimados, entradas de diseño, estudios y permisos para la construcción, ingeniería básica e integración de toda la información (sección 7A) para elaborar e integrar los términos de referencia para los concursos de dichas centrales de generación y los pliegos de requisitos para aquellos concursos correspondientes de las obras de refuerzo.

No	Nombre	Metas físicas				Fechas		Inversión
		SE	MVA	LT	km-C	Inicio	Término	MDD
Obras de Refuerzo								
1	CCC González Ortega	4	0	3	128	07-jul-22	28-dic-23	88.32
2	CCC Valladolid	4	0	0	0	14-jul-22	05-dic-23	8.57
3	CCC Mérida	8	133	1	10.8	15-jul-22	06-dic-23	11.7
4	CCC Baja California Sur	1	100	0	0	28-jul-22	18-ene-24	5.84
5	CCC Tuxpan Fase I	2	0	2	0	21-jul-22	11-ene-24	10.86
6	CCC SL Río Colorado	8	535	4	44	10-ago-22	01-ene-24	30.12
Subtotal		27	768	10	182.8			155.41
Obras de Interconexión								
1	CCC González Ortega	5	0	8	28.7			45.26
2	CCC Valladolid	2	0	2	4.4	Estas obras serán construidas por el Constructor de la Central en las fechas que ellos consideren.		22.33
3	CCC Mérida	4	0	2	2.9			5.87
4	CCC Baja California Sur	2	0	3	3.9			12.02
5	CCC Tuxpan Fase I	1	0	1	1			15.54
6	CCC SL Río Colorado	2	0	3	1.1			31.74
Subtotal		16	0	19	42			
Total		43	768	29	224.8			283.5

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **SE.** Número de Subestaciones Eléctricas | **LT.** Número de Líneas de Transmisión | **MVA.** Megavolt-Ampere | **km-C.** Kilómetros-circuito | **MDD.** Millones de dólares

Venta de servicios, ingeniería y supervisión por la DCIPI

Proyectos de generación

- En proyectos de transmisión y distribución

Al cierre de 2021, DCIPI a través de la CPTT concluyó la prestación de servicios en 478 obras que se ejecutaron con recursos propios de la CFE mediante el esquema de Obra Pública Presupuestal (OPP) y en obras para clientes privados, con una inversión de total de 79.7 MDD.

Cliente	Inversión (MDD)	Obras	L.T.	S.E.	Edificios	Km-c	MVA	Servicios
CFE Transmisión	14.6	98	71	26	1	173.8	100	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio
CFE Distribución	5.2	18	5	13	0	0.0	120	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio

Cliente	Inversión (MDD)	Obras	L.T.	S.E.	Edificios	Km-c	MVA	Servicios
CFE Generación	2.4	9	3	6	0	1.9	0	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio
CFE Suministrador de Servicios	11.9	210	0	0	210	0	0	Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Modernización y Remodelación, Supervisión de la Construcción
Clientes privados (obras a terceros)	45.6	143	71	72	0	403.9	30	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio
Total	79.7	478	150	117	211	579.6	250	

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **SE.** Número de Subestaciones Eléctricas | **LT.** Número de Líneas de Transmisión | **MVA.** Megavolt-Ampere | **km-C.** Kilómetros-circuito | **MDD.** Millones de dólares

Así mismo, se tiene en proceso la prestación de servicios en 628 obras que tienen una inversión total de 470.4 MDD.

Cliente	Inversión (MDD)	Obras	L.T.	S.E.	Edificios	Km-c	MVA	Servicios
CFE Transmisión	90.3	179	113	66	0	381.7	1,226	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio
CFE Distribución	39.4	27	3	24	0	7.8	290	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio
CFE Generación	7.9	7	2	4	1	54.7	30	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio
CFE Suministrador de Servicios	18.2	232	0	0	232	0.0	0	Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Modernización y Remodelación, Supervisión de la Construcción
Corporativo – GEIC	0.8	1	0	1	0	0.0	0	Gestoría para la obtención de permisos y accesos a los inmuebles requeridos para la realización de los estudios preliminares
Clientes privados (obras a terceros)	313.8	182	71	111	0	217.2	864	Estudios y Gestión de Permisos, Ingeniería, Concurso, Construcción, Supervisión de la Construcción y Puesta en Servicio

Cliente	Inversión (MDD)	Obras	L.T.	S.E.	Edificios	Km-c	MVA	Servicios
Total	470.4	628	189	206	233	661.4	2,410	

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | **SE.** Número de Subestaciones Eléctricas | **LT.** Número de Líneas de Transmisión | **MVA.** Megavolt-Ampere | **km-C.** Kilómetros-circuito | **MDD.** Millones de dólares

- Ambientales y de ingeniería especializada**

Ambientales

La DCIPI a través de la GPA, colaboró con PROFEPA y las áreas operativas de Generación, Transmisión y Distribución, para que se efectúen las auditorías ambientales y así lograr que las instalaciones de CFE puedan obtener el Certificado como Industria Limpia o el Certificado de Calidad Ambiental.

Durante el 2021, a pesar de la pandemia del COVID19, la DCIPI-GPA gestionó las autorizaciones del INAH, SEMARNAT y SENER para diversos proyectos que aseguran la continuidad del servicio eléctrico en el país, dentro de estos, destacan las obtenciones de MIAs y EVISs en la mayoría de los proyectos prioritarios de generación: CCC San Luis Río Colorado, CCC Gonzalez Ortega, CCC Baja California Sur (Coromuel), CCC Tuxpan Fase I, CCC Riviera Maya y CCC Mérida, y sus redes de interconexión y refuerzo.

También se brindaron servicios a las EPS de generación para realizar estudios de dispersión de emisiones a la atmósfera en las centrales CT Puerto Libertad, CC Empalme I, CG Cerro Prieto y Los Humeros.

Ingeniería especializada

Durante 2021, la DCIPI, a través de la GEIC suscribió 145 contratos de venta de servicios, ingeniería y supervisión, tanto con clientes internos como externos. Estos comprenden diferentes estudios dentro de las áreas de especialidad de la GEIC.

Segmento	Subsegmento	Proyectos	Ventas (MDP)
Empresas productivas subsidiarias	<i>Generación I</i>	4	3.3
	<i>Generación II</i>	10	15.3
	<i>Generación III</i>	1	0.8
	<i>Generación IV</i>	3	59.5
	<i>Generación VI</i>	11	20.7
	<i>Subsidiaria de Distribución</i>	17	51.7
	<i>Subsidiaria de Transmisión</i>	11	43.9
	Subtotal	57	195.1
	<i>Gobiernos estatales</i>	3	36.6

Segmento	Subsegmento	Proyectos	Ventas (MDP)
Organismos del sector público	Secretarías de estado	10	31.4
	Universidades	1	0.2
Subtotal		14	68.2
Organismos del sector privado	Proyectos para el sector minero	17	73.2
	Proyectos para el sector energía y electricidad	9	6.3
	Proyectos para administraciones portuarias	2	4.9
	Proyectos para el sector comunicaciones y transportes	4	89.2
	Proyectos para otros sectores industriales	5	7.5
Subtotal		37	181.1
Total		145	444.5

Fuente: DCIPI, al 31 de diciembre de 2021 | MDP: Millones de pesos

Participación de la DCIPI en proyectos Presidenciales

- Tren Maya**

El proyecto “Tren Maya”, considerado en el Plan Nacional de Desarrollo, requiere una estimación de consumos y demandas de energía eléctrica en la región donde se desarrollará la infraestructura y polos de desarrollo derivados del proyecto. La CFE y FONATUR, desde septiembre de 2020, firmaron un convenio marco de colaboración para la electrificación del Tren Maya. Las obras se entregarán energizadas entre octubre 2022 y julio 2023.

La DCIPI realiza: evaluación de impacto social, gestión arqueológica y ambiental, topografía, gestoría indemnizatoria y adquisición de predios, estudios geotécnicos, ingeniería básica y detalle, gestión de conexión ante el CENACE; integración de los paquetes de concurso, concurso y contratación, suministro, construcción y supervisión de las obras y la puesta en servicio de las mismas.



Esquema: Distribución de obras

- **Tren Interoceánico**

La CFE como miembro del Comité Técnico Institucional conformado junto con otras dependencias federales, participó en el proceso de consulta para el Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec. La CFE tiene a su cargo 120 solicitudes relacionadas principalmente, con la mejora en la calidad del servicio y la construcción de infraestructura eléctrica.

El Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI) formalizó con la EPS CFE Distribución un convenio de colaboración desde junio de 2019, para la construcción de obras de ampliación y repotenciación en materia de electrificación en municipios, comunidades, localidades indígenas y afromexicanas, en los estados de Veracruz y Oaxaca, con una inversión de 84.2 MDP. Además, derivado de las estimaciones del mercado eléctrico CFE identificó la necesidad de construir obras de infraestructura eléctrica en las Zonas de Coatzacoalcos y Tehuantepec en los años del 2019 al 2033, con un monto estimado de inversión de 1,618 MDP.



Esquema: Grafico del Corredor

- **Aeropuerto Internacional Felipe Ángeles**



Fotografía: Subestación Santa Lucía Maniobras 230 kV

La DCIPI participa en el desarrollo de infraestructura para este proyecto. Durante 2021, se ejecutaron las obras para la conexión del Aeropuerto Mixto Civil Militar en la Base Militar No. 1 Santa Lucía, realizando estudios de ingeniería de detalle; concurso, contratación, suministro,

construcción de obra civil y electromecánica; supervisión y puesta en servicio de una subestación eléctrica y su línea de interconexión, el monto de la inversión fue de 12 MDP y se concluyó en noviembre de 2021.

Además, se realizan trabajos de modificación de cruces de Líneas de Transmisión derivado de la construcción del proyecto Tonanitla donde se ejecutan actividades previas e ingeniería de detalle, concurso, contratación, suministro, construcción de obra civil y electromecánica, supervisión y puesta en servicio, la inversión asciende a 61 MDP y se estima su terminación en julio de 2022.

- **Servicios de ingeniería para el rescate de los mineros de Pasta de Conchos**

La Presidencia de la República encomendó a la CFE el rescate de los restos de los mineros siniestrados en la mina Pasta de Conchos en 2006. Para contribuir al logro de esta tarea, la GEIC realizó los estudios de caracterización del subsuelo para generar la Ingeniería Básica y de Detalle para las obras de acceso y aproximación, iniciando la planeación de los trabajos a finales de 2020 y ejecutando los estudios durante 2021.

Se realizaron los estudios topográficos, geofísicos, geohidrológicos, geotécnicos, así como la exploración directa e indirecta, alcanzando el objetivo de generar el modelo geotécnico, así como la ingeniería básica y de detalle para la definición del paquete de licitación 1 "Construcción de rampas de acceso, galerías de aproximación y túneles de conexión" y paquete de licitación 2 "Construcción de lumbreras PCT-1 PCT-2".



Ilustración. Identificación de las condiciones geológico-estructurales superficiales en el área de la mina.

- **Medición de la instrumentación del Tren Interurbano Toluca - México Etapa 1**

Durante la construcción del Muro de Tierra Mecánicamente Estabilizado (MTME), por parte de la Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes (SICT), se instaló instrumentación geotécnica para conformar un Sistema de Auscultación que permitiera monitorear su estabilidad. Parte del sistema fue instalado y monitoreado por la GEIC, por lo que se le adjudicó un contrato

para realizar el monitoreo en los sitios: "Manantiales" (Santa Fe) y "Muro de Tierra Mecánicamente Estabilizado", en el Tramo III.

Las actividades realizadas incluyeron la revisión y mantenimiento preventivo de equipos de medición propiedad de SICT como clinómetros, inclinómetros TME-IN-02 y TME-IN-05bis, instalación de testigos y primera medición, campaña de medición de referencias topográficas en el sitio Manantiales, entre otros.



Ilustración. Campaña de medición de instrumentación del MTME.

- **Servicios de ingeniería para Proyecto Fotovoltaico Central de Abasto de la CDMX**

La Secretaría de Desarrollo Económico de la Ciudad de México recurrió a la DCIPI, a través de la GEIC, para realizar los estudios, obtención de permisos, elaboración de la ingeniería básica, licitación, construcción, supervisión y puesta en marcha de centrales de generación de energía eléctrica a través de tecnología fotovoltaica.

Como parte de su alcance, estos proyectos comprenden hasta cuatro centrales de generación distribuida (<500 kWp) y una Central de Generación con una potencia estimada de 16 MWp, aproximadamente.

Durante 2021, se realizaron las siguientes actividades:

- Se trabajó en la estructuración comercial con un 55% de avance en colaboración con CFE Calificados y el STE. Asimismo, se concluyó el diseño preliminar de interconexión al SEN.
- Se tuvo un avance del 81% en los estudios de factibilidad.
- Continúa el censo de instalaciones y la caracterización geotécnica para la interconexión.
- Se realizó la presentación del proyecto ante la presidenta del Comité Técnico del Fideicomiso para la Construcción y Operación de la Central de Abasto (FICEDA), como parte de las actividades de socialización.
- Se publicó la Convocatoria a Concurso Abierto para la instalación de 2 sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.



Ilustración. Rrender del proyecto Fotovoltaico de la Central de Abasto.

- **Servicios de ingeniería para el Proyecto Fotovoltaico Puerto Peñasco**

La CFE puso en marcha los estudios para la construcción de un Planta Fotovoltaica (PFV) de 1,000 MW al este de la ciudad de Puerto Peñasco. Por lo anterior, la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) solicitó a la GEIC realizar los estudios de caracterización dinámica del terreno, resistividad eléctrica, corrosividad del terreno, caracterización geotécnica y peligro sísmico en el polígono del PFV Puerto Peñasco.

Durante 2021 se concluyeron los estudios de caracterización dinámica del terreno, Polígonos I, II y III, los cuales involucraron trabajos de ingeniería para determinar la corrosividad del terreno, el peligro sísmico, así como la caracterización geotécnica y dinámica para el proyecto fotovoltaico de Puerto Peñasco.

Por otra parte, se concluyeron los estudios topográficos, climatológicos, hidrológicos, así como la identificación y descripción de sitios de importancia ecológica y/o corredores biológicos en el SAR y AP, y la justificación técnica - científica del muestreo ejecutado en el levantamiento de fauna.



Ilustración. Campaña de exploración directa en Puerto Peñasco

CONTROL INTERNO

Programa Anticorrupción

El avance de cumplimiento de las líneas de acción del Programa Anticorrupción de la CFE, sus EPS y EF en 2021, fue de 72%.

Avances del Programa Anticorrupción de la CFE, sus EPS y EF.



Durante el 2021 la Coordinación de Control Interno inició trabajos de actualización del Programa Anticorrupción de la CFE, sus EPS y EF, incorporando un conjunto de estrategias y líneas de acción, que tienen como finalidad reforzar el apego y respeto a las leyes y los valores que coadyuvan al cumplimiento de las metas y objetivos de la Comisión Federal de Electricidad, alentando el uso de herramientas para denunciar los actos que puedan constituir prácticas de corrupción, a efecto de que las autoridades competentes cuenten con los elementos probatorios suficientes, para imponer la sanción correspondiente, con el objeto de consolidar la confianza ciudadana.

Con este programa, se promoverá la adecuada articulación de mecanismos y procedimientos anticorrupción al interior de toda la CFE, para que sus servidores públicos logren cumplir con éxito las expectativas de la sociedad y se reconozca como una empresa honesta y libre de corrupción, sumándose al proceso de transformación que ha emprendido el Gobierno Federal, comprometidos en actuar conforme a los valores institucionales y principios éticos, a fin de lograr su objetivo, generando valor económico y rentabilidad para el estado mexicano.

En el marco del Día Internacional contra la Corrupción, la Coordinación de Control Interno formalizó la Carta Compromiso Contra la Corrupción con los Directores Corporativos para no realizar

acciones u omisiones que dañen los intereses de la Comisión Federal de Electricidad, para la obtención de un beneficio particular y/o de terceros.



Con la firma de esta carta, los titulares de las áreas se comprometieron a hacer un esfuerzo para prevenir, detectar y denunciar con las instancias y autoridades competentes los actos y omisiones que puedan constituir prácticas de corrupción, actuando siempre en el desempeño de sus funciones de acuerdo con los principios de Legalidad, Honradez, Integridad, Rendición de Cuentas, Transparencia y Economía.

Sistema de Control Interno y Administración de Riesgos

El Control Interno en la CFE, representa los esfuerzos realizados por el Corporativo, las Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, con el objeto de resguardar los recursos disponibles, optimizar la información operativa y financiera promoviendo la mayor eficiencia y eficacia en los procesos institucionales.

Por lo anterior, la Coordinación de Control Interno ha estado trabajando en estos últimos tres años en la implementación, fortalecimiento y promoción del Sistema de Control Interno de la CFE, impulsando una administración de riesgos con carácter preventivo, para evitar la materialización de situaciones que impidan el cumplimiento de objetivos institucionales considerando lo siguiente:

a) Mejorar la identificación y determinación de los Riesgos:

La deficiente redacción de riesgos en las administraciones anteriores, así como la identificación de un número excesivo de éstos, ha dificultado su administración.

La identificación y determinación efectiva de los riesgos en todas las áreas y empresas de la CFE, a partir de los objetivos estratégicos de los Planes de Negocio de las empresas, permitirá tener un mejor seguimiento y control.

b) Identificar Riesgos de Corrupción:

La falta de identificación de riesgos de corrupción se convirtió en una práctica común, por lo tanto, nunca se programaron acciones de control para administrarlos, situación que ha hecho más proclive la comisión de actos de corrupción.

Actualmente, se está trabajando en la implementación de una nueva metodología, mejorando la administración de riesgos de corrupción en correspondencia con el Programa Anticorrupción de la CFE, impulsado durante toda la administración actual.

c) Identificar a los responsables directos de los Riesgos:

Para aumentar la claridad respecto de los riesgos y los controles y mejorar la efectividad de la administración de riesgos, se tomó como referencia el modelo de las Tres Líneas de Defensa establecida por COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

En el cual la **Primera Línea de Defensa** se conforma por los Directores Corporativos, Directores Generales de las EPS, Empresas Filiales, Titulares de Área, Enlaces de Control interno y servidores públicos. La **Segunda Línea de Defensa** es atendida por la Coordinación de Control Interno y la **Tercera Línea de Defensa**, por la Auditoría Interna de la CFE.

Inventario de Riesgos y Acciones de Control

Al 31 de diciembre de 2021, la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, tuvieron registrados 333 riesgos estratégicos y directivos, de los que se dio seguimiento a la atención de más de 340 Acciones de Control programadas.

Riesgos Estratégicos y Directivos de la CFE, sus EPS y EF

Áreas	Estratégicos	Directivos	Total
Corporativo	43	59	102
Empresas Productivas Subsidiarias	89	71	160
Empresas Filiales	31	40	71
Total de Riesgos	163	170	333

Avances en la Implementación del Sistema de Control Interno

Durante 2021, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Se realizó la actualización de la normatividad en materia de Control Interno y Administración de Riesgos, la cual busca ser integral y con un lenguaje sencillo para la mejor aplicación.
- Se puso a disposición de las áreas y empresas de la CFE, a través de sus Enlaces de Administración de Riesgos, el **Proyecto de Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y Unidades de Negocios**, a fin de tener retroalimentación para fortalecer el documento final.
- Se apoyó a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde en la determinación de sus riesgos estratégicos y en la adecuación de sus procedimientos de administración de riesgos corporativos, fortaleciendo así, su integración al gobierno corporativo de la CFE.
- Se asesoró a la Empresa Productiva Subsidiaria “Telecomunicaciones e Internet para Todos”, con la finalidad de implementar desde su creación su Sistema de Control Interno y Administración de Riesgos.
- Se asesoró a las áreas y empresas de la CFE, para la adecuada identificación y redacción de sus principales riesgos estratégicos, con la finalidad de considerarlos en sus procesos y proyectos prioritarios.
- En el Plan de Negocios 2022-2026, se determinaron los **riesgos estratégicos de la CFE**.
- Se desarrolla un Sistema Informático de Administración de Riesgos, para la identificación, evaluación y administración de riesgos de manera clara y sencilla.
- Se elabora una nueva propuesta de Plan de Acción de Administración de Riesgos (PAAR), para la implementación y seguimiento de las acciones de control y las alternativas de solución, registradas en la Matriz de Administración de Riesgos.
- La Coordinación de Control Interno **impulsó la identificación de riesgos de manera preventiva, con la finalidad de evitar el dispendio de recursos y la no consecución de metas y objetivos, así como la oportuna identificación de responsables, en los Consejos de Administración, Comités Auxiliares y Grupos Trabajo Especializado.**

Avances en la atención de la Auditoría Superior de la Federación

Como parte de la designación de la Coordinación de Control Interno como enlace permanente de la Comisión Federal de Electricidad ante la Auditoría Superior de la Federación, 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 2020.

El 08 de febrero de 2021, 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 2020, determinando **24 auditorías para la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales.**

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 800 oficios para la solicitud de información y atención de requerimientos de la ASF, así como reuniones por videoconferencia y telefónicas para la aclaración de dudas sobre la información remitida.

Por lo anterior, de las **24 auditorías** concluidas en la fiscalización de la Cuenta Pública 2020, se desprendieron **131 acciones** determinadas.

Resultados de la Fiscalización de la ASF de la Cuenta Pública 2020

#	Auditoría		R	RD	SA	PRAS	PEFCF	PO	TOTAL
1	453-DE	Adquisición de Bienes y Contratación del Servicio de Asistencia Técnica para la CT Valle de México	2	0	0	0	0	0	2
2	454-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras de Vapor Convencional y Combustión Interna de la EPS Generación I	0	0	0	0	0	1	1
3	455-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Carboeléctricas de la EPS Generación II	0	0	0	2	0	0	2
4	456-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras de Vapor Convencional y Combustión Interna de la EPS Generación II	0	0	0	1	0	0	1
5	457-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Turbogás Convencional, Móviles y Ciclo Combinado de la EPS Generación II	0	0	0	0	0	0	0
6	458-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras de Vapor Convencional y Combustión Interna de la EPS Generación III	0	0	0	0	0	0	0
7	459-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Turbogás Convencional, Móviles y Ciclo Combinado de la EPS Generación III	1	0	0	0	0	0	1
8	460-DE	Servicio de Mantenimiento de las Turbinas de Gas 1 y 2 de la Central Ciclo Combinado Chihuahua	0	0	0	0	0	1	1
9	461-DE	Mantenimiento a Unidades Geotermoeléctricas de la EPS Generación VI	0	0	0	2	0	0	2
		Auditoría	R	RD	SA	PRAS	PEFCF	PO	TOTAL
10	462-DE	Convenio de Colaboración Suscrito entre el Poder Ejecutivo del Estado de Tabasco y CFE Suministrador de Servicios Básicos	1	0	0	1	0	0	2

#	Auditoría		R	RD	SA	PRAS	PEFCF	PO	TOTAL
		para la Regularización de Servicios de Energía Eléctrica							
11	463-DE	Adquisición de Componentes y Servicios de Mantenimiento de la Unidad de Vapor C.C.C. San Lorenzo Potencia	3	0	0	0	2	0	5
12	464-DE	Aseguramiento Integral de la CFE y Recuperación de Siniestros	13	0	0	0	0	0	13
13	465-DE	Asesorías para la Operación de Programas, Servicios Comerciales y Otros	7	0	0	0	1	0	8
14	466-DE	Auditoría de Ciberseguridad del Sector Energía	13	0	0	2	0	1	16
15	467-DE	CFE Fibra E	4	0	0	0	0	0	4
16	468-DE	Contratación Pública de la Comisión Federal de Electricidad en el Marco del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (TMEC)	0	8	0	0	0	0	8
17	469-DE	Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad	0	5	0	0	0	0	5
18	470-DE	Deuda	3	0	0	0	0	0	3
19	471-DE	Disponibilidades de Efectivo	14	0	2	3	0	1	20
20	472-DE	LT Red de Transmisión Asociada a la CG Cerritos Colorados Fase I	0	0	0	2	0	1	3
21	473-DE	Productos Químicos, Farmacéuticos y de Laboratorio	3	0	0	0	0	0	3
22	474-DE	Proyecto de Conectividad Fibra Óptica Red Eléctrica Inteligente REI	3	0	0	0	2	0	5
23	475-DE	Servicio de Arrendamiento de Vehículos Terrestres	10	0	0	2	0	0	12
24	476-DE	Servicio de Transporte de Gas Natural	12	0	0	1	0	1	14
TOTAL			89	13	2	16	5	6	131

Abreviaturas: R= Recomendación, RD= Recomendación al Desempeño, SA= Solicitud de Aclaración, 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 2020. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2022 https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/MDB_Consolidado.pdf

Comparativo de observaciones

La fiscalización de la cuenta pública 2020 observó un total de **131 acciones** determinadas, una disminución del **21 por ciento** en comparación de las acciones determinadas para la Cuenta Pública 2019 y del **64 por ciento** con relación a la Cuenta Pública 2018.

Comparativo de resultados de las Cuentas Públicas del periodo 2018-2020.

Resultado	(Datos observados)			Variaciones (%)	Variaciones (%)
	2018	2019	2020	2019 - 2020	2018 - 2020
1. Recomendaciones	159	110	89	-19%	-44%
2. Recomendaciones al Desempeño	143	21	13	-38%	-91%
3. Solicitudes de Aclaración	0	0	2	N.D.	N.D.
4. Promoción del Ejercicio de la Facultad de Comprobación Fiscal	14	9	5	-44%	-64%
5. Promoción De Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.	35	16	16	0%	-54%
6. Pliegos de Observaciones	15	10	6	-33%	-60%
7. TOTAL	366	166	131	-21%	-64%

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2020. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2022 https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/MDB_Consolidado.pdf

Con relación a los montos determinados en los pliegos de observaciones, se identificaron disminuciones del **36 y 91 por ciento** respecto de los montos observados en las Cuentas Públicas 2019 y 2018, respectivamente (**Tabla 4**).

Montos de los Pliegos de Observaciones de las Cuentas Públicas 2019-2020

Resultado	Cifras (millones de pesos)			Variaciones (%)	Variaciones (%)
	2018	2019	2020	2019 - 2020	2018 - 2020
1. Monto observado en los Pliegos de Observaciones	4,293.40	598.9	384.4	-36%	-91%

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2020. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2022 https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/MDB_Consolidado.pdf

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.

Transparencia y Acceso a la Información Pública

La Coordinación de Control Interno, en su carácter de Presidente del Comité de Transparencia y en conjunto con la Unidad de Transparencia de la CFE, impulsó las políticas que facilitan la obtención de información en términos de las disposiciones aplicables para determinar su clasificación y/o enviarla al Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI).

De esta forma, la Comisión Federal de Electricidad como sujeto obligado, cumple con el mandato constitucional, contribuyendo activamente a la transparencia, la rendición de cuentas y el combate a la corrupción.

En 2021, Comisión Federal de Electricidad atendió 4,364 solicitudes de acceso a información pública, de conformidad con la normatividad aplicable. Asimismo, se atendieron 239 medios de impugnación ante el INAI.

Es de resaltar que durante el año 2021 la Comisión Federal de Electricidad sesionó a través de su Comité de Transparencia en 97 ocasiones (46 de forma ordinaria y 51 de forma extraordinaria).

UNIDAD DE TRANSPARENCIA

Durante el año 2021, la Unidad de Transparencia de la Comisión Federal de Electricidad atendió 4,364 solicitudes de acceso a información pública y ejercicio de derechos ARCO, todas dentro de los términos legales aplicables a la materia. Esa cantidad representó un incremento del 18.94% con respecto al año 2020.

No se omite mencionar que al ser el acceso a la información un derecho fundamental contenido en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el interés de la ciudadanía por ejercerlo, al igual que la complejidad de la temática de los requerimientos, han aumentado con los años, 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 acceso.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2019	2020	2021	2019 a 2020	2020 a 2021
1. Solicitudes recibidas	4,353	3,669	4,364	-15.71 %	+18.94 %

Fuente: Unidad de Transparencia, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre de 2021.

Durante el 2021, 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 11'724,005 registros lo que se traduce en 164'136,070 datos*, que reafirman el compromiso de la empresa eléctrica nacional con el cumplimiento normativo en la materia.

En el mismo periodo se atendieron 239 medios de impugnación ante el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI), cumpliéndose en todos los casos las resoluciones emitidas por la autoridad.

La CFE se ubicó entre los primeros 10 con más solicitudes de información recibidas dentro de los 826 sujetos obligados en el ámbito federal, lo que la ubica como una de las entidades sobre las que más indaga la ciudadanía. **

Durante el año 2021 la Comisión Federal de Electricidad sesionó a través de su Comité de Transparencia 46 ocasiones de forma ordinaria y 51 veces de forma extraordinaria.

* Los datos extraídos de la Plataforma Nacional de Transparencia son al mes de Diciembre de 2021.

** Información proporcionada por la Dirección General de Evaluación del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales. Diciembre 2021.

AUDITORÍA INTERNA

Avances del programa de auditoría 2021

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 Programa Anual de Auditoría Interna (PAAI) 2021, aprobado por el Comité de Auditoría, comprendió 59 revisiones: 16 en las áreas de la estructura corporativa, 3 en unidades de negocio, 33 en empresas subsidiarias, 2 en filiales y 5 transversales.

Al cierre de 2021 se concluyeron 55 auditorías (93.2%) y continúan en proceso 4 (6.8%), ya que su terminación se difirió para el primer trimestre de 2022. No obstante, considerando que se encuentran por finalizar, el avance ponderado del PAAI 2021 es de 99.0%.

Adicionalmente, el Auditor Interno ordenó la realización de 23 visitas de inspección sobre temas relevantes, proyectos o contratos específicos, de las que, a la fecha de corte de este informe, concluyeron 21 y continúan en proceso 2, con un avance ponderado del 93.0%.

2. Principales resultados

La Auditoría Interna identificó debilidades de control interno, inobservancias a la normativa, cumplimiento parcial de metas operativas e insuficiente supervisión de procesos, en temas relevantes de la gestión financiera y operativa de la CFE y de sus empresas subsidiarias y filiales, tales como:

- Recursos humanos y remuneraciones
- Contabilidad y estados financieros
- Recepción y administración de combustibles
- Ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión
- Mantenimiento del parque de generación de la CFE y de las centrales de los Productores Externos de Energía
- Mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia de la Red Nacional de Transmisión
- Medición de la energía generada por CFE y entregada al SEN
- Contrataciones de obra pública, bienes y servicios
- Contratos de cobertura de energía eléctrica
- Manejo de almacenes
- Administración de bienes muebles

- Aseguramiento
- Proceso comercial
- Optimización de energía eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo
- Tecnologías de la información

3. Atención de observaciones

Las 55 auditorías concluidas dieron origen a 266 observaciones, de las que 12 dieron lugar a que se determinaran 8.9 millones de pesos (MM\$) por recuperar, y 43 a 1,227.2 MM\$ por aclarar.

De las 266 observaciones de auditoría generadas, las áreas auditadas han solventado 51 (19%) y se encuentran en proceso de atención 215 (81%), 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 los últimos tres ejercicios, en 2021 se presentaron 27 denuncias ante la Unidad de Responsabilidades y se dio vista de 18 hallazgos a la Oficina del Abogado General, principalmente en temas de contratación de bienes y servicios, contratación de obras, gestión del activo fijo y administración de riesgos.

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 el ámbito de las contrataciones, por cuanto se refiere a su justificación, evaluación de ofertas, supervisión del proceso de contratación para contener posibles actos de corrupción, y administración de los contratos.

6. Acompañamiento preventivo a las contrataciones durante 2021

La Auditoría Interna participó como invitado en los diversos grupos revisores de pliegos de requisitos para el caso de adquisiciones, emitió comentarios a los pliegos de requisitos publicados en materia de obras, y dio seguimiento a los eventos de contratación.

Algunos de los procedimientos acompañados en 2021 fueron, entre otros:

- Servicio de soporte y mantenimiento a la infraestructura y plataforma de telefonía
- Servicio de transportación aérea de personal, carga interna y externa con helicópteros
- Contratación del programa de Aseguramiento Integral 2021
- Modernización de Centrales Hidroeléctricas
- Perforación de pozos para pruebas de bombeo, obtención de núcleos, instalación de piezómetros y apoyo en maniobras para pruebas *in situ* en el proyecto Pasta de Conchos
- Procedimientos de obra financiada para subestaciones y líneas de transmisión

7. Participación de Testigos Sociales

Durante 2021 se designó un testigo social para el procedimiento de contratación del servicio de modernización de centrales hidroeléctricas, por un monto aproximado de 900 millones de dólares, quien realizó recomendaciones de mejora al Micrositio de Concursos de la CFE en cuanto a formatos y manejo de información en las sesiones de aclaración.

Por otra parte, con el propósito de actualizar y enriquecer el Padrón de Testigos Sociales de la CFE y sus EPS, se convocó públicamente a los interesados en formar parte de este a presentar su solicitud, lo que derivó en la incorporación de dos personas físicas.

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

ACTIVIDADES 2021 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 Secretaria 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 2021.

Propietarios	Suplentes
<p>Consejeros del Gobierno Federal</p> <p>Ing. Norma Rocío Nahle García (Presidenta) Titular de SENER</p> <p>Dr. Rogelio Ramírez de la O Titular de SHCP</p> <p>Mtro. Roberto Salcedo Aquino Titular de SFP</p> <p>Ing. Octavio Romero Oropeza Titular de PEMEX</p> <p>Vacante Gobierno Federal</p>	<p>Ing. Miguel Ángel Maciel Torres Subsecretario de Hidrocarburos</p> <p>Mtro. Gabriel Yorio González Subsecretario del Ramo</p> <p>C.P. Eduardo Gurza Curiel Subsecretario de Control y Auditoria de Gestión Pública</p> <p>Ing. Víctor Manuel Navarro Cervantes Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño</p> <p>Vacante</p>
<p>Consejeros Independientes</p> <p>Ing. Rubén Filemón Flores García Dr. Luis Fernando Gerardo de la Calle Pardo Mtro. Héctor Sánchez López Dra. María del Rosío Vargas Suárez</p>	<p>No tienen derecho a designar</p>
<p>Representante de los trabajadores</p> <p>Sr. Víctor Fuentes del Villar Secretario General</p>	<p>Lic. Mario Ernesto González Núñez Secretario del Interior</p>
<p>Secretario: Lic. José David Rangel Zermeño Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos SENER</p>	<p>Prosecretario: Dr. Raúl Jiménez Vázquez Abogado General de la CFE</p>

Es importante señalar que 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 2021 fue la siguiente:

Presidencias 2021		
CoAu	Presidente	Rubén Flores
	Vocales	Ma. Del Rosío Vargas Héctor Sánchez
CEI	Presidente	Ma. Del Rosío Vargas
	Vocal	Rubén Flores
CAAOS	Presidente	Héctor Sánchez
	Vocal	Luis de la Calle
CRHR	Presidente	Luis de la Calle
	Vocal	Ma. Del Rosío Vargas

Los Comités se integran de la siguiente manera:

CoAu

El CoAu se integra únicamente por Consejeros Independientes (3), los cuales no pueden tener suplentes

Propietario	Suplente
Ing. Rubén Flores García Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Dra. Ma. Del Rosío Vargas Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Mtro. Héctor Sánchez López 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 2021.

Propietario	Suplente
Dra. Ma. Del Rosío Vargas Suárez Presidenta Consejera Independiente	No tiene derecho a designar
Ing. Rubén Flores García Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Ing. Rocío Nahle García SENER	Ing. Heberto Barrios Castillo
Dr. Rogelio Ramírez de la O SHCP	Mtra. Karina Ramírez Arras
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 2021.

Propietario	Suplente
Dr. Luis de la Calle Pardo Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Dra. Ma. Del Rosío Vargas Suárez Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Dr. Rogelio Ramírez de la O SHCP	Mra. Karina Ramírez Arras
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 2021 permaneció Vacante el puesto que ocupaba la Titular de la Secretaría de Economía.

Propietario	Suplente
Mtro. Héctor Sánchez López Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Dr. Luis de la Calle Pardo 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 Consejero	Lic. Mario Ernesto González Núñez

Información estadística de los Órganos de Gobierno de Corporativo de la CFE

A pesar de que durante el 2021 permaneció la crisis sanitaria que hasta hoy en día se mantiene, 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 siete ocasiones durante el 2021, cuatro de ellas fueron de manera ordinaria y tres extraordinaria.

En total el Consejo adoptó 127 acuerdos, como se muestra en la siguiente tabla:

No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
41	Extraordinaria	5
42	Extraordinaria	2
43	Ordinaria	33
44	Ordinaria	29
45	Extraordinaria	10
46	Ordinaria	18
47	Ordinaria	30
Total		127

Comités

El CoAu sesionó en cuatro ocasiones durante 2021, tres de ellas tuvieron carácter de ordinaria y una fue extraordinaria, teniendo un total de 39 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CoAu	41	Ordinaria	16
	42	Extraordinaria	2
	43	Ordinaria	10
	44	Ordinaria	11
Total			39

En el caso del CEI, se llevaron a cabo cinco sesiones, tres de ellas ordinarias y las otras dos extraordinarias, durante dichas sesiones se adoptaron un total de 67 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CEI	32	Ordinaria	15
	33	Ordinaria	13
	34	Extraordinaria	2
	35	Extraordinaria	9
	36	Ordinaria	28
Total			67

En cuanto al CRHR, tuvieron verificativo cinco sesiones, tres ordinarias y dos extraordinarias, en estas sesiones se suscribieron un total de 21 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CRHR	33	Extraordinaria	3
	34	Ordinaria	7
	35	Ordinaria	5
	36	Extraordinaria	2
	37	Ordinaria	4
Total			21

Finalmente el CAAOS sesionó en cinco ocasiones, tres de ellas fueron ordinarias y el resto extraordinarias, en ellas se adoptaron un total de 23 acuerdos.

Órgano	No. De sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CAAOS	30	Extraordinaria	3
	31	Ordinaria	5
	32	Extraordinaria	2
	33	Ordinaria	3
	34	Ordinaria	10
Total			23

EVALUACIÓN QUE REALIZA EL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Introducción

El año 2021 fue el segundo que registró los efectos de la pandemia sobre la economía, la industria y la convivencia humana.

La desaceleración de actividades no tuvo la profundidad que se observó en 2020 y al mismo tiempo se contó con factores favorables como las vacunaciones masivas y los retornos controlados y graduales a la llamada nueva normalidad.

No obstante, no se alcanzó a revertir la caída del año 2020, y esto se reflejó generalizadamente en el desempeño de indicadores, incluso el Producto Interno Bruto.

La pandemia transitó de un estado general de alarma a oleadas de contagios que acompañaron y determinaron ciclos cortos de aceleración y freno.

La Comisión Federal de Electricidad mantuvo su operación esencial, combinando atención del servicio y preservación de la salud de sus trabajadores. Sin embargo, es un hecho que se actuó bajo un ambiente fuertemente restrictivo y que, si bien la empresa siempre dio la máxima prioridad al suministro eléctrico, tuvo severas restricciones para mantener sus estándares, en la propia organización en primer lugar, pero también entre proveedores y contrapartes contractuales, que son eslabón indispensable de su cadena de producción. En determinados segmentos, como los equipos e insumos, los efectos de la pandemia en 2021 llegaron a ser incluso mayores a los del año previo, pues a la desaceleración sumaron la prolongación de restricciones comerciales para exportar e importar y el agotamiento de existencias en almacenes y menores ritmos de producción.

Asimismo, la Comisión Federal de Electricidad enfrentó importantes retos en el suministro de gas natural como insumo para la generación en sus centrales de Ciclo Combinado en el mes de febrero, a causa del evento climático de febrero en Texas. Este impactó fuertemente tanto la disponibilidad como el precio del gas utilizado en la generación, lo que afectó el resultado anual.

Este contexto afectó el desempeño de gran cantidad de indicadores de la CFE, financieros y operativos. Sin embargo, la importancia del servicio de institución, la tradicional capacidad mostrada por sus trabajadores y la fuerza de esta institución como impulsora del sector energético, hacen imperativa la necesidad de que, en el menor tiempo posible, se recuperen los niveles de desempeño y que la Comisión no pierda su esencia como motor del desarrollo del país.

Programa Financiero

Comparación con las Proyecciones del Plan de Negocios para el año 2021

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 2021-2025 aprobado por el Consejo de Administración el 8 de diciembre de 2020. Para efectuar las

proyecciones financieras se utilizan las estimaciones de la demanda de energía eléctrica determinadas en el escenario de planeación. La información de oferta y demanda de energía eléctrica obtenidas se integran con 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. Toda la información anterior se integra a un modelo contable-financiero que proyecta, entre otras cosas, los principales estados financieros de todas las empresas de la 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 de nivel de endeudamiento y de distribución de la carga fiscal, con objeto de simular de la manera más precisa posible el desempeño financiero futuro de la CFE.

Análisis de los resultados del año 2021, comparado con las proyecciones del Plan de Negocios para el mismo año

Así como el año 2020, 2021 puede considerarse como otro año atípico por las secuelas de la pandemia de COVID-19 a nivel mundial. Si bien se implementó a nivel nacional el programa de vacunación liderado por el Gobierno Federal, el inicio fue particularmente lento debido a la evidente complejidad de su implementación, junto con la limitada disponibilidad de vacunas a nivel mundial, derivado esto de los diferentes procesos de aprobación de las mismas. Este avance permitió levantar paulatinamente las medidas de confinamiento que detuvieron las actividades económicas en casi todos los sectores productivos durante 2020, sin embargo se presentaron sucesivas olas de contagios por las nuevas variantes del virus, ocasionando retornos parciales al confinamiento con sus consecuentes impactos en la economía. En el sector eléctrico, la demanda mostró una recuperación menor a lo esperado en línea con la menor recuperación económica ocasionada por las nuevas limitaciones a las actividades económicas a causa de las olas de contagio subsecuentes. Por otro lado, el evento climático de febrero en Texas impactó fuertemente tanto la disponibilidad como el precio del gas utilizado en la generación, lo que afectó el resultado anual. En la siguiente tabla se muestra la comparación entre el Estado de Resultados consolidado condensado preliminar, y el Estado de Resultados consolidado condensado proyectado, ambos para el ejercicio 2021.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias y Filiales)
Estado de Resultados Consolidado Condensado
Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2021
(Miles de pesos)

Concepto	Acumulado a Diciembre 2021		
	Real	PDN	Variación %
Ingresos	\$566,686,666	\$524,594,077	8.0%
Ingresos por venta de energía	\$389,592,873	\$404,644,965	(3.7%)
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$57,797,887	\$21,168,215	173.0%
Ingresos por transporte de energía	\$19,312,156	\$12,800,612	50.9%
Ingresos por subsidio	\$70,279,000	\$70,000,000	0.4%
Otros ingresos y ganancias	\$29,704,751	\$15,980,285	85.9%
Costos	\$602,147,639	\$438,300,553	37.4%
Energéticos y otros combustibles	\$262,022,046	\$185,683,917	41.1%
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$62,274,498	\$25,294,428	146%
Remuneraciones	\$71,458,411	\$69,579,137	2.7%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$21,371,751	\$23,780,186	(10.1%)
Impuestos y derechos	\$2,302,790	\$2,302,790	0.0%
Costo MEM	\$3,272,121	\$14,796,483	-77.9%
Costo de obligaciones laborales	\$45,859,757	\$47,414,684	(3.3%)
Depreciación	\$69,237,029	\$80,632,245	(14.1%)
Otros gastos	\$64,349,235	\$16,413,901	292.0%
RESULTADO DE OPERACIÓN	(\$35,460,973)	\$86,293,524	(141.1%)
Costos de Financiamiento	\$75,824,399	(\$40,253,491)	-288.4%
Otros (Ingresos) gastos financieros netos	\$8,926,474	(\$14,207,735)	(162.8%)
Gastos por intereses neto	\$49,280,432	(\$38,689,899)	-227.4%
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	\$17,617,493	\$12,644,142	39.3%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	(\$111,285,372)	\$46,040,032	(341.7%)
Impuestos a la utilidad	(\$5,025,309)	\$17,214,545	(129.2%)
RESULTADO NETO	(\$106,260,063)	\$28,825,487	(468.6%)

Fuente: CFE, DCF

- **Ingresos**

Los ingresos totales fueron mayores en 42,093 mdp, 8.0% a lo proyectado, sin embargo en los ingresos por venta de energía, la principal fuente de ingresos de la CFE, los ingresos fueron menores en 15,052 mdp, -3.7%, respecto de la proyección, variación compensada por los ingresos derivados de la venta de combustibles a terceros, mismos que fueron 36,630 mdp mayores, 173.0%, otros ingresos por 13,725 mdp adicionales, 85.9%, e ingresos por transporte de energía mayores por 6,512 mdp, 50.9%. Como ya se mencionó, la diferencia en las ventas de energía se debió a la menor recuperación de la demanda en línea con la menor actividad económica

generalizada, consecuencia de la parcial apertura del confinamiento. Respecto a la venta de combustibles a terceros, el evento climático de febrero disparó los precios, potenciando los ingresos relacionados. Sin embargo, el incremento de ingresos tuvo contraparte en el incremento de egresos, ya que por su parte las empresas de generación son compradoras de combustibles

- **Egresos**

El gasto operativo total presentó un incremento de 163,847 mdp, 37.4%, respecto de la proyección, lo anterior principalmente por mayores costos de combustibles, tanto para la generación propia como para la venta a terceros, con variaciones de 76,338 mdp, 41.4%, y 36,980 mdp, 146.2% respectivamente, derivados del evento climático de febrero. Adicionalmente se presentaron variaciones en Otros gastos por 47,935 mdp, 292.0%, que no alcanzaron a ser compensados por una menor depreciación observada por 11,395 mdp, -14.1%, y por menores gastos de Mantenimiento por 2,408 mdp, -10.1%.

- **Resultado de operación**

A consecuencia de lo anterior, el resultado de operación observado fue de -35,461 mdp, inferior en 121,755 mdp, -141.1%, respecto de lo proyectado. Es importante mencionar que el resultado estuvo fuertemente impactado por el evento climático de febrero y su afectación a los precios de los combustibles.

- **Costo financiero**

El costo financiero del ejercicio fue mayor al proyectado en 35,571 mdp, 88.4%, principalmente por un resultado cambiario sustancialmente distinto respecto del estimado por 30,262 mdp, -239.3%, debido a un tipo de cambio de cierre en niveles mayores al estimado al momento de elaborar las proyecciones.

- **Impuestos a la utilidad y resultado neto**

A consecuencia del impacto en el costo de los combustibles, y a una menor actividad económica, los impuestos a la utilidad preliminares son inferiores a lo estimado en 22,240 mdp, -129.2%, con lo cual el resultado neto es de -106,260 mdp, inferior en 135,086 mdp, -468.6%, a lo proyectado.

Estado de Situación Financiera

Por lo que hace al Estado de Situación Financiera, a pesar de observarse un resultado neto menor al proyectado, la posición de la hoja de balance es más sólida, con mayores niveles de efectivo, de activos productivos y de patrimonio, y menores de niveles de cuentas por cobrar y de materiales para operación. Es importante mencionar que las partidas que integran el ORI se proyectan sin variaciones. En la siguiente tabla se muestra el ESF comparado.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias y Filiales)
Estados consolidados condensados de situación financiera
(Miles de pesos)

Concepto	Al 31 de Diciembre de 2021	
	Real	PDN
ACTIVO		
Activo circulante	201,662,482	238,082,621
Efectivo, Equivalentes y Otras Inversiones	77,200,194	38,354,150
Cuentas por cobrar	110,442,750	152,190,755
Materiales para operación	14,019,538	47,537,716
Prestamos a los trabajadores (Fondo de la Hab.)	17,403,036	-
Plantas, instalaciones y equipo	1,383,392,158	839,639,180
Instrumentos financieros derivados	14,826,581	-
Otros Activos	47,973,403	389,306,850
Activo por derecho de uso	511,367,723	451,479,480
Total de activo diferido	-	309,531,760
Impuesto diferido activo	89,723,121	-
TOTAL ACTIVO	2,266,348,504	2,228,039,890
PASIVO		
A corto plazo	176,806,088	57,080,931
Deuda a corto plazo	37,305,250	53,229,484
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	99,481,510	-
Impuestos y derechos por pagar	-	3,851,446
Impuesto a la utilidad	14,089,276	-
Pasivo por arrendamiento Corto Plazo	25,930,052	-
A largo plazo	1,388,850,922	1,623,855,225
Deuda a largo plazo	356,615,652	199,328,735
Obligaciones laborales	369,920,165	463,360,697
Otros pasivos a largo plazo	26,836,535	660,303,134
Pasivo por arrendamiento Largo Plazo	635,478,570	-
TOTAL PASIVO	1,565,657,010	1,680,936,156
Patrimonio	700,691,494	547,103,723
Aportaciones recibidas Gobierno Federal	5,251	5,251
Aportaciones en especie (Gobierno Federal)	95,111,382	95,004,417
Resultados acumulados	(36,163,396)	518,278,235
Otras partidas de utilidad integral	622,030,269	28,825,488
Participación no controlada	19,707,988	-
PASIVO + PATRIMONIO	2,266,348,504	2,228,039,879

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, 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 2021, se integra por 165 métricas que evalúan el desempeño de Indicadores operativos y estrategias, iniciativas y proyectos de las EPS y áreas del corporativo bajo la coordinación de la Dirección Corporativa de Operaciones (121 Indicadores Estratégicos y 44 métricas de programas, iniciativas y proyectos). Al mes de diciembre de 2021, se tienen los siguientes resultados:

- ✓ 75 métricas (45.46%) con resultados favorables (igual o mejor a la meta).
- ✓ 37 métricas (22.42%) con resultados dentro del margen de aceptación.
- ✓ 53 métricas (32.12%) con resultados desfavorables.

Estas métricas reflejan la imperiosa necesidad de mejorar la implementación del programa operativo anual. El hecho de que un tercio de ellas se encuentre en situación desfavorable obliga a tomar medidas correctivas y planear una mejora sustantiva para 2022.

Semaforización de Resultados Cualitativos									
Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y Unidades de Negocio	Indicadores Estratégicos				Estrategias, Iniciativas y Proyectos				
	V	A	R	Tot.	V	A	R	Tot.	
Corporativo Generación	4	4	3	11	0	0	3	3	
EPS Generación I	1	6	3	10	0	0	3	3	
EPS Generación II	6	2	2	10	0	0	3	3	
EPS Generación III	6	1	3	10	0	1	2	3	
EPS Generación IV	4	2	4	10	0	0	3	3	
EPS Generación V	5	3	1	9	0	0	3	3	
EPS Generación VI	4	3	3	10	0	1	2	3	
UN Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	6	2	2	10	3	0	0	3	
EPS Transmisión	4	0	2	6	2	1	1	4	
EPS Distribución	6	3	2	11	9	3	1	13	
EPS Suministrador de Servicios Básicos	1	2	4	7	2	0	0	2	
EF Intermediación de Contratos Legados	4	2	0	6				N/A	
Coordinación de Monitoreo y Análisis Operativo de Energéticos	8	1	1	10	0	0	1	1	
Seguridad física	0	0	1	1				N/A	
TOTAL	No.	59	31	31	121	16	6	22	44
	%	48.76	25.62	25.62	100	36.36	13.64	50.00	100
Total Indicadores, Estrategias, Iniciativas y Proyectos:					No.	75	37	53	165
					%	45.46	22.42	32.12	100

Los hitos más importantes al cierre 2021 en los indicadores operativos de los procesos sustantivos Generación, Transmisión, Distribución y Suministro Básico son:

Proceso de Generación

Al cierre de diciembre, de 11 indicadores, 4 cumplen la meta (36.36%), 4 indicadores cumplen la meta con margen (36.36%) y 3 indicadores no cumplen la meta (27.28%).

El indicador **Adición Programada de Capacidad** no cumple la meta de 1,460.50 MW, al obtener un resultado de 916.48 MW, lo que representa un cumplimiento del 62.75%, la desviación se debe principalmente al atraso en la entrada en operación del Paquete II de la C.C.C. Valle de México.

Por su parte, el indicador **Indisponibilidad por Causa Externa** no cumple la meta de 3.83%, al obtener un resultado de 10.18%, lo que representa un cumplimiento del -65.93%, la desviación se debe principalmente por falta de recurso hídrico y fallas en subestaciones en el proceso Hidroeléctrico; y en el proceso Termoeléctrico por falta o restricción de combustible, limpieza de gasoductos, falla en turbina de alta presión (en garantía), decrementos derivados de condiciones ambientales y por cortes intermitentes o alto contenido de gases incondensables en el suministro de vapor geotérmico.

El indicador **Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido** no cumple la meta de 0.50%, con un resultado de 1.025%, lo que representa un cumplimiento del -3.80%, la desviación se debe principalmente a hallazgos adicionales al alcance programado de los mantenimientos, atraso debido a contagios por COVID-19, retraso por parte del personal prestador de servicios, retraso de entrega de refacciones, problemas de armado, mantenimiento y entrada en operación, condiciones climatológicas, reparaciones adicionales a torre de enfriamiento y generadores de vapor.

Los indicadores **Factor de Planta, Eficiencia Térmica Neta, Disponibilidad Propia e Indisponibilidad por Falla más Decremento** cumplieron su meta con margen. Y con un resultado positivo los indicadores **Generación Neta, Emisiones de CO₂ por MWh, Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas y Porcentaje de Participación de la Generación de Energía Eléctrica.**

Proceso de Transmisión

De los 6 Indicadores Estratégicos de la EPS Transmisión, 4 de ellos cumplen de manera favorable con la meta (66.67%); y 2 indicadores no cumplen la meta (33.33%).

Con relación a los dos indicadores que no su cumplieron sus metas, se precisa lo siguiente:

El Indicador Estratégico **Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario (SAIDI)**, no cumple la meta de 2.85 minutos por cliente, al obtener un valor real de 6.123 minutos por cliente, lo que representa un incumplimiento del -14.84%. El mayor impacto en el resultado del indicador se debe a eventos ocurridos en la Red de Subtransmisión (RST) de las Gerencias Regionales de Transmisión Noroeste, Occidente, Central, Oriente, Sureste y Peninsular.

Para la comprensión del desempeño de este indicador, es conveniente desglosarlo por componentes, que serían los rangos de voltaje, tomando como frontera los 161 kilovolts. Así se encuentra que la mayor proporción del incumplimiento ocurrió en el rango menor a 161 kV, ya que, del total de 6.123 minutos totales, 5.652 minutos correspondieron a ese rango. Y la razón de mayor

influencia fue que esos elementos de la red fueron los más afectados por las declaratorias de emergencia sanitaria por COVID-19, que retrasaron e incluso impidieron los mantenimientos en esas redes.

De las Gerencias mencionadas con incumplimiento del indicador, los 10 eventos más significativos representan 3.572 minutos del resultado del SAIDI Nacional, (6 en la Sureste, 1 en la Peninsular, 1 en la Oriente, 1 en la Occidente y 1 en la Noroeste). De nuevo se observa que, de 10 eventos de interrupción, 9 ocurrieron en elementos de red del rango inferior a los 161 kV.

El Indicador Estratégico **Energía No Suministrada (ENS)**, no cumplió la meta de 3,000 MWh, al obtener un valor real de 3,387 MWh, lo que representa un cumplimiento del 87.10%. El mayor impacto en el resultado del indicador se debe a eventos ocurridos en la Red de Subtransmisión (RST) de las Gerencias Regionales de Transmisión Noroeste, Norte, Noreste, Central, Oriente, Sureste y Peninsular.

Desglosando el indicador por rangos de voltaje, se vuelve a constatar que la mayor afectación, al igual que en el indicador SAIDI, se encuentra en los voltajes menores a 161 kV: de 3,387 MWh no suministrados, 3,087 MWh son imputables al rango inferior de voltaje de la red.

El indicador de ENS en 2021 fue resultado de mayor afectación por eventos. En primer lugar, hubo más eventos: mientras en 2020 se registraron 133 eventos, en 2021 hubo 170. Y hubo impacto de más penetración: en 2020 sólo 2 eventos afectaron más de 100 MWh; en cambio en 2021, en tan solo 10 eventos se afectó 1,471 MWh. Es decir que, en 2021, el 6% de los eventos provocó el 49% de las afectaciones.

Las Gerencias que más afectaron el resultado del indicador de la ENS Nacional, donde se registraron los 10 eventos significativos, fueron la Sureste con 3, la Peninsular con 1, la Noreste con 2, la Noroeste con 3 y la Norte con 1. Todos estos eventos ocurrieron en el rango de la red inferior a 161 kV.

Los indicadores con resultados favorables fueron Frecuencia Media de Interrupción por usuario (SAIFI), Indicador de Disponibilidad de Transmisión (IDT), Porcentaje de pérdidas y Kilómetros de nuevas líneas en la Red Nacional de Transmisión.

De estos indicadores destacan el “IDT – Índice de Disponibilidad de Transmisión”, y el “Porcentaje de Pérdidas”, ya que en el resultado de ambos indicadores las 10 Gerencias Regionales de Transmisión lograron las metas establecidas. Para el indicador IDT el porcentaje de disponibilidad de los elementos que integran la Red Nacional de Transmisión en todas las Gerencias fue superior al 99%, y el porcentaje de pérdidas fue inferior al 3% en las 10 Gerencias Regionales.

Proceso de Distribución

Al cierre del 2021, de sus 11 indicadores, 6 cumplen la meta (54.54%), 3 cumplen la meta con margen (27.27%) y 2 indicadores no cumplen la meta (18.19%).

El Indicador de **Restablecimiento en Baja Tensión** no cumple la meta de 95.00%, al obtener un resultado de 92.57%, lo que representa un cumplimiento del 97.44%. La desviación se debe principalmente a eventos meteorológicos como huracanes y lluvias atípicas en los meses de mayo a octubre. Se tienen áreas de oportunidad en las Divisiones Centro Sur, Baja California, Sureste, Bajío, Golfo Centro, Peninsular, Golfo Norte, Norte y Oriente.

Respecto al **Indicador Inconformidades por cada Mil Usuarios**, no se cumple la meta de 4.00 Inc/mUsu, al obtener un valor real de 4.37 Inc/mUsu, lo que representa un cumplimiento de 90.75%. No se cumplió la meta acumulada de 2,216,999 inconformidades al mes de diciembre, con un excedente de 206,668 eventos. Lo anterior debido a fenómenos naturales como el sismo en el mes de septiembre y a condiciones climáticas adversas principalmente en los meses de enero, mayo, junio, agosto, septiembre, noviembre y diciembre, que impactaron negativamente en el indicador con un total de 262,245 eventos, que, de no considerarlos, obtendríamos un valor de 3.90 Inc/mUsu.

Los indicadores de **Pérdidas de energía y Conexión en Baja Tensión** cumplen su meta con margen y con un resultado positivo: **Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario (SAIDI)**, **Frecuencia Media de Interrupción por usuario (SAIFI)**, **Restablecimiento Sectorial por Falla**, **Reconexión de Servicio Cortado**, **Reemplazo y Cobertura a Nivel Nacional**

Suministro Básico

De sus 7 indicadores estratégicos, 1 cumple su meta de manera satisfactoria (14.29%), 2 indicadores cumplen la meta con margen (28.57%), y 4 no cumplen la meta (57.14%).

Respecto al Indicador **Inconformidades por cada Mil Usuarios**, no se cumple la meta de 4.00 Inc/mUsu, al obtener un valor real de 4.37 Inc/mUsu, lo que representa un cumplimiento de 90.75%. Lo anterior debido a que se presentaron condiciones climáticas adversas principalmente en los meses de enero, mayo, junio, agosto, septiembre, noviembre y diciembre; además, fenómenos naturales como el sismo en el mes de septiembre.

El Indicador **Ingresos por Venta de Energía Eléctrica**, no cumple la meta de 397,238 mdp, al obtener un resultado de 375,814 mdp, lo que representa un cumplimiento del 94.61%. Las ventas acumuladas a diciembre 2021 por energía eléctrica presentaron un decremento del 0.01%, lo que representa 0.022 TWh menos que el mismo periodo del año pasado y los productos facturados registraron un incremento de 3.13%, esto representa 11,670 mdp.

El indicador **Cartera Vencida**, no cumple la meta de 64,314 mdp, al obtener 70,969 mdp, que representa un cumplimiento del 89.65%. Son 8 estados los que representan el 87.49% (62,093.61 mdp) del adeudo. Las entidades federativas con mayor aportación son: Estado de México 30.31% (21,507.73 mdp), Tabasco 22.56% (16,011.23 mdp) y Chiapas 10.69% (7,589.00 mdp).

El **Costo Unitario de Suministro Básico** no cumple la meta de 413.94 \$/cliente, al obtener un resultado de 441.66 \$/cliente, lo que representa un cumplimiento del 93.30%. Al cierre 2021, CFE SSB registra una disminución en el número de clientes con respecto al pronóstico, reportando una diferencia de -0.23% lo que representa 105,876 clientes. En este sentido, los costos tuvieron un resultado de 20,605 mdp de una meta de 19,355 mdp, con una diferencia de 1,250 mdp y los clientes reales son de 46.65 millones respecto a una meta de 46.76 millones, lo que representa una diferencia de 0.11 millones de clientes.

Los indicadores de **Satisfacción del Cliente y Compromisos de Servicio** cumplen su meta con margen y con un resultado positivo el **Índice de Oportunidad en la Cobranza**.

Conclusión

Al cierre de 2021, el resultado de operación de la CFE observado fue 141.1 por ciento inferior a lo esperado con respecto a las proyecciones de 2021 contenidas en el Plan de Negocios 2021-2025. Por un lado, los ingresos totales fueron 8.0 por ciento superiores a lo proyectado, derivado de la reducción de 3.7 por ciento de la venta de energía eléctrica, compensada por el incremento de los ingresos derivados de la venta de combustibles a terceros que fueron 173 por ciento mayores al proyecto y por mucho mayores ingresos por transporte de energía eléctrica que crecieron 50.9%.

Por otro lado, el gasto operativo total presentó un incremento de 37.4% con respecto a la proyección del PdN, lo que se debió principalmente a mayores costos de combustibles, tanto para la generación propia como para la venta a terceros. No obstante, las cifras reportadas permiten ver una caída no menor en el gasto en mantenimiento y un porcentaje de métricas desfavorables del programa operativo anual que deben corregirse.

En el año 2021, el Consejo de Administración sesionó en seis ocasiones, cuatro sesiones ordinarias y cuatro sesiones extraordinarias. Todas las sesiones tuvieron la modalidad presencial o conexión remota derivado de las medidas de distanciamiento físico impuestas por la contingencia por COVID-19.

De acuerdo al artículo 25 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Consejo de Administración debe sesionar de manera ordinaria en forma trimestral, conforme al calendario que se acuerde previa convocatoria que formule el Secretario del Consejo, a indicación de su Presidente. Desafortunadamente, durante 2021 no se llevó a cabo la sesión ordinaria planeada para el tercer trimestre, sino hasta el cuarto. Por lo mismo, el Consejo de Administración no tuvo siempre oportunidad de revisar y comentar, durante tales sesiones, los estados financieros trimestrales antes de que fuesen hechos públicos. Los consejeros independientes de este Consejo de Administración han enfatizado la importancia de que las sesiones ordinarias trimestrales se lleven a cabo tal como se prevén en el calendario aprobado cada año por los integrantes de este Consejo y que la calendarización permita la evaluación oportuna y detallada de los estados financieros.

ANEXOS

I. CUADROS Y ESTADÍSTICAS

Generación bruta y neta agregada de las empresas de la CFE

Generación Bruta y Neta 2020-2021 //

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	1,105	1,006	1,606	2,267	2,767	2,528	2,832	2,918	2,803	2,313	1,675	1,720	25,540
Geotérmica	445	402	427	403	443	399	414	373	349	354	340	371	4,718
Eolo eléctrico	3	4	5	3	4	5	6	8	6	9	6	6	64
Solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	9
Ciclo Combinado	3,895	3,765	3,676	3,294	3,642	4,139	4,074	4,707	3,708	3,157	2,777	2,653	43,489
Vapor	1,486	1,542	1,876	1,225	1,203	1,391	1,898	2,205	2,168	2,170	1,569	1,237	19,969
Carbón	1,366	1,399	1,443	1,088	1,187	1,231	1,206	829	871	934	982	935	13,472
Turbo Gas	423	388	457	396	390	414	480	482	523	506	456	420	5,336
Turbojet	16	3	1	0	0	0	1	1	1	3	6	5	37
Diesel	133	142	140	125	126	137	175	182	173	153	144	122	1,751
Nuclear	1,119	1,112	1,174	1,134	1,035	984	1,021	765	519	1,019	705	589	11,178
Total	9,993	9,764	10,805	9,936	10,798	11,229	12,106	12,470	11,123	10,620	8,660	8,058	125,563

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	1,770	1,865	2,144	2,747	3,127	2,702	2,824	3,701	4,353	4,111	2,114	1,680	33,137
Geotérmica	379	337	398	377	377	359	367	369	353	352	361	374	4,404
Eolo eléctrico	6	5	7	5	7	2	12	8	3	7	13	9	85
Solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8
Ciclo Combinado	3,260	2,760	3,057	3,544	4,112	4,616	4,291	4,479	4,034	4,087	3,241	3,798	45,279
Vapor	1,804	2,608	2,165	2,076	2,530	3,010	2,389	2,176	1,732	1,324	1,256	1,310	24,382
Carbón	683	515	418	343	377	461	327	315	266	488	370	293	4,856
Turbo Gas	420	450	401	482	500	626	734	668	659	662	404	421	6,428
Turbojet	3	8	2	2	-	-	0	10	9	6	2	3	46
Diesel	94	102	99	102	105	99	136	141	133	119	105	120	1,356
Nuclear	377	638	1,176	1,147	1,106	1,060	1,004	1,152	1,126	926	1,049	1,162	11,923
Total	8,798	9,289	9,869	10,827	12,243	12,937	12,084	13,018	12,670	12,082	8,916	9,170	131,903

Variación Generación Bruta (GWh) 2021 – 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	665	859	538	479	360	174	-8	783	1,549	1,798	439	-40	7,597
Geotérmica	-66	-65	-29	-25	-66	-40	-46	-4	5	-2	21	3	-314

Tecnología	Variación Generación Bruta (GWh) 2021 – 2020												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Eolo eléctrico	3	1	3	2	3	-3	6	0	-3	-2	7	3	21
Solar	-0	-0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	-0	-1
Ciclo Combinado	-635	-1,005	-619	250	469	477	217	-228	326	930	464	1,145	1,790
Vapor	317	1,067	289	852	1,327	1,619	491	-28	-436	-846	-312	73	4,413
Carbón	-684	-884	-1,025	-745	-810	-770	-878	-515	-605	-446	-612	-642	-8,616
Turbo Gas	-2	62	-56	86	110	212	254	185	136	155	-52	2	1,092
Turbojet	-13	5	1	2	-0	-0	-1	9	8	3	-4	-2	8
Diesel	-39	-40	-41	-22	-20	-37	-39	-41	-40	-34	-39	-2	-395
Nuclear	-742	-475	2	13	70	76	-16	387	607	-94	344	572	745
Total	-1,195	-475	-936	891	1,445	1,708	-22	548	1,547	1,462	255	1,112	6,340

Comparativo de Generación Bruta 2021 vs 2020 CFE SNNR
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tecnología	Generación Neta (GWh) 2020												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	1,092	994	1,590	2,245	2,744	2,507	2,806	2,895	2,780	2,292	1,658	1,701	25,305
Geotérmica	421	381	403	381	417	375	389	350	327	334	321	351	4,450
Eolo eléctrico	3	4	4	3	4	4	6	8	5	9	6	6	63
Solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	9
Ciclo Combinado	3,801	3,674	3,587	3,212	3,551	4,037	3,974	4,594	3,606	3,078	2,712	2,587	42,413
Vapor	1,366	1,419	1,731	1,126	1,107	1,295	1,770	2,060	2,019	2,020	1,455	1,142	18,511
Carbón	1,248	1,278	1,328	995	1,088	1,130	1,105	751	791	850	900	853	12,317
Turbo Gas	415	380	448	389	383	407	473	475	515	498	449	413	5,245
Turbojet	16	3	1	0	0	0	1	1	1	3	6	5	37
Diesel	127	136	134	119	120	130	167	174	165	146	138	117	1,673
Nuclear	1,089	1,083	1,142	1,104	1,006	955	991	742	503	990	686	574	10,864
Total	9,579	9,353	10,371	9,575	10,420	10,841	11,684	12,049	10,715	10,220	8,331	7,749	120,888

Tecnología	Generación Neta (GWh) 2021												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	1,757	1,846	2,128	2,730	3,109	2,686	2,804	3,678	4,326	4,087	2,099	1,666	32,916
Geotérmica	358	315	374	356	355	337	345	347	334	332	341	354	4,148

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Eolo eléctrico	6	5	7	5	7	2	12	8	3	7	13	9	84
Solar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8
Ciclo Combinado	3,182	2,692	2,982	3,453	4,009	4,504	4,199	4,373	3,941	3,993	3,170	3,718	44,217
Vapor	1,672	2,431	2,005	1,924	2,331	2,780	2,222	2,024	1,611	1,236	1,167	1,220	22,622
Carbón	623	468	374	317	349	424	304	287	245	448	340	269	4,448
Turbo Gas	413	441	395	475	494	619	726	660	652	651	397	414	6,338
Turbojet	3	8	2	2	-	-	0	10	9	6	2	3	44
Diesel	89	97	94	97	100	94	129	134	127	113	100	115	1,290
Nuclear	367	620	1,145	1,117	1,077	1,033	978	1,120	1,096	900	1,021	1,131	11,606
Total	8,471	8,923	9,509	10,477	11,832	12,479	11,721	12,642	12,343	11,774	8,651	8,901	127,721

Variación Generación Neta (GWh) 2021 – 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	665	852	538	485	365	179	-2	783	1,545	1,794	442	-34	7,611
Geotérmica	-63	-66	-29	-25	-62	-39	-44	-2	6	-2	20	4	-302
Eolo eléctrico	3	1	3	2	3	-3	6	0	-3	-2	6	3	21
Solar	-0	-0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0	-0	-1
Ciclo Combinado	-619	-982	-605	240	459	467	225	-221	335	915	458	1,131	1,804
Vapor	306	1,011	274	799	1,224	1,485	452	-36	-409	-784	-288	78	4,111
Carbón	-625	-810	-954	-679	-739	-706	-800	-463	-546	-401	-560	-584	-7,869
Turbo Gas	-2	61	-53	86	111	213	253	185	137	153	-51	1	1,093
Turbojet	-12	5	1	2	-0	-0	-1	8	8	3	-4	-2	8
Diesel	-38	-39	-40	-22	-20	-36	-38	-40	-39	-33	-37	-2	-383
Nuclear	-721	-463	3	13	71	78	-12	378	593	-90	335	557	741
Total	-1,108	-430	-862	901	1,412	1,638	37	592	1,628	1,553	320	1,152	6,833

Comparativo de Generación Neta 2021 vs 2020 CFE

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

La Generación de las centrales de los Productores Independientes de Energía fue la siguiente:

Generación Entregada (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,427	6,884	8,198	7,109	7,779	8,587	9,136	9,593	8,805	8,762	7,714	7,181	97,174
Eolo eléctrico	239	198	148	74	93	97	81	147	97	186	216	261	1,836
Total	7,665	7,082	8,346	7,183	7,871	8,684	9,217	9,741	8,901	8,947	7,931	7,442	99,010

Generación Entregada (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	6,636	6,195	7,219	7,428	8,162	8,559	8,742	8,245	7,796	7,310	6,682	7,422	90,396
Eolo eléctrico	256	144	202	117	114	14	180	108	78	148	301	203	1,864
Total	6,892	6,339	7,421	7,546	8,275	8,573	8,921	8,353	7,874	7,458	6,983	7,625	92,260

Generación Entregada Variación (GWh) 2021-2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	-790	-689	-980	319	383	-28	-394	-1,348	-1,009	-1,452	-1,032	242	-6,778
Eolo eléctrico	17	-54	54	43	21	-83	99	-40	-19	-38	84	-59	28
Total	-773	-743	-925	363	404	-111	-295	-1,388	-1,028	-1,489	-948	183	-6,750

Comparativo de Generación Reportada 2021 vs 2020 CFE PIEs

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

La Generación de las centrales propias de CFE y de los Productores Independientes de Energía fue la siguiente:

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CFE	9,993	9,764	10,805	9,936	10,798	11,229	12,106	12,470	11,123	10,620	8,660	8,058	125,563
PIEs	7,665	7,082	8,346	7,183	7,871	8,684	9,217	9,741	8,901	8,947	7,931	7,442	99,010
Total	17,658	16,846	19,152	17,120	18,669	19,912	21,323	22,211	20,025	19,568	16,591	15,500	224,573

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CFE	8,798	9,289	9,869	10,827	12,243	12,937	12,084	13,018	12,670	12,082	8,916	9,170	131,903
PIEs	6,892	6,339	7,421	7,546	8,275	8,573	8,921	8,353	7,874	7,458	6,983	7,625	92,260

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Total	15,690	15,628	17,290	18,373	20,519	21,510	21,006	21,370	20,544	19,541	15,899	16,795	224,163

Generación Bruta Variación (GWh) 2021-2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CFE	-1,195	-475	-936	891	1,445	1,708	-22	548	1,547	1,462	255	1,112	6,340
PIEs	-773	-743	-925	363	404	-111	-295	-1,388	-1,028	-1,489	-948	183	-6,750
Total	-1,968	-1,217	-1,862	1,254	1,849	1,597	-317	-840	519	-27	-693	1,296	-410

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CFE	9,579	9,353	10,371	9,575	10,420	10,841	11,684	12,049	10,715	10,220	8,331	7,749	120,888
PIEs	7,665	7,082	8,346	7,183	7,871	8,684	9,217	9,741	8,901	8,947	7,931	7,442	99,010
Total	17,244	16,435	18,717	16,758	18,292	19,525	20,900	21,790	19,616	19,168	16,262	15,191	219,898

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CFE	8,471	8,923	9,509	10,477	11,832	12,479	11,721	12,642	12,343	11,774	8,651	8,901	127,721
PIEs	6,892	6,339	7,421	7,546	8,275	8,573	8,921	8,353	7,874	7,458	6,983	7,625	92,260
Total	15,363	15,262	16,930	18,023	20,107	21,052	20,642	20,994	20,217	19,232	15,634	16,526	219,981

Generación Neta Variación (GWh) 2021-2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CFE	-1,108	-430	-862	901	1,412	1,638	37	592	1,628	1,553	320	1,152	6,833
PIEs	-773	-743	-925	363	404	-111	-295	-1,388	-1,028	-1,489	-948	183	-6,750
Total	-1,882	-1,173	-1,788	1,264	1,816	1,528	-258	-796	600	64	-628	1,335	83

Comparativo de Generación Reportada 2021 vs 2020 CFE y PIEs

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIADIR) y SIADIR

Utilización de fuentes primarias 2020-2021

Tera Julios 2020													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Agua Turbinada (Mm3)	18,292	17,881	14,362	11,318	18,596	17,952	19,214	19,356	18,723	18,472	15,882	16,863	206,908
Combustóleo (TJ)	11,151	9,827	12,352	8,508	7,337	7,228	9,941	10,247	10,540	10,811	11,035	10,491	119,469

Tera Jules 2020													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Diesel (TJ)	706	1,027	1,533	549	730	885	1,442	1,591	1,851	1,679	1,495	1,088	14,575
Gas (TJ)	42,182	41,458	43,025	36,038	39,664	44,935	48,981	56,984	49,310	44,121	32,426	30,530	509,655
Carbón (TJ)	13,704	14,159	14,389	11,026	11,656	12,276	12,237	8,596	9,026	9,716	9,918	7,596	134,300
Vapor Geotérmico (TJ)	9,004	8,067	9,105	8,739	9,453	8,426	8,754	8,074	7,709	7,533	7,642	8,332	100,835
Uranio (TJ)	11,596	11,528	12,242	11,893	10,911	10,470	10,808	8,165	5,499	10,813	7,426	6,107	117,457

Tera Jules 2021													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Agua Turbinada (Mm3)	17,175	15,724	18,284	16,587	18,322	18,865	18,468	20,032	17,437	18,122	11,758	12,308	203,082
Combustóleo (TJ)	14,335	22,066	15,848	12,703	15,815	17,853	15,785	12,820	10,654	6,789	8,455	9,685	162,809
Diesel (TJ)	710	1,471	693	1,204	1,746	2,198	3,346	2,788	2,042	2,711	1,337	1,268	21,514
Gas (TJ)	32,269	32,031	36,337	41,995	48,283	57,156	50,469	51,638	45,930	45,989	34,860	39,339	516,297
Carbón (TJ)	6,740	5,202	4,233	3,460	3,887	4,818	3,253	3,332	2,637	5,073	3,957	2,910	49,504
Vapor Geotérmico (TJ)	8,612	7,508	9,036	8,531	8,757	8,365	8,700	8,697	8,287	8,139	8,263	8,482	101,377
Uranio (TJ)	3,885	6,690	12,197	11,911	11,637	11,163	10,555	12,140	11,903	9,804	10,997	12,106	124,988

Variación Tera Jules 2021-2020													
Energético	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Agua Turbinada (Mm3)	-1,117	-2,157	3,922	5,269	-274	913	-746	676	-1,285	-349	-4,124	-4,555	-3,827
Combustóleo (TJ)	3,183	12,238	3,496	4,196	8,478	10,625	5,845	2,573	114	-4,022	-2,580	-806	43,339
Diesel (TJ)	4	444	-839	655	1,016	1,313	1,904	1,197	190	1,033	-158	180	6,940
Gas (TJ)	-9,913	-9,427	-6,689	5,957	8,620	12,221	1,488	-5,345	-3,380	1,868	2,434	8,810	6,642
Carbón (TJ)	-6,965	-8,957	-10,157	-7,566	-7,770	-7,458	-8,983	-5,264	-6,389	-4,643	-5,960	-4,686	-84,796
Vapor Geotérmico (TJ)	-392	-559	-68	-207	-695	-61	-54	624	578	606	621	150	542
Uranio (TJ)	-7,711	-4,839	-45	18	726	693	-253	3,975	6,404	-1,009	3,572	6,000	7,531

Comparativo de Consumos de combustibles 2021 vs 2020 CFE SNNR

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

CFE Generación I – Generación bruta y neta /// Regreso al texto

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,070	1,114	1,117	904	889	1,013	871	1,058	1,009	830	991	905	11,769
Vapor C.	659	595	935	578	424	642	734	715	778	688	662	491	7,902
Hidroeléctrica	245	227	428	686	749	441	459	575	1,029	807	341	379	6,366
Turbogás	82	76	88	57	48	67	39	48	68	74	70	58	775
Cogeneración	304	265	300	287	279	266	296	265	291	291	267	299	3,411
Total	2,359	2,277	2,868	2,512	2,389	2,430	2,399	2,662	3,175	2,690	2,331	2,132	30,224

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,334	1,167	1,139	1,176	1,351	1,299	1,206	1,483	1,238	1,467	1,246	1,296	15,401
Vapor C.	603	736	768	555	548	786	515	551	486	406	418	290	6,661
Hidroeléctrica	236	288	220	396	599	606	865	932	1,535	1,232	507	466	7,882
Turbogás	72	106	33	58	32	31	35	48	48	103	44	57	668
Cogeneración	292	252	299	281	289	267	290	285	293	298	209	255	3,309
Total	2,537	2,548	2,458	2,466	2,819	2,989	2,911	3,298	3,601	3,506	2,424	2,363	33,920

Variación (2021-2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	264	53	22	273	463	286	335	424	229	637	254	391	3,631
Vapor C.	-56	141	-168	-24	123	144	-219	-165	-291	-281	-244	-202	-1,242
Hidroeléctrica	-9	61	-209	-289	-150	164	406	357	506	425	166	86	1,515
Turbogás	-9	30	-55	0	-16	-36	-3	0	-20	29	-26	0	-107
Cogeneración	-12	-13	-1	-6	10	0	-6	20	2	7	-58	-45	-102
Total	177	271	-410	-46	430	559	512	636	426	816	93	231	3,696

Comparativo de Generación Bruta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,044	1,086	1,089	881	863	984	850	1,031	977	807	966	879	11,456
Vapor C.	605	548	866	535	390	598	684	666	723	642	617	454	7,328
Hidroeléctrica	243	225	425	681	743	438	456	571	1,022	800	338	376	6,317
Turbogás	78	72	84	55	46	64	37	46	65	71	68	55	742

Cogeneración	300	261	296	283	275	263	292	261	287	287	263	295	3,363
Total	2,270	2,192	2,760	2,435	2,317	2,346	2,318	2,575	3,075	2,607	2,251	2,059	29,206

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,298	1,137	1,110	1,143	1,314	1,266	1,179	1,448	1,211	1,436	1,220	1,269	15,031
Vapor C.	564	689	720	518	504	725	480	517	458	383	392	268	6,218
Hidroeléctrica	234	286	218	393	594	601	859	925	1,524	1,223	504	462	7,823
Turbogás	69	101	32	55	31	30	34	46	46	98	42	55	638
Cogeneración	288	248	295	278	286	263	286	281	289	294	206	251	3,264
Total	2,452	2,461	2,375	2,387	2,728	2,885	2,839	3,216	3,528	3,434	2,363	2,305	32,975

Variación (2021 – 2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	254	52	21	262	451	282	330	417	234	629	253	390	3,574
Vapor C.	-41	140	-146	-17	114	127	-203	-149	-264	-259	-225	-185	-1,109
Hidroeléctrica	-9	61	-208	-287	-149	163	404	354	502	423	166	86	1,506
Turbogás	-9	29	-52	0	-15	-34	-3	-1	-20	27	-25	0	-104
Cogeneración	-12	-13	-1	-5	11	1	-6	20	2	7	-57	-44	-99
Total	182	269	-385	-47	411	538	520	641	453	827	112	246	3,768

Comparativo de Generación Neta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación I⁵
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación I-Fuentes primarias // Regreso a texto

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4,128	2,563	3,806	2,670	2,050	3,921	4,711	3,450	5,064	4,824	3,871	2,828	43,886
Gas Natural (TJ)	15,610	16,116	19,342	13,933	13,185	13,587	13,370	15,836	15,219	12,505	13,814	13,121	175,638
Agua Turbinada (Mm ³)	1,124	1,052	1,895	2,984	3,539	1,810	1,799	2,339	4,952	4,064	1,682	1,910	29,149

2021													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4,335	5,343	4,834	2,371	2,611	3,888	2,881	2,955	3,316	2,393	2,764	1,548	39,238
Gas Natural (TJ)	13,861	14,196	15,678	15,109	16,277	17,632	15,679	16,622	14,160	17,313	14,064	14,755	185,346
Agua Turbinada (Mm ³)	1,149	1,370	1,002	1,630	2,590	2,705	3,971	4,404	6,538	5,243	1,777	1,684	34,063

⁵ Para el comparativo presentado de los ejercicios 2021 vs 2020, se considera la generación de energía de las unidades de puesta en servicio de ambos años.

Variación (2021 – 2020)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	207	2,780	1,027	-299	561	-34	-1,830	-495	-1,748	-2,431	-1,107	-1,280	-4,648
Gas Natural (TJ)	-1,749	-1,920	-3,663	1,176	3,091	4,045	2,309	786	-1,059	4,808	250	1,634	9,708
Agua Turbinada (Mm ³)	25	319	-893	-1,353	-949	895	2,172	2,065	1,586	1,179	95	-226	4,914

Comparativo de Consumos de combustibles 2020 vs 2019 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación I – Indicadores Operativos 2020-2021 //

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	193.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	193.71
Factor de Planta (%)	38.76	39.46	46.75	41.03	39.11	39.35	38.55	42.66	53.47	43.27	38.04	34.07	41.21
Generación Neta con UPS (GWh)	2,270	2,192	2,760	2,435	2,317	2,346	2,318	2,575	3,075	2,607	2,251	2,059	29,206
Eficiencia Térmica Neta (%)	36.38	36.74	35.36	35.28	36.22	36.33	35.57	36.62	36.44	36.85	37.54	37.11	36.35
Emisiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)*	0.528	0.514	0.539	0.541	0.524	0.541	0.560	0.529	0.542	0.542	0.525	0.520	0.534
Disponibilidad Propia (%)	78.36	79.56	78.05	82.45	86.09	84.76	79.02	85.53	78.41	74.70	71.43	80.12	79.86
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	11.29	10.00	9.90	10.01	9.03	9.65	14.13	10.26	10.53	8.58	5.79	6.86	9.66
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	2.89	0.84	0.69	0.72	0.79	2.88	0.96	2.04	0.95	0.96	0.53	1.08	1.28
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	5.41	1.19	1.19	1.26	1.64	1.22	3.63	3.20	3.23	4.12	4.66	6.58	3.14
Porcentaje de Energía Neta generada con energías limpias o diversas (%)*	10.84	10.55	15.76	29.50	32.65	19.86	20.32	22.54	33.24	31.09	15.48	18.61	22.18
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm)	9	18	14	11	7	6	4	10	9	12	19	4	123
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm)	6	13	16	14	9	5	6	8	5	12	16	16	126
Capacidad Mantenida (MW)	580	846	1,305	947	164	6	323	0	205	435	1,000	1,094	6,905

2021													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	663.14	0.00	0.00	0.00	663.14
Factor de Planta (%)	37.19	44.15	40.51	39.44	44.20	50.14	48.26	51.79	57.06	54.18	39.04	36.84	45.25
Generación Neta con UPS (GWh)	2,452	2,461	2,375	2,387	2,728	2,885	2,839	3,216	3,528	3,434	2,363	2,305	32,975
Eficiencia Térmica Neta (%)	37.47	36.74	36.88	37.03	36.96	36.31	37.42	38.07	38.48	39.86	39.78	40.71	37.91
Emisiones de CO2 por MWh (tonCO2/MWh)*	0.528	0.542	0.535	0.517	0.516	0.531	0.516	0.508	0.509	0.480	0.487	0.465	0.512
Disponibilidad Propia (%)	82.42	78.00	72.63	77.84	86.09	86.50	86.19	83.91	81.84	80.43	74.33	80.37	80.86
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	12.86	14.96	14.26	15.52	11.51	12.75	12.79	11.53	11.78	11.32	5.57	8.52	11.86
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	1.33	2.04	1.51	2.96	4.15	3.23	1.30	0.58	7.91	6.48	10.67	8.08	4.29
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	1.06	0.00	0.01	0.08	0.00	0.20	0.01	0.01	1.06	0.56	0.33	0.66	0.34
Porcentaje de Energía Neta generada con energías limpias o diversas (%)*	10.99	12.55	9.38	17.95	23.46	21.69	30.82	30.89	44.93	35.92	21.32	20.03	24.86
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm)	9	22	15	18	9	7	9	10	14	10	20	13	156
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm)	8	19	18	17	12	6	7	12	11	10	18	18	156
Capacidad Mantenida (MW)	1,092	1,282	1,507	859	256	32	0	2	406	141	1,021	891	7,489

Variación (2021 - 2020)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-193.71	0.00	663.14	0.00	0.00	0.00	469.43
Factor de Planta (%)	-1.57	4.69	-6.24	-1.59	5.09	10.79	9.71	9.13	3.59	10.91	1.01	2.77	4.04
Generación Neta con UPS (GWh)	182.24	268.93	-385.48	-47.23	411.23	538.42	520.38	641.30	453.31	826.96	111.99	246.05	3,768.1
Eficiencia Térmica Neta (%)	1.09	0.00	1.52	1.75	0.73	-0.02	1.85	1.45	2.04	3.01	2.23	3.60	1.56
Emisiones de CO2 por MWh (tonCO2/MWh)*	0.00	0.03	0.00	-0.02	-0.01	-0.01	-0.04	-0.02	-0.03	-0.06	-0.04	-0.06	-0.02
Disponibilidad Propia (%)	4.05	-1.56	-5.42	-4.61	0.01	1.74	7.18	-1.62	3.42	5.74	2.90	0.25	1.00

Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	1.57	4.97	4.36	5.51	2.47	3.10	-1.34	1.27	1.25	2.74	-0.22	1.66	2.19
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	-1.56	1.20	0.82	2.24	3.36	0.36	0.34	-1.46	6.96	5.53	10.14	7.00	3.01
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	-4.35	-1.19	-1.18	-1.18	-1.64	-1.02	-3.63	-3.19	-2.17	-3.57	-4.33	-5.92	-2.80
Porcentaje de Energía Neta generada con energías limpias o diversas (%)*	0.15	1.99	-6.37	-11.55	-9.19	1.83	10.49	8.35	11.69	4.83	5.83	1.42	2.68
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm)	0	4	1	7	2	1	5	0	5	-2	1	9	33
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm)	2	6	2	3	3	1	1	4	6	-2	2	2	30
Capacidad Mantenida (MW)	512	436	202	-88	92	26	-323	2	201	-294	21	-203	584

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la EPS CFE Generación I

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

* Nota: No consideran energía UPS

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variación (%)	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
Adición Programada de Capacidad (MW)	**	193.71	663.14	**	242.34
Factor de Planta (%)	45.06	41.21	45.25	-3.85 (pp)	4.04 (pp)
Generación Neta con UPS (GWh)	30,811	29,206	32,975	-5.21	12.91
Eficiencia Térmica Neta (%)	35.91	36.35	37.91	0.44 (pp)	1.56 (pp)
Emissiones de CO2 por MWh (tonCO2/MWh)*	0.539	0.534	0.512	-0.93	-4.12
Disponibilidad Propia (%)	79.19	79.86	80.86	0.67 (pp)	1.00 (pp)
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	9.68	9.66	11.86***	-0.02 (pp)	2.19 (pp)
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	4.21	1.28	4.29	-2.93 (pp)	3.01 (pp)
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	**	3.14	0.34	**	-2.80 (pp)
Porcentaje de Energía Neta generada con energías limpias o diversas (%)*	19.01	22.18	24.86	3.17 (pp)	2.68 (pp)
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm)	**	123	156	**	26.83
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm)	**	126	156	**	23.81
Capacidad Mantenida (MW)	**	6,905	7,489	**	8.46

* No consideran energía UPS

** No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo y/o indicador que por el cambio de portafolio no es comparable.

*** En 2021, se tiene cambio de metodología donde se reportan los decrementos constantes de las unidades eléctricas aún cuando estas se encuentren en reserva fría, por lo que el valor del 2021 no es comparable con los resultados de los años 2019 y 2020.

pp = puntos porcentuales

Para los valores del año 2019, se utiliza la información disponible en SIACIG de la simulación en el año 2019 con el portafolio actual. Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2020-2019 y 2021-2020.

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

CFE Generación I – Mantenimientos 2021 //

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
C.T. Francisco Pérez Ríos	426.46	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos mayores U1 y U2, un menor a la U4 y un semestrales a las U5, U1, U3 y U4 e inició de una rehabilitación al Generador de Vapor a la U2. que continuará en proceso en el año 2022.
C.C.C. Tula	249.18	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos menor a la U6, inspección de partes calientes U7 y semestrales a las U3 y U6.
C.TG. Coyotepec	178.49	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U2.
C.TG. Aragón	175.82	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimiento mayor a la U1.
C.TG. Coapa	165.34	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimiento mayor a la U1.
Cogeneración Salamanca	126.00	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a las U1, U2 y U3.
C.C.C. Valle de México	81.64	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de un mantenimiento semestral y un menor a la U4.
C.C.C. El Sauz	45.13	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U8, mantenimientos semestrales a las U4 y U7, una inspección Boroscópica a la U5 y un mantenimiento menor a la U4.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
C.T. Salamanca	36.91	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de dos mantenimientos semestrales a la U4 y uno a la U3.
C.C.C. San Lorenzo Potencia	34.41	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de los mantenimientos de inspección Boroscópica a las U3, U4 y U5.
C.C.C. Centro	7.83	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a las U1, U2 y U3.
C.TJ. Nonoalco	7.72	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a la U1 y U2.
C.TG. Cuautitlán	6.32	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a la U1.
C.TG. Victoria	4.27	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a la U1.
C.TG. Magdalena	1.74	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U1.
C.TG. Villa de las Flores	1.54	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de los mantenimientos a la U1.
C.TG. Atenco	1.31	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a la U1.
C.TG. Vallejo	0.83	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a la U1.
C.TG. Santa Cruz	0.76	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de los mantenimientos a la U1.
C.TG. Ecatepec	0.74	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de los mantenimientos a la U1.
C.TG. Remedios	0.68	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de los mantenimientos a la U1.
C.TG. Iztapalapa	0.61	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia con la aplicación de mantenimientos a la U1.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa	45.48	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
C.H. Ing. Fernando Hiriart Balderrama	19.22	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
C.H. Infiernillo	13.33	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2, U3, U4, U5 y U6.
C.H. Villita	10.80	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2, U3 y U4.
C.H. Gral. Ambrosio Figueroa	7.22	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2, U3, U4 y U5.
C.H. Portezuelos I	2.92	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2 y U3.
C.H. Colotlipa	2.39	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2, U3 y U4.
C.H. Portezuelos II	1.05	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
Total	1,656.14	

CFE Generación II – Generación Bruta y Neta //CFE Generación II – Generación Bruta y Neta

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	834	832	753	776	889	900	674	1,019	700	465	456	490	8,788
Vapor C.	61	114	84	39	48	77	169	170	189	265	164	170	1,550
Dual	868	933	859	534	674	802	859	635	632	575	422	168	7,963
Geotermoeléctrica	144	129	145	141	171	140	139	115	104	100	76	98	1,503
Hidroeléctrico	171	165	218	397	459	409	575	646	369	265	228	173	4,075
Total	2,078	2,172	2,060	1,887	2,241	2,329	2,416	2,586	1,993	1,670	1,347	1,100	23,879

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	492	204	379	342	605	674	690	658	594	315	337	726	6,016
Vapor C.	237	374	262	298	312	249	174	182	158	206	165	125	2,744
Dual	414	398	341	497	687	447	542	178	112	47	306	583	4,552
Geotermoeléctrica	110	84	127	111	113	118	115	123	114	118	120	118	1,371
Hidroeléctrico	150	216	182	346	488	387	420	1,231	1,467	1,588	297	148	6,921
Total	1,403	1,277	1,291	1,595	2,205	1,876	1,941	2,372	2,443	2,274	1,225	1,700	21,603

Variación (2021 – 2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-342	-628	-374	-434	-284	-226	16	-361	-106	-150	-119	236	-2,772
Vapor C.	176	260	178	259	264	172	5	12	-31	-59	1	-45	1,194
Dual	-454	-535	-518	-37	13	-355	-317	-457	-520	-528	-116	415	-3,411
Geotermoeléctrica	-34	-45	-18	-30	-58	-22	-24	8	10	18	44	20	-132
Hidroeléctrico	-21	51	-36	-51	29	-22	-155	585	1,098	1,323	69	-25	2,846
Total	-675	-895	-769	-292	-36	-453	-475	-214	450	604	-122	600	-2,276

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Bruta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación II

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

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	814	813	736	757	868	879	657	998	683	453	445	480	8,584
Vapor C.	55	104	77	35	43	71	155	156	172	238	147	156	1,410
Dual	798	858	796	489	623	744	795	581	581	526	390	151	7,331
Geotermoeléctrica	137	123	137	134	162	133	132	109	98	95	72	93	1,425
Hidroeléctrica	168	162	216	393	454	404	569	640	364	261	225	170	4,026
Total	1,973	2,060	1,962	1,808	2,149	2,231	2,307	2,484	1,898	1,574	1,280	1,050	22,776

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	483	200	370	335	593	660	676	644	582	309	330	712	5,894
Vapor Convencional	218	345	240	273	285	227	158	166	142	191	151	114	2,510
Dual	379	366	309	459	635	408	503	163	103	43	283	547	4,199
Geotermoeléctrica	104	80	121	105	107	112	109	117	108	112	114	112	1,300
Hidroeléctrica	148	207	180	344	486	385	417	1,225	1,461	1,582	296	147	6,878

Total	1,333	1,199	1,221	1,516	2,106	1,791	1,863	2,315	2,395	2,236	1,174	1,631	20,780
--------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

Variación (2021 – 2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-331	-613	-366	-422	-275	-219	19	-354	-101	-144	-115	232	-2,690
Vapor C.	163	241	163	238	242	156	3	10	-30	-47	4	-42	1,100
Dual	-419	-492	-487	-30	12	-336	-292	-418	-478	-483	-107	396	-3,132
Geotermoeléctrica	-33	-43	-16	-29	-55	-21	-23	8	10	17	42	19	-125
Hidroeléctrica	-20	45	-36	-49	32	-19	-152	585	1,097	1,321	71	-23	2,852
Total	-640	-861	-741	-292	-43	-440	-444	-169	497	662	-106	581	-1,996

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Neta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación II

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

CFE Generación II – Utilización de Fuentes Primarias 2020-2021 // Regreso a texto

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	0	0	585	411	0	0	0	325	29	0	0	1,694	3,042
Diésel (TJ)	89	52	20	53	28	51	44	50	27	19	7	105	545
Gas Natural (TJ)	7,065	7,613	6,054	5,941	7,257	7,580	7,077	9,158	7,367	6,656	5,318	5,478	82,564
Carbón (TJ)	8,723	9,417	8,506	5,395	6,700	7,912	8,671	6,610	6,587	6,077	4,384	0	78,982
Agua Turbinada (Mm ³)	423	418	491	977	1,165	1,032	1,533	1,769	985	636	521	376	10,326
Vapor Geotérmico (TJ)	2,757	2,393	3,149	3,092	3,711	3,062	3,003	2,327	2,185	2,146	1,681	2,152	31,657

2021													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4,140	5,499	3,636	5,058	7,044	4,720	5,696	1,988	1,246	548	3,214	6,029	48,819
Diésel (TJ)	49	27	24	37	12	21	60	23	44	15	52	41	405
Gas Natural (TJ)	6,040	4,461	5,680	5,910	8,106	7,844	7,219	7,129	6,311	4,868	4,550	6,891	75,010
Carbón (TJ)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agua Turbinada (Mm ³)	333	526	438	835	1,202	944	1,136	3,275	3,789	3,990	757	368	17,593
Vapor Geotérmico (TJ)	2,394	1,749	2,768	2,443	2,481	2,584	2,551	2,691	2,482	2,569	2,624	2,584	29,920

Variación (2020 – 2021)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4,140	5,499	3,051	4,648	7,044	4,720	5,696	1,664	1,217	548	3,214	4,335	45,777
Diésel (TJ)	-40	-25	5	-17	-15	-30	16	-27	17	-4	45	-65	-141
Gas Natural (TJ)	-1,024	-3,152	-374	-30	849	264	142	-2,029	-1,056	-1,788	-768	1,414	-7,554
Carbón (TJ)	-8,723	-9,417	-8,506	-5,395	-6,700	-7,912	-8,671	-6,610	-6,587	-6,077	-4,384	0	-78,982
Agua Turbinada (Mm ³)	-90	108	-53	-142	37	-88	-397	1,506	2,804	3,354	236	-8	7,267
Vapor Geotérmico (TJ)	-362	-644	-381	-649	-1,230	-478	-452	364	297	423	943	432	-1,737

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2021 EPS CFE Generación II

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

CFE Generación II- Indicadores Operativos 2020-2021 //

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0	0	27.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27.36
Factor Planta (%)	31.52	35.24	31.47	29.79	34.24	36.77	36.91	39.52	31.47	25.52	21.26	16.81	30.86
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,973	2,060	1,962	1,808	2,149	2,231	2,307	2,484	1,898	1,574	1,280	1,050	22,776
Eficiencia Térmica Neta (%)	34.49	34.71	34.30	34.18	34.47	35.33	33.27	35.92	34.08	31.70	33.31	33.56	34.21
Emisiones de CO ₂ entre MWh (CO ₂ /MWh)	0.656	0.658	0.652	0.604	0.600	0.617	0.675	0.597	0.650	0.688	0.640	0.486	0.632
Disponibilidad Propia (%)	93.31	91.76	89.93	91.18	94.21	95.22	90.48	83.85	80.41	74.45	70.62	74.53	85.81
Indisponibilidad por Falla + Decremento (%)	6.55	3.66	2.10	5.18	1.94	1.50	6.32	12.32	10.88	12.55	14.61	14.38	7.68
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	N/A												
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	0	0.06	0	0.33	0	0.15	0.07	0.02	0.57	0.62	0.29	1.45	0.3
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	15.46	13.84	18.00	29.16	28.64	24.07	30.35	30.14	24.34	22.65	23.22	25.09	23.93
Número de Mttos. Iniciados (todos) (Núm.)	N/A												
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	0	3	13	5	5	10	3	1	6	8	9	7	70

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Mantenida (Mts. Definidos) (MW)	0	745	2,557	1,070	19	356	15	0	31	67	633	1,482	6,975

Valores mensuales no acumulados.

N/A: No Aplica derivado que el indicador fue formalizado a partir del 2021, por lo que no se cuenta con información de años anteriores.

Generación Neta Incluye energía de unidades en puesta en servicio.

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la EPS CFE Generación II

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

2021													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Planta (%)	21.44	21.61	19.73	25.18	33.69	29.62	29.66	36.24	38.58	34.75	19.34	25.98	28.04
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,333	1,199	1,221	1,516	2,106	1,791	1,863	2,315	2,395	2,236	1,174	1,631	20,780
Eficiencia Térmica Neta (%)	33.76	30.39	30.91	31.36	33.02	33.36	33.51	33.16	33.34	29.42	30.26	34.36	32.45
Emisiones de CO2 entre MWh (CO2/MWh)	0.520	0.625	0.547	0.576	0.566	0.533	0.548	0.494	0.478	0.507	0.572	0.542	0.545
Disponibilidad Propia (%)	85.35	76.68	78.75	73.15	79.11	87.90	86.90	87.36	85.13	79.87	69.71	77.08	80.63
Indisponibilidad por Falla + Decremento (%)	11.91	19.29	14.03	15.95	10.87	10.23	11.74	7.56	7.19	4.81	7.04	7.71	10.63
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	29.41	25.48	28.53	16.66	13.12	25.21	21.35	28.02	26.45	28.00	21.67	15.82	23.30
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	0.61	0.82	0.95	1.85	1.76	1.46	1.01	0.96	0.95	1.23	3.10	4.72	1.62
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	18.92	23.94	24.67	29.64	28.18	27.72	28.23	57.95	65.50	75.75	34.87	15.84	39.35
Número de Mts. Iniciados (todos) (Núm.)	2	5	5	7	7	6	2	4	5	5	10	3	61
Número de Mts. Concluidos (todos) (Núm.)	1	6	3	5	8	7	3	2	3	6	7	8	59
Capacidad Mantenida (Mts. Definidos) (MW)	0	1,218	355	1,060	725	666	41	377	158	111	718	1,046	6,475

Valores mensuales no acumulados.

Generación Neta Incluye energía de unidades en puesta en servicio.

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la EPS CFE Generación II

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

Variación (2021 - 2020)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0	0	-27.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-27.36
Factor Planta (%)	-10.08	-13.63	-11.74	-4.61	-0.55	-7.15	-7.25	-3.27	7.11	9.23	-1.92	9.16	-2.83
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	-640	-861	-741	-292	-43	-440	-444	-169	497	662	-106	581	-1,996
Eficiencia Térmica Neta (%)	-0.73	-4.32	-3.40	-2.82	-1.45	-1.98	0.24	-2.77	-0.74	-2.28	-3.05	0.80	-1.76
Emisiones de CO2 entre MWh (CO2/MWh)	-0.137	-0.032	-0.105	-0.029	-0.034	-0.083	-0.127	-0.103	-0.172	-0.180	-0.069	0.056	-0.088
Disponibilidad Propia (%)	-7.95	-15.08	-11.18	-18.03	-15.09	-7.32	-3.58	3.51	4.72	5.42	-0.91	2.55	-5.18
Indisponibilidad por Falla + Decremento (%)	5.37	15.63	11.93	10.76	8.94	8.73	5.42	-4.75	-3.70	-7.74	-7.57	-6.67	2.95
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	N/A												
Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	0.61	0.75	0.94	1.52	1.76	1.31	0.94	0.94	0.38	0.61	2.82	3.26	1.32
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	3.46	10.10	6.67	0.48	-0.46	3.65	-2.12	27.81	41.17	53.10	11.65	-9.26	15.42
Número de Mttos. Iniciados (todos) (Núm.)	N/A												
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	1.00	3.00	-10.00	0.00	3.00	-3.00	0.00	1.00	-3.00	-2.00	-2.00	1.00	-11.00
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	0.00	472.67	-2,202	-9.78	705.82	310.47	26.60	376.80	127.37	43.62	85.10	-436.0	-499.36

Valores mensuales no acumulados.

N/A: No Aplica derivado que el indicador fue formalizado a partir del 2021, por lo que no se cuenta con información de años anteriores.

Generación Neta Incluye energía de unidades en puesta en servicio.

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la EPS CFE Generación II

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

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones	
	2019	2020	2021	2020 / 2019	2021 / 2020
1. Adición Programada de Capacidad (MW)	0	27.36	0	0%	- 100 %
2. Factor de Planta (%)	47.04	30.86	28.04	- 16 (pp)	- 3 (pp)
3. Generación Neta (GWh)	34,443	22,776	20,780	- 34%	- 9 %
4. Eficiencia Térmica Neta (%)	34.41	34.21	32.45	- 0.2 (pp)	- 2 (pp)
5. Emisiones de CO2 entre MWh (CO2/MWh)	*	0.632	0.545	*	- 14 %
6. Disponibilidad Propia (%)	85.25	85.81	80.63	0.6 (pp)	- 5 (pp)
7. Indisponibilidad por Falla + Decremento (%)	6.14	7.68	10.63	2 (pp)	3 (pp)
8. Indisponibilidad por Causa Externa (%)	N/A	N/A	23.3	N/A	N/A
9. Indisponibilidad por mantenimiento extendido (%)	*	0.3	1.62	*	1.32 (pp)
10. Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	18.17	23.39	39.35	6 (pp)	15 (pp)
11. Número de Mttos. Iniciados (todos) (Núm.)	N/A	N/A	61	N/A	N/A
12. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	*	70	59	*	-16 (manttos)
13. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	*	6,975	6,475	*	- 7 %

N/A: No Aplica derivado que el indicador fue formalizado a partir del 2021, por lo que no se cuenta con información de años anteriores.

* No posible su cálculo derivado del cambio de portafolio de centrales generadoras el primero de enero del 2020.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2020-2019 y 2021-2020.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles	518.81	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento semestral y un menor a la U2, un semestral a la U3, un semestral a la U4, un mantenimiento menor a la U5 y un mantenimiento menor a la U7.
C.C.C. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	131.24	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U1, un mayor a las U1 y 6, un mayor a la U7, un mayor a la U8
C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	92.39	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento semestral y un menor a la U9, un anual a la U10 y un mantenimiento semestral a la U11.
C.G. Los Azufres	68.17	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento un menor a la U7, un mayor a la U13, un menor a la U14, un mayor a la U15, un menor a la U16, un mayor a la U17 que continuó en proceso en el año 2022 y un mantenimiento mayor a la U18.
C.H. El Cajón	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
C.H. La Yesca	0.43	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de un mantenimiento menor a las U1.
C.H. Aguamilpa Solidaridad	5.64	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2 y U3.
C.H. Valentín Gómez Farías	4.05	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2, que continuaron en proceso en el año 2022
C.H. Cupatitzio	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de dos mantenimientos menores a la U1 y U2.
C.H. Manuel M. Diéguez	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
C.H. El Cóbano	0.27	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de un mantenimiento menores a las U1 y un mantenimiento mayor a la U2.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.H. Colimilla	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos mayor a las U1.
C.H. Botello	0.16	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
C.H. Puente Grande	50.25	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U5.
C.H. Platanal	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
C.H. Zumpimito	0.44	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de un mantenimiento menor a las U5.
C.H. Luis M. Rojas	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de un mantenimiento menor a la U1.
C.H. San Pedro Porúas	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de un mantenimiento menor a la U1.
C.H. Jumatán	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a la U1, U2, U3 y U4.
C.H. Tirio	0.70	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a la U2, U3 y U4 que continuó en proceso en el año 2022.
C.H. Bartolinas	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a la U1, y U2.
C.H. Itzícuaró	*	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2.
Total	872.55	

* No se asignó recurso de inversión.

Nota: No incluye obra hidráulica

Fuente de los montos de inversión: ZBCS001 del día 1 de marzo y se incluyó el monto asignado al mantenimiento rutinario.

CFE Generación III: Generación 2020-2021 // Regreso a texto

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	246	183	272	270	352	498	698	853	759	730	235	152	5,248
Ciclo Combinado	944	913	840	874	1,079	1,099	1,251	1,237	910	1,104	932	980	12,163
Hidroeléctrico	258	232	357	332	269	205	198	173	91	189	297	229	2,830
Turbogás	30	24	34	27	36	48	95	117	88	96	59	44	698
Combustión Interna	133	141	139	124	125	136	174	181	172	153	143	121	1,742
Geotérmica	244	227	237	233	226	216	224	215	200	200	213	230	2,666
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	9
Total	1,855	1,721	1,880	1,862	2,089	2,202	2,641	2,776	2,222	2,472	1,880	1,757	25,355

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	167	331	215	282	338	534	370	412	396	336	220	209	3,811
Ciclo Combinado	1,225	976	999	1,264	1,322	1,523	1,503	1,365	1,301	1,502	1,157	1,429	15,567
Hidroeléctrico	146	152	159	88	50	29	64	281	73	203	344	235	1,824
Turbogás	40	44	51	98	100	197	269	231	186	135	119	94	1,564
Combustión Interna	93	101	99	100	103	98	133	139	132	118	104	120	1,342
Geotérmica	225	205	220	220	226	204	207	212	206	206	209	214	2,554
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8
Total	1,897	1,809	1,744	2,053	2,141	2,585	2,548	2,640	2,295	2,502	2,154	2,301	26,670

Diferencia Generación Bruta (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	-78	148	-57	11	-14	36	-328	-441	-364	-394	-15	57	-1,436
Ciclo Combinado	281	62	159	390	243	425	252	128	391	399	225	449	3,404
Hidroeléctrico	-112	-80	-198	-243	-219	-175	-134	108	-18	14	47	5	-1,006
Turbogás	10	20	17	71	64	149	174	114	98	39	60	49	866
Combustión Interna	-39	-40	-40	-23	-21	-38	-41	-42	-40	-35	-39	-1	-400
Geotérmica	-19	-22	-17	-14	0	-13	-16	-3	6	6	-4	-16	-112
Solar Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Total	43	88	-136	191	53	384	-93	-136	73	30	275	544	1,315

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	230	167	249	249	325	465	654	801	712	683	219	141	4,894
Ciclo Combinado	921	893	820	853	1,056	1,073	1,221	1,207	883	1,079	912	958	11,874
Hidroeléctrico	257	231	354	329	267	203	197	172	90	188	295	226	2,807
Turbogás	30	24	34	27	36	47	94	116	87	95	59	44	692
Combustión Interna	127	135	133	118	119	129	167	173	164	143	123	107	1,638
Geotérmica	231	215	223	220	213	203	210	201	187	188	201	218	2,510
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	9
Total	1,795	1,665	1,814	1,798	2,016	2,121	2,543	2,669	2,123	2,377	1,809	1,694	24,425

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	151	308	201	264	313	495	344	384	366	313	203	195	3,538
Ciclo Combinado	1,197	953	976	1,233	1,291	1,486	1,469	1,332	1,270	1,468	1,131	1,398	15,206
Hidroeléctrico	145	151	157	87	50	29	64	280	72	202	342	233	1,811
Turbogás	40	43	51	98	99	196	268	230	185	134	118	93	1,556
Combustión Interna	89	96	93	95	98	93	127	132	126	112	99	114	1,275
Geotérmica	213	191	206	207	213	190	194	199	194	194	197	203	2,400
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	8
Total	1,835	1,743	1,686	1,984	2,065	2,490	2,467	2,557	2,214	2,424	2,091	2,237	25,794

Diferencia Generación Neta (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	-78	140	-47	15	-12	31	-310	-417	-346	-371	-16	55	-1,356
Ciclo Combinado	277	60	156	379	236	413	248	126	388	389	219	440	3,332
Hidroeléctrico	-112	-80	-197	-242	-217	-174	-133	108	-18	15	47	7	-996
Turbogás	10	20	17	70	64	148	174	114	99	39	60	49	863
Combustión Interna	-38	-39	-40	-23	-21	-36	-39	-41	-38	-31	-24	8	-362
Geotérmica	-18	-23	-18	-13	-1	-12	-16	-2	7	5	-4	-15	-110
Solar Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
Total	41	78	-128	187	49	369	-76	-112	90	47	282	543	1,370

CFE Generación III – Indicadores operativos 2020-2021 //

2020													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Planta (%)	35.35	31.47	32.15	32.91	37.31	40.64	47.25	49.67	41.05	44.18	34.49	31.28	38.14
Generación Neta (GW)	1,795	1,665	1,814	1,798	2,016	2,121	2,543	2,669	2,123	2,377	1,809	1,694	24,425
Eficiencia Térmica Neta (%)	32.32	33.53	31.94	32.12	33.92	33.93	33.95	33.23	31.64	33.27	33.57	33.17	33.07
Emisiones de Co2 por MW	0.47	0.45	0.47	0.46	0.45	0.47	0.48	0.50	0.52	0.49	0.47	0.46	0.48
Disponibilidad Propia (%)	93.89	94.95	90.58	87.80	83.30	88.33	93.39	91.37	90.18	82.76	75.79	85.80	88.17
Indisponibilidad por Falla mas Decremento (%)	3.60	3.22	2.65	1.19	1.83	2.32	3.30	3.80	5.21	4.06	3.10	2.56	3.06
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	3.85	13.11	14.73	13.87	14.52	15.84	15.84	9.67	17.81	11.87	12.08	12.66	13.02
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	0.38	0.00	0.07	0.13	1.51	5.31	2.91	2.87	1.48	1.57	2.40	4.55	1.93
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	27.20	26.79	31.86	30.61	23.86	19.18	16.02	13.98	13.11	15.84	27.44	26.22	21.81
Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	6	7	20	26	12	10	9	4	9	18	18	9	148
Número de mantenimientos concluidos (No.)	6	6	13	20	26	12	13	4	11	11	17	27	166
Capacidad Mantenida (MW)	621	245	753	1,137	1,353	496	127	515	55	219	215	566	6,302

2021													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	57.60	57.60	0.00	32.00	103.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	250.20
Factor de Planta (%)	33.75	35.71	30.56	37.31	37.74	46.23	44.17	45.78	41.12	43.39	38.60	39.90	39.58
Generación Neta (GW)	1,835	1,743	1,686	1,984	2,065	2,490	2,467	2,557	2,214	2,424	2,091	2,237	25,794
Eficiencia Térmica Neta (%)	34.87	33.41	33.58	34.65	34.64	35.12	35.05	34.47	34.85	36.27	35.01	35.39	34.83
Emisiones de Co2 por MW	0.44	0.49	0.44	0.46	0.45	0.47	0.48	0.48	0.47	0.45	0.44	0.44	0.46
Disponibilidad Propia (%)	92.10	93.88	86.29	87.14	84.46	88.32	90.85	86.88	85.01	89.80	84.71	92.67	88.48
Indisponibilidad por Falla mas Decremento (%)	1.50	2.01	2.86	2.30	3.63	6.55	4.92	8.23	9.99	6.17	3.07	2.49	4.51
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	12.46	14.30	14.69	11.06	1.59	3.57	10.03	10.81	5.12	6.02	9.24	4.91	8.59
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	1.14	0.45	0.14	0.05	0.60	0.65	0.89	0.41	0.82	0.43	0.91	0.98	0.62
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	19.63	19.68	21.78	14.88	12.76	8.85	10.46	18.74	12.05	16.36	25.81	19.51	16.38
Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	15	19	16	16	25	6	9	6	3	15	15	17	162
Número de mantenimientos concluidos (No.)	14	18	15	9	23	15	8	4	7	10	17	23	163
Capacidad Mantenida (MW)	915	867	1,462	272	1,387	662	248	111	136	27	399	247	6,731

Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	57.60	57.60	0.00	32.00	103.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	250.20
Factor de Planta (%)	-1.60	4.24	-1.59	4.40	0.43	5.59	-3.08	-3.89	0.06	-0.79	4.11	8.62	1.44
Generación Neta (GW)	41	78	-128	187	49	369	-76	-112	90	47	282	543	1,370
Eficiencia Térmica Neta (%)	2.55	-0.12	1.64	2.53	0.72	1.19	1.10	1.24	3.21	3.00	1.44	2.22	1.75
Emisiones de Co2 por MW	-0.03	0.04	-0.03	0.00	0.00	0.00	-0.01	-0.02	-0.05	-0.05	-0.03	-0.02	-0.02
Disponibilidad Propia (%)	-1.80	-1.07	-4.29	-0.66	1.16	-0.01	-2.54	-4.49	-5.17	7.04	8.92	6.88	0.31
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	-2.10	-1.21	0.21	1.12	1.80	4.24	1.61	4.43	4.79	2.11	-0.03	-0.08	1.45
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	8.62	1.19	-0.04	-2.81	-12.93	-12.27	-5.81	1.14	-12.69	-5.85	-2.84	-7.76	-4.43
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	0.77	0.45	0.06	-0.07	-0.91	-4.66	-2.02	-2.47	-0.66	-1.14	-1.49	-3.56	-1.30
Porcentaje de Energía Generada con Energías Limpias y/o Diversas (%)	-7.57	-7.11	-10.08	-15.72	-11.10	-10.33	-5.56	4.76	-1.06	0.52	-1.62	-6.72	-5.42
Número de Mantenimientos Iniciados (No.)	9	12	-4	-10	13	-4	0	2	-6	-3	-3	8	14
Número de mantenimientos concluidos (No.)	8	12	2	-11	-3	3	-5	0	-4	-1	0	-4	-3
Capacidad Mantenida (MW)	294	622	709	-865	34	166	121	-404	81	-192	184	-319	429

NOTAS:

Valores mensuales no acumulados

Principales Indicadores Operativos 2020 y 2021 CFE Generación III

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

CFE Generación III- Programa de Mantenimientos 2021 // Regreso a texto

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CCC Presidente Juárez	427.9	Mejora de Disponibilidad, Eficiencia y aumento de capacidad por Modernización de Compresor Axial de U9 y partes Calientes de Turbina de Gas en U8
CCC Agua Prieta II	200.9	Mejora de Disponibilidad y Confiabilidad por la ejecución de contrato de garantía de funcionamiento y mantenimientos rutinarios.
CTG Tijuana	158.0	Mejora de Disponibilidad, Eficiencia y Aumento de Capacidad por modernización de turbina de gas mediante ejercicio plurianual.
CH Pdte. Plutarco Elías C	115.3	Mejora de confiabilidad mediante el mantenimiento mayor y rehabilitación de generador eléctrico de la u1.
CCI Baja California Sur I	108.4	Mejora de la disponibilidad y confiabilidad de las unidades mediante la adquisición de refaccionamiento para las unidades 1,2 y 3 mediante contrato plurianual.
CG Cerro Prieto	87.7	Rehabilitación Estructural de torres de Enfriamiento y Tuberías de Distribución, Reflectores de Niebla de U5, U6, U7 y U9.
CCC Empalme II	87.1	Mejora de Disponibilidad y Confiabilidad por la ejecución de contrato de garantía de funcionamiento y mantenimientos rutinarios.
CT Jose Aceves Pozos	85.2	Mejora de la confiabilidad de U1 derivado del cambio de tubería en paredes de agua, mejora de la confiabilidad y recuperación de capacidad de la unidad 2 por

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
		instalación de tubería en paredes de agua y canastas de PAR's en el sistema aire-gases.
CH 27 de septiembre	71.7	Mejora de la Confiabilidad mediante la adquisición de componentes de turbina hidráulica, así como modernización de Reguladores Automáticos de Tensión y Reguladores Automáticos de Velocidad.
CCI Gral. Agustín Olachea A	66.6	Adquisición de refaccionamiento de conjuntos de potencia, instrumentación para la recuperación de la U2 mediante contrato plurianual, adquisición de refaccionamiento para equipo auxiliar.
CCC Empalme I	55.3	Mejora de Disponibilidad y Confiabilidad por la ejecución de contrato de garantía de funcionamiento y mantenimientos rutinarios.
CCI Guerrero Negro II	51.8	Adquisición de Monoblock para la recuperación de la U1, ejecución de proyectos de mantenimiento rutinario en unidades.
CT Punta Prieta II	41.9	Recuperación de capacidad y disponibilidad de las unidades mediante la limpieza hidrodinámica de generadores de vapor y precipitadores electrostáticos de unidades mediante la contratación de servicios para la ejecución durante los proyectos de mantenimiento.
CCC Hermosillo	41.7	Recuperar la confiabilidad del Ciclo Combinado mediante la reparación de falla en generador eléctrico que ocasionaba vibraciones.
CH Humaya	38.0	Recuperación de la confiabilidad de las unidades de la central mediante proyecto de modernización de generadores eléctricos de unidad 1, así como la modernización de los Reguladores de Tensión y de Velocidad.
CH Gral. Salvador Alvarado	31.3	Recuperación de la confiabilidad de las unidades mediante la modernización de reguladores automáticos de tensión y reguladores automáticos de velocidad.
CT Puerto Libertad	25.9	Recuperación de la capacidad de la U1, mediante la atención de la falla a rotor de alta presión de turbina de vapor.
CH Luis Donaldo Colosio M	19.4	Recuperación de la confiabilidad de las unidades mediante la modernización de los reguladores automáticos de tensión y regulador automático de velocidad.
CT Juan de Dios Bátis Paredes	19.4	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades.
CT Presidente Juárez	15.0	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades.
CH Prof. Raúl J Marsal C	6.2	Recuperación de la confiabilidad de las unidades mediante la modernización de los reguladores automáticos de tensión y regulador automático de velocidad.
CG Tres Vírgenes	5.4	Recuperación de la capacidad de la u2 mediante la reparación de turbina.
CTG Mexicali	3.7	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades.
CTG Los Cabos	3.5	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades.
CCI Santa Rosalía	3.1	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades.
CH Oviáchic	2.7	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las Unidades

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CTG Aeroderivada La Paz	2.7	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades
CTG Aeroderivada BCS	2.5	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades.
CH Bacurato	2.5	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las Unidades.
CTG La Paz	1.5	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la unidad.
CH Boquilla	1.2	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las Unidades.
CTG Guerrero Negro II	1.0	Recuperar la capacidad de la unidad.
CTG Culiacán	0.7	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la unidad.
CH Mocúzari	0.6	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de la Unidad
CTG Ciprés	0.5	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la unidad.
CTG Cd Constitución	0.4	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la unidad.
CTG Caborca	0.3	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la unidad.
Total	1,786.9	

CFE Generación IV – Generación 2020-2021 //

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	810	619	664	585	552	949	1,066	1,160	884	592	284	104	8,269
Vapor C.	197	254	92	23	196	107	253	376	337	338	198	178	2,549
Hidroeléctrica	11	14	43	21	18	6	10	5	5	6	6	6	152
Carbón	498	466	584	554	513	429	347	194	239	359	560	767	5,510
Turbogás	6	10	7	4	0	0	4	6	3	24	13	7	84
Total	1,523	1,362	1,391	1,187	1,279	1,491	1,681	1,741	1,468	1,319	1,061	1,062	16,564

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	50	238	306	550	597	877	672	787	664	473	361	292	5,866
Vapor C.	211	277	246	114	226	443	278	290	188	115	72	70	2,530
Hidroeléctrica	8	6	12	15	8	5	3	5	4	7	5	5	83
Carbón	683	515	418	343	377	461	327	315	266	488	370	293	4,856
Turbogás	4	21	1	8	43	70	69	47	89	59	2	1	415
Total	955	1,058	982	1,031	1,251	1,855	1,349	1,443	1,211	1,143	809	661	13,749

Variación (2021 – 2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-760	-381	-359	-35	45	-73	-394	-373	-219	-118	77	188	-2,403
Vapor C.	13	24	154	92	30	335	24	-86	-149	-223	-126	-108	-20
Hidroeléctrica	-4	-7	-31	-6	-10	-1	-7	0	-1	1	-1	-1	-70
Carbón	185	49	-166	-210	-136	32	-19	120	27	129	-190	-474	-653
Turbogás	-3	11	-7	4	43	70	65	42	86	36	-11	-5	331
Total	-568	-305	-408	-156	-29	363	-332	-297	-256	-175	-252	-401	-2,815

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	791	604	648	570	538	926	1,040	1,132	862	577	278	102	8,069
Vapor C.	184	237	86	21	183	101	239	355	317	319	186	169	2,396
Hidroeléctrica	11	13	42	21	18	6	10	5	5	6	6	6	150
Carbón	450	420	532	506	465	386	310	169	210	324	510	703	4,985
Turbogás	6	10	7	4	0	0	4	6	3	24	13	6	84
Total	1,443	1,284	1,316	1,123	1,204	1,419	1,603	1,667	1,397	1,249	992	986	15,684

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	49	232	298	537	583	856	656	767	648	461	353	286	5,727
Vapor C.	198	261	230	109	214	420	262	273	178	108	67	65	2,385
Hidroeléctrica	8	6	12	15	8	5	3	4	4	7	5	5	81
Carbón	623	468	374	317	349	424	304	287	245	448	340	269	4,448
Turbogás	4	21	1	8	43	70	68	47	89	59	2	1	412
Total	881	988	916	986	1,196	1,775	1,295	1,379	1,163	1,083	766	626	13,053

Variación (2021 – 2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-742	-372	-350	-33	45	-70	-384	-365	-214	-116	75	184	-2,342
Vapor C.	14	24	144	87	31	319	23	-82	-139	-211	-119	-104	-11
Hidroeléctrica	-4	-7	-31	-6	-10	-1	-7	0	-1	1	-1	-1	-69
Carbón	172	48	-158	-190	-116	38	-6	118	35	125	-170	-434	-538
Turbogás	-3	11	-7	4	43	69	65	41	85	35	-11	-5	329
Total	-562	-296	-400	-137	-8	355	-308	-288	-234	-166	-227	-360	-2,631

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

CFE Generación IV – Uso de fuentes primarias de energía 2020-2021 //

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	1	1	1	0	1	0	2	3	2	2	2	2	18
Diesel (TJ)	0.11	0.07	0.21	0.07	0.09	0.09	0.06	0.03	0.08	0.10	0.20	0.21	1.31
Gas Natural (TJ)	7,537	6,903	6,108	4,910	5,582	8,905	9,222	10,514	9,106	6,720	3,160	1,178	79,844
Carbón (TJ)	4,975	4,736	5,877	5,627	4,952	4,359	3,559	1,982	2,434	3,636	5,531	7,596	55,265
Agua Turbinada (Mm ³)	0.13	0.11	0.47	0.27	0.20	0.06	0.13	0.05	0.04	0.06	0.06	0.07	1.65

2021													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	2	3	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	10
Diesel (TJ)	0.14	0.34	0.10	0.08	0.10	0.16	0.16	0.15	0.11	0.16	0.18	0.40	2.06
Gas Natural (TJ)	648	2,583	3,167	5,634	7,608	11,997	8,938	10,071	8,390	5,657	3,826	3,002	71,521
Carbón (TJ)	6,740	5,202	4,233	3,460	3,887	4,818	3,253	3,332	2,637	5,073	3,957	2,910	49,504
Agua Turbinada (Mm ³)	0.10	0.08	0.15	0.22	0.10	0.05	0.03	0.05	0.03	0.10	0.04	0.04	0.98

Variación (2021 – 2020)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	1	2	2	0	-1	1	-2	-3	-2	-2	-2	-2	-8
Diesel (TJ)	0.03	0.27	-0.11	0.01	0	0.07	0.10	0.12	0.03	0.06	-0.02	0.18	0.75
Gas Natural (TJ)	-6,889	-4,321	-2,941	724	2,026	3,093	-284	-443	-716	-1,063	666	1,824	-8,323
Carbón (TJ)	1,765	466	-1,645	-2,167	-1,065	459	-306	1,350	203	1,437	-1,573	-4,686	-5,761
Agua Turbinada (Mm ³)	-0.03	-0.03	-0.31	-0.05	-0.10	-0.01	-0.10	0	-0.01	0.04	-0.02	-0.02	-0.66

Comparativo de Generación Bruta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación IV.
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

CFE Generación IV- Indicadores Operativos 2020-2021 //

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Factor de Planta (%)	25.26	24.15	23.80	20.99	21.89	26.37	28.76	29.79	25.95	22.57	18.76	18.17	23.88
Generación Neta (GWh)	1,443	1,284	1,316	1,123	1,204	1,419	1,603	1,667	1,397	1,249	992	986	15,684
Eficiencia Térmica Neta (%)	36.53	35.47	35.74	36.53	36.26	37.06	37.54	38.14	37.24	35.23	33.73	32.81	36.17
Emissiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	0.77	0.79	0.85	0.90	0.81	0.73	0.68	0.60	0.65	0.78	1.04	1.20	0.79

Disponibilidad Propia (%)	71.47	78.44	88.99	87.95	86.06	89.17	88.49	86.21	81.44	64.29	60.55	74.60	79.79
Indisponibilidad Falla + Decremento (%)	11.54	8.87	7.05	6.18	7.02	6.27	9.31	10.72	6.83	3.76	2.29	1.17	6.77
Indisponibilidad por Causa Externa (%) *	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	5.29	6.72	1.19	0.00	0.20	2.30	2.20	1.13	0.36	2.97	15.31	17.22	4.57
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias o Diversas (%)	0.77	1.04	3.22	1.86	1.50	0.42	0.65	0.29	0.35	0.47	0.62	0.64	0.96
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm.) *	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm.)	1	4	5	3	3	3	0	2	1	6	11	21	60
Capacidad Mantenida (MW)	160	662	1,025	381	290	477	0	477	12	186	485	1,816	5,971

2021													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Factor de Planta (%)	16.34	20.04	16.81	18.23	21.40	32.79	23.08	24.70	21.42	19.57	14.31	11.32	19.98
Generación Neta (GWh)	881	988	916	986	1,196	1,775	1,295	1,379	1,163	1,083	766	626	13,053
Eficiencia Térmica Neta (%)	32.51	32.34	33.74	36.63	35.50	35.63	36.71	36.21	37.31	34.75	34.40	34.34	35.15
Emissiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	1.17	1.03	0.93	0.77	0.75	0.72	0.71	0.68	0.67	0.94	1.01	1.01	0.84
Disponibilidad Propia (%)	87.65	84.50	85.02	84.16	82.46	89.01	91.64	91.94	83.43	81.05	71.48	71.70	83.68
Indisponibilidad Falla + Decremento (%)	3.05	8.50	8.31	7.99	7.63	8.85	8.01	6.55	10.45	6.96	6.30	6.67	7.42
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Indisponibilidad por Causa Externa (%)	2.26	11.26	3.10	1.07	5.32	24.24	26.87	29.00	17.46	24.09	18.35	10.71	14.50
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	0.24	0.00	0.00	0.54	2.61	0.18	0.18	0.18	0.07	0.22	0.21	1.97	0.54
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias o Diversas (%)	0.86	0.61	1.29	1.51	0.67	0.26	0.26	0.33	0.31	0.68	0.61	0.81	0.62
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm.)	0	1	4	5	6	0	0	3	3	6	10	6	44
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm.)	0	2	3	3	6	3	0	2	1	4	7	11	42
Capacidad Mantenida (MW)	0	350	441	773	872	696	0	0	14	269	516	509	4,441

Variación (2021 - 2020)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Factor de Planta (%)	-8.92	-4.11	-6.99	-2.75	-0.49	6.42	-5.67	-5.09	-4.53	-3.00	-4.45	-6.85	-3.90
Generación Neta (GWh)	-562	-296	-400	-137	-8	355	-308	-288	-234	-166	-227	-360	-2,631
Eficiencia Térmica Neta (%)	-4.02	-3.14	-2.00	0.10	-0.76	-1.43	-0.83	-1.93	0.08	-0.47	0.66	1.53	-1.02
Emisiones de CO ₂ por MWh (tonCO ₂ /MWh)	0.40	0.24	0.08	-0.13	-0.06	-0.01	0.03	0.08	0.03	0.16	-0.04	-0.19	0.04
Disponibilidad Propia (%)	16.18	6.05	-3.96	-3.78	-3.60	-0.16	3.16	5.73	1.99	16.76	10.93	-2.90	3.90
Indisponibilidad Falla + Decremento (%)	-8.49	-0.36	1.26	1.81	0.61	2.58	-1.30	-4.18	3.62	3.20	4.01	5.50	0.65
Indisponibilidad por Causa Externa (%) *	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido (%)	-5.04	-6.72	-1.19	0.54	2.41	-2.13	-2.03	-0.95	-0.29	-2.76	-15.09	-15.25	-4.03
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias o Diversas (%)	0.09	-0.43	-1.93	-0.35	-0.84	-0.16	-0.39	0.04	-0.04	0.21	-0.01	0.17	-0.33
Número de Mantenimientos Iniciados (Núm.) *	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Número de Mantenimientos Concluidos (Núm.)	-1	-2	-2	0	3	0	0	0	0	-2	-4	-10	-1
Capacidad Mantenida (MW)	-160	-312	-584	392	582	219	0	-477	2	83	31	-1,307	-160

No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo, indicador de reciente creación y/o indicador que por el cambio de portafolio no es comparable.

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la EPS CFE Generación IV

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

Comentarios a las variaciones más significativas:

1. Adición de capacidad. Este indicador no presenta variación con respecto al año 2020, no se tienen proyectos programados en el 2021.
2. Factor de Planta. En el año 2021 disminuyó en 3.90% con respecto al 2020, teniendo en el año 2020 un resultado de 23.88% y en el 2021 de 19.98%, la desviación se debe principalmente por la continuidad de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) desde principios de marzo del 2020, seguido por la contingencia climatológica durante el mes de febrero del 2021. Por su parte, la EPS a diferencia de los privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México.
3. Generación Neta. En el año 2021, se tuvo una menor generación neta de 13,053 GWh, con respecto al año 2020 donde se generó 15,684 GWh. La desviación se debe principalmente

a un menor despacho de centrales eléctricas con un factor de planta de 19.98% contra 23.88%, ocasionado por la continuidad de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) desde principios de marzo del 2020, seguido por la contingencia climatológica durante el mes de febrero del 2021. Por su parte, la EPS a diferencia de los privados, aún y con el aumento exorbitante en el precio del gas natural, priorizó mantener la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en México.

4. Eficiencia Térmica Neta: En el año 2021 disminuyó 1.02% con respecto al año 2020, teniendo en el año 2020 un resultado de 36.17% y en el 2021 35.15%, repercutió de manera negativa principalmente el bajo despacho de unidades y la principal afectación se debió a que hubo despacho de unidades sin estar consideradas dentro del predespacho para el año 2021, repercutiendo en altos consumos de combustible unidades que estuvieron operando a baja carga con alto consumo de combustible.
5. Emisiones de CO₂ por MWh: En el año 2021 se incrementó, teniendo un resultado de 0.837 t/MWh con respecto al año 2020. Teniendo en el año 2020 un resultado de 0.79 t/MWh; las Emisiones de CO₂ dependen directamente del despacho de generación de las Centrales Termoeléctricas de tecnologías Carboeléctricas, Ciclo Combinado, Vapor Convencional y Turbogás, principalmente por la utilización de consumos de combustibles fósiles del carbón mineral térmico y gas natural, debido a que el 99% de nuestras tecnologías son de centrales térmicas.
6. Disponibilidad Propia: En el año 2021 se incrementó, teniendo un resultado de 83.68% con respecto al año 2020. Teniendo en el año 2020 un resultado de 79.79%;
7. Indisponibilidad por Falla más decremento: El índice de falla del año 2021 se disminuyó en 0.69 puntos porcentuales con respecto al 2020, teniendo en el año 2020 un resultado de 5.87% y en el 2021 del 5.18%, la Indisponibilidad por Decremento en año 2021 se aumentó en 1.34 puntos porcentuales con respecto al 2020, teniendo en el año 2020 un resultado de 0.90% y en el 2021 un 2.24%, como indicador de falla más decremento se incrementó en el año 2021 0.65%, afectando principalmente el decremento, debido a que de acuerdo a los Lineamientos de la SNnR se considera catalogar con 2 estados simultáneos a una unidad generadora, como lo es la indisponibilidad por decremento que se aplica estando la unidad en reserva fría; se consideró una mayor afectación por unidades generadoras con degradación que no alcanzan su capacidad neta y no están consideradas en la recuperación de sus alcances de mantenimiento programados, principalmente de las centrales eléctricas C.T. Samalayuca, C.T. Altamira, C.C.C. Huinalá II y C.T. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo).
8. Indisponibilidad por causa externa: En el año 2021 se tuvo un resultado de 14.50%, repercutió, la contingencia climatológica ocurrida en el mes de febrero del 2021, principalmente en las centrales de carbón (17.37%), restricciones de gas natural al cierre de este período del mes de diciembre 2021 (10.98%) y carbón (21.46%), acumulado al

cierre del período con 12.46% de indisponibilidad por falta de combustible a nivel EPS CFE Generación IV.

9. Indisponibilidad por mantenimiento extendido: En el año 2021 disminuyó, teniendo un resultado de 0.540% con respecto al año 2020. Teniendo en el año 2020 un resultado de 4.57%; durante el período 2021 se tuvo una energía no generada de 372 GWh por mantenimiento extendidos (8). Considerando la cantidad de mantenimientos extendidos (27) en el ejercicio 2020 con 3,170 GWh no generados, se implementaron acciones durante la elaboración del anteproyecto 2021 obteniendo una reducción del 70% de los mantenimientos extendidos iniciados en este periodo equivalente a 19 mantenimientos extendidos menos con relación al periodo anterior. Este indicador fue impactado en el 2021 principalmente por la modificación de los alcances programados de los mantenimientos, derivado de los hallazgos encontrados en la inspección interna de los equipos durante la ejecución de su mantenimiento, donde se encontraron daños mayores a los considerados inicialmente y aunado a la demora en la gestión de los procesos de adquisición de bienes y servicios requeridos para la atención de las actividades adicionales por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
10. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias: Al periodo 2021, el resultado de este indicador es de 0.62%, inferior al resultado del año 2020 en 0.33%, debido a que se tuvo un año seco para el proceso Hidroeléctrico, para la EPS CFE Generación IV la generación Hidroeléctrica es la única fuente de energía proveniente de fuentes limpias, además que, el despacho de generación fue bajo, debido a que está sujeto al programa de la Comisión Internacional de Límites y Aguas (CILA).
11. Número de mantenimientos iniciados: se obtuvo un resultado de 44 mantenimientos iniciados en el año 2021.
12. Número de Mantenimientos Concluidos: En este indicador se obtuvo un resultado de 42 mantenimientos concluidos de una meta de 51 a concluir, lo que representa un cumplimiento del 82.35%, con una desviación de 9 mantenimientos pendientes a concluir de los programados en el periodo 2021; de los cuales 7 fueron reprogramados a iniciar en 2022 y 4 mantenimientos se continuaron para concluir en el 2022, de los cuales sólo 2 de estos estaban programados a continuarse y concluir en el 2022; las causas de la desviación se debe principalmente a la reprogramación de mantenimientos por falta de autorización de salidas a mantenimientos por el CENACE, demora en los procesos de elaboración de las investigación de condiciones de mercado por la GIAM.
13. Capacidad Mantenido. Este indicador está en función directa del número de mantenimientos concluidos y de la capacidad de las unidades que se les realizó mantenimiento, en el año 2021 se obtuvo un resultado de capacidad mantenida 4,441.33 MW, de una meta de 4,980.88 MW a mantener con 42 mantenimientos concluidos impactado principalmente por la reprogramación de 7 mantenimientos para el 2022.

CFE Generación IV – Mantenimientos de Generación 2021 // Regreso a texto

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.T. Carbón II	453.0	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento semestral y un mayor a la U3, un semestral a la U1 y la U4 y un mantenimiento rutinario. Un mantenimiento menor a la U2 continuado de 2020 y concluido en 2021, así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para la U4 y mantenimiento rutinario.
C.C.C. Chihuahua II (El Encino)	76.3	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de dos lavados de compresor a la U1, dos lavados de compresor a la U2, un mantenimiento semestral a la unidad 5, un lavado de compresor y una inspección boroscópica a la U4 y el mantenimiento rutinario.
C.T. José López Portillo (Río Escondido)	561.5	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento menor a la U4 y mantenimiento rutinario.
C.C.C. Samalayuca II	110.3	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento de inspección boroscópica a la U5 y un mantenimiento semestral a la U6 y un mantenimiento rutinario. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para las U3 y U4, y mantenimiento rutinario.
C.T. Benito Juárez (Samalayuca)	84.0	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento semestral a la U1, un mantenimiento mayor a la U2 y un mantenimiento rutinario. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para las U1 y U2, y mantenimiento rutinario.
C.C.C. Huinalá II (Monterrey II)	86.3	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento inspección boroscópica a la U7, un mantenimiento anual a la U8 y un mantenimiento rutinario. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para la U7 y mantenimiento rutinario.
C.C.C. Huinalá	11.2	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un lavado de compresor a la U2 y U4, una inspección de boroscópica a la U3 y un mantenimiento rutinario.
C.T. Villa de Reyes	444.1	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento anual a la U1 y U2 los cuales están en proceso de ejecución en 2022, un mantenimiento anual a la U1 continuado de 2020 y concluido en 2021, un mantenimiento semestral de la U2 y un mantenimiento rutinario. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para las U1 y U2, y mantenimiento rutinario.
C.T. Francisco Villa	21.2	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento semestral a la U4, un mantenimiento semestral a la U5 y un mantenimiento rutinario.
C.TG. La Laguna (TG. Laguna-Chávez)	54.1	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U5, una inspección boroscópica a la U6 una inspección partes calientes a la U7 y un mantenimiento rutinario. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para las U5, U6, U7 y U8.
C.C.C. Gómez Palacio	19.1	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de dos lavados de compresor y una inspección boroscópica a la U1, dos lavados de compresor

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
		y una inspección boroscópica a la U2, un mantenimiento anual a la U3 y un mantenimiento rutinario. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para la U1 y mantenimiento rutinario.
C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)	40.2	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento anual a la U1, un mantenimiento anual a la U2 y un mantenimiento rutinario.
C.TG. Chávez (TG. Laguna-Chávez)	0.06	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de un mantenimiento mayor a la U2. Así como asignación de recursos a compromisos adquiridos anteriores y pasados a 2021 para la U2.
C.TG. Tecnológico (TG. Monterrey)	4.3	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de una inspección de combustor a la U1 y un mantenimiento rutinario.
C.TG. Parque (TG. Juárez)	3.1	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia, con la aplicación de una inspección de boroscópica a la U2, un mantenimiento mayor a la U3 y un mantenimiento rutinario.
C.H. Amistad	9.1	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1 y U2, sustituyendo refaccionamiento mayor.
C.H. Falcón	14.0	Aumento de la confiabilidad operativa con la aplicación de mantenimientos menores a las U1, U2 y U3, sustituyendo refaccionamiento mayor.
C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil	14.8	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.TG. Universidad (TG. Monterrey)	5.4	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.TG. Fundidora (TG. Monterrey)	0.03	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.TG. Leona (TG. Monterrey)	0.03	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.TG. Monclova	1.6	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.TG. Huinalá	1.8	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.T. Altamira	17.7	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
C.T. Pdte. Emilio Portes Gil	4.6	Recuperación de disponibilidad y confiabilidad, con un mantenimiento rutinario.
Total	2,016.1	

CFE Generación VI- Generación de electricidad 2020-2021 // Regreso a texto

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	238	287	301	155	233	178	212	233	207	166	114	174	2,500
Diesel	0.5	0.6	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.3	0.4	0.6	8.3
Eoloeléctrico	3	4	5	3	4	5	6	8	6	9	6	6	64
Geotérmica	57	46	45	28	45	42	51	43	45	54	51	42	549
Hidroeléctrico	420	369	560	832	1,272	1,467	1,589	1,519	1,309	1,046	802	932	12,116
Turbogás	14	14	24	15	16	9	18	16	22	10	20	12	189
Vapor	323	396	492	315	182	67	43	90	106	150	310	245	2,720
Total	1,056	1,117	1,428	1,350	1,754	1,769	1,919	1,909	1,694	1,436	1,304	1,412	18,146

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	160	175	234	212	236	243	220	187	237	329	141	55	2,429
Diesel	0.6	0.5	0.8	1.8	1.8	1.4	2.2	1.7	1.0	1.2	0.8	0.4	14
Eoloeléctrico	6	5	7	5	7	2	12	8	3	7	13	9	85
Geotérmica	45	47	51	47	38	37	45	34	34	28	32	42	480
Hidroeléctrico	1,230	1,203	1,571	1,901	1,982	1,675	1,471	1,252	1,274	1,080	961	826	16,428
Turbogás	8	33	9	20	11	16	17	15	10	35	5	5	183
Vapor	171	492	333	330	419	551	510	563	393	214	75	33	4,084
Total	1,621	1,956	2,206	2,517	2,696	2,525	2,277	2,061	1,951	1,694	1,228	971	23,704

Variación (2020-2021)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	-78	-112	-67	56	3	65	8	-46	30	163	26	-119	-71
Diesel	0.1	-0.2	-0.3	0.8	0.9	0.5	1.5	1.0	0.3	0.9	0.4	-0.2	5.7
Eoloeléctrico	3	1	3	2	3	-3	6	0	-3	-2	7	3	21
Geotérmica	-12	1	6	18	-7	-5	-6	-9	-11	-25	-19	0	-69
Hidroeléctrico	811	834	1,012	1,069	710	208	-118	-266	-35	34	159	-105	4,312

Variación (2020-2021)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Turbogás	-6	19	-16	5	-5	7	-1	0	-12	25	-15	-7	-6
Vapor	-152	96	-159	15	237	484	467	473	287	63	-234	-212	1,365
Total	565	840	779	1,167	943	756	358	153	257	258	-76	-441	5,557

Comparativo de Generación Bruta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación VI
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	231	279	293	151	226	174	207	226	200	162	111	169	2,430
Diesel	0.5	0.6	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.3	0.4	0.6	8.3
Eoloeléctrico	3	4	4	3	4	4	6	8	5	9	6	6	63
Geotérmica	53	43	42	26	42	40	48	40	42	50	48	40	514
Hidroeléctrico	414	363	553	821	1,262	1,456	1,575	1,508	1,299	1,037	794	923	12,006
Turbogás	14	13	24	15	16	9	17	16	21	10	20	12	185
Vapor	292	363	454	285	165	61	39	82	96	138	286	223	2,484
Total	1,007	1,067	1,371	1,302	1,716	1,745	1,892	1,880	1,665	1,406	1,265	1,372	17,690

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	155	170	227	205	229	236	218	181	230	319	137	53	2,360
Diesel	0.6	0.5	0.8	1.8	1.8	1.4	2.2	1.7	1.0	1.2	0.8	0.4	14
Eoloeléctrico	6	5	7	5	7	2	12	8	3	7	13	9	84
Geotérmica	42	44	47	44	35	34	42	32	31	27	30	40	448
Hidroeléctrico	1,223	1,196	1,561	1,891	1,971	1,667	1,461	1,244	1,265	1,072	954	820	16,323
Turbogás	8	33	8	20	11	15	16	15	10	35	5	5	180
Vapor	161	461	304	302	380	504	475	522	364	198	71	31	3,772
Total	1,594	1,910	2,155	2,467	2,635	2,460	2,226	2,003	1,904	1,659	1,210	958	23,182

Variaciones Generación Neta (MWh) 2020-2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	-76	-109	-67	54	3	62	12	-45	29	158	26	-116	-70
Diesel	0.1	-0.2	-0.3	0.8	0.9	0.5	1.5	1.0	0.3	0.9	0.4	-0.2	5.7
Eoloeléctrico	3	1	3	2	3	-3	6	0	-3	-2	6	3	21
Geotérmica	-12	1	5	17	-7	-5	-6	-9	-11	-24	-18	0	-67
Hidroeléctrico	809	833	1,008	1,069	708	210	-114	-264	-34	35	160	-103	4,318
Turbogás	-6	19	-15	5	-5	7	-1	0	-12	25	-15	-7	-5
Vapor	-131	98	-150	17	215	443	435	440	268	61	-215	-192	1,289
Total	587	843	784	1,165	919	715	334	123	238	253	-55	-414	5,491

Comparativo de Generación Neta 2021 vs 2020 EPS CFE Generación VI

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

*Incluye Generación de Unidades de Puesta en Servicio.

CFE Generación VI- Uso de fuentes primarias de energía 2020-2021 //

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Combustóleo. (TJ)	3,518	4,234	5,415	3,662	2,180	768	612	1,118	1,330	1,606	3,090	2,475	30,007
Diesel. (TJ)	358	819	1,142	291	294	195	362	313	375	211	555	254	5,167
Gas. (TJ)	2,341	2,321	2,351	1,661	2,253	1,718	2,043	2,245	2,087	1,963	1,423	1,923	24,328
Vapor geotérmico. (TJ)	865	674	684	362	684	568	762	845	864	789	1,155	1,034	9,285
Agua turbinada. (Mm ³)	2,216	1,985	3,045	4,141	6,237	6,666	7,527	7,192	5,958	4,663	4,855	5,194	59,678

2021													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Combustóleo. (TJ)	1,784	5,295	3,665	3,533	4,257	5,693	5,234	5,878	3,910	1,930	776	370	42,325
Diesel. (TJ)	174	786	264	419	534	515	482	584	453	1,232	359	168	5,970
Gas. (TJ)	1,720	1,680	2,344	2,380	2,770	2,831	2,532	2,308	2,695	3,319	1,369	900	26,848
Vapor geotérmico. (TJ)	1,043	1,128	1,239	1,185	1,092	1,030	1,172	998	1,055	820	788	1,022	12,572
Agua turbinada. (Mm ³)	5,818	5,278	7,206	8,294	9,020	8,043	7,750	6,135	6,096	4,718	4,302	3,736	76,394

Variación (2020-2021)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Combustóleo. (TJ)	-1,734	1,061	-1,750	-129	2,076	4,925	4,622	4,760	2,580	324	-2,313	-2,105	12,318
Diesel. (TJ)	-185	-33	-878	128	240	320	120	271	78	1,021	-195	-86	803
Gas Natural (TJ)	-621	-641	-7	719	517	1,113	489	63	608	1,356	-54	-1,023	2,520
Vapor Geotérmico. (TJ)	178	454	556	824	408	461	410	153	190	32	-368	-11	3,288
Agua Turbinada. (Mm ³)	3,601	3,293	4,161	4,153	2,783	1,377	223	-1,058	138	55	-553	-1,458	16,716

Comparativo de Consumos de combustibles 2021 vs 2020 EPS CFE Generación VI

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

CFE Generación VI – Indicadores Operativos 2020-2021 //

*1 Incluye sobregeneración.

*2 Incluye la generación de UPS.

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

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.1	0.0	27.1
Factor de Planta*1	15.9	18.0	21.6	21.1	26.6	27.7	29.1	29.1	26.7	21.7	20.6	21.6	23.3
Generación Neta*2	1,007	1,067	1,371	1,302	1,716	1,745	1,892	1,880	1,665	1,406	1,265	1,372	17,690
Eficiencia Térmica Neta	29.1	30.5	29.9	27.8	28.9	29.6	28.1	28.4	27.1	26.9	26.8	28.1	28.6
Emisiones de CO2 por MWh	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Disponibilidad Propia	89.1	86.9	86.2	84.4	92.3	97.3	97.8	94.8	85.0	75.3	76.1	88.5	87.8
Indisponibilidad por Falla más Decremento	4.7	2.5	3.6	3.7	1.9	2.4	1.6	2.8	3.1	3.6	2.1	4.2	3.0
Indisponibilidad por Causa Externa	0.4	1.0	0.8	0.6	1.0	1.1	1.1	1.5	2.0	1.4	1.1	1.3	1.1
Indisponibilidad por mantenimiento extendido*3	2.9	0.7	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.3	1.8	1.1	1.5	0.7
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas	46.7	38.5	43.7	65.3	76.2	86.0	86.0	82.7	80.9	78.0	67.0	70.5	71.1
Número de Mantenimientos Iniciados	5	9	11	28	13	3	4	6	12	23	11	3	128
Número de Mantenimientos Concluidos	3	10	5	27	24	4	1	3	4	14	19	14	128
Capacidad Mantenida	123	546	391	2,288	963	17	14	1	65	322	371	792	5,893

2021													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Adición Programada de Capacidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1
Factor de Planta*1	24.7	33.1	33.7	39.7	41.1	39.8	34.7	31.5	30.8	25.9	19.4	14.8	30.7
Generación Neta*2	1,594	1,910	2,155	2,467	2,635	2,460	2,226	2,003	1,904	1,659	1,210	958	23,182
Eficiencia Térmica Neta	27.9	28.7	28.1	27.3	27.3	28.3	28.7	27.7	28.2	28.6	26.6	18.9	27.8
Emisiones de CO2 por MWh	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.9	0.7
Disponibilidad Propia	88.4	82.6	84.0	85.6	88.7	89.4	89.5	91.3	87.4	77.6	71.2	77.0	84.4

2021														
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual	
Indisponibilidad por Falla más Decremento	4.2	6.5	4.7	4.4	4.8	8.4	7.2	6.7	5.1	5.8	6.0	5.9	5.8	
Indisponibilidad por Causa Externa	1.4	1.3	1.5	1.5	2.3	2.5	2.2	2.6	1.9	1.7	1.1	1.1	1.8	
Indisponibilidad por mantenimiento extendido* ³	1.1	0.3	0.3	0.1	0.0	0.3	0.4	0.1	0.3	0.3	3.2	8.1	1.2	
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas	79.7	65.2	75.0	78.7	76.4	69.3	68.1	64.1	68.3	66.6	82.3	90.6	72.7	
Número de Mantenimientos Iniciados	6	7	12	22	7	3	6	9	7	15	20	20	134	
Número de Mantenimientos Concluidos	4	6	13	14	15	6	7	6	6	4	14	40	135	
Capacidad Mantenida	380	464	1,134	967	1,031	148	331	95	22	219	690	1,627	7,108	

Variación (2020-2021)														
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual	
Adición Programada de Capacidad	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	0.0	-27.1	0.0	-24.0	
Factor de Planta* ¹	8.9	15.1	12.1	18.6	14.6	12.1	5.6	2.4	4.1	4.2	-1.2	-6.7	7.4	
Generación Neta* ²	587	843	784	1165	919	715	334	123	238	253	-55	-414	5491	
Eficiencia Térmica Neta	-1.2	-1.8	-1.7	-0.5	-1.6	-1.4	0.6	-0.7	1.1	1.7	-0.2	-9.2	-0.8	
Emissiones de CO ₂ por MWh	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	-0.1	0.2	0.0	
Disponibilidad Propia	-0.7	-4.3	-2.3	1.2	-3.6	-7.8	-8.3	-3.5	2.4	2.3	-4.8	-11.5	-3.4	
Indisponibilidad por Falla más Decremento	-0.5	4.0	1.1	0.7	2.9	6.0	5.6	3.9	1.9	2.3	3.9	1.7	2.8	
Indisponibilidad por Causa Externa	0.9	0.4	0.7	0.9	1.3	1.4	1.1	1.2	-0.2	0.3	0.0	-0.2	0.6	
Indisponibilidad por mantenimiento extendido* ³	-1.9	-0.5	0.3	0.1	-0.1	0.3	0.4	0.1	0.0	-1.4	2.2	6.6	0.5	
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas	32.9	26.7	31.3	13.3	0.2	-16.7	-17.9	-18.7	-12.6	-11.3	15.3	20.1	1.6	
Número de Mantenimientos Iniciados	1	-2	1	-6	-6	0	2	3	-5	-8	9	17	6	
Número de Mantenimientos Concluidos	1	-4	8	-13	-9	2	6	3	2	-10	-5	26	7	
Capacidad Mantenida	257	-82	744	-1,321	68	131	317	94	-43	-103	320	835	1,215	

Principales indicadores operativos 2020 y 2021 de la EPS CFE Generación VI

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

Generación VI Comentarios a las variaciones más significativas 2021-2020: // Regreso a texto

Adición programada de Capacidad: El indicador cumplió con la meta establecida en el año 2021 y registró un valor inferior en comparación al 2020 debido a que no se contó con proyectos de adición de capacidad como el de Humeros 11 concluido en 2020.

Factor de Planta: En el año 2021 el indicador cumplió con su meta, al presentar un resultado de 30.73%, comparado con la meta de 27.65%, logrando un cumplimiento de 111.14%; con respecto al año 2020 se obtuvo un valor mayor en el 2021, debido principalmente a un mayor despacho de las Centrales del Hidro mayor en aplicación del Decreto Presidencial para el Manejo de las Cuencas del Río Grijalva.

Generación Neta: En el año 2021 el indicador cumplió con su meta, al presentar un resultado de 23,182 GWh, comparado con la meta de 20,897 GWh, logrando un cumplimiento de 110.93%; con respecto al año 2020 se obtuvo un valor mayor en el 2021, debido principalmente a un mayor despacho de Centrales del Hidro mayor en aplicación del Decreto Presidencial para el Manejo de las Cuencas del Río Grijalva.

Eficiencia Térmica Neta: En el año 2021 el indicador cumplió con su meta, al presentar un resultado de 27.78 %, comparado con la meta de 27.73 %, logrando un cumplimiento de 100.18 %; con respecto al año 2020 se obtuvo un valor inferior en el 2021, impactado principalmente por:

- Modos de operación por CENACE:
 - Bajas Cargas.
 - Ciclado de unidades.

Emisiones de CO2 por MWh: El indicador no cumplió con su meta en el año 2021, al presentar un resultado de 0.71 t/MWh, en comparación con la meta de 0.67 t/MWh, alcanzando un cumplimiento de 93.43%; con respecto al año 2020, en el 2021 se obtuvo un valor mayor, impactando principalmente la operación de unidades térmicas a baja carga, modos de operación de unidades e incremento en el número de arranques por requerimiento del sistema.

Disponibilidad Propia: El indicador cumplió con margen su meta en el año 2021, al presentar un resultado de 84.41%, en comparación con la meta de 86.61%, logrando un cumplimiento de 97.46%. Con respecto al 2020, el valor obtenido en el 2021 fue inferior, debido principalmente a una mayor indisponibilidad por falla y decremento impactada en gran medida por eventos de falla en las unidades 1 y 2 de la C.T. Pdte. Adolfo López Mateos, las cuales presentaron un despacho mayor al pronosticado y por lo tanto una mayor exposición a fallas y degradación de equipos que impactó en decremento de las unidades derivado de las condiciones de los elementos del generador de vapor.

Indisponibilidad por Falla más Decremento: El indicador cumplió su meta con margen en el año 2021, al presentar un resultado de 5.81%, en comparación con la meta de 4.05 %, alcanzando un cumplimiento de 56.54%. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, impactado en gran medida por eventos de falla en las unidades 1 y 2 de la C.T. Pdte. Adolfo López Mateos, las cuales presentaron un despacho mayor al pronosticado y por lo tanto una mayor exposición a fallas y

degradación de equipos que impactó en decremento de las unidades derivado de las condiciones de los elementos del generador de vapor.

Indisponibilidad por Causa Externa: El indicador cumplió con margen la meta del año 2021 al obtener un resultado de 1.76% en comparación con la meta de 1.40%; debido principalmente a decrementos por condiciones ambientales, indisponibilidad de recurso hídrico y fallas de equipos a cargo del transportista. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, impactado en gran medida por eventos de decremento por temperatura ambiente en la C.C.C. Poza Rica, e indisponibilidad de unidades de la C.T. Pdte. Adolfo López Mateos debido a la contingencia ambiental atmosférica por la entrada del huracán “Grace”.

Indisponibilidad por Mantenimiento Extendido: El indicador no cumplió su meta del año 2021 al obtener un resultado de 1.23% en comparación con la meta de 0.29%; lo que representa un cumplimiento del -224.14%, las principales causas de diferimiento fueron por trabajos adicionales no contemplados en el alcance original de los mantenimientos, los tiempos en los procesos de contratación y por solicitud del CENACE para confiabilidad del Sistema Eléctrico. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, impactado en gran medida por retraso en la entrega de materiales y refacciones, falta de personal por parte de contratistas y por la Pandemia COVID-19.

Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas: El indicador no cumplió la meta del año 2021 al obtener un resultado de 72.73% en comparación con la meta de 79.42%; debido principalmente a un incremento en la generación con combustibles fósiles por requerimiento del sistema. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, debido principalmente a un mayor despacho de las Centrales del Hidro mayor en aplicación del Decreto Presidencial para el Manejo de las Cuencas del Río Grijalva.

Número de Mantenimientos Iniciados: El indicador cumple con margen su meta del año 2021 al obtener un resultado de 134 Mantenimientos Iniciados, respecto a la Meta de 139 Mantenimientos programados, con lo que se obtuvo un cumplimiento con margen del 96.40% y una desviación de 5 mantenimientos; las principales causas de diferimiento fueron por los tiempos de contratación y por solicitud de CENACE para confiabilidad del Sistema Eléctrico. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, impactado en gran medida por Retraso en la entrega de refaccionamiento a causa de la contingencia COVID-19 y a los trabajos (traslape) de mantenimientos que se realizaron en las mismas unidades en 2020, por tal motivo se dieron inicio en el año 2021.

Número de Mantenimientos Concluidos: El indicador no cumplió su meta del año 2021 al obtener un resultado de 135 mantenimientos concluidos, respecto a una Meta de 143 mantenimientos programados, lo que representa un cumplimiento del 94.41% y una desviación de 8 mantenimientos; las principales causas de diferimiento fueron los tiempos en los procesos de contratación y por trabajos adicionales no contemplados en el alcance original del mantenimiento. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, impactado en gran medida, a consecuencia a las reprogramaciones que ocasionaron la desviación de las unidades de las centrales por solicitud de CENACE para confiabilidad del Sistema Eléctrico, por los tiempos en los procesos de contratación y por la contingencia COVID-19.

Capacidad Mantenido: El indicador no cumplió su meta del año 2021 al obtener un resultado de 7,108 MW de 7,484 MW programados, con lo que se obtuvo un cumplimiento del 94.97% y una desviación de 376 MW; las principales causas de diferimiento fueron por el retraso en la entrega de refacciones y por los tiempos en los procesos de contratación. Con respecto al 2020, el valor del 2021 fue mayor, impactado en gran medida por los trabajos (traslape) de mantenimientos que se realizaron en las mismas unidades, el no cumplir las horas de operación programadas y por

solicitud de CENACE para confiabilidad del Sistema Eléctrico, adicionalmente en el año 2021 se dio mantenimiento a unidades con mayor capacidad efectiva impactando en el resultado.

CFE Generación VI – Programa de Mantenimientos de Generación 2021 //

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)	840.61	Recuperación de disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos mayores a las unidades 1 y 2; y tres mantenimientos semestrales a las unidades 3, 5 y 6.
C.G. Humeros	191.31	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de tres mantenimientos mayores a las unidades 9, 10 y 11.
C.C.C. Poza Rica	183.78	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 2, dos mantenimientos menores a las unidades 1 y 3; y un mantenimiento de inspección boroscópica a la unidad 4.
C.C.C. Dos Bocas	98.93	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 2, tres mantenimientos de inspección de partes de combustión a las unidades 1 (2) y 2; y un mantenimiento menor a la unidad 5.
C.T. Lerma	157.34	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 3, un mantenimiento menor a la unidad 2 y un mantenimiento semestral a la unidad 4.
C.T. Mérida II	149.64	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos anuales a las unidades 1 y 2; y dos mantenimientos semestrales a las unidades 1 y 2.
C.TG. Chankanaab	107.00	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 2 y cuatro cambios de filtros y lavados de compresor a las unidades 1 y 4 (3).
C.C.C. Felipe Carrillo Puerto	81.46	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de cuatro mantenimientos de inspección de combustor a las unidades 4 (2) y 5 (2); y dos mantenimientos semestrales a la unidad 3.
C.T. Felipe Carrillo Puerto	51.35	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 2 y tres mantenimientos semestrales a las unidades 1 (2) y 2.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.TG. Cd. del Carmen	39.48	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento de inspección de combustor a la unidad 3; dos mantenimientos de inspección boroscópica a las unidades 2 y 3; y dos cambios de filtros y lavados de compresor a las unidades 2 y 3.
C.C.I. Hol-Box	38.54	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos de limpieza de cámara de barrido e inspección del conjunto de potencia a las unidades 7 y 8.
C.TG. Cancún	37.97	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos de inspección de partes calientes a las unidades 2 y 5; y cuatro mantenimientos de cambios de filtros y lavados de compresor a las unidades 1 (2), 2 y 5.
C.TG. Xul-Há	29.97	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 2; un mantenimiento de inspección de combustor a la unidad 2; y 5 mantenimientos de cambios de filtros y lavados de compresor a las unidades 1 (3) y 2 (2).
C.TG. Nizuc	9.61	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de un mantenimiento de inspección de combustor a la unidad 2; y tres cambios de filtros y lavados de compresor a las unidades 1 (2) y 2.
C.TG. Mérida II	4.55	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de la unidad con la aplicación de un mantenimiento de inspección de partes calientes a la unidad 3; y dos cambios de filtros y lavados de compresor a la unidad 3.
C.E. La Venta	0.27	Mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades con la aplicación de quince mantenimientos menores a las unidades 2 (3), 3 (3), 4 (3), 5 (3) y 6 (3).
C.H. Manuel Moreno Torres	52.55	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de ocho mantenimientos menores a las unidades 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8.
C.H. Ángel Albino Corzo	32.98	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos mayores a las unidades 2 y 4.
C.H. Malpaso	26.54	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos mayores a las unidades 3 y 6.
C.H. José Cecilio del Valle	26.29	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos mayores a las unidades 2 y 3.
C.H. Belisario Domínguez	9.80	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos mayores a las unidades 1 y 2; y un mantenimiento menor a la unidad 4.
C.H. Tamazulapan	6.87	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos menores a las unidades 1 y 2.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
C.H. Schpoiná	5.65	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de tres mantenimientos menores a las unidades 1, 2 y 3.
C.H. Bombaná	4.58	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de cuatro mantenimientos menores a las unidades 1, 2, 3 y 4.
C.H. Temascal	34.11	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de seis mantenimientos menores a las unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6.
C.H. Tuxpango	12.58	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de cuatro mantenimientos menores a las unidades 1, 2, 3 y 4.
C.H. Minas	9.41	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de tres mantenimientos menores a las unidades 1, 2 y 3.
C.H. Texolo	2.84	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos menores a las unidades 1 y 2.
C.H. Mazatepec	2.29	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de un mantenimiento mayor a la unidad 1 y tres mantenimientos menores a las unidades 2, 3 y 4.
C.H. Micos	1.52	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos menores a las unidades 2 y 3.
C.H. Electroquímica	1.46	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de un mantenimiento menor a la unidad 1.
C.H. Encanto	1.35	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos menores a las unidades 1 y 2.
C.H. Camilo Arriaga	1.23	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de dos mantenimientos menores a las unidades 1 y 2.
C.H. Chilapan	0.61	Mantener la disponibilidad y confiabilidad de las unidades con la aplicación de cuatro mantenimientos menores a las unidades 1, 2, 3 y 4.
Total	2,254.63	

CFE Generación V – Energía Neta Facturada 2020-2021 // Regreso a texto

Energía Neta Facturada (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,155.2	6,662.2	7,907.4	7,020.4	7,679.3	8,466.2	9,089.0	9,593.3	8,804.6	8,761.6	7,714.4	7,180.8	96,034.4
Eoloeléctrico	238.7	198.1	147.8	73.9	92.7	97.0	80.6	147.2	96.9	185.8	216.3	261.2	1,836.3
Total	7,393.9	6,860.3	8,055.2	7,094.3	7,771.9	8,563.2	9,169.6	9,740.5	8,901.5	8,947.5	7,930.7	7,442.0	97,870.7

Energía Neta Facturada (GWh) 2021													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	6,636.3	6,194.9	7,218.6	7,428.5	8,161.6	8,559.1	8,741.7	8,245.0	7,795.6	7,309.7	6,682.2	7,422.5	90,395.8
Eoloeléctrico	255.9	144.3	202.2	117.2	113.7	13.9	179.7	107.6	78.2	148.3	300.5	202.7	1,864.3
Total	6,892.2	6,339.2	7,420.9	7,545.7	8,275.3	8,573.0	8,921.4	8,352.6	7,873.8	7,458.1	6,982.8	7,625.2	92,260.1

Variación (2021 - 2020)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	-518.9	-467.3	-688.8	408.1	482.3	92.9	-347.3	-1,348.3	-1,009.0	-1,451.9	-1,032.2	241.7	-5,638.6
Eoloeléctrico	17.2	-53.8	54.4	43.3	21.0	-83.1	99.1	-39.6	-18.7	-37.5	84.2	-58.5	28.0
Total	-501.7	-521.1	-634.3	451.4	503.4	9.8	-248.2	-1,387.9	-1,027.7	-1,489.4	-947.9	183.2	-5,610.6

CFE Generación V- Mantenimientos de Generación 2021 //

No.	Mantenimientos realizados en Centrales de Productores Externos de Energía		Fechas de ejecución	
	Central	Tipo de mantenimiento	Inicio	Término
1	Norte III	Mantenimiento Menor	04/01/21	13/01/21
2	Norte III	Mantenimiento Menor	04/01/21	13/01/21
3	Norte III	Mantenimiento Menor	04/01/21	13/01/21
4	Baja California III	HGPI Inspección Trayectoria Gases Calientes	08/01/21	26/01/21
5	Baja California III	HGPI Inspección Trayectoria Gases Calientes	08/01/21	26/01/21
6	Tuxpan II	IM Inspección Mayor	09/01/21	09/04/21
7	Tuxpan II	IM Inspección Mayor	09/01/21	09/04/21
8	Tuxpan II	IM Inspección Mayor	09/01/21	09/04/21
9	Rio Bravo III	IB Inspección Boroscópica	10/01/21	22/01/21
10	Rio Bravo III	IPC Inspección Partes Calientes	10/01/21	29/01/21
11	Rio Bravo III	IB Inspección Boroscópica	10/01/21	22/01/21

No.	Mantenimientos realizados en Centrales de Productores Externos de Energía		Fechas de ejecución	
	Central	Tipo de mantenimiento	Inicio	Término
12	Valladolid III	BI Inspección Boroscópica y lavado del compresor	23/01/21	26/01/21
13	Norte III	Mm Mantenimiento Menor	04/02/21	13/02/21
14	Norte III	Mm Mantenimiento Menor	04/02/21	13/02/21
15	Norte III	Mm Mantenimiento Menor	04/02/21	13/02/21
16	Valladolid III	Lavado del compresor	01/03/21	04/03/21
17	Saltillo	Inspección Menor	27/03/21	06/04/21
18	Saltillo	Inspección Menor	27/03/21	06/04/21
19	Mexicali	Reparación evaporador	01/04/21	28/04/21
20	Mexicali	HGP Inspección partes calientes	01/04/21	05/05/21
21	Mexicali	Reparación evaporador	01/04/21	28/04/21
22	Mérida III	Inspección Auxiliares	01/04/21	08/04/21
23	Valladolid III	Lavado del compresor	08/04/21	10/04/21
24	Bajío	IBC Inspección Boroscópica compresor	10/04/21	11/04/21
25	Bajío	IBC Inspección Boroscópica compresor	17/04/21	18/04/21
26	Bajío	IBC Inspección Boroscópica compresor	24/04/21	25/04/21
27	Altamira III y IV	MI Inspección Mayor TG	01/05/21	12/06/21
28	Altamira III y IV	MI Inspección Mayor TG	01/05/21	12/06/21
29	Altamira III y IV	MI Inspección Mayor TV	01/05/21	12/06/21
30	Noroeste	IC Inspección de Combustores	06/05/21	28/05/21
31	Noroeste	B Inspección Boroscópica	20/05/21	28/05/21
32	Valladolid III	Lavado del compresor	28/05/21	28/05/21
33	Valladolid III	Lavado del compresor	04/08/21	06/08/21
34	Rio Bravo IV	IB Inspección Boroscópica / IM Inspección Mayor	17/09/21	14/10/21
35	Rio Bravo IV	IB Inspección Boroscópica / IM Inspección Mayor	17/09/21	14/10/21
36	Rio Bravo IV	IB Inspección Boroscópica / IM Inspección Mayor	17/09/21	14/10/21
37	Mérida III	HGPI Inspección Trayectoria Gases Calientes	24/09/21	22/11/21
38	Mérida III	Mantenimiento de Válvulas	24/09/21	22/11/21
39	Chihuahua III	IC Inspección de Combustores	01/10/21	04/10/21
40	Chihuahua III	IC Inspección de Combustores	04/10/21	06/10/21
41	Norte II	MI Inspección Mayor TG	08/10/21	09/11/21
42	Norte II	MI Inspección Mayor TG	08/10/21	09/11/21
43	Norte II	MI Inspección Mayor TV	08/10/21	09/11/21
44	Naco Nogales	IC Inspección de Combustores	13/10/21	02/11/21
45	Naco Nogales	IC Inspección de Combustores	13/10/21	02/11/21

No.	Mantenimientos realizados en Centrales de Productores Externos de Energía		Fechas de ejecución	
	Central	Tipo de mantenimiento	Inicio	Término
46	Monterrey III	B Inspección Boroscópica	22/10/21	26/10/21
47	Anáhuac	IM Inspección Mayor	29/10/21	17/12/21
48	Anáhuac	IM Inspección Mayor	29/10/21	17/12/21
49	Anáhuac	IM Inspección Mayor	29/10/21	17/12/21
50	Monterrey III	B Inspección Boroscópica	30/10/21	02/11/21
51	Noreste (Escobedo)	Inspección Menor	19/11/21	15/12/21
52	Altamira V	HGPI Inspección Trayectoria Gases Calientes	04/12/21	22/12/21
53	Altamira V	HGPI Inspección Trayectoria Gases Calientes	04/12/21	22/12/21
54	Altamira V	HGPI Inspección Trayectoria Gases Calientes	04/12/21	22/12/21
55	Altamira II	Mantenimiento Menor	09/12/21	14/12/21
56	Altamira II	Mantenimiento Menor	09/12/21	14/12/21
57	Altamira II	IME-TV Inspección Menor Turbina de Vapor	09/12/21	14/12/21

Central Laguna Verde Generación 2020-2021 //

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,118.9	1,112.3	1,174.4	1,134.0	1,035.3	984.3	1,020.9	764.7	519.2	1,019.3	705.2	589.4	11,177.9

Generación Bruta (GWh) 2021													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	377.3	637.8	1,176.2	1,147.1	1,105.8	1,060.4	1,004.4	1,151.7	1,126.4	925.5	1,048.7	1,161.8	11,923.1

Variación (2021– 2020)													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	-741.6	-474.6	1.7	13.1	70.5	76.1	-16.5	387.0	607.2	-93.7	343.6	572.3	745.2

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,088.8	1,082.6	1,142.3	1,103.9	1,005.9	954.8	990.5	742.3	502.8	990.0	686.4	574.0	10,864.3

Generación Neta (GWh) 2021													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	367.4	619.8	1,145.1	1,117.3	1,076.5	1,032.8	978.2	1,119.9	1,096.2	899.7	1,021.4	1,131.3	11,605.5

Variación (2021– 2020)													
Tecnología	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	-721.4	-462.8	2.8	13.4	70.6	78.0	-12.3	377.6	593.4	-90.2	335.0	557.3	741.3

ANEXOS

II. Principales Políticas Contables

[Resumen de las Notas a los Estados Financieros 2021]

1. 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. 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.

Participaciones no controladoras

Los cambios en la participación de la Empresa en una subsidiaria que no resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio. Las participaciones no controladas en la consolidación no representan el 1% de los activos.

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 financieros 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 conforme al modelo de negocio de la empresa y las características de los flujos de efectivo contractuales, tales como cuentas por cobrar, que incluyen las cuentas por cobrar derivadas de los servicios y las otras cuentas por cobrar de actividades distintas a los servicios. Se miden a: costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral (ORI) - 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 período sobre el que se informa, posterior al cambio en el modelo de negocio.

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. 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, así como mitigar los cambios en el precio de los subyacentes a través de contratos de Futuros.

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 la misma, 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.

d) Plantas, instalaciones y equipo

i) Reconocimiento y medición

Las plantas, instalaciones y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición.

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 acabo 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.

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.

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 acordes con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE son las siguientes:

	<u>Vida útil años</u>
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 incurrir.

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:

	<u>Vida útil en años</u>
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.

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) 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.

f) 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.

g) Arrendamientos

La Empresa tiene activos por derecho de uso bajo la norma IFRS 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 norma 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 dismantelar 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'.

Generalmente, las políticas contables aplicables al Grupo como arrendador en el período comparativo no difieren de la Norma NIIF 16, excepto en lo que se refiere a la clasificación del subarrendamiento realizado durante el período actual sobre el que se informa, que resultó en una clasificación de arrendamiento financiero.