

CFE Corporativo

Desempeño de la Comisión Federal de Electricidad

Auditoría de Desempeño: 2019-6-90UJB-07-0431-2020

431-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la Comisión Federal de Electricidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

Con el propósito de evaluar la eficacia, la eficiencia y la economía de la CFE, la auditoría comprendió la revisión de siete vertientes: a) la gobernanza en la conducción y dirección de la CFE; b) el desempeño financiero de la Empresa Productiva del Estado (EPE), para analizar su rentabilidad y generación de valor económico, c) el desempeño operativo en los procesos de la cadena de valor (generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad), d) la infraestructura de la CFE; e) la rentabilidad de los proyectos de inversión de la empresa; f) los mecanismos de combate a la corrupción implementados en la EPE; y g) la contribución de la CFE en el cumplimiento de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, respecto de la generación de electricidad por fuentes limpias y renovables.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. En el desarrollo de esta auditoría, no en todos los casos, los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento de los objetivos y las metas relacionadas con la generación de rentabilidad y valor económico para el Estado mexicano.

Antecedentes

Antes de la Reforma Energética de 2013, la CFE era un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, de acuerdo con lo establecido en los artículos 3, fracción I, y 45 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

En la planeación nacional del periodo 2013-2018, el Gobierno Federal reconoció la necesidad de llevar a cabo reformas estructurales en diversos ámbitos de la vida nacional, a fin de acelerar el desarrollo económico del país, entre las que se identificó como prioritaria la del sector energético, por la importancia de este sector para el desarrollo de la vida económica y social del país.

Asimismo, se diagnosticó que la problemática de la CFE radicaba en: elevados costos de generación; falta de recursos para inversión en infraestructura de generación, en las redes Nacional de Transmisión y General de Distribución, así como para impulsar la producción de energías renovables, y alta cartera vencida, situaciones que repercutirían en que los precios de la electricidad fueran poco competitivos.

Para atender la problemática antes descrita, en 2013, el Gobierno Federal promulgó la Reforma Energética,^{1/} con el propósito de transformar a la CFE en una Empresa Productiva del Estado (EPE), y modernizar su organización, administración y estructura corporativa, con base en las mejores prácticas internacionales. Asimismo, a la CFE le fue establecido, como nuevo mandato, el de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la generación, transmisión, distribución, y el suministro de energía eléctrica.

En 2014, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) fue reestructurada y, como resultado, se constituyeron 9 Empresas Productivas Subsidiarias (EPS): a) CFE Generación I; b) CFE Generación II; c) CFE Generación III; d) CFE Generación IV; e) CFE Generación V; f) CFE Generación VI; g) CFE Transmisión; h) CFE Distribución, e i) CFE Suministrador de Servicios Básicos, así como 4 Empresas Filiales (EF). De esta forma, la CFE tiene como mandato generar valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la generación, transmisión, distribución, y el suministro de energía eléctrica. Cabe señalar que, en 2018 se constituyó la

^{1/} El Decreto por el cual se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

filiat CFE Capital y, en 2019 se creó la subsidiaria CFE Telecom, por lo que, al cierre de ese año, la CFE quedó conformada por 10 subsidiarias y 5 filiales, como se esquematiza a continuación:

EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS Y FILIALES QUE INTEGRAN A LA CFE



FUENTE: Diario Oficial de la Federación (DOF), Acuerdos de creación de las empresas productivas de la CFE. México, 2016, y Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2019. México, 2020.




En 2014, primer año de la CFE como EPE, la empresa instauró su Consejo de Administración; designó a su Director General, y definió objetivos, estrategias y métricas operativas y financieras en su plan de negocios. La CFE es presidida por el Consejo de Administración, el cual se apoya en comités especializados de Auditoría, de Recursos Humanos y Remuneraciones, de Estrategia e Inversiones, y de Adquisiciones, Arrendamientos Obras y Servicios, para ejercer la conducción central de la empresa en estos ámbitos. Asimismo, es encabezada por el Director General, el cual establece la planeación estratégica de la empresa y el control de las EPS y las EF.

En el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, se señala que dicha reforma “tuvo como resultado principal, reducir las capacidades operativas, financieras, de inversión y de servicio de la Empresa Productiva del Estado CFE, lo que demuestra el imperativo de su rescate, mediante una política energética fundada en el principio del interés general, público y nacional, que le permita participar en igualdad de condiciones en la industria eléctrica”.


Con los resultados obtenidos de las auditorías practicadas, con motivo de la revisión de la Cuenta Pública de los ejercicios 2017 y 2018, la ASF identificó riesgos específicos a los que se encontró expuesta la EPE y sus EPS los cuales, de no mitigarse, podrían incidir en que la empresa no logre generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano. A continuación, se presenta la descripción de los riesgos identificados en las auditorías previas.

RIESGOS IDENTIFICADOS EN LAS AUDITORÍAS DE LAS CUENTAS PÚBLICAS 2017 Y 2018

SEMAFORIZACIÓN (Gravedad del riesgo)	Descripción del riesgo
	Gobernanza
●	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que las deficiencias en la gobernanza de CFE no garanticen que la empresa opere con eficiencia, eficacia, transparencia y no rinda cuentas.
	Financieros
●	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que la situación financiera de la empresa siga deteriorándose, y pierda el grado de inversión.
	Operativos
●	<p>Generación</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que los costos de generación no disminuyan y como consecuencia las EPS de generación pierdan competitividad. <p>Transmisión</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que las pérdidas técnicas en el proceso de transmisión se incrementen y, por consecuencia, el impacto de las tarifas en los usuarios finales. <p>Distribución</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que las pérdidas técnicas y no técnicas en el proceso de distribución se incrementen y, por consiguiente, el impacto económico en la situación financiera de la empresa. <p>Suministro</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que la cartera vencida continúe incrementándose y, ello, repercuta en las finanzas de la empresa. <p>Ineficiencias en transmisión, distribución y suministro básico de electricidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que los costos ineficientes de la empresa se incrementen y se transfieran a las tarifas de los usuarios finales.
	Infraestructura
●	<p>Renegociación de los gasoductos:</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que la negociación de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, no hayan representado las mejores condiciones para el Estado. <p>Reasignación de los activos de generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que la reasignación de activos de generación no logre mejorar la economía y la eficiencia operativa y administrativa.

SEMAFORIZACIÓN (Gravedad del riesgo)	Descripción del riesgo
	Proyectos de inversión
	<p>Proyectos de inversión:</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que los proyectos de inversión no obtengan los beneficios esperados. <p>FIBRA E:</p> <ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que el Fideicomiso de Inversión de Energía e Infraestructura (FIBRA E) no opere, en detrimento de la infraestructura de transmisión y de las finanzas de la CFE.
	Combate a la corrupción
	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que la CFE no cuente con los mecanismos de control y supervisión necesarios para garantizar que las contrataciones representen las mejores condiciones para el Estado, y estén exentas de prácticas de corrupción.
	Agenda 2030
	<ul style="list-style-type: none"> Riesgo de que la CFE no cumpla con las metas de generación mediante fuentes renovables, y que ello, repercuta en el cumplimiento del ODS 7.

Donde:

-  Riesgo o deficiencia grave que afecta el cumplimiento de los objetivos de la entidad.

En este contexto, en la auditoría se evaluaron los resultados obtenidos por la CFE, en 2019, sobre las acciones implementadas por la empresa para mitigar los riesgos en materia de gobernanza; desempeño financiero y operativo de los procesos de la cadena de valor (generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad); infraestructura; proyectos de inversión; combate a la corrupción, y en la atención de la Agenda 2030.

Los principales resultados de los indicadores asociados a los riesgos de la CFE, en el periodo 2018-2019, se muestran en el cuadro siguiente:

PRINCIPALES INDICADORES ASOCIADOS A LOS RIESGOS 2018-2019

Resultado	Nombre del indicador	Resultados		Variación (%)	Semafización
		2018	2019		
Generación de valor económico y rentabilidad	Rendimiento sobre activos [ROA (%)]	3.1	1.2	(61.3)	
	Rendimiento sobre capital [ROE (%)]	9.0	4.0	(55.6)	
	Retorno sobre capital empleado [ROCE (%)]	1.6	3.7	135.9	
	Valor Económico Agregado [EVA (miles de pesos)]	(158,288,936.2)	(144,267,354.2)	(8.9)	
	Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización [EBITDA (miles de pesos)]	98,366,775.0	138,166,375.0	40.5	
	Riesgo de quiebra técnica modelo Altman Z-Score (puntos)	0.72	0.74	2.8	
	Riesgo de quiebra técnica modelo Springate (puntos)	0.14	0.45	221.4	
Generación de electricidad	Cantidad de energía eléctrica generada por CFE (KWh)	150,930,881,564.0	139,725,781,612.4	(7.4)	
	Participación de CFE Generación I, II, III, IV y VI en el MEM (%)	48.6	47.1	(3.1)	
Costos de generación de electricidad	Costo Promedio Ponderado de CFE Generación I, II, III, IV y VI (pesos/KWh)	2.1	1.8	(14.3)	
Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de transmisión	Energía eléctrica perdida (GWh)	7,773.8	8,609.1	10.7	
	Monto de las pérdidas económicas en el proceso de transmisión (millones de pesos)	745,503.1	866,075.1	16.2	
Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de distribución	Energía eléctrica perdida (GWh)	31,455.3	31,408.8	(0.1)	
	Pérdidas técnicas (GWh)	10,710.3	14,919.9	39.3	
	Pérdidas no técnicas (GWh)	20,745.0	16,488.9	(20.5)	
	Pérdidas económicas en el proceso de distribución (millones de pesos)	53,933.4	50,463.1	(6.4)	
Cartera vencida	Cartera vencida (millones de pesos)	47,582.7	55,587.4	16.8	
	Rotación de la cartera vencida (días)	43.42	48.30	11.2	
	Porcentaje del índice de morosidad (%)	84.9	64.1	(24.5)	
Costos ineficientes en las tarifas para el cobro del suministro básico de electricidad	Costos ineficientes reconocidos por la CRE en el proceso de generación (millones de pesos)	35,889.4	31,057.9	(13.5)	
	Costos ineficientes reconocidos por la CRE en los procesos de transmisión y distribución (millones de pesos)	23,171.4	26,364.4	13.8	
	Costos ineficientes reconocidos por la CRE en el proceso de suministro básico (millones de pesos)	856.5	1,000.6	16.8	
Avance en el cumplimiento de la Agenda 2030	Porcentaje de energía eléctrica generada por medio de energías renovables (%)	23.5	25.3	7.7	
	Emisión de gases de efecto invernadero CO2 (Miles de toneladas)	82,831	75,246.0	(9.2)	

Resultados

1. Desempeño del Consejo de Administración y Comités de la CFE

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que las deficiencias en la gobernanza y el gobierno corporativo de CFE no garanticen que la empresa opere con economía, eficiencia, eficacia, transparencia y rendición de cuentas.

Cabe señalar que, conforme al artículo 10 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la EPE “contará con una organización y estructura corporativa”, la cual deberá “atender a la optimización de los recursos humanos, financieros y materiales; la simplificación de procesos; el funcionamiento eficiente de la industria eléctrica; a la eficiencia y la transparencia y la adopción de las mejores prácticas corporativas y empresariales a nivel nacional e internacional”.

a) Continuidad y funcionamiento de la estructura y organización corporativa de la CFE

El riesgo relacionado con la gobernanza de la CFE continuó materializándose, ya que, si bien, en 2019, el Consejo de Administración de la CFE se conformó por 9 de los 10 integrantes que debe tener, la empresa no actualizó el Plan de Negocios, el cual es una de las principales herramientas para conducir sus operaciones con base en una planeación y visión estratégica, a fin de avanzar en el logro del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado; lo anterior provocó que la CFE careciera de un plan formal en el que se establecieran las estrategias dirigidas a mitigar los riesgos financieros y operativos, por lo que resulta indispensable la actualización del Plan de Negocios de CFE y de sus EPS, a fin de que se establezca y defina, con una visión integral, el rumbo a seguir por la empresa.

- **Actas y acuerdos de sesiones**

En la revisión de las 9 actas de sesión (4 ordinarias y 5 extraordinarias), se identificó que, en 2019, el Consejo de Administración convino 120 acuerdos con los que tomó conocimiento y aprobó diversos asuntos, documentos y proyectos de la CFE, sus EPS y EF; sin embargo, se observó que en los 120 acuerdos no se abordó la totalidad de los riesgos críticos identificados por la ASF relacionados con: a) las problemáticas presentadas por las 9 EPS; b) la supervisión desempeñada por los comités especializados; c) las pérdidas técnicas en transmisión; d) el incremento de la cartera vencida; e) los costos ineficientes transferidos a las tarifas, y f) la generación de electricidad con tecnologías limpias, por lo que no fue posible asegurar que el Consejo de Administración procesó la totalidad de los problemas más relevantes para la empresa y, a partir de ello, contribuyera al diseño e implementación de estrategias para mitigar dichos riesgos y avanzar en el cumplimiento del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

- Reglas de operación del Consejo de Administración

En 2019, el Consejo de Administración (CA) contó con Reglas de Operación, las cuales fueron emitidas el 12 de julio de 2018, y tienen por objeto “establecer la forma en la que se llevará a cabo la operación y funcionamiento del CA de la CFE, así como establecer medidas necesarias para evitar que en el desarrollo de sus sesiones se den intercambios de información estratégica”; sin embargo, en el documento se observó lo siguiente:

- Se establecen las funciones del Presidente, Secretario y Prosecretario del Consejo, pero no se especifican las funciones de los consejeros del Gobierno Federal y los consejeros independientes.
- No se detalla la forma en la que se realizará la supervisión y el seguimiento de los acuerdos del Consejo.
- No se señala el mecanismo mediante el cual el Consejo trabajará con los comités especializados.

Por lo anterior, las Reglas de Operación del Consejo de Administración no contienen la totalidad de los procedimientos necesarios y específicos para su correcta operación.

b) Desempeño de los comités que auxilian al Consejo de Administración de la CFE

En 2019, el Consejo de Administración de la CFE se apoyó en cuatro comités especializados para llevar a cabo la conducción central de la empresa: a) Comité de Auditoría; b) Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones; c) Comité de Estrategia e Inversiones, y d) Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. Estos comités contaron con reglas de operación, en las que se establecieron las áreas de competencia de cada uno; no obstante, se identificó que carecieron de procedimientos específicos para el seguimiento y supervisión de las opiniones, directrices y lineamientos que emiten en el ámbito de su competencia, lo que puede incidir en el desarrollo de su función como órganos auxiliares del Consejo y cumplir con su objetivo de coadyuvar, apoyar y asistir al mismo.

El hecho de que los cuatro comités especializados de Auditoría; Recursos Humanos y Remuneraciones; Estrategia e Inversiones, y Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios no supervisaran la adopción de los lineamientos y directrices que emiten, aunado a la falta de actualización del Plan de Negocios de CFE y sus EPS, limitó la conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales.

Además, los comités especializados de Recursos Humanos y Remuneraciones; de Estrategia e Inversiones, y de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, no acreditaron contar con el Programa Anual de Capacitación; la propuesta Global de Financiamiento que debía elaborarse en 2019 para el ejercicio 2020; el otorgamiento de garantías para la operación de CFEnergía y de CFE Internacional; el otorgamiento de garantías financieras para la interconexión de los proyectos central ciclo combinado Salamanca, San Luis Potosí y de

combustión interna Baja California Sur, y los informes de los resultados generales de las contrataciones realizadas al amparo de las disposiciones generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la CFE y sus EPS, del periodo enero a diciembre de 2019.

2019-6-90UJB-07-0431-07-001 Recomendación

Para que la CFE Corporativo en coordinación con el Consejo de Administración de la CFE defina un programa de trabajo, con plazos, responsables, atribuciones, procedimientos y mecanismos de comunicación y coordinación para actualizar el Plan de Negocios de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias, a fin de contar con un documento que precise la ruta que debe seguir la empresa para cumplir con el objetivo de generar rentabilidad y valor económico, en términos de lo dispuesto en los artículos 12, fracciones I y II, y 13, fracciones I, II, III y IV, de la Ley de Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas instrumentadas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-002 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con el Consejo de Administración perfeccione y fortalezca las Reglas de Operación del Consejo de Administración y de los comités especializados para que dispongan de una herramienta procedimental que les permita procesar la totalidad de los principales riesgos de la empresa y disponer de la información necesaria para la toma de decisiones, a fin de que el Consejo auxiliado por los comités especializados disponga de los insumos necesarios para contribuir al diseño e implementación de estrategias que permitan atender las principales problemáticas y ejercer una efectiva gobernanza en la conducción central de la Empresa Productiva del Estado, en términos de los artículos 10, párrafo segundo, y 12, fracción I, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-003 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con los comités especializados del Consejo de Administración, instrumente mecanismos de control, a fin de generar, integrar y reportar información sobre su participación en sus áreas de competencia, entre otras: a) el Programa Anual de Capacitación; b) la propuesta Global de Financiamiento; c) el otorgamiento de garantías financieras, y d) las contrataciones realizadas al amparo de las disposiciones generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la CFE y sus EPS, en cumplimiento de los artículos 10, párrafo segundo, y 115 de la Ley de Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas instrumentadas.

2. Gestión de Riesgos Empresariales

Este resultado se realizó en tres apartados: a) Modelo Empresarial de Riesgos en la CFE, 2019; b) Avance en la atención de los riesgos estratégicos, y c) Implementación del Sistema de Gestión de Riesgos Empresariales de la CFE, con base en la metodología Committee of Sponsoring Organization of Treadway Commission (COSO).

a) Modelo Empresarial de Riesgos en la CFE, 2019

Se verificó que, en 2019, la CFE identificó 5,590 riesgos a los que se encontró expuesta la EPE y sus EPS, como se detalla en la tabla siguiente:

RIESGOS IDENTIFICADOS POR LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS EPS, 2019

Empresa	Clasificación				Total de riesgos
	Directivo	Estratégico	Operativo	Sin clasificación	
Total:	94	110	4,412	974	5,590
CFE Corporativo	22	37	368	0	427
CFE Distribución	6	10	2,194	974	3,184
CFE Generación I	7	11	207	0	225
CFE Generación II	10	6	137	0	153
CFE Generación III	10	10	271	0	291
CFE Generación IV	10	10	135	0	155
CFE Generación V	20	6	24	0	50
CFE Generación VI	4	10	389	0	403
CFE Suministrador de Servicios Básicos	5	10	687	0	702
EPS CFE Transmisión	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, mediante los oficios núm. DG/CCI/291/2020 y DG/CCI/334/2020, del 21 y 28 de julio de 2020, respectivamente.

n.d. En la Matriz de Riesgos, 2019, proporcionada por la CFE mediante correo electrónico el 10 de agosto de 2020, no se identificó ningún riesgo a cargo de la EPS CFE Transmisión.

Riesgo directivo: Es aquel que puede impactar negativamente en la operación y eficiencia de los procesos, programas y proyectos de la CFE. Uno de los factores que pueden materializar este tipo de riesgos es no contar con una normativa actualizada y congruente.

Riesgo estratégico: Todo evento o tendencia que pueda repercutir negativamente en el cumplimiento de la misión, visión y objetivos estratégicos, así como en la productividad y rentabilidad de la CFE.

Riesgo operativo: Aquellos que pueden repercutir negativamente en la eficacia de las acciones y tareas señaladas en los manuales de organización y de procedimientos, y que son ejecutadas por el personal de la CFE.

En 2019, la CFE identificó 5,590 riesgos y los clasificó de la manera siguiente: comerciales; de competencia; de financiamiento; de economía a largo plazo; financieros; de garantías o coberturas insuficientes; de innovaciones tecnológicas; legales; de imagen; personales; de tecnologías de la información; ambientales; de corrupción y fraude; de gestión, y de infraestructura. Con el análisis de la matriz de riesgos, se identificó que la CFE definió el riesgo, su descripción, el nivel y tipo, el impacto y la estrategia para disminuir su ocurrencia; asimismo, señaló la cantidad de acciones de mitigación de riesgos realizadas por cada uno; sin embargo, no documentó el avance de las acciones de mitigación.

Por EPS, CFE Distribución fue la que contó con el mayor número de riesgos registrados, al tener 3,184 riesgos: 6 directivos, 10 estratégicos y 2,194 operativos. En tanto que CFE Transmisión no registró ningún riesgo, sin que la EPE precisara los motivos. Esto evidencia heterogeneidad en la adopción del Modelo Empresarial de Riesgos.

Además, se identificó que, de los 5,590 riesgos, 4,412 (78.9%) corresponden a riesgos operativos, lo que denota que la EPE puso mayor énfasis en las acciones que pudieran repercutir negativamente en la eficiencia de las actividades y tareas señaladas en los manuales de organización y de procedimientos, y que son ejecutadas por el personal de la empresa.

Para los riesgos estratégicos, que incluyen todo evento o tendencia que pueda repercutir negativamente en el cumplimiento de la misión, visión y objetivos principales, así como en la productividad y rentabilidad de la CFE, la EPE definió 110 (2.0%) riesgos.

En lo que respecta a los riesgos directivos, que son aquellos que pueden impactar negativamente en la operación y eficiencia de los procesos, programas y proyectos de la empresa, la EPE definió 94 (1.7%) riesgos. En tanto que 974 (17.4%) de los riesgos registrados no contaron con clasificación.

b) Avance en la atención de los riesgos estratégicos

Con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2018,^{2/} la ASF constató que, en su proceso de administración de riesgos, la CFE no consideró la totalidad de los riesgos críticos a los que se encontró expuesta la empresa.

La CFE señaló que los riesgos críticos identificados por la ASF en 2018 que no consideró la empresa ni las EPS en el año de revisión, los incorporaron en su Matriz de Administración de Riesgos de 2019, como se presenta a continuación:

^{2/} Auditoría de Desempeño núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, Cuenta Pública 2018.

RIESGOS CRÍTICOS CONSIDERADOS POR LA CFE Y SUS EPS, 2019

Riesgos identificados por la ASF en la Cuenta Pública 2018 que no consideró la CFE y sus EPS	Riesgos que integró la CFE y sus EPS a la Matriz de Administración de Riesgos, 2019			
	Estratégicos	Directivos	Operativos	Total de riesgos
1. Gobernanza	0	0	0	0
2. Financieros	8	2	16	26
3. Operativos	3	3	720	726
– Generación y costos	2	1	521	524
– Transmisión	0	0	86	86
– Distribución	0	0	97	97
– Suministro	1	2	16	19
– Costos ineficientes	0	0	0	0
4. Infraestructura	2	1	0	3
– Renegociación de gasoductos	2	1	0	3
– Reasignación de activos	0	0	0	0
5. Inversión	0	0	0	0
– Proyectos	0	0	0	0
– Fibra E	0	0	0	0
6. Corrupción	3	5	245	253
7. Agenda 2030	0	0	0	0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, mediante los oficios núm. DG/CCI/291/2020 y DG/CCI/334/2020, del 21 y 28 de julio de 2020, respectivamente. Así como el correo electrónico del 10 de agosto de 2020.

Si bien la CFE y sus EPS alinearon a la Matriz de Administración de Riesgos de 2019 aquellos que no consideraron en 2018, la empresa no proporcionó la evidencia documental y el avance de las acciones que se han realizado para mitigar esos riesgos.

Para los temas identificados por la ASF en los que a 2018 no se consideraron riesgos, en 2019, la EPE definió 981 riesgos operativos, 11 directivos y 16 estratégicos; sin embargo, la EPE y sus EPS siguen sin incorporar algunos riesgos relacionados con los problemas prioritarios que podrían afectar su situación operativa y financiera y, con ello, limitar la generación de rentabilidad y valor económico en favor del Estado mexicano, entre los que destacan los siguientes:

- **Gobernanza:** no incluyó ningún riesgo estratégico, directivo u operativo, relacionado con prácticas de gobierno corporativo y gobernanza, orientados a garantizar que las empresas operen con eficiencia, eficacia y transparencia, así como que cuenten con una adecuada rendición de cuentas. Tampoco se observó la identificación de riesgos relacionados con la operación del Consejo de Administración y de los Comités

Especializados, los cuales resultan fundamentales para la toma de decisiones de la empresa.

- Costos eficientes: no se incluyó ningún riesgo sobre las ineficiencias que existen en la cadena de valor y que inevitablemente se transfieren a las tarifas de los usuarios finales, lo que resta competitividad en el sector.
- Transmisión y distribución: no se incluyó ningún riesgo estratégico y directivo, sólo se presentaron riesgos operativos.
- Reasignación de activos: no se consideró ningún riesgo sobre la reasignación de los activos de generación, lo que provocó que, se materializara el riesgo de que dicha reasignación no se fundamentara en un estudio que permita mejorar la economía, la eficiencia operativa y administrativa de las EPS de generación.
- Proyectos de inversión y fibra E: no se definió ningún riesgo relacionado con la puesta en marcha de la Fibra E.
- Agenda 2030: no se precisó ningún riesgo sobre el cumplimiento del ODS 7 y sus metas respectivas.

Asimismo, se identificó que la empresa siguió sin incorporar riesgos relacionados con que las centrales con contrato legado no recuperen su costo de generación; con el incremento en la cartera vencida, y sólo las EPS de Distribución, CFE Generación V y VI y CFE SSB contaron con algún riesgo en materia de corrupción y fraude.

- c) Implementación del Sistema de Gestión de Riesgos Empresariales de la CFE, con base en la metodología de COSO

De acuerdo con las mejores prácticas internacionales establecidas en el documento “Gestión del Riesgo Empresarial–Integración con Estrategia y Desempeño”,^{3/} de COSO, la gestión de riesgos empresariales se integra por cinco componentes interrelacionados: gobernanza y cultura, estrategia y establecimiento de objetivos, desempeño, revisión y monitorización e información, comunicación y reporte.

Para verificar el cumplimiento, en materia de gestión de riesgos empresariales, se solicitó a la CFE señalar y documentar cómo integró su modelo empresarial de riesgos bajo los componentes de la Metodología COSO.

Al respecto, la Coordinación de Control Interno, adscrita a la Dirección General de la CFE señaló que la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la CFE, sus EPS y EF no

^{3/} COSO, “Gestión del Riesgo Empresarial–Integración con Estrategia y Desempeño”, Resumen Ejecutivo. Disponible en el enlace siguiente: https://auditoresinternos.es/uploads/media_items/coso-2018-esp.original.pdf

contiene los componentes basados en COSO ERM 2017 "Integrando Estrategia y Desempeño". Sin embargo, señaló que la empresa, por medio de la Coordinación, se encuentra trabajando en un nuevo modelo de administración de riesgos y proporcionó el "Programa Actualización de Normatividad en Materia de Control Interno y Riesgos" que consta del programa de trabajo que inició en octubre de 2019 y se tiene programado concluir en octubre de 2020, sin que proporcionara la evidencia documental de los avances.

Las debilidades identificadas en el Modelo Empresarial de Riesgos de la CFE y el hecho de que no se haya concluido la actualización de la normativa en materia de control interno han contribuido a la materialización y a la limitada efectividad de mitigación de los riesgos críticos en la cadena de valor de la empresa, como se observa en los resultados de este informe.

2019-6-90UJB-07-0431-07-004 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con el Consejo de Administración y el Director General, establezca las estrategias necesarias para fortalecer el sistema de gestión de riesgos de la Empresa Productiva del Estado y de sus Empresas Productivas Subsidiarias, a fin de que éste permita prevenir, detectar, evaluar, responder y dar seguimiento a los riesgos críticos en materia de gobernanza, costos ineficientes trasladados a las tarifas de los usuarios finales, reasignación de activos; proyectos de inversión; operación de la Fibra E; pérdidas de energía en transmisión, y el cumplimiento de la Agenda 2030, a fin de garantizar el cumplimiento de su objetivo de generar rentabilidad y valor económico para el Estado en cumplimiento de lo establecido en el artículo 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; el artículo 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; los artículos 4, párrafo primero, y 54, fracción I, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y el Apartado VIII. De los riesgos de corrupción y fraude, de la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-005 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, defina los mecanismos de control necesarios para disponer de información precisa, confiable y actualizada que le permita dar seguimiento a la totalidad de las acciones de mitigación de los riesgos identificados en su Matriz de Administración de Riesgos, en términos del artículo 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-006 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con el Consejo de Administración y el Director General, defina una estrategia para concluir la actualización de la "Normativa en materia de Control Interno y Riesgos", a fin de contar con una herramienta que les permita dar

seguimiento a los riesgos identificados en la Empresa Productiva del Estado, las Empresas Productiva Subsidiaria y las Empresas Filiales, y disponer de una nueva metodología que se ajuste a los componentes de las mejores prácticas internacionales COSO ERM 2017 "Integrando Estrategia y Desempeño", y dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 10, párrafo segundo, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

3. Generación de valor económico y rentabilidad

En la auditoría núm. 501-DE "Desempeño de CFE Corporativo" que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que la situación financiera de la empresa siga deteriorándose, y pierda el grado de inversión.

Con el propósito de evaluar si, a cinco años de haber iniciado operaciones como Empresa Productiva del Estado (EPE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) avanzó en el cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, la ASF revisó los estados financieros de esta empresa, dictaminados por la firma consultora KPMG Cárdenas Dosal, S.C., y entregados al Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado, el 30 de junio de 2020, mismos que no fueron presentados en la Cuenta Pública 2019.^{4/}

Para evaluar el desempeño financiero de la CFE, la ASF examinó lo siguiente:

- a) Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2019.
 - b) Razones financieras.
 - c) Rentabilidad.
 - d) Productividad y generación de valor económico.
 - e) Riesgo de quiebra.
 - f) Hechos posteriores de relevancia.
- a) Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2019

La información de los estados financieros fue utilizada por la ASF para calcular y analizar las razones financieras de inversión, actividad y ciclo,^{5/} liquidez,^{6/} y apalancamiento,^{7/} así como

^{4/} <https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/work/models/CP/2019/tomo/VIII/TVV.05.DAR.pdf>

^{5/} Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

^{6/} Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.

para evaluar la rentabilidad de la empresa y su capacidad de generación de valor económico.

Balance General

El Balance General de la CFE de los ejercicios 2016 al 2019, presenta la composición de activos, pasivos y capital contable siguiente:

BALANCE GENERAL DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2016-2019
(Miles de pesos y porcentajes)

Concepto	Años				Variación 2018-2019 (%)
	2016	2017	2018	2019	
Activo Total	1,466,184,728.0	1,815,110,762.0	1,962,360,439.0	2,106,899,794.0	7.4
Pasivo Total	931,966,265.0	1,253,653,573.0	1,275,643,122.0	1,463,621,988.0	14.7
Capital Contable	534,218,463.0	561,457,189.0	686,717,317.0	643,277,806.0	(6.3)
Proporciones respecto del activo					
Pasivo Total (%)	63.6	69.1	65.0	69.5	n.a.
Capital Contable (%)	36.4	30.9	35.0	30.5	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de los Estados Financieros dictaminados de la CFE, 2018 y 2019.

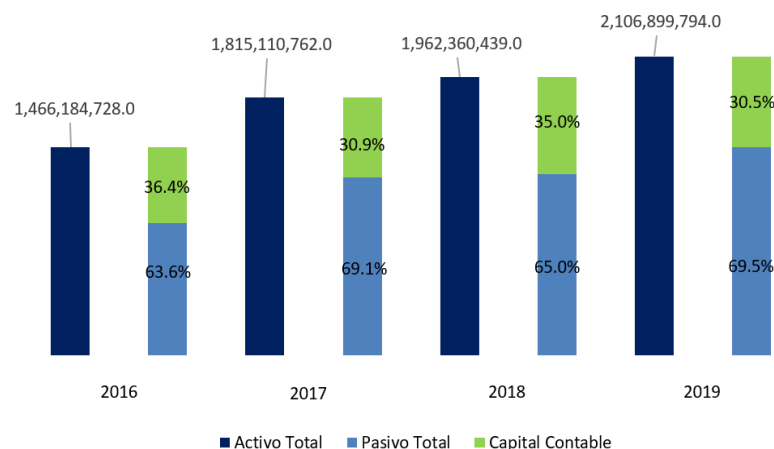
n.a. No aplicable.

En 2019, se observó un incremento en el saldo de los activos respecto del ejercicio 2018 de 7.4%, el cual se financió principalmente con un incremento en los pasivos, en dicho periodo, de 14.7% (el capital contable de la CFE disminuyó 6.3%).

Por otra parte, entre 2016 y 2019, la mezcla entre pasivos y capital contable para financiar los activos ha mantenido proporciones similares del orden de 66.8% y 33.2% (promedio del periodo), respectivamente. A su vez, se observó un aumento en el saldo de los activos, por un monto de 640,715,066.0 miles de pesos (mdp), como se muestra en la gráfica siguiente:

^{2/} Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

BALANCE GENERAL DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2016-2019
(Miles de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de los Estados Financieros dictaminados de la CFE, 2018 y 2019.

Este incremento en el saldo de los activos se debe en gran parte al impacto por la adopción de la NIIF 9 “Instrumentos financieros”, y la NIIF 15 “Ingresos de contratos con clientes”, en la contabilidad de la CFE, aplicado en el ejercicio 2018, por lo que se vieron ajustados los ejercicios 2016 y 2017 previos. De igual manera, en 2019, la CFE adoptó la norma contable NIIF 16 “Arrendamientos” y se vieron afectados los estados financieros de los ejercicios 2017, 2018 y 2019. El resumen de los incrementos totales que han tenido los activos de la CFE en dicho periodo se muestra en el cuadro siguiente:

INCREMENTOS DE SALDO EN ACTIVOS TOTALES, 2016 A 2019

Concepto	2016 a 2017	2017 a 2018	2018 a 2019
Incremento en el saldo de activos (miles de pesos)	348,926,034.0	147,249,677.0	144,539,355.0
Porcentaje de incremento (%)	23.8	8.1	7.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de los Estados Financieros dictaminados de la CFE, 2018 y 2019.

Reformulación de los estados financieros consolidados de la CFE

Adopción de las NIIF 9 y 15 en los Estados financieros de 2018

La CFE aplicó, mediante el método retrospectivo completo,^{8/} para el cierre del ejercicio 2018, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 15 “Ingresos de contratos con clientes”, y la NIIF 9 “Instrumentos financieros” que entraron en vigor el 1 de enero de 2018.

La NIIF 15 establece un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos que surgen de los contratos con clientes, y requiere que los ingresos se reconozcan a un monto en el que refleje la contraprestación a la que una entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente.

Con la adopción de la NIIF 15, la CFE reconoce un ingreso cuando el cliente obtiene control de los bienes y servicios, siendo el primero de los pasos para la identificación de un contrato. Asimismo, esta norma pide que un contrato sea cobrable para poder reconocerlo como ingreso.

La CFE hizo una evaluación y encontró que ciertos contratos corresponden a ingresos que no se recuperarán aun cuando se entregue la energía eléctrica, pues pertenecen a ingresos de áreas que se han identificado con problemas de resistencia social y regularización de tarifas y la antigüedad de la energía no cobrada es mayor de un año.

El efecto de la NIIF 15 provocó la disminución de las cuentas por cobrar al no reconocer los ingresos en las zonas de conflicto y con ello una disminución en la reserva.

Respecto de la adopción de la NIIF 9, la CFE llevó a cabo modificaciones que requirieron que el deterioro del valor de los activos financieros se presente en una partida separada en el estado de resultados del periodo y otros resultados integrales. También, el cambio en la metodología de la NIC 39 Instrumentos Financieros a la NIIF 9 provocó una disminución en la estimación de la reserva de las cuentas por cobrar.

Por lo anterior, con el efecto acumulado de la adopción de los nuevos pronunciamientos contables de las NIIF 15 y 9, la CFE registró en cuentas por cobrar, en 2017, un saldo de 95,067,522.0 mdp, reflejados en los Estados Financieros dictaminados de 2018.

^{8/} La Norma de Información Financiera B-1 Cambios Contables y correcciones de errores, establece que todos los cambios en normas particulares, implica que los estados financieros básicos que se presenten comparados con los del periodo actual y sean afectados por un cambio contable o la corrección de un error, deben ajustarse o reclasificarse retrospectivamente para reconocer en ellos los efectos del cambio o error contable como si la nueva norma particular adoptada siempre se hubiera utilizado.

Adopción de la NIIF 16 en los Estados financieros de 2019

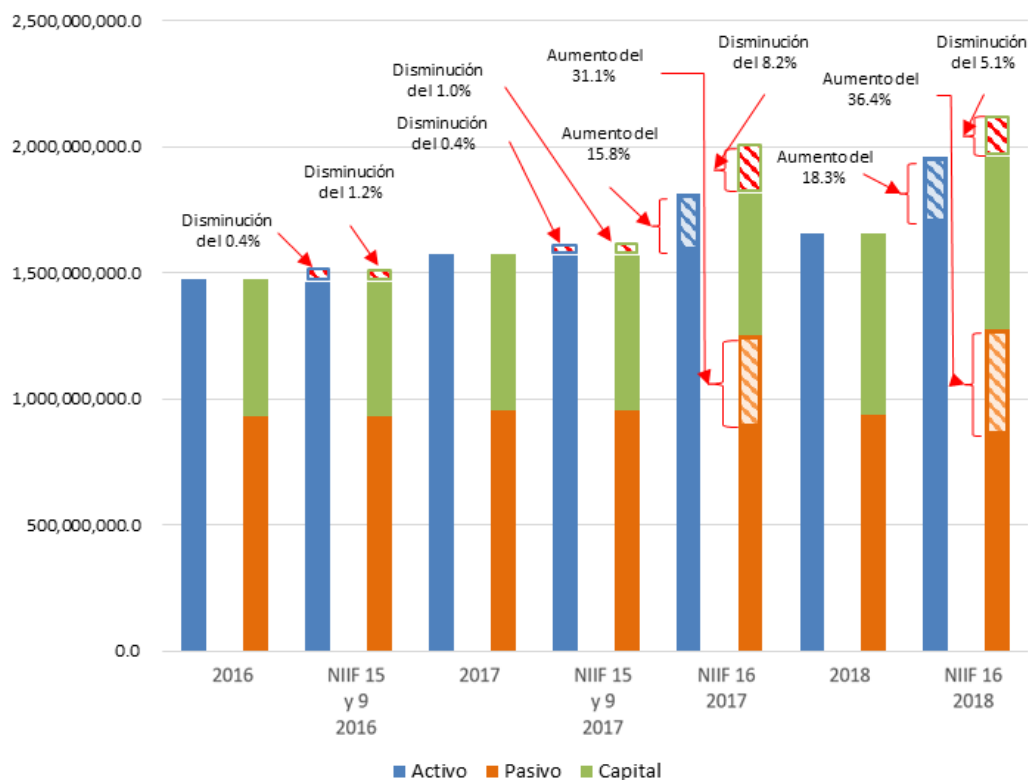
Al 31 de diciembre de 2019, la CFE reconoció activos por derechos de uso por 474,376,421.0 mdp, y pasivos por arrendamiento por 567,913,231.0 mdp, derivados de contratos de arrendamientos de inmuebles y gasoductos bajo la figura de arrendatario.

La CFE adoptó la NIIF 16 Arrendamientos mediante el método retrospectivo completo, lo cual implicó reformular la información financiera de los años 2017 y 2018, considerando como fecha de adopción inicial el 1 de enero de 2017.

Esta norma introduce cambios significativos a la contabilidad del arrendatario, eliminando la distinción entre un arrendamiento operativo y financiero, y requiriendo el reconocimiento de un activo por derechos de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de comienzo de todos los arrendamientos.

Por lo anterior, el impacto por el reconocimiento de las NIIF 15, 9 y 16 en los estados financieros se muestra en el gráfico siguiente:

EFFECTOS DE LA APLICACIÓN DE LAS NIIF 9, 15 Y 16 EN LOS EJERCICIOS 2016 A 2018
(Miles de pesos y porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios fiscales 2017, 2018 y 2019.

Activos

ACTIVOS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS, DE 2016 A 2019

(Miles de pesos)

Cuenta	Años				Proporción respecto del activo 2019 (%)	Variación 2018-2019 (%)
	2016	2017	2018	2019		
Efectivo y Equivalentes	42,266,944.0	67,237,901.0	78,483,263.0	89,339,037.0	4.2	13.8
Cuentas por Cobrar Público, neto	35,042,024.6	41,727,688.9	36,898,823.9	33,814,720.8	1.6	(8.4)
Cuentas por Cobrar Gobierno, neto	11,848,498.4	14,445,455.1	14,168,225.1	15,520,654.2	0.7	9.5
Inventarios, neto ^{1/}	11,040,762.9	12,557,655.8	13,983,318.6	19,208,696.1	0.9	37.4
Almacén, neto ^{2/}	2,985,002.1	2,085,337.2	1,554,146.4	2,325,240.9	0.1	49.6
IVA por cobrar	2,196,623.0	5,382,194.0	10,903,393.0	8,647,010.0	0.4	(20.7)
Otras cuentas por cobrar	14,149,041.0	33,512,184.0	37,205,453.0	28,690,189.0	1.4	(22.9)
Activo Corriente	119,528,896.0	176,948,416.0	193,196,623.0	197,545,548.0	9.4	2.3
Préstamos a los trabajadores	11,193,712.0	12,339,193.0	12,367,878.0	13,777,331.0	0.7	11.4
Plantas, instalaciones y equipos	1,287,172,275.0	1,190,848,303.0	1,186,590,258.0	1,211,303,643.0	57.5	2.1
Activos por derecho de uso, neto ^{3/}		309,221,076.0	346,800,570.0	474,376,421.0	22.5	36.8
Instrumentos derivados	15,646,025.0	16,084,937.0	17,783,141.0	4,064,335.0	0.2	(77.1)
Impuestos a la utilidad diferidos		76,831,851.0	171,333,172.0	167,193,651.0	7.9	(2.4)
Intangibles y otros activos ^{4/}	32,643,820.0	32,836,986.0	34,288,797.0	38,638,865.0	1.8	12.7
Activo No Corriente	1,346,655,832.0	1,638,162,346.0	1,769,163,816.0	1,909,354,246.0	90.6	7.9
Activo Total	1,466,184,728.0	1,815,110,762.0	1,962,360,439.0	2,106,899,794.0	100.0	7.4
Concepto	Proporciones respecto del activo					
Activo Corriente (%)	8.2	9.7	9.8	9.4	n.a.	n.a.
Activo No Corriente (%)	91.8	90.3	90.2	90.6	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2018 y 2019. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

^{1/} Combustibles y lubricantes; Combustible nuclear; estimación por obsolescencia.

^{2/} Refacciones y equipo; estimación por obsolescencia.

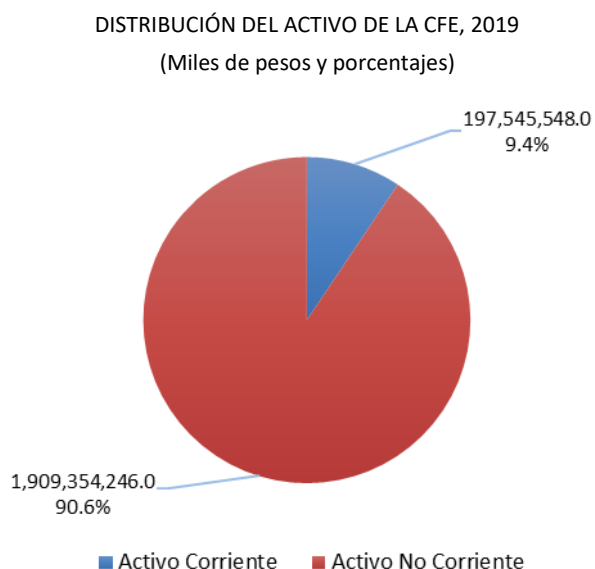
^{3/} Para el ejercicio 2019, los Estados Financieros se ajustaron para adoptar la NIIF 16 "Arrendamientos".

^{4/} Derechos de servidumbre de paso: 30,444,834.0; otros activos: 3,843,797.0.

Nota: Para el ^{1/} y ^{2/} se prorrateo la obsolescencia entre combustibles y refacciones.

n.a. No aplicable.

Al cierre del ejercicio 2019, los activos totales de la EPE tuvieron un saldo de 2,106,899,794.0 mdp, repartidos en activos corrientes con saldo de 197,545,548.0 mdp, equivalente al 9.4% del activo total, y activos no corrientes con saldo de 1,909,354,246.0 mdp, equivalentes al 90.6%. La distribución de los activos corrientes y no corrientes de la CFE se presenta en la gráfica siguiente:

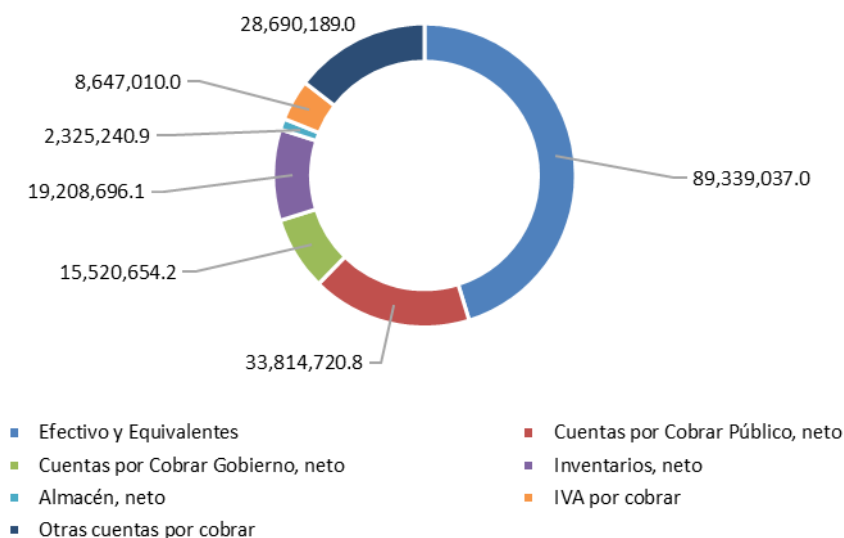


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a al ejercicio 2019.

Entre 2016 y 2019, las proporciones que guardan los activos corrientes y no corrientes respecto del activo total no han tenido variaciones significativas, promediando en dicho periodo 9.4% y 90.6%, respectivamente.

Las proporciones que guardan los componentes del activo corriente se muestran en la gráfica siguiente:

DISTRIBUCIÓN DEL ACTIVO CORRIENTE DE LA CFE, 2019
(Miles de pesos)



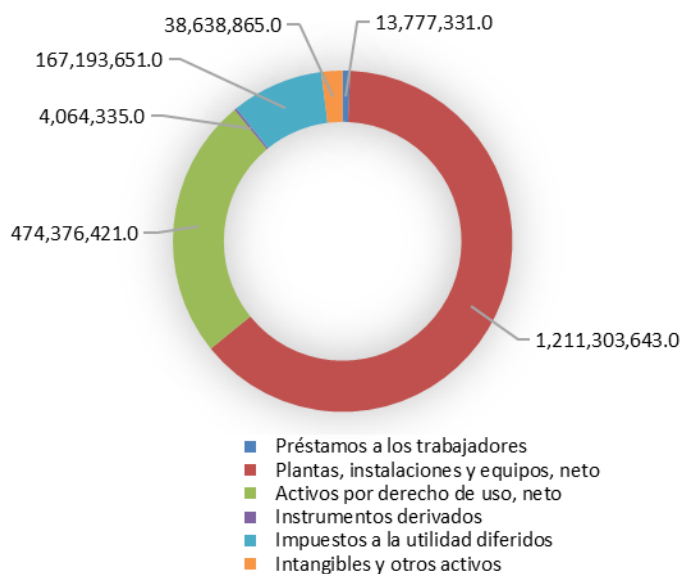
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio 2019.

En el activo corriente, el efectivo y equivalentes y las cuentas por cobrar (netas de deterioro) al público (terceros) y a gobierno sumaron 70.2%. Cabe destacar que, en 2019, el deterioro de cuentas por cobrar fue de 27,328,830.0 mdp, lo que derivó del reconocimiento de incobrabilidad de los contratos con usuarios del servicio eléctrico.^{9/}

En cuanto a los activos no corrientes, con saldo al cierre de 2019 de 1,909,354,246.0 mdp, los conceptos más significativos son las plantas, instalaciones y equipo con saldo neto de 1,211,303,643.0 mdp, activos por derechos de uso con saldo neto de 473,376,421.0 mdp e impuestos a la utilidad diferidos con saldo de 167,193,651.0 mdp. En su conjunto, estos 3 conceptos representaron 57.5%, 22.5% y 7.9% del saldo del activo no corriente, respectivamente.

^{9/} La ASF estimó, de manera proporcional, la parte aplicable de las cuentas por cobrar al público de 32.0% y al gobierno de 68.0%, con lo que se determinó que, al cierre de 2019, se ha acumulado un 36.0% (27,328,830.0 mdp) de incobrabilidad del saldo bruto de dichas cuentas (76,664,205.0 mdp).

DISTRIBUCIÓN DEL ACTIVO NO CORRIENTE DE LA CFE, 2019
(Miles de pesos y porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio 2019.

En cuanto al análisis horizontal^{10/} y vertical^{11/} de las cuentas del activo, la ASF consideró relevante las partidas (materiales) con un valor, de al menos, 5.0% del saldo de los activos totales, por lo que los conceptos más importantes (análisis vertical) corresponden a las plantas, instalaciones y equipo (57.5% del activo), activos por derechos de uso (22.5% del activo) y los impuestos a la utilidad diferidos (7.9% del activo); estos mismos rubros fueron los más significativos en 2018. En cuanto a cambios relevantes (materiales) de 5.0% o más del saldo de 2018 a 2019 que hayan presentado las cuentas antes mencionadas (análisis horizontal), únicamente los activos por derechos de uso tuvieron un cambio de 2018 a 2019 de 36.8%, por el reconocimiento de la NIIF 16 “Arrendamientos”. Como indican las notas de los estados financieros, el incremento observado de 2018 a 2019 derivó de adiciones de inmuebles, infraestructura y gasoductos por 151,691,196.0 mdp, antes de depreciaciones y efectos de conversión.

^{10/} El análisis horizontal de Estados Financieros permite determinar las variaciones ocurridas en las partidas contables entre dos periodos, tomando como base el periodo inmediato anterior.

^{11/} El análisis vertical tiene por objeto determinar la relevancia de cada partida contable respecto del total del Activo en el caso del Estado de Situación Financiera (Balance General), y respecto de los Ingresos por Ventas en el caso de las partidas del Estado de Actividades (Estado de Resultado).

Pasivos

PASIVOS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS, 2016-2019
(Miles de pesos)

Cuenta	Años				Proporción respecto del activo 2019 (%)	Variación 2018-2019 (%)
	2016	2017	2018	2019		
Pasivo Financiero de Corto Plazo	41,728,216.0	48,497,882.0	39,829,270.0	53,896,802.0	2.6	35.3
Pasivos por arrendamientos ^{1/}	0.0	15,726,965.0	26,856,724.0	11,074,905.0	0.5	(58.8)
Cuentas por pagar (terceros) ^{2/}	19,900,532.0	59,849,154.0	60,196,912.0	37,808,697.0	1.8	(37.2)
Depósitos de varios usuarios y contratistas	21,103,369.0	22,974,717.0	25,619,843.0	28,945,790.0	1.4	13.0
Impuestos, derechos y contribuciones por pagar	3,111,857.0	13,867,605.0	12,175,016.0	17,587,833.0	0.8	44.5
Otros pasivos ^{3/}	20,869,552.0	16,411,890.0	18,676,587.0	8,019,930.0	0.4	(57.1)
Pasivo de Corto Plazo	106,713,526.0	177,328,213.0	183,354,352.0	157,333,957.0	7.5	(14.2)
Pasivo Financiero de Largo Plazo	413,981,607.0	287,052,809.0	314,795,714.0	299,531,948.0	14.2	(4.8)
Pasivos por arrendamientos		404,067,545.0	429,589,272.0	556,838,326.0	26.4	29.6
Pasivo laboral	361,114,287.0	361,780,339.0	327,452,589.0	426,860,559.0	20.3	30.4
Otros pasivos ^{4/}	50,156,845.0	23,424,667.0	20,451,195.0	23,057,198.0	1.1	12.7
Pasivo de Largo Plazo	825,252,739.0	1,076,325,360.0	1,092,288,770.0	1,306,288,031.0	62.0	19.6
Pasivo Total	931,966,265.0	1,253,653,573.0	1,275,643,122.0	1,463,621,988.0	69.5	14.7
Proporciones respecto del activo						
Pasivo de corto plazo (%)	7.3	9.8	9.3	7.5	n.a.	n.a.
Pasivo de largo plazo (%)	56.3	59.3	55.7	62.0	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2018 y 2019.

1/ Derivado de la adopción de la NIIF 16 "Arrendamientos", la CFE reveló en 2019 los pasivos por arrendamientos, lo que no hace distinción entre arrendamientos operativos y financieros.

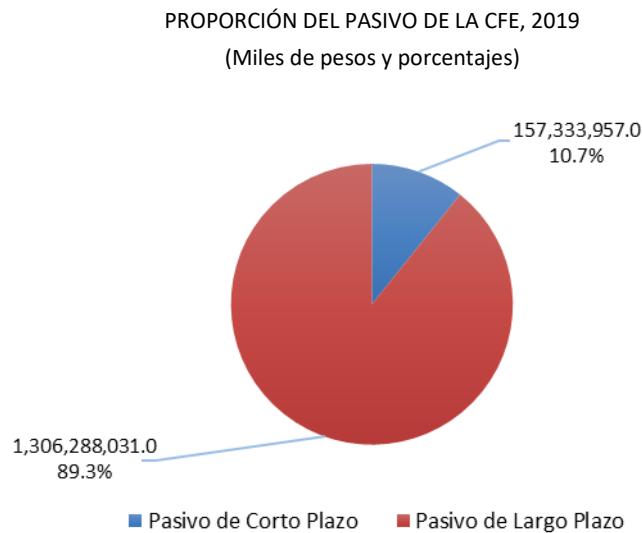
2/ Proveedores y contratistas.

3/ Empleados; otros pasivos.

4/ Aportaciones de terceros; reserva por desmantelamiento; otras provisiones.

Nota: Los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

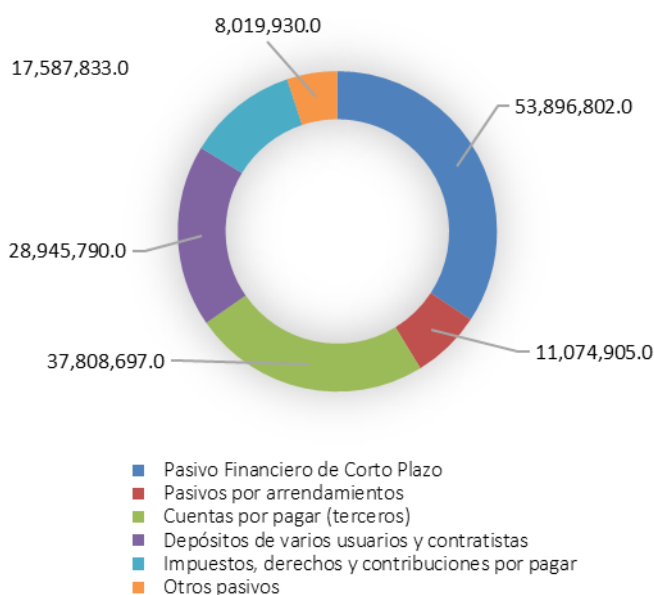
Al cierre de 2019, los pasivos de la empresa tuvieron un saldo de 1,463,621,988.0 mdp, lo que representó el 69.5% de los activos; en el periodo 2016-2019, este porcentaje no tuvo cambios significativos, al registrar 63.6% en 2016, 69.1% en 2017 y 65.0% en 2018. El 10.7% de los pasivos correspondió a pasivos de corto plazo (157,333,957.0 mdp), mientras que el 89.3% correspondió a pasivos de largo plazo (1,306,288,031.0 mdp). La distribución del pasivo de corto y largo plazo se presenta a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio 2019.

En 2019, las proporciones que guardan los pasivos de corto y largo plazo respecto del activo total no tuvieron variaciones significativas, promediando en dicho periodo 8.5% y 58.3%, respectivamente. Las proporciones que guardan los componentes del pasivo de corto plazo (el cual representó 10.7% del pasivo total) se presentan en la gráfica siguiente:

PROPORCIÓN DEL PASIVO DE CORTO PLAZO DE LA CFE, 2019
(Miles de pesos)

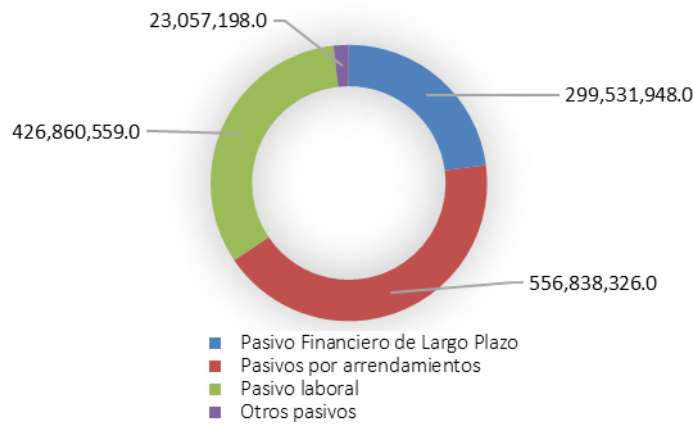


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio 2019.

El principal componente del pasivo de corto plazo lo representa el pasivo financiero de corto plazo, de 53,896,802.0 mdp (34.3% del pasivo de corto plazo), que sumado a los pasivos por arrendamientos de 11,074,905.0 mdp (7.0% de los pasivos de corto plazo), corresponde a una deuda financiera de corto plazo total de 64,971,707.0 mdp (41.3% de los pasivos de corto plazo); las cuentas por pagar por 37,808,697.0 mdp (24.0% del pasivo de corto plazo); y de depósitos de varios usuarios y contratistas con saldo de 28,945,790.0 mdp (18.4% de los pasivos de corto plazo). Estos rubros representan el 83.7% del pasivo de corto plazo.

En cuanto a los pasivos de largo plazo (que representa el 89.3% del total de pasivos), los rubros más significativos fueron los pasivos por arrendamientos con saldo de 556,838,326.0 mdp, el pasivo financiero de largo plazo con saldo de 299,531,948.0 mdp (sumados representan una deuda financiera de largo plazo de 856,370,274.0 mdp), y los pasivos laborales de 426,860,559.0 mdp. En su conjunto, estos 3 conceptos representaron 42.6%, 22.9% y 32.7% de los pasivos de largo plazo (98.2% del pasivo de largo plazo en su conjunto), respectivamente.

PROPORCIÓN DEL PASIVO DE LARGO PLAZO DE LA CFE, 2019
(Miles de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio 2019.

El saldo al cierre de 2019 de los pasivos financieros de corto y largo plazo fue de 353,428,750.0 mdp. Los componentes del pasivo financiero no tuvieron variaciones significativas respecto de 2018, siendo el principal componente la deuda documentada. Los movimientos que tuvo el pasivo financiero durante 2019 se muestran en la tabla siguiente:

COMPOSICIÓN DEL PASIVO FINANCIERO DE CORTO Y LARGO PLAZO DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2019
(Miles de pesos)

Concepto	Saldo al 31 de diciembre de 2018	Disposiciones (+)	Amortizaciones (-)	Fluctuaciones cambiarias (+)	Saldo al 31 de diciembre de 2019	Porcentaje 2018	Porcentaje 2019
Préstamos bancarios	7,494,715.0	171,083.0	7,100,442.0	0.0	565,356.0	2.1	0.2
Deuda documentada	216,045,238.0	21,341,290.0	16,207,183.0	(4,382,336.0)	216,797,009.0	60.9	61.3
Deuda PIDIREGAS	131,085,031.0	22,651,044.0	14,709,494.0	(2,960,196.0)	136,066,385.0	37.0	38.5
Pasivo financiero total	354,624,984.0	44,163,417.0	38,017,119.0	(7,342,532.0)	353,428,750.0	100.0	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la nota 13 de los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondiente al ejercicio 2019.

Del análisis horizontal y vertical de las cuentas del pasivo de corto y largo plazo, considerando una materialidad, respecto del activo total de, al menos 5.0%, los conceptos más relevantes (análisis vertical) correspondieron a los pasivos por arrendamiento (26.4% del activo), los pasivos financieros de largo plazo (14.2% del activo) y el pasivo laboral (20.3% del activo); estos mismos rubros fueron los más significativos en 2018. En cuanto a cambios materiales de 5.0% o más del saldo de 2018 a 2019 que presentaron las cuentas antes mencionadas (análisis horizontal), los pasivos por arrendamientos tuvieron un incremento del 29.6%, y el pasivo laboral un incremento del 30.4%. El incremento del primero derivó del reconocimiento de la NIIF 16 “Arrendamientos” en la contabilidad de la CFE (explicado previamente), proveniente principalmente por la incorporación en 2019 de 151,674,080.0 mdp en adiciones correspondientes a nuevos activos por derechos a través de nuevos arrendamientos por pagar (principalmente gasoductos), cuyo saldo neto pasó de 346,800,570.0 mdp en 2018 a 474,376,421.0 mdp en 2019. En cuanto al incremento del pasivo laboral, éste se debió principalmente a un incremento en las obligaciones por beneficios definidos de 114,836,702.0 mdp, derivado principalmente del ajuste en la tasa de descuento aplicada al plan de pensiones, dados los supuestos actuariales empleados por el profesional independiente en 2019, que pasó de 9.0% en 2018 a 7.25% en 2019.

Capital Contable

El capital contable de la CFE en el periodo 2016-2018, se presenta a continuación:

CAPITAL CONTABLE DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS, 2016-2019

(Miles de pesos)

Balance General	Años				Proporción respecto del activo 2019 (%)	Variación 2018-2019 (%)
	2016	2017	2018	2019		
Patrimonio aportado ^{1/}	95,009,668.0	95,009,668.0	95,009,668.0	95,009,668.0	4.5	0.0
Resultado del ejercicio ^{2/}	94,239,312.0	107,708,807.0	61,625,306.0	25,673,696.0	1.2	(58.3)
Resultados acumulados	(102,282,853.0)	(57,958,804.0)	49,750,003.0	108,125,282.0	5.1	117.3
Participación no controladora ^{3/}	-	-	14,246,615.0	14,439,251.0	0.7	1.4
Otras partidas de resultados integrales acumuladas	447,252,336.0	416,697,518.0	466,085,725.0	400,029,909.0	19.0	(14.2)
Capital Contable	534,218,463.0	561,457,189.0	686,717,317.0	643,277,806.0	30.5	(6.3)
Proporciones respecto del activo						
Capital Contable (%)	36.4	30.9	35.0	30.5	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2018 y 2019.

^{1/} Aportaciones recibidas del Gobierno Federal; aportaciones en especie recibidas del Gobierno Federal.

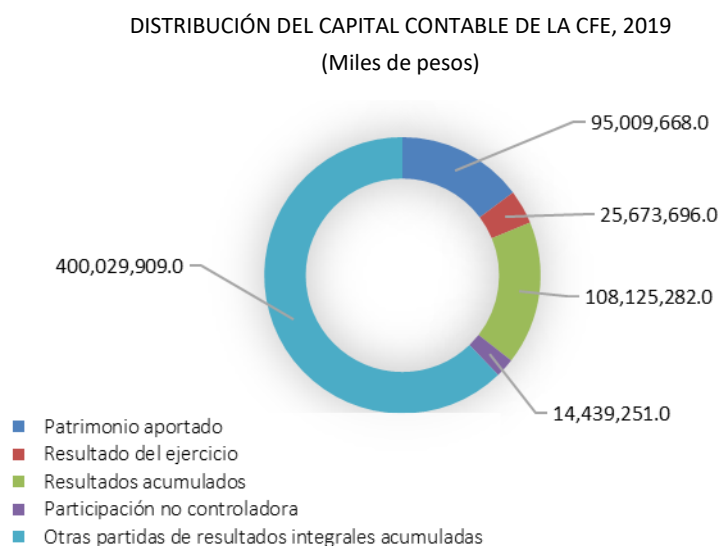
^{2/} Incluye la participación no controlada del resultado del periodo, buscando medir la generación de riqueza de la Unidad Económica.

^{3/} Se le excluyen los del resultado no controlados.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

n.a. No aplicable.

Al cierre de 2019, la CFE registró un capital contable total de 643,277,806.0 mdp; la proporción que guardó el capital contable respecto de los activos, en el periodo 2016 a 2019, no tuvo cambios significativos, promediando 33.2%. La integración del capital contable a 2019 se muestra en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondiente al ejercicio 2019.

En 2019, el patrimonio aportado representó el 14.8% del capital contable (95,009,668.0 mdp), el resultado del ejercicio y los resultados acumulados, en conjunto, representaron 20.8% del capital contable (133,798,978.0 mdp), contó con una participación no controladora que representó 2.2% del capital contable (14,439,251.0 mdp, excluyendo 4,707,960.0 mdp del resultado neto, atribuible a la participación no controladora, que para efectos del análisis de la ASF se dejan incorporados al Resultado del Ejercicio), y con otras partidas de resultados integrales acumulados que representaron 62.2% del capital contable (400,029,909.0 mdp).

Del análisis horizontal y vertical de las cuentas del capital contable, considerando una materialidad de al menos 5.0% del activo total, los conceptos más relevantes (análisis vertical) correspondieron a los resultados tanto acumulados como los del ejercicio 2019 (6.4% del saldo de los activos) y las otras partidas de resultados integrales acumulados (19.0% del saldo de los activos). Estos mismos rubros, en 2018, fueron los materialmente más relevantes en dicho ejercicio. En cuanto a cambios materiales, de 5.0% o más del saldo de 2018 a 2019 que presentaron las cuentas antes mencionadas (análisis horizontal), el

resultado del ejercicio más los resultados acumulados, tuvieron un incremento neto de 59.0%, derivado de la utilidad del ejercicio 2019 que sumó 25,673,696.0 mdp; por su parte, las otras partidas de resultados integrales acumulados tuvieron una disminución de 2018 a 2019 de 14.2%, por la acumulación al saldo de esta cuenta de 2018 de 66,055,816.0 mdp en pérdidas en el ejercicio en otros resultados integrales, partida que se explicará en el Estado de Resultados.

Participación de las subsidiarias en la consolidación del Balance General

Conforme a la hoja de consolidación entregada por la CFE, se llevó a cabo un análisis de las proporciones que tiene el activo, pasivo y capital de cada subsidiaria en relación con el Balance General Consolidado de la CFE, como se muestra a continuación:

PARTICIPACIÓN DE LAS SUBSIDIARIAS EN EL BALANCE GENERAL CONSOLIDADO DE LA CFE, 2019
(Miles de pesos y porcentajes)

Empresa	Activo	(%)	Pasivo	(%)	Patrimonio	(%)
CFE Generación I	142,413,723.6	6.8	53,782,508.1	3.7	88,631,215.6	13.8
CFE Generación II	131,665,322.8	6.2	73,087,343.6	5.0	58,577,979.2	9.1
CFE Generación III	135,041,791.8	6.4	46,568,351.8	3.2	88,473,440.0	13.8
CFE Generación IV	146,357,945.9	6.9	37,095,088.0	2.5	109,262,857.9	17.0
CFE Generación V	77,146,460.6	3.7	77,245,156.8	5.3	(98,696.2)	0.0
CFE Generación VI	77,801,000.7	3.7	81,603,428.8	5.6	(3,802,420.5)	(0.6)
CFE Distribución	649,761,761.7	30.8	486,815,478.4	33.3	162,946,283.3	25.3
CFE Suministro Básico	121,546,662.4	5.8	158,068,590.0	10.8	(36,521,927.6)	(5.7)
CFE Transmisión	409,384,966.4	19.4	206,102,735.0	14.1	203,282,231.8	31.6
Suma parcial	1,891,119,635.9	89.8	1,220,368,680.5	83.4	670,750,963.5	104.3
Otros ^{1/} (incluye los efectos por reclasificaciones y ajustes)	215,780,158.1	10.2	243,253,307.5	16.6	(27,473,157.5)	(4.3)
Total Consolidado	2,106,899,794.0	100.0	1,463,621,988.0	100.0	643,277,806.0	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2020, del 28 de julio de 2020.

La suma de pasivos y patrimonio presenta de origen una diferencia de 8.1 miles de pesos respecto de los activos.

^{1/} CFE Holding, CFE Energía, CFE Internacional, Interconexión de Contratos Legados, Suministro Calificado de CFE, CFE Guatemala, CFE Ecuador y CFE Capital.

Como se observa en el cuadro anterior, las EPS con mayor relevancia en el Balance General de la EPE son la CFE Distribución y la CFE Transmisión, que en su conjunto representaron el 50.2% de los activos consolidados, el 47.4% de los pasivos consolidados y el 56.9% del capital contable (patrimonio) consolidado.

Estado de Resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de la CFE, correspondientes al periodo 2016-2019, fueron los siguientes:

ESTADO DE RESULTADOS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS, 2016-2019
(Miles de pesos)

Partida	Años				Proporción respecto del Ingreso 2019 (%)	Variación 2018-2019 (%)
	2016	2017	2018	2019		
Ingresos por ventas ^{1/}	345,260,752.0	458,283,258.0	522,861,429.0	533,346,693.0	100.0	2.0
Costo de lo vendido ^{2/}	270,539,190.0	365,732,736.0	447,155,657.0	408,472,842.0	76.6	(8.7)
Resultado Bruto	74,721,562.0	92,550,522.0	75,705,772.0	124,873,851.0	23.4	64.9
Gastos Operativo/Administrativo ^{3/}	(79,722,552.0)	70,061,682.0	47,689,097.0	52,460,666.0	9.8	10.0
Resultado de la Operación	154,444,114.0	22,488,840.0	28,016,675.0	72,413,185.0	13.6	158.5
Resultado Financiero, Neto ^{4/}	(33,092,516.0)	(33,911,066.0)	(51,579,413.0)	(49,925,949.0)	(9.4)	(3.2)
Resultado Cambiario, Neto	(32,747,661.0)	14,325,740.0	2,205,941.0	21,961,332.0	4.1	895.6
Resultado Integral de Financiamiento	(65,840,177.0)	(19,585,326.0)	(49,373,472.0)	(27,964,617.0)	-5.2	(43.4)
Otros Productos/Gastos, Neto ^{5/}	5,635,375.0	31,502,401.0	16,811,453.0	8,252,459.0	1.5	(50.9)
Resultado Antes de Impuestos	94,239,312.0	34,405,915.0	(4,545,344.0)	52,701,027.0	9.9	(1259.5)
Impuestos del Ejercicio	-	(73,302,892.0)	(66,170,650.0)	27,027,331.0	5.1	(140.8)
Resultado Neto	94,239,312.0	107,708,807.0	61,625,306.0	25,673,696.0	4.8	(58.3)
Otros resultados integrales	334,493,732.0	(30,554,818.0)	49,388,207.0	(66,055,816.0)	(12.4)	(233.7)
Resultado Integral	428,733,044.0	77,153,989.0	111,013,513.0	(40,382,120.0)	(7.6)	(136.4)
Participación No Controladora	-	-	3,250,027.0	4,707,960.0	0.9	44.9
Participación Controladora	94,239,312.0	107,708,807.0	58,375,279.0	20,965,736.0	3.9	(64.1)
Proporciones respecto del Ingreso						
Resultado neto (%)	27.3	23.5	11.8	4.8	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2018 y 2019.

- 1/ Ingresos por suministro de energía, subsidio, venta de combustibles y servicio de transporte de energía.
- 2/ Energéticos y otros combustibles, energéticos y otros combustibles a terceros, remuneraciones y prestaciones al personal, costo del MEM, Depreciación.
- 3/ Mantenimiento, materiales y servicios generales, Impuestos y derechos, costo de beneficios a los empleados.
- 4/ Intereses a cargo, Ingresos y gastos financieros (neto).
- 5/ Otros ingresos, Otros gastos.

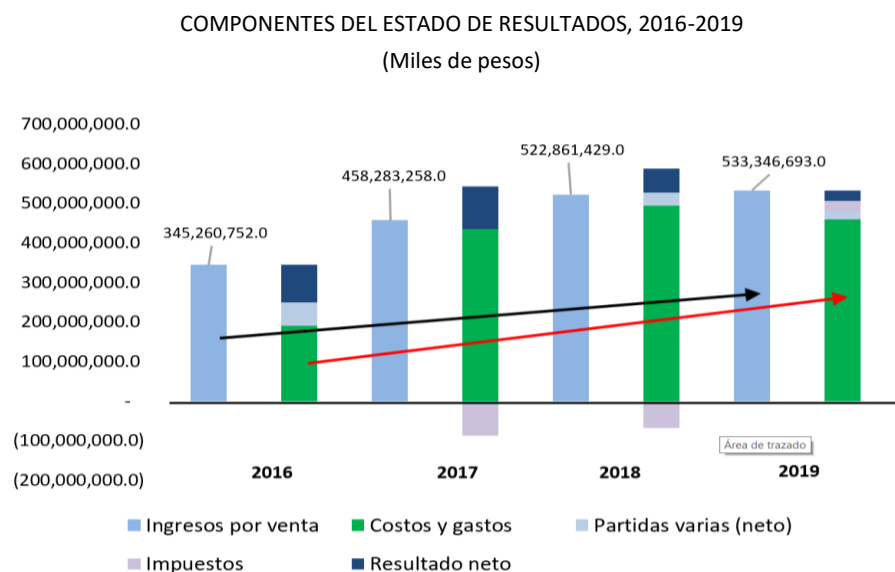
Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

Entre 2016 y 2019, la CFE presentó cambios importantes en el margen de utilidad neto (proporción del resultado neto respecto de los ingresos), al pasar de 27.3% a 4.8%. Lo anterior se explica, de manera general, por un incremento en el gasto en energéticos que empleó en su actividad durante el periodo 2016-2019; además, de que en 2016 obtuvo una utilidad en el costo de beneficios a los empleados de 111,828,000.0 mdp, el cual se originó de ajustes en el plan de retiro de sus trabajadores, por lo que generó un “ingreso” de 79,722,552.0 mdp en el rubro de gastos operativos y administrativos de dicho año. Del ejercicio 2017 al 2018 registró beneficios por impuestos diferidos (generados por las diferencias entre los activos y pasivos), lo que incrementó sus utilidades de dichos años, gravando por primera vez impuestos a la utilidad a cargo en 2019.

En 2019, la empresa obtuvo ingresos por ventas^{12/} de 533,346,693.0 mdp, y sus costos de lo vendido fueron de 408,472,842.0 mdp, por lo que la EPE obtuvo un margen bruto de 23.4% de los ingresos, el cual fue de 21.6% en 2016, 20.2% en 2017 y 14.5% en 2018. Sus gastos operativos y administrativos fueron de 52,460,666.0 mdp, por lo que su margen de operación fue de 13.6% de los ingresos por ventas. Las erogaciones del resultado integral de financiamiento ascendieron 27,964,617.0 mdp, y obtuvo otros ingresos (netos) de 8,252,459.0 mdp, por lo que presentó un resultado antes de impuestos de 52,701,027.0 mdp. Debido a que la CFE se transformó en una EPE, desde 2015, la empresa debe cumplir con las obligaciones del Título II de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, en su apartado de Personas Morales; en 2019, la EPE gravó un Impuesto a la utilidad a cargo de 27,027,331.0 mdp, por lo que su resultado neto del ejercicio fue de 25,673,696.0 mdp, representó un margen neto de 4.8% sobre los ingresos por ventas (del resultado neto, 20,965,736.0 mdp correspondieron a la parte controladora de la EPE, y los 4,707,960.0 mdp restantes correspondieron a la parte no controladora de la EPE).

^{12/} Recursos que la CFE obtiene por el suministro de energía eléctrica, por subsidio a tarifas recibidos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por la venta de combustibles, y por servicios de transporte de energía.

De 2016 a 2019, los ingresos por venta se incrementaron 54.5%, con un resultado neto inferior en 72.8%, principalmente por la incorporación de impuestos a la utilidad y costos y gastos superiores en 2019, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondiente a los ejercicios 2018 y 2019.

Por su parte, el rubro de otros resultados integrales fue de 66,055,816.0 mdp, los cuales se integraron de la manera siguiente:

OTROS RESULTADOS INTEGRALES DE LA CFE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019
(Miles de pesos)

Concepto	Saldo
Revaluación de plantas, instalaciones y equipos	27,466,275.0
Remedios de pasivos por beneficios definidos	(103,819,133.0)
Impuesto a la utilidad diferido de resultados integrales	16,982,786.0
Cobertura de flujo de efectivo	(6,685,744.0)
Total	(66,055,816.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

Con la incorporación de otros resultados integrales, cuyo principal componente fue la remediación de pasivos laborales por beneficios definidos de 103,819,133.0 mdp, la CFE obtuvo una pérdida integral de 40,382,120.0 mdp. Cabe mencionar que los Otros

Resultados Integrales se acumularon en la cuenta de Capital Contable llamada Otras partidas de resultados integrales acumulados.

Del análisis horizontal y vertical del Estado de Resultados, considerando una materialidad respecto de los ingresos del ejercicio de, al menos 5.0%, se concluyó que los conceptos más relevantes (análisis vertical) correspondieron al costo de lo vendido (76.6% de los ingresos), el gasto de operación y administración (9.8% de los ingresos), el resultado financiero (negativo en 9.4% de los ingresos), y los impuestos a la utilidad del ejercicio (5.1% de los ingresos). Estos mismos rubros, en 2018, fueron, materialmente, los más relevantes en dicho ejercicio. En cuanto a los cambios materiales de 5.0% o más del monto de cada uno de estos rubros que de 2018 a 2019 hayan presentado las cuentas antes mencionadas (análisis horizontal), el costo de lo vendido presentó una disminución de 8.7%, principalmente por una reducción en el gasto en combustibles de 2018 a 2019, como se muestra en la tabla siguiente:

GASTO EN COMBUSTIBLES, 2018-2019

(Miles de pesos)

Concepto	Años		Variación (%)
	2018	2019	
Energéticos y otros combustibles	259,644,225.0	234,999,995.0	(9.5)
Energéticos y otros combustibles a terceros	50,993,057.0	35,544,104.0	(30.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

Por su parte, el gasto operativo y administrativo tuvo un incremento del 10.0%, principalmente por un aumento en el costo de los beneficios a los empleados, que en 2018, fue de 20,539,778.0 mdp, y en 2019 de 35,900,194.0 mdp, mientras que los impuestos (a cargo) del ejercicio tuvieron un cambio de 140.8% respecto de los observados en 2018, que registraron un saldo a favor por 66,170,650.0 mdp, y en 2019 fueron a cargo por 27,027,331.0 mdp.

b) Razones Financieras

A fin de evaluar la situación financiera de la CFE, se examinaron las razones financieras siguientes: I) Inversión; II) Actividad y ciclo; III) Liquidez, y IV) Apalancamiento.

I. Inversión.

De acuerdo con la información registrada en el Estado Consolidado de Flujos de Efectivo, en 2019 la empresa invirtió 49,003,397.0 mdp en la adquisición de plantas, instalaciones y equipo, cifra superior en 6.3% a la registrada en 2018, e inferior en 29.8% a la observada en

2017. Adicionalmente, la EPE desembolsó 40,455,722.0 mdp en 2019 en el pago de bienes arrendados (82.0% del total de bienes arrendados correspondió a gasoductos), cifra superior en 63.5% a la registrada en 2018, y superior en 143.7% a la observada en 2017.

INVERSIÓN DE LA CFE, 2016-2019
(Miles de pesos)

CAPEX	Años			
	2016	2017	2018	2019
Flujo de efectivo en actividades de inversión	50,908,106.0	69,787,540.0	46,114,216.0	49,003,397.0
Flujo de efectivo por actividades de financiamiento – pago de obligaciones por arrendamientos*	n.a.	16,597,688.0	24,741,358.0	40,455,722.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios fiscales 2018 y 2019.

Nota: con la adopción de la NIIF 16 “Arrendamientos” en 2019, la CFE reformuló los estados financieros de 2018 y 2017 para incorporar dentro de Estado de Flujo de Efectivo el rubro “pago de obligaciones por arrendamientos”, no reflejándose en el estado financiero del año 2016 y anteriores.

Al efectuar el cálculo de CAPEX por medio del cambio en los saldos netos de Plantas, Instalaciones y Equipo más los bienes arrendados reportados en el Balance General, el CAPEX obtenido para la EPE fue de 218,042,426.0 mdp, cifra superior en 110.3% al observado para 2018, que fue de 103,671,549.0 mdp.

El resumen de la determinación del CAPEX por saldos se presenta en el cuadro siguiente:

CAPEX DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2018-2019
(Miles de pesos)

Concepto	Años	
	2018	2019
Plantas, instalaciones y equipo más arrendamientos del ejercicio actual (Neto) (a)	1,533,390,828.0	1,685,680,064.0
Depreciación del ejercicio actual (b)	70,350,100.0	65,753,190.0
Plantas, instalaciones y equipo más arrendamientos del ejercicio anterior (Neto) (c)	1,500,069,379.0	1,533,390,828.0
CAPEX ejercicio 2017 (d)=(a)+(b)-(c)	103,671,549.0	218,042,426.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

Este resultado positivo implicó que la empresa efectuó inversiones en su planta productiva, las cuales se traducen en la reposición, incrementos y mejoras en los activos productivos. Cabe mencionar que el desembolso en recursos, en 2019, para la adquisición de plantas, instalaciones y equipo de 49,003,397.0 mdp, fue superior en 7.9% a la depreciación registrada exclusivamente en las plantas, instalaciones y equipos en el periodo de 45,435,173.0 mdp (la depreciación total en 2019 fue de 65,753,190.0 mdp si se incluye la depreciación de los bienes arrendados), lo que benefició a la empresa principalmente por una revaluación de activos, llevada a cabo en libros por 84,480,718.0 mdp (Nota 9 de los Estados Financieros dictaminados), por lo que para 2019 la CFE vio beneficiado el valor de su planta productiva principalmente por una actualización en libros, soportada en la inversión de 49,003,397.0 mdp. El resumen de los movimientos de 2019 de las plantas, instalaciones y equipo se muestra a continuación:

MOVIMIENTOS CONTABLES EN PLANTAS, INSTALACIONES Y EQUIPO (NETO), 2018 Y 2019
(Miles de pesos)

Concepto	Años	
	2018	2019
Saldo inicial plantas, instalaciones y equipos (netos)	1,190,848,303.0	1,186,590,258.0
Adiciones	46,114,216.0	49,003,397.0
Bajas	(1,008,377.0)	(6,321,114.0)
Depreciación del periodo ^{1/}	(57,535,932.0)	(45,435,173.0)
Revaluaciones	0.0	84,480,718.0
Deterioros	0.0	(57,014,443.0)
Reversa de deterioros	3,017,598.0	0.0
Capitalizaciones	0.0	0.0
Reclasificaciones	5,154,450.0	0.0
Saldo final plantas, instalaciones y equipos (netos)	1,186,590,258.0	1,211,303,643.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

^{1/} Conforme lo establece la NIC 36 Deterioro del Valor de los Activos, el objetivo de reconocer el deterioro, es que los activos están contabilizados por un importe que no sea superior a su importe recuperable. Para el presente caso, la pérdida por deterioro de valor, en los activos revaluados, se tratará como un decremento de la revaluación efectuada, y se reconocerá en otro resultado integral.

Como parte de la reorganización de activos, la CFE realizó un estudio para determinar el valor razonable de las plantas que participaron dentro de la reorganización, como resultado de este análisis se determinó un deterioro por 57,014,443.0 mdp y una revaluación de plantas por 84,480,718.0 mdp, los cuales fueron reconocidos en resultados y en otras

partidas integrales en 2019 y tuvieron una revaluación neta de 27,466,275.0 mdp, mencionada previamente.

II. Actividad y ciclo

Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.^{13/}

El resultado de las razones de actividad de la CFE se muestra en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE ACTIVIDAD, 2018-2019

Análisis de Actividad	Años		Variación (%)
	2018	2019	
Rotación de Inventarios (días promedio)	11.4	17.2	50.8
Cuentas por Cobrar (días promedio)	35.6	33.8	(5.3)
Cuentas por Pagar (días promedio)	49.1	33.8	(31.2)
Rotación de Activo Fijo (veces)	0.44	0.44	0.1
Rotación de Activo Total (veces)	0.27	0.25	(5.0)
Intervalo de Defensa (días)	85.1	97.5	14.6
Intervalo de Defensa Astringente (días)	57.9	70.7	22.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

- i. Rotación de inventarios: En 2019, la empresa mantuvo en promedio sus inventarios por 17.2 días antes de comercializarlos. Este indicador tuvo un incremento de 50.8% respecto del observado en 2018, que fue de 11.4 días.
- ii. Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar.^{14/} En 2019, la empresa cobró sus cuentas cada 33.8 días, cifra disminuida en 5.3% a la observada en 2018 que fue de 35.6 días. Por otra parte, pagó sus cuentas cada 33.8 días, cifra mejorada respecto de la observada en 2018 en 31.2%, que fue de 49.1 días.

En 2019, al no haber diferencial entre los días de las cuentas por cobrar y los días de las cuentas por pagar, la CFE se encontró en equilibrio en cuanto al pago a acreedores y la cobranza de deudores.

^{13/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

^{14/} Rotación cuentas por cobrar = $365 / (\text{ingresos por ventas} / \text{cuentas por cobrar con terceros y partes relacionadas})$; rotación cuentas por pagar = $365 / (\text{costo directo} / \text{cuentas por pagar con terceros y partes relacionadas})$.

- iii. Rotación del activo fijo (Ingreso/Activo fijo) y rotación del activo total (Ingreso/Activo total). En 2019, los ingresos por ventas representaron 0.44 veces el saldo de plantas, instalaciones y equipo, cifra que se mantuvo sin cambios a la observada en 2018. Por su parte, los ingresos por ventas de 2019 representaron 0.25 veces el saldo de los activos totales, cifra 5.0% inferior a la observada en 2018, que fue de 0.27 veces.
- iv. Intervalo de defensa.^{15/} Con el efectivo y las cuentas por cobrar (no incluidas las cuentas por cobrar a gobierno) con las que dispuso la empresa al cierre del ejercicio 2019 (123,153,757.8 mdp), en un evento en el que dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 97.5 días, cifra superior en 14.6% a la observada en 2018, que fue de 85.1 días. Lo anterior es resultado de que en 2019 la CFE contó con un mayor saldo de efectivo y equivalentes, y a un menor desembolso en costos de ventas y gastos operativo/administrativo.
- v. Intervalo de defensa astringente.^{16/} Con el uso del saldo de efectivo y equivalentes con el que cerró el ejercicio 2019, la EPE, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 70.7 días. Este indicador mejoró en 22.2% respecto del observado en 2017, que fue de 57.9 días.

En 2019 la CFE mantuvo, previamente a su comercialización, inventarios de productos por 17.2 días, y aumentó su tiempo para desplazarlos en 50.8% respecto del observado en 2018; mejoró el tiempo de sus cuentas por cobrar en 5.3% en relación con el observado en 2018, aunque también disminuyó los tiempos en que paga a sus proveedores en 31.2%. A pesar de lo anterior, la EPE se mantuvo en equilibrio al pagar y cobrar cada 33.8 días.

En cuanto a la capacidad de la EPE para generar ingresos, el saldo de activos totales y la inversión en plantas, instalaciones y equipo tuvieron una capacidad para generar ingresos por venta de 0.25 y 0.44 veces, respectivamente, lo que implicó una disminución de 5.0% y 0.1%, respectivamente, a lo observado en 2018.

A su vez, mejoró su capacidad para continuar operaciones, ya que en un evento en el que dejara de percibir ingresos, podría continuar brindando los servicios que ofrece por 97.5 días con el uso de su efectivo y recuperando sus cuentas por cobrar al público en general, o por 70.7 días si sólo empleara su efectivo disponible, 14.6% y 22.2% superiores a las observadas en 2018, respectivamente.

III. Liquidez

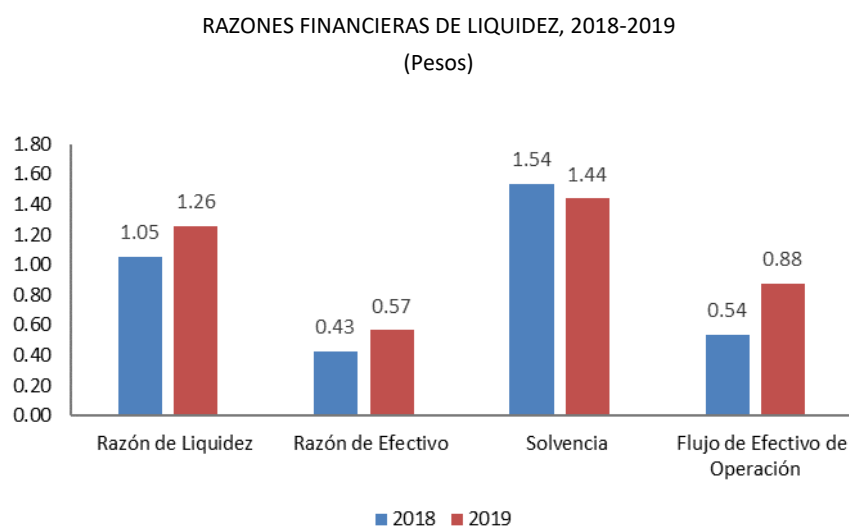
Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la

^{15/} $365 * ((\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar a terceros}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

^{16/} $365 * (\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.^{17/}

El resultado de las razones de liquidez de la CFE se presentan en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

- i. Razón de liquidez.^{18/} Al cierre de 2019, la EPE contó con 1.26 pesos de activos corrientes por cada 1.0 pesos de pasivos de corto plazo; este indicador se incrementó en 19.2% respecto del observado en 2018, que fue de 1.05 pesos. En términos de prácticas de mercado, se considera que, aunque la empresa tuvo un mayor saldo de activos corrientes para cubrir los pasivos de corto plazo, su liquidez se encontraría por debajo de un nivel prudencial de entre 1.5 a 2.0 pesos.
- ii. Razón de efectivo.^{19/} Si se reconoce únicamente el efectivo y equivalentes con el que cerró el ejercicio 2019, la EPE contó con 57 centavos por cada peso de pasivos de corto plazo, cifra que mejoró en 32.7% respecto de la observada para 2018, que fue de 43 centavos. En términos de prácticas generales de mercado, la CFE mantuvo un nivel prudencial de efectivo para hacer frente a sus obligaciones inmediatas, al encontrarse

^{17/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

^{18/} Razón de liquidez = Activo corriente / Pasivo de corto plazo.

^{19/} Razón de efectivo = Efectivo y equivalentes / Pasivo de corto plazo.

este indicador ligeramente arriba de un rango prudencial que va de 0.30 a 0.50 pesos por cada peso de pasivos de corto plazo.

- iii. Solvencia.^{20/} En 2019, la CFE contó con 1.44 pesos de activos totales por cada peso de pasivos totales, cifra que disminuyó en 6.4% a la observada en 2018, que fue de 1.54 pesos. Para 2019, la EPE fue solvente al contar con un excedente de 44 centavos en activos sobre los pasivos totales de la empresa.
- iv. Flujo de efectivo de operación.^{21/} El flujo de efectivo generado en la operación de la EPE (EBITDA)^{22/} en 2019, dividido entre su pasivo de corto plazo, indica que CFE generó 0.88 centavos de ingresos, una vez cubierto sus costos y gastos operativos, para hacer el pago de un peso de pasivos de corto plazo, por lo que los ingresos por ventas, una vez cubierto sus costos y gastos operativos, son insuficientes para repagar sus obligaciones con horizonte de tiempo de vencimiento inferior a un año. Para 2018, este resultado fue de 0.54 centavos, por lo que, comparado con 2019, la CFE tuvo una mejora de 63.7%. Este resultado indica que el EBITDA generado en la operación del ejercicio 2019 alcanzaría para cubrir 0.88 centavos de cada peso de pasivo de corto plazo.

Con base en estos elementos, se considera que en 2019 la EPE fue líquida; contó con un nivel adecuado de efectivo; fue solvente; pero su capacidad de generar flujo de efectivo en su operación fue insuficiente para pagar sus obligaciones con horizonte de vencimiento inferior a un año.

IV. Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Asimismo, examinan la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la empresa de satisfacer sus compromisos de largo plazo y sus obligaciones de inversión.^{23/}

^{20/} Razón de solvencia = Activo total / Pasivo total.

^{21/} Flujo de efectivo de operación = EBITDA / Pasivo de corto plazo.

^{22/} EBITDA: Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización). Es un parámetro que mide la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva. Es una medida que muestra, en términos generales, el excedente de los ingresos de la explotación, sobre los gastos relativos a esos ingresos.

^{23/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

El resultado de las razones de apalancamiento de la CFE se muestra en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE APALANCAMIENTO DE LA CFE, 2018 y 2019

Concepto	Año		Variación (%)
	2018	2019	
Razones de Deuda / Apalancamiento			
Apalancamiento (veces)	1.86	2.28	22.5
Endeudamiento (%)	65.0	69.5	6.9
Deuda Fin. a EBITDA (años)	8.2	6.7	(19.1)
Razones de Cobertura de Intereses			
EBIT/Gastos Financieros (veces)	1.27	3.30	160.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

- i. Apalancamiento.^{24/} En 2019, la EPE tuvo un apalancamiento de 2.28 veces su capital contable, resultado que aumentó en 22.5% respecto del obtenido para 2018, que fue de 1.86 veces su capital contable. Este incremento de 2018 a 2019 fue reflejo del aumento en el saldo de pasivos de largo plazo (213,999,261.0 mdp), y la disminución en su capital contable de 43,439,511.0 mdp, por la reducción del saldo acumulado de las otras partidas de resultados integrales.
- ii. Endeudamiento.^{25/} Los pasivos totales de la EPE representaron 69.5% de los activos totales, cifra 6.9% superior a la observada en 2018, que fue de 65.0%. Este aumento en el endeudamiento de 2018 a 2019 fue resultado de que la EPE incrementó el uso de pasivos de largo plazo en el financiamiento de sus activos, lo que se reflejó en el indicador de endeudamiento.
- iii. Deuda financiera a EBITDA (Pasivo Financiero / EBITDA). Los pasivos financieros de la EPE (pasivos financieros de corto y largo plazo, más pasivos por arrendamientos), considerando el flujo de efectivo generado en la operación de la EPE (EBITDA) de 2019, tardarían en ser pagados 6.7 años. Esta cifra mejoró en 19.1% a la observada en 2018, que fue de 8.2 años.
- iv. Cobertura de intereses (EBIT^{26/}/gastos financieros): En 2019, una vez cubiertos los costos de venta y gastos operativos (incluidas las depreciaciones), el resultado

^{24/} Apalancamiento = Pasivos totales / Capital Contable.

^{25/} Endeudamiento = Pasivos totales / Activos totales.

^{26/} El EBIT (Earnings before interest and taxes), es el resultado operativo (o resultado neto de explotación) de una organización.

operativo del ejercicio (72,413,185.0 mdp) sería suficiente para cubrir 3.30 veces los intereses de 21,925,609.0 mdp (monto reflejado en el Estado de Flujo de Efectivo) pagados en 2019. Este indicador mejoró en 160.0% al observado en 2018, el cual fue de 1.27 veces.

Con base en lo anterior, en 2019 se observó que la EPE aumentó su apalancamiento en 22.5%, esto por un incremento en el uso de pasivos de largo plazo en su operación, lo que se reflejó en el aumento de su endeudamiento de 69.5%, que representó 6.9% más respecto de 2018. Por otra parte, una vez que se han cubierto los costos y gastos operativos del año, el resultado de la operación (EBIT) podría cubrir 3.30 veces los intereses que se pagaron en el año, indicador mejorado al observado en 2018, que fue de 1.27 veces.

c) Rentabilidad

Para analizar la rentabilidad económica y financiera de la CFE, se utilizaron las razones siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA),^{27/} Rendimiento sobre capital (ROE)^{28/} y Retorno sobre capital empleado (ROCE).

Los resultados de los indicadores se presentan en el cuadro siguiente:

RAZONES DE RENTABILIDAD DE CFE, 2018-2019

Indicador	2018	2019	Variación (%)
ROA (%)	3.1	1.2	(61.2)
ROE (%)	9.0	4.0	(55.5)
ROCE (%)	1.6	3.7	135.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

- i. Retorno sobre activos (ROA). En 2019, el retorno sobre activos obtenido por la CFE fue 1.2%, inferior en 61.2% al 3.1% obtenido en 2018. Lo anterior se explica por la disminución en las utilidades netas, debido en gran medida a los impuestos a la utilidad a cargo del año 2019, ya que en años anterior estos habían sido a favor, lo que le reportó un ingreso a CFE en 2018.

^{27/} Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.

^{28/} Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre el capital contable.

- ii. Retorno sobre Capital Contable (ROE). En 2019, la EPE generó un retorno sobre el capital contable de 4.0%, cifra inferior en 55.5% a la obtenida en 2018 que fue de 9.0%. Lo anterior se debió a la disminución en la utilidad neta explicada en el punto anterior.
- iii. Retorno sobre capital empleado (ROCE). En 2019, el retorno sobre el capital empleado de la CFE fue de 3.7%, resultado superior en 135.9% al obtenido para 2018, que fue de 1.6%. Lo anterior se explica por el incremento en el Resultado Operativo (EBIT), que en 2018 fue de 28,016,675.0 mdp, y en 2019 fue de 72,413,185.0 mdp.

Derivado de lo anterior, si bien, en 2019 la CFE obtuvo un rendimiento sobre activo y capital contable inferiores en 61.2% y 55.5%, respectivamente, a los obtenidos en 2018, se observó una mejora en la eficiencia en el uso del capital empleado en su operación, que pasó de 1.6% en 2018 a 3.7% en 2019; en el cálculo de estos indicadores se incluyeron los subsidios por 75,185,800.0 mdp en los ingresos. Los tres indicadores de rentabilidad se ubicaron por debajo de la Tasa Social de Descuento requerida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para los proyectos de inversión del Gobierno Federal que es de 10.0%, y que un Certificado de la Tesorería, al cierre de 2019, otorgó un rendimiento de 7.25% anual.

d) Productividad y generación de valor económico

La productividad se puede definir como la medida de hacer algo por unidad del factor utilizado (capital, trabajador, costos, tiempo, etc.).

El “Valor Económico Agregado” (EVA por sus siglas en inglés) mide el desempeño financiero de una empresa. Cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo su costo de capital de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica.

Los resultados de las métricas de generación de valor se muestran a continuación:

MÉTRICAS PARA MEDIR LA PRODUCTIVIDAD Y LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO DE LA CFE, 2018-2019

Concepto	2018	2019	Variación (%)
EBITDA (miles de pesos)	98,366,775.0	138,166,375.0	40.5
Eficiencia en Ventas (%)	18.8	25.9	37.7
Productividad del Activo (%)	5.0	6.6	30.8
Productividad de la plantilla laboral (miles de pesos por trabajador) (%)	5,722.5	5,841.0	2.1%
Productividad del gasto en personal	8.3	7.7	(6.7)
Valor Económico Agregado (EVA) (miles de pesos)	(158,288,936.2)	(144,267,354.2)	(8.9)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

- i. EBITDA: En 2019, el EBITDA generado en la operación de la empresa fue de 138,166,375.0 mdp, cifra superior en 40.5% a la observada en 2018, que fue de 98,366,775.0 mdp. Lo anterior, implica que la EPE generó flujo de efectivo después de haber cubierto sus costos directos y gastos operativos y administrativos, brindándole capacidad para pagar pasivos, costo financiero, e invertir en infraestructura productiva, entre otras.
- ii. Eficiencia en ventas (o Margen de EBITDA): En 2019, el EBITDA del ejercicio representó el 25.9% de los ingresos por ventas, cifra superior en 37.7% a la observada en 2018, que fue de 18.8%.
- iii. Productividad del activo: En 2019, los activos de la empresa tuvieron un multiplicador de valor a través de la generación de EBITDA de 6.6%, cifra superior en 30.8% a la observada en 2018, que fue de 5.0%.
- iv. Productividad de la plantilla laboral. En 2019, la empresa contó con una plantilla laboral de 91,311 trabajadores (considerando sindicalizados y de confianza), plantilla inferior en 0.1% a la observada en 2018 (91,369 trabajadores). Dados los ingresos por ventas en ese año, cada trabajador aportó a los ingresos por ventas 5,841.0 mdp. Este indicador aumentó en 2.1% respecto del calculado para 2018, que fue de 5,722.5 mdp.
- v. Productividad del gasto en personal. En 2019, la EPE erogó un total de 69,018,628.0 mdp por concepto de remuneraciones y prestaciones al personal, 9.3% superior a lo erogado en 2018 (63,152,703.0 mdp). En 2019, por cada peso pagado por la EPE por remuneraciones y prestaciones, la empresa generó 7.7 pesos de ingresos por ventas, cifra inferior en 6.7% a la observada para 2018, que fue de 8.3 pesos.
- vi. Valor Económico Agregado (EVA): En 2019, la generación de riqueza residual de la EPE fue negativa por 144,267,354.2 mdp, lo que implicó financieramente que la empresa presentara un resultado negativo en la generación de valor económico en su operación. Lo anterior se explica porque la empresa generó una utilidad de operación de 72,413,185.0 mdp, monto insuficiente para cubrir un rendimiento del capital invertido (capital empleado) de 10.0% más la parte correspondiente de impuestos a la utilidad. Este indicador de generación de valor económico negativo, en 2019 tuvo una disminución de 8.9% respecto de 2018.

En 2019, la CFE generó flujo de efectivo en su operación (EBITDA) de 138,166,375.0 mdp, cifra mayor que la observada en 2018 en 40.5%; el mismo EBITDA representó 25.9% de sus ingresos por venta, cifra superior en 37.7% a la observada en 2018, y representó 6.6% de sus activos totales, cifra superior en 30.8% a la observada en 2018. Lo anterior denota una mejora en la eficiencia para generar flujo de efectivo de la EPE.

Por otra parte, la plantilla laboral aumentó su productividad sobre ingresos por ventas en 2.1%, por lo que cada trabajador aportó 5,841.0 mdp en ingresos por ventas; por su parte, la productividad del gasto en remuneraciones y prestaciones al personal disminuyó en 6.7%

respecto de 2018, ya que en 2019 cada peso de gasto en personal generó 7.7 pesos de ingresos por venta. Lo anterior refleja que, en términos de personal, la EPE tuvo una mejora en cuanto a la generación de ingresos, no así en términos del gasto efectuado en este mismo personal.

Finalmente, en 2019 la EPE presentó un valor negativo de 144,267,354.2 mdp, cifra que mejoró 8.9% en comparación con el resultado negativo de 2018, que fue de 158,288,936.2 mdp.

e) Riesgo de quiebra

Se puede definir al riesgo de quiebra como la probabilidad que enfrenta una empresa de que no pueda hacer frente a sus obligaciones y, en consecuencia, no pueda continuar con sus operaciones de manera normal.

Los resultados de la probabilidad de quiebra se muestran a continuación:

MODELOS DE PROBABILIDAD DE QUIEBRA TÉCNICA
(Puntos)

Modelo	2018	2019	Variación (%)
Altman Z-Score	0.72	0.74	2.8
Springate	0.14	0.45	221.5

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2019.

- I. Altman Z Score. Bajo este modelo, para 2019, el resultado obtenido por la empresa fue de 0.74 puntos, es decir, dado que el indicador de este modelo está por debajo de 1.81 puntos implica que la empresa tiene la probabilidad de ser insolvente en el corto plazo, por lo cual se necesitan acciones correctivas que mejoren los indicadores de la empresa para evitar un deterioro de su situación financiera. Cabe mencionar que este indicador mejoró 2.8%, respecto del calculado para 2018, que fue de 0.72 puntos.
- II. Springate. En 2019, bajo el modelo de predicción de quiebra de Springate, el cual es aplicable a cualquier tipo de empresa sin importar que cotice o no cotice en mercados financieros, la CFE reportó un valor de 0.45 puntos. Dicho indicador sitúa a la empresa con probabilidad de ser insolvente, ya que, al obtener un índice inferior a 0.862 puntos, reflejó problemas financieros que denotan cierto riesgo de insolvencia en el corto plazo. Este resultado mejoró 221.5% al observado en 2018, que fue de 0.14.

Bajo los dos modelos de probabilidad de quiebra, se observó que los resultados financieros de la CFE no son los óptimos para considerarse una empresa con solidez financiera, como

efecto del proceso de consolidación como EPE y por la baja relación entre capital de trabajo sobre activos totales (1.9%) y los resultados acumulados sobre activos totales (6.4%).

f) Hechos posteriores de relevancia

Fideicomiso Maestro de Inversión

El Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad aprobó, el 21 de julio de 2020, durante la 39 sesión ordinaria, un Fideicomiso Maestro de Inversión para la Empresa Productiva del Estado. Entre los objetivos que se buscan con dicho instrumento jurídico se encuentran:

- La construcción de cinco nuevas centrales estratégicas y adquisición de centrales estratégicas, buscando no impactar el techo de endeudamiento de la EPE.
- La implementación del esquema de autofinanciamiento para realizar la inversión productiva para la CFE, a través de las utilidades acumuladas y futuras de CF Energía y recursos de capital de emisiones de la CFE Fibra E, para financiar la construcción o compra de nuevas centrales eléctricas.
- Reducir el endeudamiento asociado a PIDIREGAS al menos al 5.0%.

Con esta estrategia se pretende reducir el endeudamiento asociado a PIDIREGAS, por lo que es importante su consideración en futuras revisiones.

Situación de los pasivos financieros a junio de 2020

Al cierre de diciembre 2019, los pasivos financieros de la EPE tenían un saldo de 353,428,750.0 mdp; al cierre de junio 2020 éstos contaban con un saldo de 409,017,054.0 mdp; el incremento observado obedece principalmente a las fluctuaciones cambiarias del peso mexicano respecto de las monedas de los financiamientos. Lo anterior se muestra en la tabla siguiente:

DESGLOSE DE LOS PASIVOS FINANCIEROS DE LA CFE A JUNIO DE 2020

(Miles de pesos)

Concepto	Saldo al 31 de diciembre de 2019	Disposiciones (+)	Amortizaciones (-)	Fluctuaciones cambiarias (+)	Saldo al 30 de junio de 2020
Prestamos bancario	565,356.0	0.0	565,356.0	0.0	0.0
Deuda documentada	216,797,009.0	13,584,480.0	14,125,438.0	24,851,204.0	241,107,255.0
Deuda PIDIREGAS	136,066,385.0	22,644,100.0	6,268,818.0	15,468,132.0	167,909,799.0
Pasivo financiero total	353,428,750.0	36,228,580.0	20,959,612.0	40,319,336.0	409,017,054.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros parciales de la CFE, al mes de junio de 2020.

Benchmark de indicadores con empresas del sector para el cierre del año 2019

A continuación, se presenta un comparativo de indicadores generales realizado por la ASF, con información de la plataforma Bloomberg, de cinco empresas^{29/} del sector eléctrico con integración vertical^{30/} como la CFE.

MÉTRICAS GENERALES DE COMPARACIÓN DE CINCO EMPRESAS DEL SECTOR CON CFE, 2019

Concepto	Promedio 5 empresas del sector	CFE	Diferencia (%)
Liquidez	0.90	1.26	39.9%
Solvencia	1.42	1.44	1.5%
Apalancamiento	2.73	2.28	(16.4%)
Endeudamiento	71.3%	69.5%	(2.5%)
ROA	2.1%	1.2%	(43.9%)
ROE	8.5%	4.0%	(52.8%)
Productividad del activo	8.2%	6.6%	(19.9%)
Eficiencia en ventas	22.0%	25.9%	17.6%
Altman Z score	0.98	0.74	(24.4%)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de las empresas del sector de la plataforma Bloomberg.

En 2019, la CFE presentó una liquidez superior en 39.9% que el promedio presentado por sus pares de mercado, y registró una solvencia equiparable a éstos. En cuanto a su apalancamiento, la CFE presentó un resultado inferior en 16.4% al comparativo, mientras que su endeudamiento fue inferior en 2.5%. La rentabilidad de la CFE, medida por medio del ROA y el ROE, se encontró por debajo en 43.9% y 52.8%, respectivamente, del promedio del sector; la productividad de los activos totales fue 19.9% inferior a la de mercado, aunque su eficiencia en ventas fue 17.6% superior al promedio del mercado. En cuanto al riesgo de quiebra, el indicador Altman Z Score, tanto de la CFE como del mercado, sitúa a las empresas en la región con probabilidad de ser insolventes en el corto plazo, siendo ligeramente mejor el indicador del promedio del mercado. Cabe señalar que, aun cuando la CFE presentó algunos indicadores por encima del promedio de sus pares de mercado (como el de liquidez), la rentabilidad y la eficiencia de sus activos no son los óptimos cuando se comparan con el mercado, como resultado de las ineficiencias.

^{29/} Electricite de France SA; Enel SpA; Korea Electric Power Corp; Iberdrola SA; Endesa SA.

^{30/} Son aquellas que poseen todos los eslabones de la cadena de valor del sector eléctrico; esto es la generación, transmisión y distribución de electricidad.

2019-6-90UJB-07-0431-07-007 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, revise, evalúe y mejore las estrategias financieras y operativas implementadas, a fin de continuar reduciendo su riesgo de quiebra técnica y, con ello, avance en su estabilidad financiera en el corto plazo, mediante el saneamiento financiero, la eficiencia en el uso de sus recursos disponibles, el mejoramiento de su capacidad de generar recursos en su operación, y el incremento de su capital de trabajo, con objeto de que la EPE esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad al Estado mexicano en el mediano plazo, cumpliendo con lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 4 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad; 2 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, con el 1 del Estatuto Orgánico de la CFE, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

4. Costos de generación de electricidad

El Costo Promedio Ponderado (CPP) representa el promedio de los costos de generación (pesos/KWh) considerando la participación de cada central eléctrica, en función de la cantidad de energía que generó.

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que los costos de generación no disminuyan y que como consecuencia las EPS de generación pierdan competitividad.

Con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018,^{31/} la ASF verificó que, en ese año, la EPS que registró el costo promedio ponderado de generación más elevado fue la CFE Generación I (2.30 Pesos/KWh), en tanto que la EPS que registró el costo de generación más bajo fue la CFE Generación V (1.00 Pesos/KWh). Asimismo, con las auditorías practicadas a estas EPS de Generación se detectaron centrales cuyos costos de generación no fueron recuperados en el Contrato Legado (CL), por lo que resulta necesario mejorar el desempeño de estas centrales, a fin de que su operación genere utilidades y no pérdidas en las EPS.

El resultado se presenta en dos apartados: a) Costo promedio ponderado de las EPS y b) Recuperación de los costos de generación de las EPS mediante el Contrato Legado.

^{31/} Auditoría de Desempeño núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, Cuenta Pública 2018.

a) Costo promedio ponderado de las EPS

Los costos promedio ponderados, por EPS, en 2019, se muestran a continuación:

**COSTO PROMEDIO PONDERADO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS
DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, 2019
(Pesos/KWh)**

EPS	Centrales en operación que generaron electricidad	Antigüedad promedio de las centrales (años)	Energía generada (KWh)	Costo Promedio Ponderado (pesos)
Totales:	187	n.a	231,939,203,295.3	1.4*
CFE Generación I	38	36.1	24,587,206,970.0	1.80
CFE Generación II	29	33.5	26,324,552,679.0	2.05
CFE Generación III	24	33.7	29,071,012,455.6	1.81
CFE Generación IV	19	39.8	27,102,832,571.4	1.23
CFE Generación VI	45	41.8	32,640,176,936.3	2.04
Productores Externos de Energía (PEE)				
CFE Generación V	32	12.1	92,213,421,683.0	0.82

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

* Se refiere al Costo Promedio Ponderado de las 187 centrales que estuvieron en operación, incluidas las 32 centrales externas legadas a cargo de la CFE Generación V.

n.a No aplicable.

En 2019, la EPS que registró el costo promedio ponderado de generación más elevado fue la CFE Generación II (2.05 Pesos/KWh), en tanto que la EPS que presentó el costo promedio ponderado de generación más bajo fue la CFE Generación V (0.82 Pesos/KWh), que concentra a los Productores Externos de Energía. Las 38 centrales en operación de la CFE Generación I registraron, en promedio, una antigüedad de 36.1 años, las cuales generaron 24,587,206,970.0 KWh, a un costo promedio ponderado de 1.80 pesos/KWh.

La CFE Generación II contó con 29 centrales en operación, con una antigüedad promedio de 33.5 años, las cuales generaron 26,324,552,679.0 KWh, a un costo promedio ponderado de 2.05 pesos/KWh, el costo más alto de todas las EPS de generación.








La CFE Generación V contó con 32 centrales externas legadas de los PEE, con una antigüedad promedio de 12.1 años, las cuales generaron 92,213,421,683.0 KWh, a un costo promedio ponderado de 0.82 pesos/KWh, el costo más bajo de todas las EPS.

Cabe señalar que las centrales de 5 EPS de CFE tienen, en promedio, más de 30 años de antigüedad, lo que podría incidir en que los costos de generación no sean competitivos,

respecto de CFE Generación V, cuyo promedio de antigüedad de sus centrales es de 12.1 años y que en conjunto generaron 92,213,421,683.0 KWh, 39.8% del total de energía generada por las 6 EPS, que para 2019 fue de 231,939,203,295.3 KWh. Asimismo, es importante mencionar que el mantener operando unidades que han excedido su vida útil y que por tanto son muy antiguas repercute en los costos de generación de energía, ya que presentan una menor eficiencia térmica^{32/} y necesitan una mayor asignación de recursos para mantenimientos, lo que repercute en mayores costos variables de operación, de arranque, así como de producción.

Los costos promedio ponderados de las EPS de Generación, en el periodo 2018-2019, se muestran a continuación:

COSTO PROMEDIO PONDERADO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, 2018-2019
(Pesos/KWH)

EPS	Costo Promedio Ponderado		Variación (p.p.)	Semaforización
	2018	2019	2018-2019	
CFE Generación I	2.30	1.80	(0.5)	
CFE Generación II	1.28	2.05	0.77	
CFE Generación III	1.70	1.81	0.11	
CFE Generación IV	1.30	1.23	(0.07)	
CFE Generación VI	1.47	2.04	0.57	
Costo promedio ponderado	2.1	1.8	(0.3)	
Productores Externos de Energía (PEE)				
CFE Generación V	1.0	0.82	(0.18)	

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

p.p. Puntos porcentuales.

Nota: Los datos obtenidos para el año 2018, de las EPS de Generación I, II, IV, V y VI, corresponden a lo reportado en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 501-DE "Desempeño de CFE Corporativo", Cuenta Pública 2018.



El Costo Promedio Ponderado empeoró respecto del obtenido en 2018.



El Costo Promedio Ponderado mejoró respecto del obtenido en 2018.



El Costo Promedio Ponderado se mantuvo estable respecto del obtenido en 2018.

^{32/} La Eficiencia Térmica se refiere al valor que resulta al dividir la generación bruta de electricidad durante un periodo, entre el consumo total de combustibles que intervienen en dicho proceso de generación durante el mismo periodo de tiempo. Esto significa que del total de la energía térmica consumida para la generación de electricidad cuanta se puede transformar en energía eléctrica.

En el periodo 2018-2019, existió un deterioro en las EPS de Generación, ya que la CFE Generación II, CFE Generación III y CFE Generación VI aumentaron sus costos promedio ponderados en 2019, en 0.77, 0.11 y 0.57 puntos porcentuales, respectivamente, en relación con 2018. En tanto que las otras 2 EPS, CFE Generación I y CFE Generación IV disminuyeron sus costos de un año a otro, en 0.5 y 0.07 puntos porcentuales, respectivamente. El costo promedio ponderado de las 5 EPS de generación disminuyó en 0.3 puntos porcentuales.

Las EPS informaron que, a fin de optimizar su parque de generación y que éste les permita contar con costos más eficientes, en 2019, se realizaron las acciones siguientes:

CFE Generación I: La Subgerencia Termoeléctrica Central, cuenta con un procedimiento normativo del Sistema Integral de Gestión “Proceso de mantenimiento para la gestión del mantenimiento programado NGZ01A09-582”, donde se definen las actividades antes, durante y después de realizar los mantenimientos programados a las unidades generadoras, este procedimiento normativo incluye las estrategias que permiten definir y cumplir con los programas de mantenimiento de sus unidades eléctricas, a fin de alcanzar sus objetivos y garantizar la disminución de los riesgos, siempre y cuando: a) se asignen los recursos en tiempo y con los alcances autorizados conforme a la planeación de los mantenimientos; b) que los tiempos de contratación de los bienes y servicios sean planeados y que no rebasen el umbral máximo permitido, y c) que el CENACE autorice las salidas de las unidades.

CFE Generación II: Para optimizar el portafolio de centrales y con ello repercutir en que los costos de generación sean más bajos, la EPS llevó a cabo un programa de mantenimientos tomando como base la optimización de los recursos financieros, la información operativa de las condiciones en cada una de las unidades de las centrales, así como los requerimientos y necesidades del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Las tres Subgerencias de Producción de la EPS llevaron a cabo 83 mantenimientos, de los 89 programados, lo que implicó un cumplimiento del 93.3%.

CFE Generación III: La EPS realizó 111 proyectos de mantenimiento de 101 programados, lo que representó un cumplimiento de 109.9%; el objetivo de los proyectos fue recuperar capacidad y mejorar las condiciones del régimen térmico, lo cual permitiría la disminución de costos en las centrales de la empresa.

CFE Generación IV: En 2019, la EPS realizó 46 mantenimientos de paro programado, de los cuales 6 fueron aplicados en unidades del parque hidroeléctrico y 40 en unidades termoeléctricas, teniendo al final del periodo un acumulado de 5,406 MW mantenidos, que representaron 61.0% de la capacidad instalada.

CFE Generación VI: La EPS realizó 3 acciones principales para optimizar su parque de generación y con ello incidir en que los costos de generación sean más bajos: a) incremento de la capacidad de generación; b) sustitución de generación con unidades de nueva tecnología, y c) incremento de la capacidad de generación.

Con base en el análisis del costo promedio ponderado de las centrales, se observó que únicamente CFE Generación I y IV tuvieron un efecto positivo de las estrategias implementadas para reducir sus costos de generación; además, en general los costos de las EPS de CFE no son competitivos respecto de los costos de los PEE, por lo que es necesario perfeccionar y fortalecer las estrategias de dichas empresas para reducir sus costos e incentivar su competitividad.

Cabe señalar que, con base en lo establecido en el Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la CFE, se puso a consideración de la SENER la propuesta para la reasignación de activos las EPS de generación I, II, III, IV y VI, y con base en ello, la SENER definió las centrales y demás instalaciones de la empresa que iban a ser reasignadas, con el objetivo de contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico y del rescate de la generación, procurando la viabilidad financiera de las EPS para que contaran con un nuevo portafolio de generación, como se presenta en el resultado núm. 11 “Reasignación de activos”.

b) Recuperación de los costos de generación de las EPS mediante el Contrato Legado

Los Contratos de Cobertura Eléctrica para la Compraventa de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energías Limpias (contratos legados) fueron suscritos entre 5 EPS de generación con la CFE SSB. En éstos se establece tanto un precio fijo como una cantidad acordada para la adquisición de electricidad por parte de este suministrador de servicios básicos. Los contratos legados son un mecanismo establecido por la SENER, como resultado de la Reforma Energética de 2013, para proteger a la CFE SSB de la volatilidad de los precios del mercado; sin embargo, repercuten en los ingresos de las generadoras, al no recuperar el costo real de la electricidad por cobrar el precio fijo acordado en el contrato.

Los contratos legados tienen como finalidad minimizar los costos de suministro básico, en beneficio de la CFE SSB, buscando la reducción de las tarifas eléctricas finales del suministro, lo cual evita la exposición financiera derivada de las fluctuaciones en los precios de la energía dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018,^{33/} la ASF verificó que, en ese año, los contratos legados suscritos entre la CFE SSB y las empresas de Generación I, II, III, IV y VI beneficiaron a la CFE SSB, pero repercutieron de forma negativa en las generadoras, ya que de las 95 centrales de las EPS que operaron bajo contrato legado, 41 (43.2%) no recuperaron sus costos de generación.

Al respecto, en 2019, las EPS de Generación I, II, III, IV y VI comprometieron la generación de energía eléctrica de 85 de sus centrales mediante 5 contratos legados suscritos con la CFE SSB, como se muestra en el cuadro siguiente:

^{33/} Auditoría de Desempeño núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, Cuenta Pública 2018.

CENTRALES DE LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS DE GENERACIÓN BAJO CONTRATO LEGADO, 2019

Empresa Productiva Subsidiaria	Centrales eléctricas en operación	Centrales con contrato legado	Participación (%)	Centrales bajo contrato legado que no recuperaron el costo de generación	Participación (%)	Pérdida económica (Miles de pesos)
Total	155	85	54.8	56	36.1	61,477,861.50
CFE Generación I	38	21	55.3	11	28.9	9,685,164.79
CFE Generación II	29	20	69.0	16	55.2	17,140,350.03
CFE Generación III	24	15	62.5	11	45.8	15,881,350.75
CFE Generación IV	19	7	36.8	5	26.3	5,069,618.15
CFE Generación VI	45	22	48.9	13	28.9	13,701,377.77

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020. Así como la información proporcionada por el CENACE, mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/021/2020, del 21 de julio de 2020.

En materia de contrato legado se identificó que, en 2019, de las 85 centrales eléctricas de las EPS que contaron con dicho instrumento, en 29 (34.1%) de los casos, el suministrador cubrió el costo de generación reportado por las EPS, lo que significa que el precio de la energía entregada se determina, teóricamente por el costo de la generación, lo cual limita las fluctuaciones del mercado; sin embargo, en el caso de las 56 (65.9%) centrales restantes la energía se vendió a precios inferiores a los costos de generación, por lo que éstos no se cubrieron y representaron una pérdida económica para las cinco EPS de Generación de 61,477,861.5 miles de pesos. Esta situación representa un riesgo para las EPS, ya que el pago por la energía vendida al suministrador, mediante el contrato legado, no fue suficiente para cubrir los costos de generación, ni les permitió a las EPS obtener utilidades.

La recomendación dirigida a que las EPS de Generación perfeccionen y fortalezcan las estrategias para incrementar la eficiencia y economía de sus centrales eléctricas se presentan en el resultado número 5 “Generación de electricidad”, de este informe.

2019-6-90UJB-07-0431-07-008 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con el Consejo de Administración y el Director General, como responsables de la dirección estratégica de la Empresa Productiva del Estado, instrumente las medidas necesarias para asegurar que los precios de la energía vendida por las EPS, por medio del contrato legado, les permitan cubrir los costos de generación de las centrales que operan bajo este instrumento, con la finalidad de que puedan generar rentabilidad y valor económico en favor del Estado mexicano en el mediano plazo, de conformidad con lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 4, párrafos primero y segundo, de la Ley de la

Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

5. Generación de electricidad

Como resultado de la Reforma Energética de 2013, la CFE se transformó de organismo descentralizado a Empresa Productiva del Estado (EPE) y se le estableció como nuevo mandato el de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la generación, la transmisión, la distribución y el suministro de energía eléctrica.

Para el proceso de generación, la EPE se reorganizó en seis Empresas Productivas Subsidiarias (EPS): a) CFE Generación I; b) CFE Generación II; c) CFE Generación III; d) CFE Generación IV; e) CFE Generación V, y f) CFE Generación VI.

Para este proceso, la reforma eliminó todas las restricciones que los particulares tenían para participar, con lo que se abrió completamente la posibilidad de que terceros produzcan y vendan electricidad;^{34/} además, con excepción de la energía nuclear,^{35/} todas las demás tecnologías de generación de energía eléctrica pueden ser desarrolladas por terceros, estableciendo así un régimen de libre competencia que permite la participación de particulares, a fin de incrementar la competitividad y fomentar el desarrollo económico del país.

Con el propósito de constituir a las seis EPS de Generación, la Secretaría de Energía llevó a cabo la asignación de las centrales eléctricas que conformarían el parque de generación de cada una de estas empresas,^{36/} dicha asignación estuvo vigente durante 2019.

En este contexto, las 6 EPS de Generación se crearon en 2016,^{37/} cinco de ellas tienen por objeto generar energía eléctrica mediante cualquier tipo de tecnología, generando valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano como su propietario, y una EPS de Generación, denominada CFE Generación V, tiene por objeto administrar los contratos de Productores Externos de Energía (PEE) suscritos por la CFE, mediante las Centrales Externas Legadas y ofertar dicha producción en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

^{34/} Si bien, desde 1992 los particulares podrán participar en la generación de energía eléctrica, ésta exclusivamente tenía que vendérsela a la CFE.

^{35/} La única empresa que puede emplear energía nuclear para la generación de electricidad es la CFE, mediante la Dirección Corporativa de Operaciones, adscrita a CFE Corporativo.

^{36/} Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las EPS y Filiales de la CFE, publicados en el DOF el 4 de noviembre de 2016.

^{37/} Acuerdos de creación de las Empresas Productivas Subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad, denominadas CFE Generación I; CFE Generación II; CFE Generación III; CFE Generación IV; CFE Generación V, y CFE Generación VI, publicados en el DOF el 29 de marzo del 2016.

En 2019, la CFE contó con 195^{38/} centrales eléctricas como se muestra a continuación:

CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE POR EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE GENERACIÓN, 2019

Empresa Productiva Subsidiaria	Centrales	Capacidad instalada (MW)
Total:	195	59,355.2
Generación I	39 ^{1/}	7,056.2
Generación II	29	8,501.4
Generación III	24	8,240.8
Generación IV	19	9,416.1
Generación VI	51 ^{2/}	9,509.4
Generación V (PEE)	32 ^{3/}	14,991.3
1 Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	1	1,640.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

MW: Megawatts

PEE: Productores Externos de Energía.

^{1/} Incluye una central que no está en operación comercial.

^{2/} Incluye cinco centrales que no está en operación comercial.

^{3/} Incluye dos centrales de los PEE que entraron en operación en enero y octubre de 2019.

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que los costos de generación no disminuyan y como consecuencia las EPS de generación pierdan competitividad.

Con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2018,^{39/} la ASF constató que, en ese año, tres^{40/} de las cinco EPS no cumplieron con las metas proyectadas para la generación de

^{38/} Incluye 32 contratos de los Productores Externos de Energía. Incluye las centrales eléctricas que no están en operación comercial. No incluye a las Unidades Móviles de Emergencia (UME) y a los Ensamblados de Membrana de Electrodo, ya que, de acuerdo con el Plan de Negocios de la CFE 2018-2022, estas forman parte del Portafolio de Centrales de las EPS; sin embargo, no deben contabilizarse como centrales generadoras.

^{39/} Auditoría de Desempeño núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, Cuenta Pública 2018.

^{40/} Las 3 EPS que no cumplieron con las metas proyectadas para la generación de energía eléctrica fueron: CFE Generación I (81.1%), CFE Generación II (89.2%), y CFE Generación IV (90.6%).

energía eléctrica.^{41/} Asimismo, en el periodo 2017-2018, disminuyó la energía eléctrica generada por tres^{42/} de las cinco EPS.

Este resultado se realizó en dos apartados: a) generación de energía eléctrica programada y real, y b) venta de energía eléctrica en el MEM.

a) Generación de energía eléctrica programada y real

En 2019, la CFE, por medio de sus 5 EPS de Generación,^{43/} administró 156 centrales eléctricas que estuvieron en operación comercial.^{44/} La energía generada, en 2019, se muestra en el cuadro siguiente:

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROGRAMADA Y REAL DE LAS EPS DE GENERACIÓN I, II, III, IV Y VI, 2019
(Kilowatts Hora)

EPS	Energía programada (KWh)	Energía generada (KWh)	Cumplimiento (%)	Total de centrales	¿Están en operación?	
					Sí	No
Generación total:	158,041,843,939.3	139,725,781,612.4	88.4	162^{1/}	156	6
CFE Generación I	28,131,910,913.0	24,587,206,970.0	87.4	39	38	1 ^{2/}
CFE Generación II	31,447,815,682.3	26,324,552,679.0	83.7	29	29	0
CFE Generación III	30,002,025,704.5	29,071,012,455.6	96.9	24	24	0
CFE Generación IV	33,373,011,958.3	27,102,832,571.4	81.2	19	19	0
CFE Generación VI	35,087,079,681.3	32,640,176,936.3	93.0	51	46	5

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

^{1/} Sin incluir las 32 centrales de los PEE y la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

^{2/} En 2019, la Central de Ciclo Combinado Centro I, presentó retrasos en la entrada en operación comercial por problemáticas de índole social; sin embargo, si se contabilizó para el total de energía programada, debido a que sí se le asignó una meta de generación para 2019, por 1,666,508,738.0 KWh.

^{41/} Cabe señalar que, con las auditorías practicadas a las EPS de Generación con motivo de la revisión de la CP 2018, la ASF también identificó que existió una subestimación de las metas de generación de electricidad, dado que no se tomaron como referencia los resultados obtenidos por las centrales en 2017.

^{42/} Las 3 EPS que disminuyeron la energía eléctrica generada de 2017-2018 fueron: CFE Generación I, CFE Generación IV y CFE Generación VI.

^{43/} En este apartado del resultado no se considera a la EPS CFE Generación V, dado que esta empresa no tiene por objeto la generación de electricidad, sino la administración de los contratos con los Productores Externos de Energía.







^{44/} Consiste en la declaración emitida por el CENACE, a petición del solicitante, permisionario o participante del mercado, que ha satisfecho todas las disposiciones legales aplicables, que le permiten operar en el Mercado Eléctrico Mayorista. Secretaría de Energía. Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Disponible en la liga siguiente: <http://www.diputados.gob.mx/LevesBiblio/regla/n565.pdf>

En el análisis de la información proporcionada por la entidad fiscalizada se identificó que, en 2019, las 5 empresas de generación de la CFE produjeron 139,725,781,612.4 KWh con un cumplimiento del 88.4%, respecto del total de la energía programada que era de 158,041,843,939.3 KWh. Asimismo, se observó que, en ese año, ninguna de las 5 empresas cumplió con la meta programada, ya que CFE Generación III, CFE Generación VI, CFE Generación I, CFE Generación II y CFE Generación IV alcanzaron cumplimientos de 96.9%, 93.0%, 87.4%, 83.7% y 81.2%, respectivamente.

Las cinco EPS señalaron que, en 2019, no se cumplieron las metas de generación, debido a las fallas que se presentaron en las centrales; las unidades que no fueron despachadas por el CENACE; las políticas de la CONAGUA para las extracciones de agua; al aumento en los precios y reducción de combustibles; al retraso en operación comercial de algunas centrales, y los trabajos de mantenimiento en general que no cumplieron con los tiempos programados.

Las causas explicadas por las EPS no sólo provocaron que no se alcanzaran las metas programadas, sino que se redujera la producción de energía eléctrica en 7.4%, respecto de 2018, como se presenta a continuación:

ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EPS DE GENERACIÓN I, II, III, IV Y VI 2018-2019
(Kilowatts Hora)

EPS	Años		Variación (%) 2018-2019	Semaforización
	2018	2019		
Total	150,930,881,564.0	139,725,781,612.4	(7.4)	
Generación I	28,291,323,412.2	24,587,206,970.0	(13.1)	
Generación II	31,660,623,256.5	26,324,552,679.0	(16.9)	
Generación III	30,394,996,832.4	29,071,012,455.6	(4.4)	
Generación IV	30,323,446,052.2	27,102,832,571.4	(10.6)	
Generación VI	30,260,492,010.7	32,640,176,936.3	7.9	

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

Nota: Los datos obtenidos para el año 2018, corresponden a lo reportado en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 501-DE "Desempeño de CFE Corporativo", Cuenta Pública 2018.

Nota 2: No se considera a la EPS CFE Generación V, dado que esta empresa no tiene por objeto la generación de electricidad, sino la administración de los contratos con los Productores Externos de Energía.



La generación de energía eléctrica empeoró respecto del obtenido en 2018.



La generación de energía eléctrica mejoró respecto del obtenido en 2018.

En el periodo 2018-2019, existió un deterioro en la situación operativa de las EPS, ya que la generación de electricidad disminuyó 7.4%, (11,205,099,951.6 KWh), al pasar de 150,930,881,564.0 KWh a 139,725,781,612.4 KWh. Las EPS de generación I, II, III y IV redujeron su producción en 13.1%, 16.9%, 4.4% y 10.6%, respectivamente; y la CFE Generación VI, fue la única que mostró un incremento de 7.9%.

Cabe señalar que, con las auditorías practicadas con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018,^{45/} se identificaron problemáticas en tres de las cinco EPS, ya que no cumplieron con las metas para la generación de energía eléctrica. Por lo que, a tres años de operación de las EPS de Generación, éstas no han logrado consolidarse, pues la generación de energía eléctrica sigue a la baja, lo que representa riesgos para la competitividad de la empresa y de sus finanzas.

b) Venta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Las centrales de la CFE producen energía eléctrica que es vendida a los comercializadores (CFE Suministrador de Servicios Básicos y suministradores privados), por medio de dos vías: el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y los Contratos Legados.

El MEM es operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), en el cual 151 centrales de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI compiten con las 32 centrales externas legadas de la CFE Generación V y con las de los generadores privados.

Con la Reforma Energética, el mercado de la industria eléctrica en México se abrió a la competencia en los segmentos de generación y suministro de electricidad, por lo que se creó el MEM, el cual se dividió en cinco tipos de mercado.^{46/} Al respecto, las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI participan en el MEM, mismo que abarca la venta y compra de energía eléctrica.

En el MEM los participantes presentan ofertas de venta y compra de energía eléctrica ante el CENACE, entidad encargada de revisarlas, optimizarlas y establecer las medidas de operación del mercado (precios marginales de energía, congestión y pérdidas, instrucciones de arranque, mínimos de reserva, entre otros). De esta forma, se crea un mercado en el que se vende y compra energía con base en mediciones horarias, lo cual permite que los costos estén relacionados con la demanda y la ubicación geográfica, así como con los precios nodales (nodos de inyección y retiro de energía) y los parámetros bajo los que debe operar

^{45/} Auditorías de desempeño núms. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”; 487-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I”; 491-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II”; 492-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III”; 493-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV”, y 497-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI”.

^{46/} Estos cinco tipos de mercados son los siguientes: Mercado de energía de corto plazo (Spot); Subastas de mediano y largo plazo; Mercado para el balance de potencia; Mercado de certificados de energía limpias, y Subastas de derechos financieros de transmisión.

el mercado, mismos que permiten que se compre y venda energía eléctrica mediante el Mercado de Día en Adelanto (MDA), el cual se rige con 24 precios correspondientes a las 24 horas del día.^{47/}

Con el propósito de evaluar la participación de las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI en el MEM, se solicitó al CENACE la energía eléctrica vendida por la empresa, en 2019. Los resultados se muestran a continuación:

En 2019, la CFE participó en el MEM mediante 183 de sus 195 centrales eléctricas^{48/} que estaban en operación comercial, con las que vendió 244,510,449,227.36 KWh que le generaron ingresos por 301,239,076.0 miles de pesos.

En el periodo 2018-2019, las EPS de la CFE disminuyeron su participación en el mercado, al pasar de 48.6% a 47.1%, por lo que, a tres años de la entrada en operación de las EPS, éstas no han logrado consolidarse, pues la generación de energía y la venta en el MEM ha ido a la baja, lo cual aunado a la antigüedad de las centrales, ha conducido a que estas empresas operen con altos costos de generación.

2019-6-90UJB-07-0431-07-009 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con el Consejo de Administración y el Director General, defina una estrategia integral que incluya los requerimientos financieros y operativos para optimizar, modernizar, sustituir y ampliar el parque de generación de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI, que incrementen su eficiencia, productividad y competitividad, y mejoren su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de que, en el mediano plazo, esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad en favor del Estado mexicano, de conformidad con los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 4, párrafo primero, y 12, fracciones I y XVII, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y del Lineamiento para la negociación de metas en las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

6. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de transmisión

Las pérdidas de energía en la Red de Transmisión, se deben principalmente al efecto de la resistencia de los conductores al paso de corriente, ocasionadas por el flujo de energía a

^{47/} Existen dos formatos adicionales al MDA, el Mercado de Tiempo Real (MTR), que ofrece energía para su compra inmediata, para el mismo día, atendiendo en tiempo real las diferencias del programa del MDA; y el Mercado de Hora en Adelanto (MHA), en el que la oferta y la demanda se actualizan con tan sólo una hora de anticipación.

^{48/} Incluye 32 centrales externas legadas de los PEE, representadas por CFE Generación V y la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, representada por la EPS CFE Generación III.

través de las Líneas de Transmisión y los Transformadores de Potencia y su valor depende, en gran medida, del diseño de las redes y de sus condiciones operativas.^{49/}

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que las pérdidas técnicas en el proceso de transmisión se incrementen y, por consecuencia, el impacto de las tarifas en los usuarios finales.

El resultado se dividió en los apartados siguientes: a) pérdidas técnicas de energía en el proceso de transmisión, b) acciones realizadas para mitigar el riesgo sobre las pérdidas de energía en el proceso de transmisión, y c) Fideicomiso en Energía e Infraestructura.

a) Pérdidas técnicas de energía en transmisión

- Pérdidas de energía en 2019

En 2019, las pérdidas de electricidad en el proceso de transmisión ascendieron a 8,609.1 gigawatts/hora (GWh) que representaron el 2.7%, cifra inferior en 0.3 puntos porcentuales al límite establecido por la CFE, ya que de recibir un total de 317,909.0 GWh, para ser transportada por la Red Nacional de Transmisión (RNT), entregó 309,299.9 GWh a las Redes Generales de Distribución (RGD). La CFE señaló que las pérdidas se deben al efecto de la resistencia de los conductores al paso de corriente, ocasionada por el flujo de energía mediante las Líneas de Transmisión y los Transformadores de Potencia y su valor depende del diseño de las redes y de sus condiciones operativas de flujos en el sistema de despacho en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); además, de condiciones meteorológicas, despacho, control operativo de la red y disponibilidad de energéticos, factores en los que la CFE no tiene injerencia.

^{49/} Plan de Negocios 2018-2022, CFE Transmisión. “3 Diagnostico del Negocio”, pág. 25. Disponible en: <http://transmision.cfe.mx/Documents/PDN%20CFE-Transmision%202018-2022.pdf>, fecha de consulta: 17 de agosto de 2020.

- Pérdidas de energía en el periodo 2017-2019

El comportamiento de las pérdidas de electricidad en el proceso de trasmisión en el periodo 2017-2019 se muestra a continuación:

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PROCESO DE TRANSMISIÓN, 2017-2019

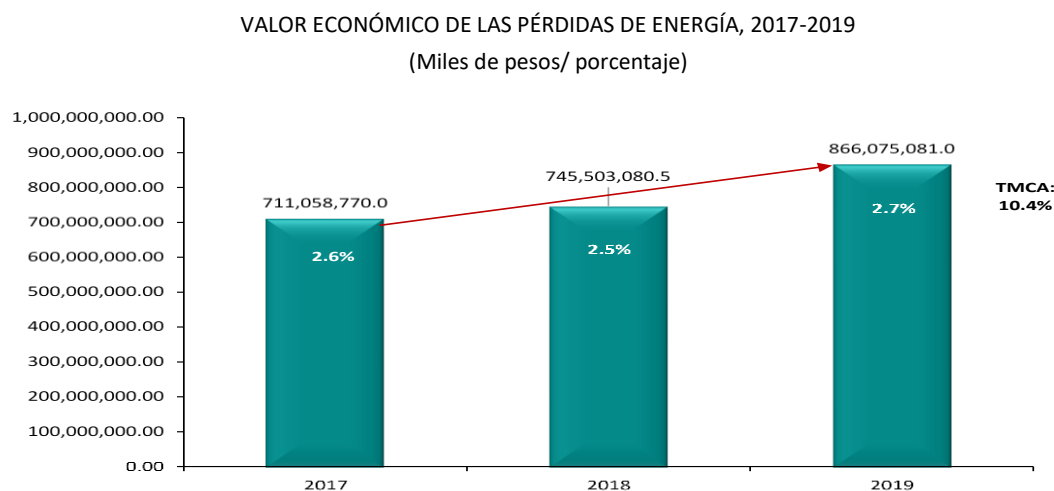
Año	Energía recibida GWh	Energía entregada y consumida por servicios propios de transmisión GWh	Energía pérdida GWh	Porcentaje %
2017	301,150.5	293,423.8	7,726.7	2.6
2018	311,126.5	303,352.7	7,773.8	2.5
2019	317,909.0	309,299.9	8,609.1	2.7
TMCA (%)	2.7	2.7	5.6	n.a.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada por la CFE mediante el oficio núm. DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020; y de las Auditorías 499-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión", de la Cuenta Pública 2018 y 528-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión", de la Cuenta Pública 2017.

n.a. No aplicable.

En el periodo 2017-2019, las pérdidas de energía en el proceso de trasmisión se incrementaron 5.6% en promedio anual, al pasar de 7,726.7 a 8,609.1 GWh, en tanto que la energía recibida y la entregada registraron aumentos de 2.7%, en promedio anual.

En 2019, el valor económico de las pérdidas de energía eléctrica ascendió a 866,075,081.0 miles de pesos (mdp), como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE por medio del oficio núm. DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020 y del Informe de la Auditoría 499-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión", que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018.

En el periodo 2017-2019, el valor económico de las pérdidas de energía eléctrica se incrementó 10.4%, en promedio anual, al pasar de 711,058,770.0 a 866,075,081.0 mdp, lo cual repercutió directamente en las tarifas de los usuarios finales.

b) Acciones realizadas para mitigar el riesgo sobre las pérdidas de energía en el proceso de transmisión

La CFE Transmisión señaló que, en 2019, contó con el "Programa de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en el Servicio de Transmisión", como parte del Proyecto de Implementación de Sistemas de Medición para el MEM de CFE Transmisión, del cual presentó el avance siguiente:

- En la sesión 24 ordinaria del 26 de abril de 2018, el Consejo de Administración de la CFE, aprobó 24 proyectos de transmisión instruidos por la Secretaría de Energía (SENER), dentro de los cuales se encontraba el de "Implementación de Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de CFE Transmisión".
- Durante el primer bimestre de 2019, personal directivo de CFE Transmisión realizó las gestiones necesarias para obtener los recursos económicos para dar inicio a las actividades del Proyecto.

- En febrero y marzo de 2019, llevó a cabo reuniones multidisciplinarias con la finalidad de definir las características técnicas del equipamiento que incluye el Proyecto.
- Dada la naturaleza de las adquisiciones involucradas en el Proyecto, en el mes de abril se solicitó a la Gerencia de Abastecimientos la realización de la Investigación de Condiciones de Mercado, misma que se encontraba en proceso de ejecución. Además, se inició con las actividades previas para la solicitud de la Conformidad Técnica a la Gerencia de Tecnologías de Información para los bienes que así es requerido.
- Cuenta con el Programa de Contratos Plurianuales para el Ejercicio Presupuestal 2020 de las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE revisado por la Dirección Corporativa de Finanzas y aprobado por la Dirección General de CFE, en el que se incluyó el proyecto de “Implementación de Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de CFE Transmisión”.

Sin embargo, a la fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, CFE Transmisión no acreditó los avances en el proyecto “Implementación de Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de CFE Transmisión”.

c) Fideicomiso en Energía e Infraestructura

A fin de diversificar las fuentes de financiamiento para la ejecución de programas y proyectos, en 2017, se creó el Fideicomiso en Energía e Infraestructura (Fibra E), mismo que empezó a operar en 2018, como un instrumento de financiamiento de proyectos de inversión a cargo de CFE Capital, que tiene como objeto financiar proyectos de inversión que tengan una rentabilidad superior al costo de capital, con el fin de obtener los beneficios siguientes:

- 1) Diversificar las fuentes de financiamiento de la empresa.
- 2) Permite ampliar la capacidad de gasto (con base en las reglas del presupuesto aprobado por el Congreso) y no computa contra el techo de deuda (el techo aprobado en 2018 fue de 9,750.0 mdp para toda la CFE)
- 3) Cuantifica el valor real de los activos de transmisión y actúa como referencia para emisiones futuras de capital.
- 4) Garantiza recursos para la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (necesidad de inversión por 12,000.0 millones de dólares para los próximos 15 años).
- 5) Acelera la implementación de mejores prácticas, transparencia y gobernanza corporativa.

El 26 de abril de 2018, el Consejo de Administración, aprobó los proyectos de transmisión, instruidos por la SENER, mayores a 1,000.0 millones de pesos, los cuales se indican a continuación:

- a) Implementación de Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista.
- b) Red Eléctrica Inteligente (REI).
- c) El Arrajal Banco 1 y Red Asociada.
- d) Incremento de Capacidad de Transmisión entre las regiones Puebla-Tamazcal, Tamazcal-Coatzacoalcos, Tamazcal-Grijalva, Grijalva-Tabasco y Tamazcal-Ixtepec.

Al respecto, CFE informó que, en 2019, el proyecto de Red Eléctrica inteligente estaba en proceso de licitación de equipo electrónico, en tanto que de los tres restantes, estaba pendiente la asignación de los recursos; sin embargo, a la fecha de conclusión de los trabajos de auditoría no acreditó los avances de los cuatro proyectos. Además, señaló que está en espera de la actualización del Plan de Negocios de la empresa, el cual establecerá la visión de la actual administración, en materia de inversiones.

Lo anterior significa que, si bien se dispone del instrumento financiero para desarrollar infraestructura de transmisión, a la fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, aun no se han aplicado los recursos en detrimento del desempeño de CFE Transmisión.

2019-6-90UJB-07-0431-07-010 Recomendación

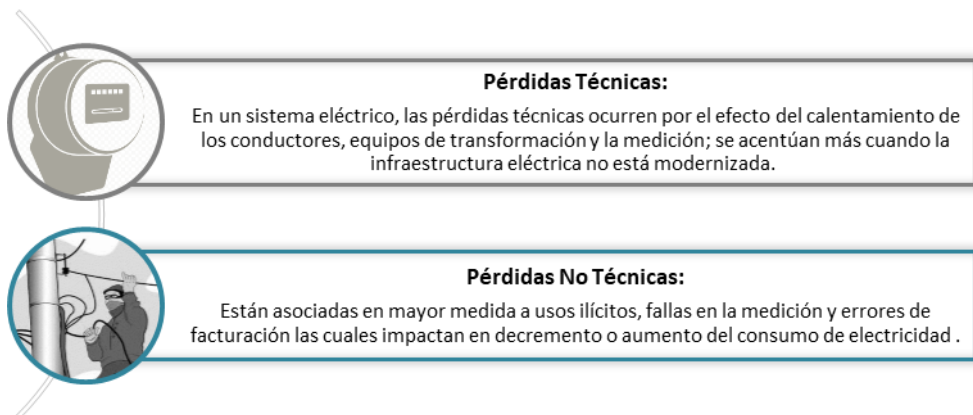
Para que la CFE Corporativo, garantice los requerimientos financieros, administrativos y operativos para que CFE Transmisión implemente las estrategias dirigidas a mitigar el riesgo relacionado con las pérdidas de energía en el proceso de transmisión, a fin de ampliar, modernizar y dar mantenimiento continuo a la Red General de Transmisión asegurar su estado óptimo y disminuir el costo económico que significa la energía eléctrica pérdida para cumplir con su objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 2 del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Transmisión, y 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-011 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, establezca los mecanismos de control necesarios para disponer de información relevante, confiable, precisa y actualizada sobre los proyectos de inversión realizados con fondos de Fibra E, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

7. Pérdidas de energía eléctrica en el proceso de distribución

Las pérdidas de energía eléctrica en el proceso de distribución equivalen a la diferencia entre la cantidad de energía recibida por CFE Distribución, proveniente de la Red Nacional de Transmisión, y la cantidad total de energía consumida por los usuarios finales. Los tipos de pérdidas de energía eléctrica se clasifican como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en el PRODESEN 2019-2033.

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que las pérdidas técnicas y no técnicas en el proceso de distribución se incrementen y, por consiguiente, el impacto económico en la situación financiera de la empresa.

El resultado se divide en los apartados siguientes: a) Pérdidas de energía en ámbito nacional, y b) Impacto económico por pérdidas en distribución.

a) Pérdidas de energía en el ámbito nacional

En 2019, las pérdidas de electricidad en el proceso de distribución de electricidad fueron las siguientes:

ENERGÍA RECIBIDA, ENTREGADA Y PÉRDIDA EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN, 2019

Tipo de pérdida	Energía			Porcentaje de pérdidas	Participación (%)	Límite (%)	Variación (%)
	Recibida GWh	Entregada GWh	Pérdida GWh				
Total RGD	240,252.4	208,843.6	31,408.8	13.1	100.0	12.6	4.0
Técnicas	n.a	n.a	14,919.9	6.2	47.5	n.a.	n.a.
No técnicas	n.a	n.a	16,488.9	6.9	52.5	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020.

En 2019, de los 240,252.4 GWh que recibió de energía CFE Distribución, entregó 208,843.6 GWh, por lo que se registró una pérdida de 13.1% (31,408.8 GWh), cifra que rebasó 4.0%, el límite establecido en el Programa Operativo Anual de 12.6%. Por tipo de pérdida, 6.2% (14,919.9 GWh) correspondió a pérdidas técnicas, situación que se originó por el estado en el que se encuentra la infraestructura de las Redes Generales de Distribución (RGD); en tanto que 6.9% (16,488.9 GWh) fueron pérdidas no técnicas, las cuales se ocasionaron principalmente por robo y fallas en la medición y facturación. Al respecto, la CFE señaló que 55.0% del consumo ilícito de energía, lo llevan a cabo los sectores de actividades económicas (comercial, industrial y agrícola); 40.0% son clientes residenciales de bajo y medio consumo, y el 5.0% los municipios.

Asimismo, señaló que para disminuir y evaluar la efectividad de los programas de pérdidas de energía crearon 5 estrategias: 1) Aseguramiento de medición; 2) Modernización de la medición; 3) Aseguramiento de la facturación; 4) Regularización de asentamientos irregulares y clientes, y 5) Fortalecimiento de la infraestructura y optimización de las redes. De acuerdo con la CFE, con la implementación de estas estrategias, se evitó la pérdida de 14,111.9 GWh. Cabe señalar que la meta operativa del programa de pérdidas fue reducir en 18,666.3 GWh, por lo que la meta alcanzó el 75.6% de cumplimiento.

En el periodo 2017-2019, las pérdidas de energía en distribución tuvieron el comportamiento siguiente:

PÉRDIDAS DE ENERGÍA DERIVADAS DEL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN, 2017-2019

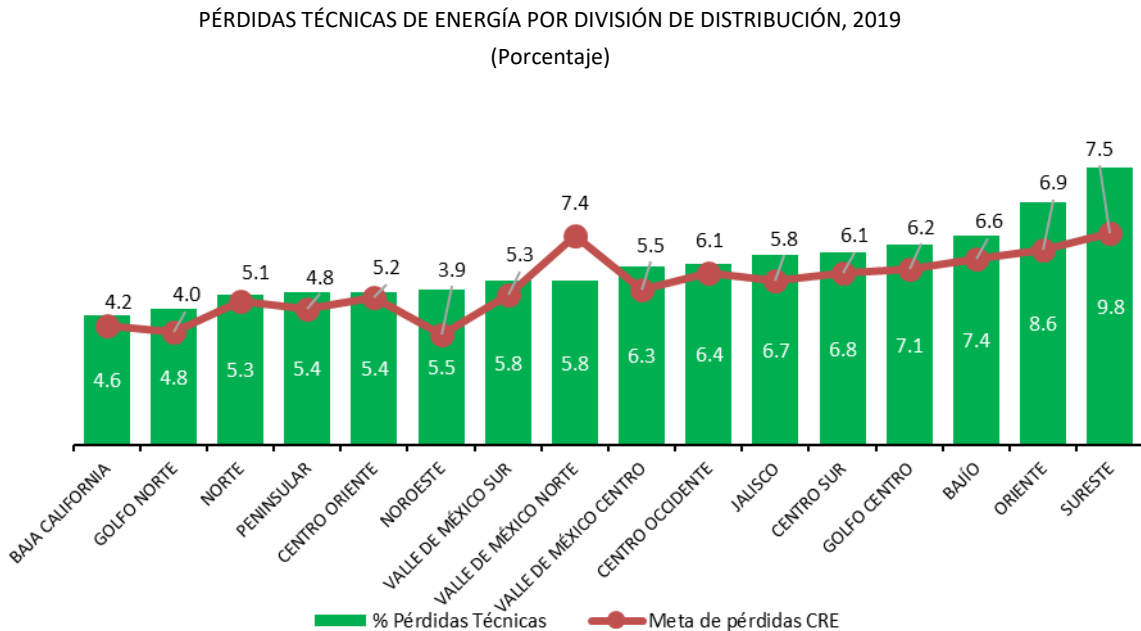
Año	Energía recibida (GWh)	Energía entregada (GWh)	Energía perdida	
			GWh	Porcentaje
2017	226,863.4	195,142.3	31,721.2	14.0
2018	233,757.6	202,302.3	31,455.3	13.5
2019	240,252.4	208,843.6	31,408.8	13.1
TMCA (%)	2.9	3.5	(0.5)	(3.3)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE, por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020, y en la Auditoría 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", de la revisión de la Cuenta Pública 2018.

En el periodo 2017-2019, el porcentaje de pérdidas de energía disminuyó 3.3%, en promedio anual, al pasar de 14.0% a 13.1%; asimismo, se observó que la cantidad de energía entregada se incrementó 3.5%, en promedio anual.

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía, en 2019, por división, fueron las siguientes:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por CFE, por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020, y del correo del 31 de agosto de 2020.

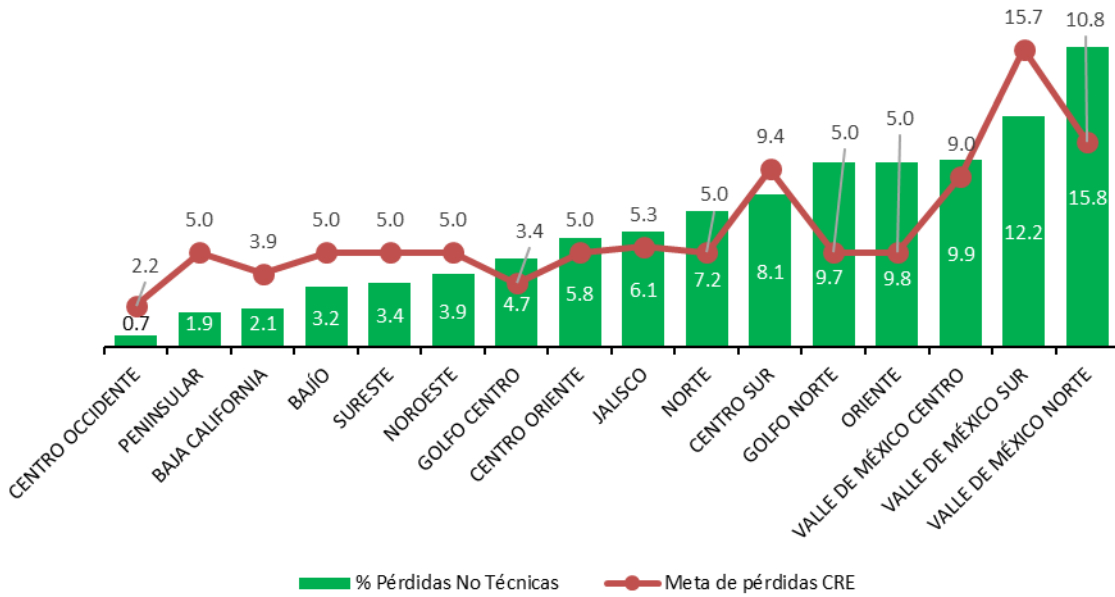
En 2019, 15 de las 16 divisiones de distribución rebasaron los límites de los parámetros establecidos por la CRE sobre las pérdidas de energía, en tanto que Valle de México Norte fue la única división en no superar el límite de 7.4% al registrar un porcentaje de pérdidas de 5.8%. Cabe destacar que, en 2018, sólo 3 divisiones (Noroeste, Sureste y Centro Sur) superaron el límite establecido por el órgano regulador.

Respecto de estas pérdidas, CFE Distribución señaló que durante el verano las altas temperaturas registradas ocasionaron un incremento en la demanda de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), lo que originó un mayor volumen de energía recibida en el periodo, lo que generó un incremento en las pérdidas técnicas.

Pérdidas no técnicas

Por lo que respecta a las pérdidas no técnicas en el proceso de distribución de electricidad, los resultados por división se muestran a continuación:

PÉRDIDAS NO TÉCNICAS POR DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN, 2019
(Porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por CFE, por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020, y en el correo del 31 de agosto de 2020.

En 2019, 8 de las 16 divisiones de distribución (Golfo Centro, Centro Oriente, Jalisco, Norte, Golfo Norte, Oriente, Valle de México Centro y Valle de México Norte) rebasaron los límites de pérdidas no técnicas establecidos por la CRE en 1.3, 0.8, 0.8, 2.2, 4.7, 4.8, 0.9 y 5.0 puntos porcentuales, respectivamente.

Como hechos posteriores, y como derivada de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante el oficio número DG/CCI/444/2020 del 30 de septiembre 2020, la CFE señaló y documentó que “las principales causas que propiciaron las pérdidas no técnicas fueron la delincuencia organizada, la resistencia civil y los asentamientos irregulares en algunas zonas del país, principalmente en las Divisiones de Golfo Norte, Oriente, Valle de México Norte y Centro”. Además, indicó que, “mediante el oficio número DG/080/2019 del 19 de febrero de 2019, el Director General de la CFE solicitó la intervención de la Secretaría de Seguridad Pública y Protección Ciudadana, debido a que en los últimos años, las condiciones de inseguridad que predominan en algunas regiones del

país han provocado que los trabajadores de CFE desempeñen sus actividades en un entorno vulnerable, en el que se han materializado ataques y agresiones al personal, que consistieron en amenazas, lesiones, hasta la privación de la libertad y homicidios, lo que se intensificó en la Ciudad de México y en los estados de México, Tamaulipas, Veracruz, Hidalgo y Puebla”.

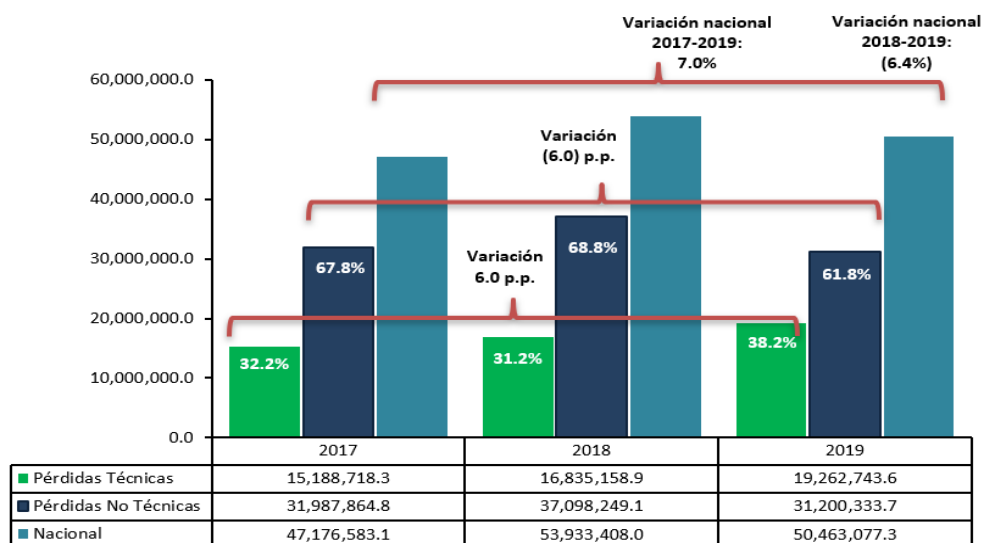
A fin de tener una colaboración interinstitucional para que se aborden diversos aspectos que conlleva la problemática de las pérdidas de energía eléctrica el Director General de la CFE propuso llevar a cabo las actividades siguientes: mesas de coordinación permanentes; trabajo de inteligencia de identificación de objetivos; operativos en conjunto para realizar recorridos en las zonas geográficas con alto índice de delincuencia o conflictivas; actividades conjuntas entre la CFE y la Secretaría de Seguridad Pública y Protección Ciudadana para la prevención del delito de robo fluido de energía eléctrica, y una mesa jurídica con la Fiscalía General de la República para enfocar las acciones legales que sean necesarias, derivada de los resultados de trabajo de inteligencia de casos que puedan ser denunciados. No obstante, la CFE no señaló si recibió una respuesta por parte de la Secretaría de Seguridad Pública y Protección Ciudadana, y en su caso, si se han implementado las actividades que sugirió y un seguimiento puntual.

Con base en la información de la que dispone la CFE sobre la concentración del problema de robo de electricidad, es necesario que diseñe e implemente estrategias para contener dicha problemática, en coordinación con la Secretaría de Seguridad Pública y Protección Ciudadana, la Secretaría de Gobernación y las autoridades estatales y municipales correspondientes, así como de la Ciudad de México y de las alcaldías.

b) Impacto económico por pérdidas en distribución

El impacto económico por las pérdidas de energía en el proceso de distribución se muestra a continuación:

IMPACTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA, 2017-2019
(Miles de pesos y porcentaje)



FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por CFE, por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020, y en la Auditoría 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", de la revisión de la Cuenta Pública 2018.

De 2017 a 2019, el impacto económico de las pérdidas de energía eléctrica en el proceso de distribución se incrementó 7.0%, en promedio anual, al pasar de 47,176,583.1 a 50,463,077.3 mdp no obtenidos. No obstante, cabe destacar que, en 2019, el monto de los ingresos no obtenidos por concepto de pérdidas disminuyó 6.4%, respecto del año inmediato anterior.

2019-6-90UJB-07-0431-07-012 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con la Secretaría de Seguridad Pública y Protección Ciudadana, la Secretaría de Gobernación, las autoridades estatales y municipales, así como las autoridades de la Ciudad de México y de las alcaldías, con base en la información sobre el robo de electricidad, diseñe e implemente estrategias específicas para contener el robo de electricidad, a fin de disminuir el impacto económico en la situación financiera de la empresa por estas pérdidas y estar en posibilidad de cumplir con

su objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, en términos de los artículos 4, párrafo primero, y 45, fracción IX, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-013 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, evalúe y rediseñe las estrategias dirigidas a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en el proceso de distribución, a fin de cumplir con los parámetros establecidos por la Comisión Reguladora de Energía, para cada una de las Divisiones de Distribución, reducir el impacto de las pérdidas en las finanzas de la empresa y cumplir con su objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 1 del Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad; 2 del Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución, y del 45, fracción IX, y 50, fracción III, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

8. Cartera vencida

La cartera vencida se conforma por los pagos pendientes de los usuarios finales,^{50/} y a favor de la CFE, que han caído en mora y que han superado los 30 días de vencimiento.^{51/} Ésta se integra por los montos clasificados como: a) “rezago”, b) “contrato” y c) “incobrables”.

Las mejores prácticas internacionales, establecen que, las medidas mínimas que las compañías eléctricas deberían aplicar, en materia de cobranza y cartera vencida, son las siguientes: a) las cuentas por cobrar de los consumidores no deberían exceder más de 3 meses después de la facturación (90 días), y b) los consumidores con pagos atrasados de 3 meses o más deberían ser desconectados del suministro eléctrico.^{52/}

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que la cartera vencida continúe incrementándose y repercuta en las finanzas de la empresa.

El resultado se divide en los apartados siguientes: a) cartera vencida; b) cartera vencida por entidad federativa; c) tendencia de la cartera vencida en el periodo 2015-2019; d) rotación de la cartera vencida, y e) índice de morosidad.

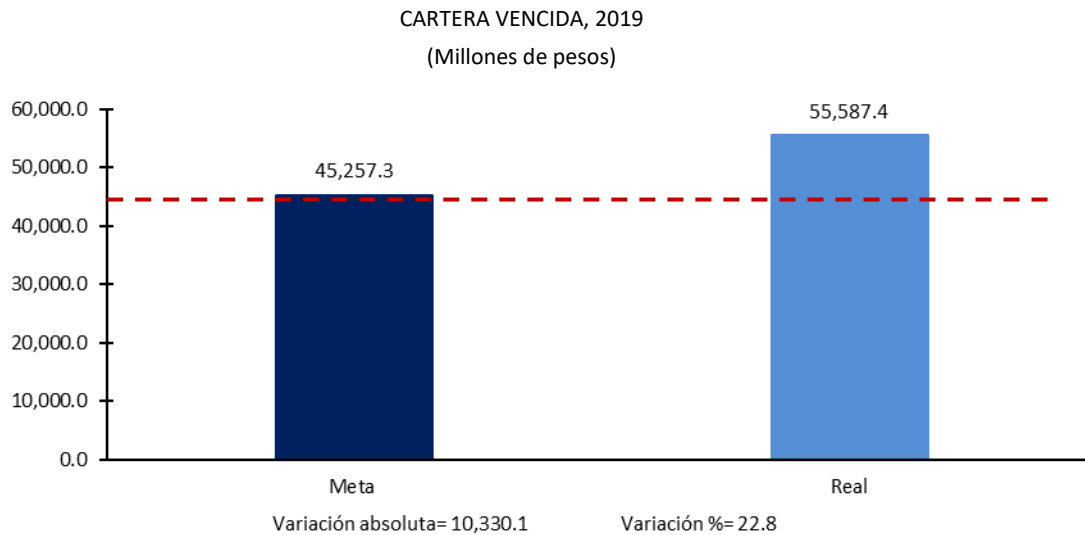
^{50/} Son las personas físicas o morales que adquieren, para su propio consumo o para consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico.

^{51/} Comisión Reguladora de Energía (CRE), Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Suministro Eléctrico. México, 2016.

^{52/} World Bank, 1994, “Improving Electric Power Utility Efficiency”, p. 11.

a) Cartera vencida

El monto de la cartera vencida en 2019 se presenta a continuación:

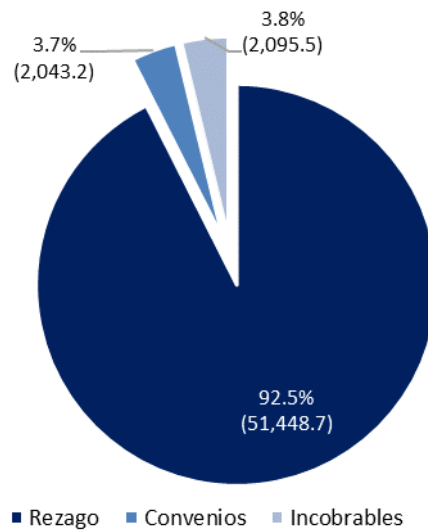


FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020, y en el Programa Operativo Anual 2019.

En 2019, el monto de la cartera vencida en la que se contabilizaron los vencimientos mayores a 30 días, el saldo de los contratos por cobrar y el de incobrables, ascendió a 55,587.4 millones de pesos (MDP), cifra superior en 22.8%, a la meta establecida en el Programa Operativo Anual (POA) que fue de 45,257.3 MDP.

El monto por concepto que integra la cartera vencida en 2019, se muestra a continuación:

CONCEPTOS QUE INTEGRAN LA CARTERA VENCIDA, 2019
(Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020.

De los 55,587.4 MDP que integraron la cartera vencida en 2019, el 92.5% (51,448.7 MDP) correspondió a los montos en rezago que se integró por el importe de cuentas por recuperar con un vencimiento mayor a 30 días; el 3.7% (2,043.2 MDP) a los montos que tuvo previsto recuperar vía contrato que se conformó por las cuentas por recuperar formalizadas en un acuerdo para el cobro a meses, y el 3.8% (2,095.5 MDP) a los importes incobrables, los cuales se encuentran en la declaratoria de incobrabilidad y corresponden a los servicios dados de baja, por lo que se integran en un expediente y son traspasados a la reserva o política de quebranto, con base en lo establecido en el “Procedimiento para la gestión de adeudo de servicios dados de baja por falta de pago”; además, los adeudos que integran el concepto de incobrables no son estáticos, y deben ser incluidos en la cartera vencida.

Con la revisión de la base de datos de la empresa, la ASF verificó que, en 2019, los 51,448.7 MDP que integraron el “rezago” de su cartera vencida, se clasificaron por: a) sector de

consumo y b) segmento de tiempo de morosidad, también conocido como “Delinquency buckets”.^{53/}

Entre 2018 y 2019 la cartera vencida presentó un incremento de 19.6% al pasar de 43,034.7 MDP a 51,448.7 MDP, clasificados como “rezago” en la cartera vencida de la empresa, el 29.5% (15,181.0 MDP) lo integraron los adeudos de entre 30 y 360 días; mientras que el 70.5% (36,267.8 MDP) restante correspondió a los adeudos de más de 360 días de morosidad. Tanto, la clasificación de los días en morosidad que integraron la cartera vencida de la empresa no fue acorde con los estándares internacionales, respecto de que las cuentas por cobrar de los consumidores no deberían exceder más de 3 meses después de la facturación (90 días), mientras que en el caso de la CFE abarca de 91 a más de 360 días.

Al respecto, la empresa no contó con la información desagregada sobre los montos que integraron la categoría de “más de 360 días” de morosidad, por lo que la CFE no dispuso de información precisa para diseñar estrategias específicas y focalizadas, a fin de mitigar el aumento de la cartera vencida, en las que se considere el tiempo de morosidad y no únicamente el monto del adeudo, con objeto de eficientar el proceso de cobranza de la cartera vencida.

En 2019, el 68.8% (35,415.5 MDP) del rezago se registró en el sector doméstico, siendo éste el de mayor adeudo, aun cuando fue uno de los dos sectores subsidiados por el Gobierno Federal, lo que denota la persistencia de la población en la cultura del “no pago”, ya que de 2018 a 2019 el adeudo de este sector aumentó en 20.1%, al pasar de 29,490.8 a 35,415.5 MDP. La gran industria incrementó 44.5%, al pasar de 21.1 a 30.5 MDP.

^{53/} Es una medida que se utiliza para establecer y monitorear el alcance de impagos o incumplimientos que ocurren en una cartera de préstamos. Una cuenta de préstamo se vuelve morosa cuando el cliente no paga la cuota del servicio otorgado, en la fecha de vencimiento del servicio correspondiente.

b) Cartera vencida por entidad federativa

El monto de la cartera vencida, en 2019, por entidad federativa se presenta a continuación:

CARTERA VENCIDA POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2019

(Millones de pesos)

Núm.	Entidad Federativa	Cartera vencida		Participación %	
TOTAL		55,587.4	55,587.4	100.0	100.0
1	Estado de México	16,615.9	36,200.1	29.89	65.1
2	Tabasco	12,669.1		22.79	
3	Ciudad de México	6,915.1		12.44	
4	Chiapas	5,225.3	12,159.2	9.40	21.9
5	Guanajuato	2,153.6		3.87	
6	Chihuahua	1,644.4		2.96	
7	Guerrero	1,581.7		2.85	
8	Veracruz	1,554.2		2.80	
9	Sonora	918.7	7,228.1	1.65	13.0
10	Sinaloa	902.3		1.62	
11	Puebla	738.7		1.33	
12	Hidalgo	673.4		1.21	
13	Durango	570.2		1.03	
14	Coahuila	478.5		0.86	
15	Nayarit	444.3		0.80	
16	Jalisco	433.7		0.78	
17	Morelos	313.5		0.56	
18	Oaxaca	312.7		0.56	
19	Tamaulipas	244.9		0.44	
20	Nuevo León	232.2		0.42	
21	Michoacán	196.7		0.35	
22	Quintana Roo	170.8		0.31	
23	Baja California	161.6		0.29	
24	Campeche	130.2		0.23	
25	Querétaro	84.3	0.15		
26	Yucatán	82.1	0.15		
27	Zacatecas	60.3	0.11		
28	Aguascalientes	21.5	0.04		
29	Baja California Sur	21.4	0.04		
30	San Luis Potosí	15.9	0.03		
31	Tlaxcala	10.8	0.02		
32	Colima	9.4	0.02		

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020.

Del monto total de la cartera vencida en 2019, el 65.1% (36,200.1 MDP) se concentró en 3 de las 32 entidades federativas del país. El Estado de México adeudó el 29.89% (16,615.9 MDP); Tabasco el 22.79% (12,669.1 MDP), y la Ciudad de México el 12.44% (6,915.1 MDP). Los adeudos de los estados de Chiapas, Guanajuato, Chihuahua, Guerrero y Veracruz representaron el 21.9% (12,159.2 MDP); mientras que el 13.0% (7,228.1 MDP) restante, correspondió a 24 entidades federativas.

En los reportes, se observó que 8 de las entidades federativas adeudaron el 87.0% de la cartera vencida (Estado de México, Tabasco, Ciudad de México, Chiapas, Guanajuato, Chihuahua, Guerrero y Veracruz). Al respecto, la CFE informó que como parte de las acciones implementadas, en 2019, para contener^{54/} y reducir^{55/} la cartera vencida en dichas entidades, llevó a cabo 11 estrategias (9 para contener y 2 para reducir).

Como parte de las estrategias para mitigar el riesgo del aumento de los adeudos y contener la cartera vencida, la CFE firmó el “Convenio de colaboración entre la CFE SSB y el Poder Ejecutivo del Estado de Tabasco”, el 23 de mayo de 2019, el cual tuvo como objetivo implementar el programa “Adiós a tu deuda”, con la finalidad de “regularizar los adeudos del consumo eléctrico de los usuarios del sector doméstico, para contribuir a controlar la cartera vencida de la empresa en ese estado”. Sin embargo, este programa no obtuvo los resultados esperados, ya que entre julio de 2019 y abril de 2020, al menos 63,348 usuarios en 28 municipios del estado, que ya habían sido regularizados, siguen acumulando cuentas sin pagar, lo que ha generado que la CFE tenga pendientes de cobro por más de 214,980.0 MDP.

Pese a que la estrategia implementada en el Estado de Tabasco no tuvo los resultados esperados, es necesario que la CFE SSB, en coordinación con los gobiernos de las 7 entidades federativas que, junto con Tabasco, adeudan el 87.0% de la cartera vencida, diseñen e implementen estrategias específicas y acordes con las problemáticas de cada entidad federativa para contener la cartera vencida y regularizar los adeudos del consumo eléctrico.

Como acción de la reunión de resultados finales, mediante el oficio núm. DG/CCI/432/2020, del 21 de septiembre del 2020, la CFE Suministrador de Servicios Básicos señaló y documentó que las acciones implementadas para contener y reducir la cartera vencida, las controla y les da seguimiento mediante el Sistema de Información de Estadística Comercial (SIAC).

Para la contención se fijaron las estrategias de telegestión; envío de mensajes de texto (sms); cargos recurrentes; adeudos documentados; cuenta maestra [cobranza regionalizada]; la aplicación denominada “APP CFE Contigo”; gestión municipal, y cortes. En tanto que, para la reducción está el buró y el círculo de crédito, las cuales se encuentran

^{54/} Son las acciones implementadas para la gestión de los adeudos de la cartera vencida de 1 a 30 días de vencimiento.

^{55/} Son las acciones implementadas para la gestión de los adeudos de la cartera vencida de más de 30 días de vencimiento.

registradas en el Sistema de Información de Estadística Comercial (SIAC) por cada una de las 16 áreas divisionales;^{56/} además, con la finalidad de lograr el involucramiento e impulso de las acciones por parte de las divisiones, nombró por estrategia a una división que se hiciera cargo de su seguimiento y reporte mensual.

Asimismo, como hechos posteriores, la EPS señaló y documentó que, para el 2020, la Dirección General de CFE SSB incluyó, en el Sistema de Planeación Estratégica y Operativa, las estrategias de contención y reducción como variable para impulsar la eficiencia operativa.

c) Tendencia de la cartera vencida en el periodo 2015-2019

Con la finalidad de evaluar el comportamiento de la cartera vencida, se realizó el análisis de la tendencia registrada en el periodo 2015-2019, los resultados se muestran a continuación:

CARTERA VENCIDA E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA, 2015-2019

(Millones de pesos)

Año	Cartera vencida	Ingresos por venta de energía	Participación (%)	
2015	43,319.8	304,764.9	14.2	
2016	38,637.7	352,105.7	11.0	
2017	42,071.3	366,606.6	11.5	
2018	47,582.7	375,707.6	12.7	
2019	55,587.4	415,315.0	13.4	
Variación (%)	2018-2019	16.8	10.5	0.7 p.p.
	2015-2019	28.3	36.3	(0.8) p.p.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020 y los Estados Financieros de la empresa de 2015-2019.

p.p. puntos porcentuales.

En el periodo 2015-2019, la cartera vencida se incrementó en 28.3%, al pasar de 43,319.8 a 55,587.4 MDP, mientras que en el periodo 2018-2019, la cartera aumentó 16.8%, al pasar de 47,582.7 a 55,587.4 MDP, por lo que la empresa no ha logrado reducir ni contener la tendencia creciente de los adeudos. La empresa señaló que los aumentos fueron, principalmente, por las problemáticas sociales, tales como: el movimiento de resistencia civil al pago como protesta por altos costos tarifarios en Tabasco, en donde gran parte de los usuarios de los sectores doméstico y comercial han dejado de pagar el servicio eléctrico desde 1994; el no pago del sector doméstico y comercial de algunos municipios del Estado de México, así como de la Ciudad de México, el cual fue heredado por Luz y Fuerza del

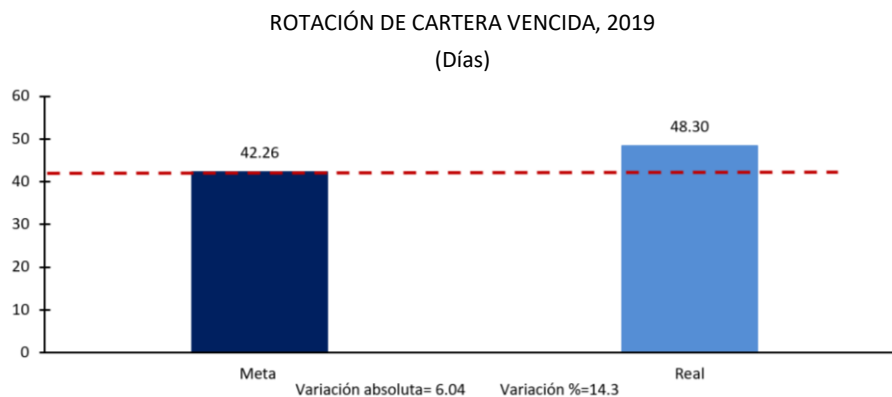
^{56/} Centro Occidente; Noreste; Baja California; Golfo Centro; VM Sur; Golfo Norte; Jalisco; Oriente; Sureste; VM Norte; Centro Oriente; Centro Sur; Peninsular; VM Centro; Bajío, y Norte.

Centro (LyFC); el movimiento zapatista en Chiapas desde 1994; la problemática agrícola en los estados de Guanajuato, Chihuahua y Guerrero, donde un gran porcentaje de los productores agrícolas se ha mantenido en resistencia al pago del servicio eléctrico desde 2009, y el movimiento de resistencia al pago por operación de la central nuclear “Laguna Verde”, en Veracruz, el cual se inició en 2007.

En 2019, la cartera vencida representó el 13.4% de los ingresos obtenidos por la venta de electricidad, de 2018 a 2019 aumentó en 0.7 puntos porcentuales al pasar de 12.7% a 13.4%. Asimismo, se constató que la tasa media de crecimiento de la cartera vencida en el periodo 2015-2019 fue de 6.4% anual, por lo que la ASF estimó que, de continuar esta tendencia, para 2025 el monto adeudado por los usuarios del suministro eléctrico ascendería a 80,800.0 MDP y, para 2030, aumentaría a 110,350.3 MDP.

d) Rotación de la cartera vencida

Los resultados de la métrica de rotación de cartera vencida en 2019, se muestran a continuación:

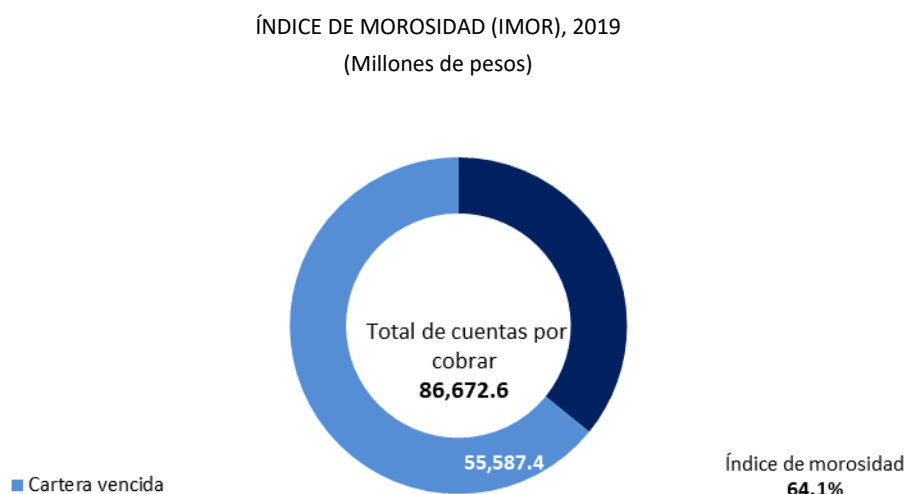


FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020.

En 2019, la empresa registró un resultado de 48.30 días, cifra superior en 14.3%, al límite establecido de 42.26 días, situación que mostró que la CFE tardó 6.04 días más de lo programado en cobrar los adeudos.

e) Índice de morosidad

El índice de morosidad de la CFE, correspondiente a 2019, se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020 y los Estados Financieros de la empresa de 2015-2019.

En 2019, la cartera vencida registró un índice de morosidad que rebasó la mitad de las cuentas por cobrar de la CFE del 64.1%, por lo que el vencimiento creciente se debió a la falta de estrategias específicas y focalizadas para mitigar el riesgo en el incremento de ésta, lo que ha afectado las finanzas de la empresa, como se observa en el resultado núm. 3 “Generación de valor económico y rentabilidad” de este informe.

2019-6-90UJB-07-0431-07-014 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, implemente estrategias específicas y focalizadas, en coordinación con los gobiernos de los estados de México, Tabasco, Chiapas, Guanajuato, Chihuahua, Guerrero, Veracruz y la Ciudad de México, quienes concentran el 87.0% de la cartera vencida, para mitigar el riesgo en su incremento, con el propósito de reducir y contener la tendencia creciente de los adeudos de los consumidores del servicio eléctrico, en las que se considere: el tiempo de morosidad, el monto determinado, los sectores de consumo con pagos pendientes y la problemática social de cada región y, con ello, se cumplan las metas establecidas, a fin de contribuir al objetivo de generar valor y rentabilidad de la EPE, en términos de lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley

General de Responsabilidades Administrativas; 2 del Acuerdo de creación de CFE Suministrador de Servicios Básicos; los indicadores cartera vencida y rotación de cartera del Programa Operativo Anual, y del apartado 4.4 "Mandatos de los negocios" del documento "Principales elementos del Plan de Negocios 2018-2022" e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

9. Costos eficientes en las tarifas para el cobro a los usuarios finales

Como resultado de la Reforma Energética de 2013, se establecieron dos mecanismos para la fijación de las tarifas eléctricas bajo las cuales la CFE realizó el cobro del suministro eléctrico a los sectores doméstico, agrícola, comercial, de servicios, y de mediana y gran industria:

- Tarifas bajo costos eficientes: como nuevo mecanismo de fijación de tarifas, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) determina el precio de la electricidad para los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, con base en una estimación de los "costos eficientes" con los que el servicio eléctrico debería de operar, y que le permitirían a la CFE obtener el ingreso necesario para recuperar dichos costos.
- Tarifas subsidiadas: la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) continúa fijando el precio de la electricidad para los sectores doméstico y agrícola (de bombeo de agua para riesgo) por debajo del costo del suministro, por lo que a estos sectores se les otorga un subsidio implícito que repercute directamente en que la CFE no obtenga la totalidad de los ingresos que debería recibir por el servicio eléctrico prestado a dichos sectores.

En la auditoría núm. 501-DE "Desempeño de CFE Corporativo" que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que los costos ineficientes de la empresa se incrementen y se transfieran a las tarifas de los usuarios finales.

Para el análisis de los costos eficientes en los que se fundamenta la estructura tarifaria, reconocida por la CRE, en la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad, este resultado se divide en: a) El enfoque de costos eficientes para la fijación de las tarifas eléctricas; b) Costos ineficientes implícitos en la estructura tarifaria establecida por la CRE, y c) Los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola.

a) El enfoque de costos eficientes para la fijación de las tarifas eléctricas

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, la estructura tarifaria definida por la CRE debe lograr que las tarifas eléctricas estén sustentadas en costos eficientes a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico, con base en los postulados de competencia y eficiencia.

Además, en las mejores prácticas internacionales de la industria eléctrica se señala que el enfoque de estimación y determinación de costos eficientes para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico tiene por objeto: a) evitar que el precio de la electricidad se fije de manera discrecional por las empresas prestadoras del servicio eléctrico que podrían tener el monopolio del sector; b) no trasladar el costo de las ineficiencias operativas de estas empresas a los usuarios finales del servicio, y c) promover la operación eficiente de dichas empresas, así como reducir u optimizar sus costos de operación.

Si bien la Ley de la Industria Eléctrica dispone que la CRE debe fijar las tarifas eléctricas a partir de costos eficientes, dicho órgano regulador señaló no contar con una definición que precise qué son los costos eficientes y cómo se determinan; sin embargo, mencionó que por medio de un proyecto de acuerdo, el cual se inscribirá al Programa Regulatorio 2021, establecerá la definición, en qué consisten, los rubros que los integran y la susceptibilidad de eficiencia en los costos en cada una de las actividades de la industria eléctrica.

Ante la falta de un concepto oficial, para efectos de este análisis, se consideraron como costos eficientes a los derivados de una operación que busca, en el mediano plazo, minimizar costos, dado un nivel de producción, o maximizar la producción, dado un nivel de costos en la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad, con la finalidad de lograr, en el largo plazo, costos competitivos, respecto de los estándares internacionales de la industria eléctrica.^{57/}

Asimismo, se consideran como ineficiencias las pérdidas operativas, cuantificables en términos monetarios, derivadas de los altos costos de generación; las elevadas pérdidas técnicas y no técnicas en los procesos de transmisión y distribución, y la cuantiosa cartera vencida del servicio eléctrico. Para la estimación de dichas ineficiencias se analizaron los costos en los segmentos de generación, transmisión, distribución y suministro básico; asimismo, se identificaron estándares y comparativos internacionales, entre otros elementos, que sirvieron de referencia para la cuantificación de los costos ineficientes, los cuales se describen a lo largo de este resultado.

b) Costos ineficientes implícitos en la estructura tarifaria establecida por la CRE

Los costos de muchas empresas de electricidad son muy elevados a causa de ineficiencias en la operación de las mismas.^{58/}

Al respecto, con la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF determinó que, en ese año, la CFE operó con ineficiencias a lo largo de la cadena de valor, lo que se tradujo en altos

^{57/} Banco Mundial. (2011). *Power Tariffs, Caught between Cost Recovery and Affordability*. Recuperado de: <http://documents.worldbank.org/curated/en/234441468161963356/pdf/WPS5904.pdf>

^{58/} Komives, Kristin; Foster, Vivien; Halpern, Jonathan y Wodon, Quentin, "Agua, electricidad y pobreza", Quién se beneficia de los subsidios a los servicios públicos, Banco Mundial, Washington, Estados Unidos, 2005, págs.39 y 165.

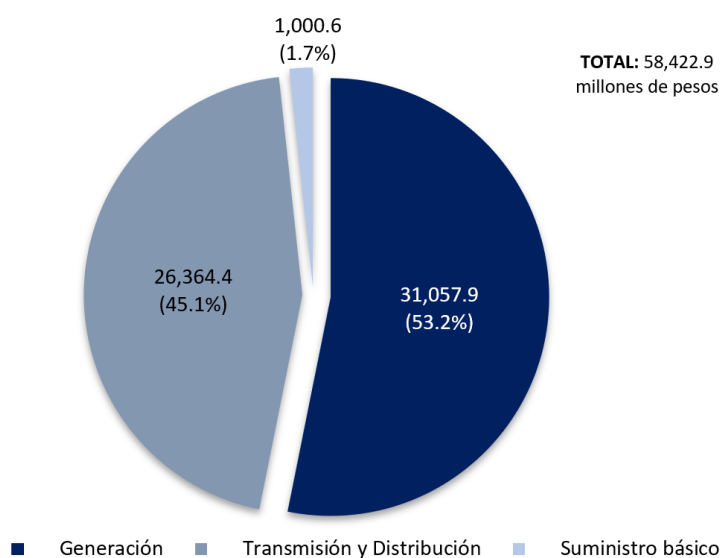
costos de generación, elevadas pérdidas de energía eléctrica en transmisión y distribución, así como en el incremento de la cartera vencida de la empresa.^{59/}

Para dar continuidad a dicho análisis, en este apartado se identificaron las ineficiencias operativas de la CFE, que están siendo reconocidas en la estructura tarifaria establecida por la CRE, y se estiman sus costos, en cada uno de los procesos que integran la cadena de valor de la Empresa Productiva del Estado (EPE): generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad.

En total, el monto estimado por la ASF al que ascendieron estos costos ineficientes, en 2019, fue de 58,422.9 millones de pesos (MDP), conformados por 31,057.9 MDP en el segmento de generación (53.2%); 26,364.4 MDP en transmisión y distribución (45.1%), y 1,000.6 MDP en el suministro básico de electricidad (1.7%), como se muestra en la gráfica siguiente:

COSTOS INEFICIENTES RECONOCIDOS POR LA CRE EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS, 2019

(Millones de pesos y porcentajes)



FUENTE: Estimación realizada por la ASF sobre los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas.

^{59/} ASF, Informe de Auditoría de las revisiones: 487-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I"; 491-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II"; 492-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III"; 493-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV"; 495-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación v"; 497-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI"; 499-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión"; 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución"; 498-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos", y 501-DE "Desempeño de CFE Corporativo".

Con la finalidad de evaluar el comportamiento de los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas en el periodo 2018-2019, se realizó el análisis siguiente:

**COSTOS INEFICIENTES ESTIMADOS POR LA ASF, RECONOCIDOS POR LA CRE
EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS, 2018-2019
(Millones de pesos)**

Proceso en la cadena de valor de la CFE	2018 ^{60/}		2019		Variación % 2018-2019
	Monto	Part. %	Monto	Part. %	
Total	59,917.3	100.0	58,422.9	100.0	(2.5)
Generación	35,889.4	59.9	31,057.9	53.2	(13.5)
Transmisión y distribución	23,171.4	38.7	26,364.4	45.1	13.8
Suministro básico	856.5	1.4	1,000.6	1.7	16.8

FUENTE: Estimación realizada por la ASF sobre los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas 2018 y 2019.

En el periodo 2018-2019, los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas, estimados por la ASF disminuyeron en 2.5% al pasar de 59,917.3 MDP a 58,422.9 MDP en 2019, debido a que las ineficiencias en el segmento de generación disminuyeron en 13.5%. Sin embargo, se observó que, tanto en el segmento de transmisión y distribución, como en el de suministro básico, los costos ineficientes aumentaron en 13.8%, al pasar de 23,171.4 MDP a 26,364.4 MDP, y en 16.8%, al pasar 856.5 MDP a 1,000.6 MDP, respectivamente.

A continuación, se presenta, de manera detallada, el proceso por el que se estimaron los costos ineficientes reconocidos en la estructura tarifaria de la CRE por cada uno de los segmentos que conforman la cadena de valor de la CFE.

^{60/} Con motivo de la presente auditoría, CFE Generación III precisó que las cifras reportadas en la revisión de la Cuenta Pública 2018, sobre los costos de generación no fueron integrados debidamente, por lo que envió la información corregida; en consecuencia, la ASF realizó nuevamente el cálculo 2018 a fin de poder comparar la variación en las estimaciones, en el periodo 2018-2019.

- Generación de electricidad
 - Costos de generación de electricidad reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria

La cadena de valor de la CFE se inicia con el proceso de generación de electricidad basado en diversos tipos de tecnologías (carboeléctrica, ciclo combinado, cogeneración, combustión interna, eólica, fotovoltaica, geotérmica, hidroeléctrica, nuclear, termoeléctrica y turbogás). Para dicho proceso la EPE cuenta con cinco EPS de Generación (CFE Generación I, II, III, IV y VI) y una EPS encargada de administrar los contratos de los productores externos de energía (CFE Generación V).

Uno de los componentes de las tarifas eléctricas, establecidas por la CRE, es el cargo por generación de electricidad. Las variables consideradas para el cálculo de este cargo son los Precios Marginales Locales^{61/} y los costos de generación, estos últimos compuestos por los costos de las centrales eléctricas con contrato legado^{62/} y de los costos de las centrales que incorporaron su energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

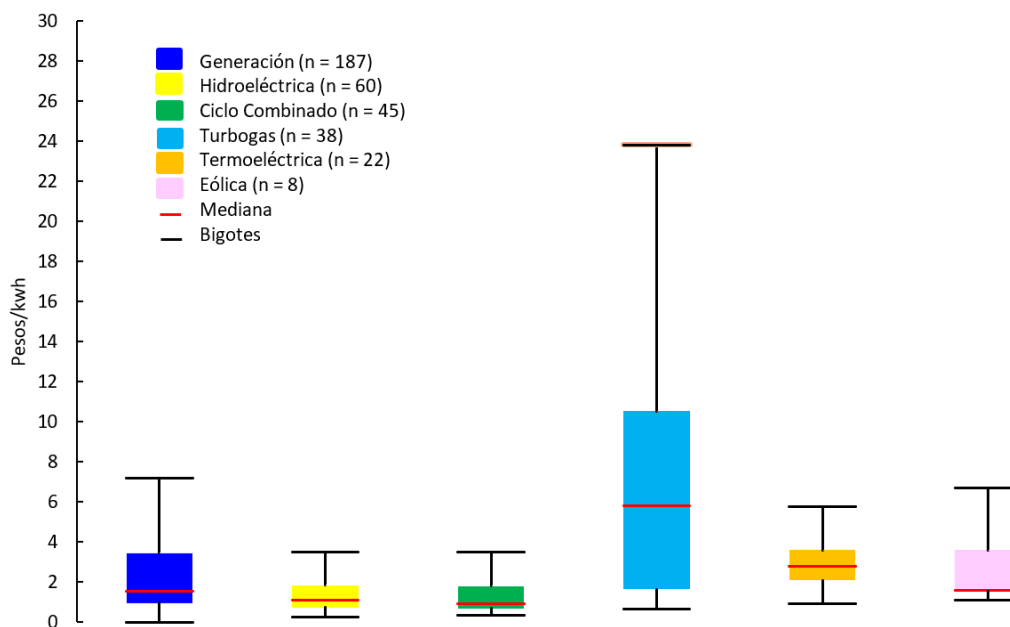
- ✓ Costos de generación eficientes e ineficientes estimados por la ASF

La ASF realizó su propia estimación de los costos ineficientes de la CFE en el segmento de generación de electricidad reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria. Para ello, se identificaron las tecnologías del parque de generación de la empresa y, con base en ello, se procedió a elaborar un diagrama de caja del costo de generación de las centrales eléctricas, correspondiente a 2019, el cual se presenta a continuación:

^{61/} El precio marginal de energía eléctrica calculado por el CENACE para el mercado de energía de corto plazo.

^{62/} Contrato de Cobertura Eléctrica para la Compraventa de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energías Limpias, suscrito entre las CFE de generación y la CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB), el cual tiene como finalidad minimizar los costos de suministro básico y permitir la reducción de las tarifas eléctricas finales del suministro, lo cual evita la exposición financiera derivada de las fluctuaciones en los precios de energía dentro del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el reconocimiento de costos fijos y variables. Los contratos legados son un mecanismo establecido por la Secretaría de Energía, como resultado de la Reforma Energética de 2013, para proteger a la CFE SSB de la volatilidad de los precios del mercado; sin embargo, repercuten en los ingresos de las generadoras, al no recuperar el costo real de la electricidad por cobrar el precio fijo acordado, en el contrato.

DIAGRAMA DE CAJA DEL COSTO DE GENERACIÓN DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE,
POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2019



	Mínimo	Cuartil 1	Mediana	Cuartil 3	Máximo	Bigote superior	Bigote inferior
Total de centrales	0.3	1.0	1.6	3.5	56.8	7.2	0.3
Hidroeléctrica	0.3	0.7	1.1	1.9	56.8	3.5	0.3
Ciclo Combinado	0.3	0.7	0.9	1.8	4.6	3.5	0.3
Turbogás	0.6	1.7	5.8	10.5	34.6	23.8	0.6
Termoeléctrica	0.9	2.1	2.8	3.6	5.8	5.8	0.9
Eólica	1.1	1.5	1.6	3.6	10.7	6.7	1.1

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

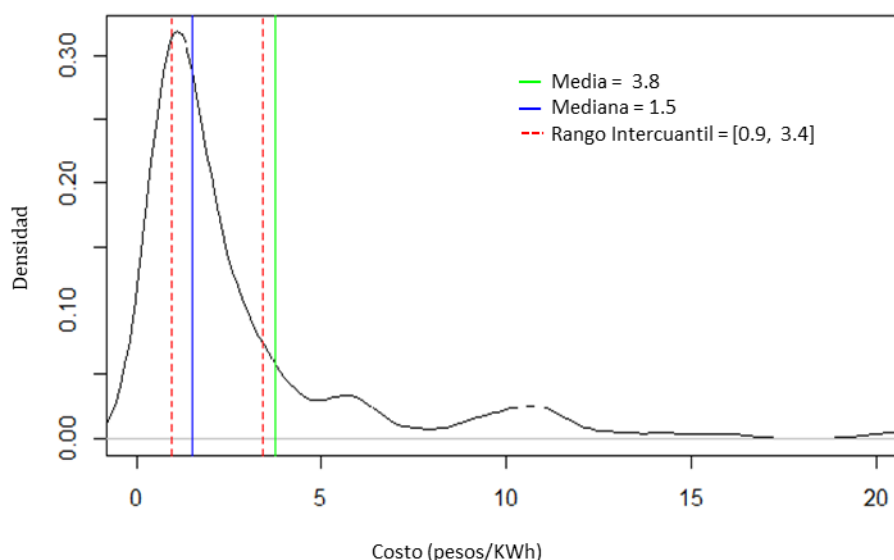
NOTA 1 "n" es el número de centrales utilizados en cada diagrama.

NOTA 2 El rango intercuartil o intercuartílico comprende los datos que se encuentran entre el primer y tercer cuartil. Los cuartiles son indicadores de posición que segmentan al conjunto de datos, a partir de ordenar, de manera ascendente dichos datos, eligiendo el dato ubicado en la posición $0.25*(N+1)$ como el primer cuartil, $0.5*(N+1)$ como el segundo cuartil y $0.75*(N+1)$ como el tercer cuartil, donde "N" representa el número total de los datos que integran al conjunto. De esta forma, el primer cuartil divide al cuarto inferior de los tres cuartos superiores, el segundo cuartil es equivalente a la mediana o dato central, y el tercer cuartil divide los tres cuartos de datos inferiores de un conjunto de datos del cuarto superior.

En el gráfico se muestra que la mediana de las centrales, de ciclo combinado, hidroeléctricas y eólicas, en 2019, fue de 0.9, 1.1 y 1.6 pesos/KWh, respectivamente; en contraste, la mediana de las centrales termoeléctricas y de turbogás fue de 2.8 y 5.8 pesos/KWh, por lo que éstas últimas dos tecnologías fueron las menos eficientes, en 2019, en cuanto a costos.

Además, a fin de determinar las ineficiencias que se reconocen en las tarifas finales de electricidad, en el segmento de generación, se analizó la distribución de los costos de generación de las 187 centrales de la CFE, utilizando como criterio de clasificación de eficiencia, para las plantas generadoras, una frontera de eficiencia delimitada por el tercer cuartil de los costos unitarios de generación.^{63/} El ejercicio mostró que el valor medio de los costos de generación de las centrales eléctricas está por encima del valor del tercer cuartil, como se detalla en el gráfico siguiente:

COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
DE LAS CENTRALES ELECTRICAS DE LA CFE, 2019



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

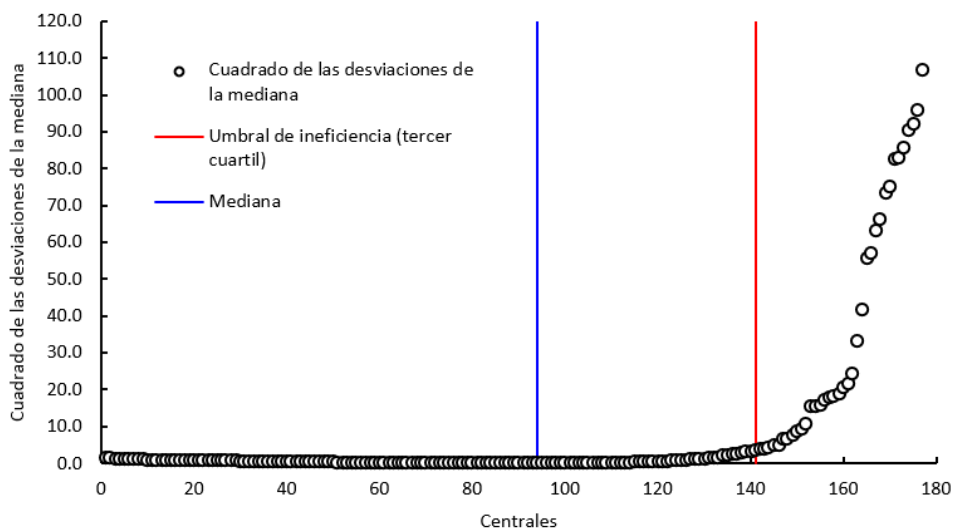
La media de los costos de generación de las centrales eléctricas de la CFE, en 2019 fue de 3.8 pesos/KWh, debido a que ésta es un estimador de tendencia central sensible a las observaciones atípicas, por lo que las centrales ineficientes (con costos de generación altos) elevan el promedio total del costo de generación sesgando la media. Además, de acuerdo

^{63/} Dato ubicado en la posición $0.75 \cdot (N+1)$ como el tercer cuartil, donde "N" representa el número total de los datos que integran al conjunto.

con la curva de densidad mostrada en el gráfico anterior, la mediana (1.5 pesos/KWh) refleja con mayor exactitud el comportamiento típico de los costos de generación de las centrales generadoras de la CFE, debido a que es más probable observar costos de generación cercanos a la mediana que a la media.

Una vez que la ASF identificó la frontera de eficiencia, se ordenaron los costos unitarios de las centrales eléctricas de forma ascendente, a fin de mostrar cómo difieren los costos unitarios de las centrales ineficientes respecto a las eficientes, por medio de la desviación cuadrática del valor mediano.^{64/} Las desviaciones respecto a la mediana en el segmento de las centrales eléctricas ineficientes,^{65/} se muestran en el gráfico siguiente:

DISPERSIÓN DE LOS COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN DE LAS 187 CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE, 2019



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

^{64/} Este procedimiento consiste en ordenar las centrales generadoras por costo de generación, de mayor a menor, para posteriormente restar la mediana ($\tilde{\mu}$) a cada observación de costo de generación (x_i) y esta diferencia se eleva al cuadrado, dando como resultado, la expresión gráfica de la dispersión de los datos, respecto de la mediana. Cabe señalar que, en el cálculo de las desviaciones se utiliza la mediana como referencia porque este estimador de tendencia central tiene la propiedad de no sesgo ante observaciones atípicas, a diferencia de la media que es sensible a este tipo de observaciones, mismas que se encuentran presentes en la distribución de costos de generación de las centrales eléctricas de la CFE.

^{65/} Se excluyen del gráfico siete centrales, ya que su valor de desviación cuadrática mediana impide la visualización de las otras 41 centrales ineficientes.

La dispersión de los costos unitarios de generación de las centrales eléctricas de la CFE mostró que 48 (25.7%) de las 187 centrales que estuvieron en operación en 2019 fueron ineficientes, bajo el parámetro establecido.^{66/} Cabe señalar que, de las 48 centrales ineficientes, 15 (31.3%) estuvieron dentro del contrato legado, por lo que el suministrador, en caso de hacer efectivo el contrato, adquirió la energía eléctrica producida por estas centrales al costo establecido en el contrato, aun cuando éstos fueran muy elevados. Las centrales eléctricas ineficientes con contrato legado se muestran en la tabla siguiente:

COSTO DE GENERACIÓN DE LAS 15 CENTRALES ELÉCTRICAS INEFICIENTES CON CONTRATO LEGADO, 2019

Núm.	Empresa	Central	Tecnología	Costo de generación (Pesos/KWh)	Energía generada (KWh)
Total de energía generada					968,009,657.9
1	CFE Generación I	C.H. Santa Bárbara (S.H. Miguel Alemán)	Hidroeléctrica	56.8	7,324,796.0
2	Generación VI	CFV Cerro Prieto	Fotovoltaica	27.6	8,158,372.9
3	CFE Generación I	C.H. Tingambato (S.H. Miguel Alemán)	Hidroeléctrica	23.9	31,446,789.0
4	Generación VI	CCI Guerrero Negro II	Combustión Interna	21.7	55,590,850.0
5	Generación III	CCI Santa Rosalía	Combustión Interna	14.3	19,226,770.9
6	Generación II	C.H. Luis M. Rojas (Intermedia)	Hidroeléctrica	13.0	9,124,980.0
7	Generación IV	C.T.G. La Paz	Turbogas	11.2	46,501,421.0
8	Generación VI	CE La Venta	Eólico	10.7	71,521,328.0
9	Generación III	CTG Los Cabos	Turbogas	9.7	109,408,218.0
10	CFE Generación I	C.H. Colina	Hidroeléctrica	8.0	10,509,644.0
11	Generación VI	CE Yuumil'iik	Eólico	7.3	1,142,244.1
12	Generación II	C.H. San Pedro Poruas	Hidroeléctrica	5.8	4,203,417.0
13	Generación VI	CG Tres Vírgenes	Geotérmica	5.5	48,241,251.0
14	Generación II	C.H. Jumatan	Hidroeléctrica	4.2	9,877,238.0
15	Generación IV	C.T. Punta Prieta II	Vapor convencional	3.6	535,732,338.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

Se identificó que la central hidroeléctrica Santa Bárbara (S.H. Miguel Alemán) registró el costo de generación más alto que fue de 56.8 pesos/KWh, no sólo de las 15 centrales con contrato legado identificadas como ineficientes, sino de las 187 centrales eléctricas de la CFE que operaron en 2019, la cual generó únicamente 0.8% (7,324,796.0 KWh) del total de la energía generada por estas 15 centrales que fue de 968,009,657.9 KWh.

^{66/} En este análisis se consideran "centrales ineficientes" aquellas cuyos costos de producción estuvieron por arriba del tercer cuartil de la distribución de costos de producción durante el año 2019.

A partir del criterio de eficiencia de las centrales antes descrito y, para estimar el costo de las ineficiencias operativas en el proceso de generación de energía eléctrica, la ASF calculó el costo unitario de las centrales ineficientes y el costo unitario de las centrales eficientes, la diferencia entre estos costos se multiplicó por la generación de electricidad de las centrales ineficientes, como se muestra en el cuadro siguiente:

ESTIMACIÓN DEL COSTO EN EL PROCESO DE GENERACIÓN, 2019

Concepto	Monto
Costo unitario de las centrales ineficientes (pesos/KWh) (a)	5.2435709
Costo unitario de las centrales eficientes (pesos/KWh) (b)	1.2280645
Diferencia entre el costo medio ponderado de las centrales ineficientes y de las eficientes (pesos/KWh) (c)=(a)-(b)	4.0155064
Generación de electricidad de las centrales ineficientes (KWh) (d)	7,734,491,554
Ineficiencias en el proceso de generación (pesos) (e)=(c)*(d)	31,057,900,353
Ineficiencias en el proceso de generación (millones de pesos) (f)=(e)/(1,000,000)	31,057.9

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020.

Con este ejercicio, se estimó que, en 2019, las ineficiencias en el proceso de generación ascendieron a 31,057.9 MDP, las cuales se reconocieron en las tarifas eléctricas establecidas por la CRE.

Si bien, en 2019, la energía eléctrica generada por las centrales identificadas como ineficientes representó el 3.2% de la generación total de electricidad de la CFE, los costos de dichas centrales ineficientes equivalieron al 12.3% de los costos totales de generación de la Empresa Productiva del Estado. Lo anterior se debió a que el costo medio de generación ineficiente fue mayor que el costo medio de generación eficiente en 327.0%.

Respecto de 2018, el costo ineficiente en el segmento de generación se redujo en 13.5%, al pasar de 35,889.40 MDP a 31,057.9 MDP, lo que significa que, en 2019, disminuyó el consumo de energía producida por centrales ineficientes.

- Transmisión y distribución de electricidad
 - Pérdidas de energía eléctrica

Una vez que la electricidad es generada, se transmite por las líneas de alta tensión, proceso que se lleva a cabo por medio de CFE Transmisión, y se distribuye por las líneas de media y baja tensión, que está a cargo de CFE Distribución. Tanto la transmisión como la distribución son actividades estratégicas reservadas al Estado, por lo que la CFE es la encargada de ellas.

Las ineficiencias en la transmisión y la distribución de la energía eléctrica son las pérdidas de electricidad, las cuales se refieren a la diferencia entre la energía eléctrica que ingresa a la red (transmisión y distribución) y la que es entregada para el consumo final. Estas pérdidas se traducen directamente en mermas financieras, por lo que el reducirlas implicaría ingresos adicionales para las empresas eléctricas, mejorando la recuperación de costos y la sostenibilidad financiera de las mismas; lo que, en el mediano plazo, contribuiría a mejorar la capitalización del sector eléctrico y su capacidad de inversión, así como a la reducción de las tarifas eléctricas para el consumidor final.^{67/}

En los sistemas de energía eléctrica se registran dos categorías generales de pérdidas:

- 1) Técnicas, que son inherentes al transporte de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de transmisión y distribución, ya que son causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de las redes.
- 2) No técnicas, que se refieren a la electricidad entregada, pero no pagada por los usuarios: este tipo de pérdidas son causadas por factores externos (principalmente robos) a los sistemas eléctricos, pero relativos a la gestión de las empresas de energía y a factores institucionales del sector.^{68/} En la operación de la CFE, las pérdidas técnicas se producen tanto en las redes de transmisión como de distribución; mientras que las pérdidas no técnicas únicamente se originan en las Redes Generales de Distribución.

✓ Comparativo internacional de las pérdidas de energía

Con base en un análisis de datos sobre las pérdidas de electricidad en transmisión y distribución como porcentaje de la energía generada, correspondiente a 2014,^{69/} la ASF determinó que, en ese año, las pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas de la CFE equivalieron al 13.7% de la generación de energía eléctrica de México, ubicándose por debajo del tercer cuartil y por arriba de la mediana de un total de 140 países consideradas en el banco de datos,^{70/} como se detalla en el diagrama de caja siguiente:

^{67/} BID, Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe, Banco Interamericano de Desarrollo, EE.UU., 2014, pág. 10.

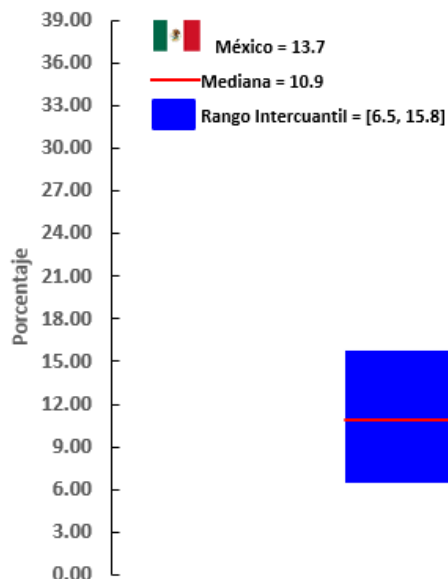
^{68/} *Ibid.*, págs. 14 y 16.

^{69/} 2014 se toma como referencia para este análisis dado que es el último año de información disponible por parte del banco de datos del Banco Mundial.

^{70/} Estos países no son necesariamente reconocidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU); sin embargo, contaban con información disponible para el dato más actualizado.

DIAGRAMA DE CAJA DE LAS PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD DE MÉXICO Y 140 PAÍSES, 2014

(Porcentaje respecto de la energía generada)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el documento “Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)”, Banco Mundial, consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

NOTA 1 Las pérdidas eléctricas incluyen las técnicas y no técnicas de los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

NOTA 2 El rango intercuartil o intercuartílico comprende los datos que se encuentran entre el primer y tercer cuartil. Los cuartiles son indicadores de posición que segmentan al conjunto de datos, a partir de ordenar, de manera ascendente dichos datos, eligiendo el dato ubicado en la posición $0.25 \cdot (N+1)$ como el primer cuartil, $0.5 \cdot (N+1)$ como el segundo cuartil y $0.75 \cdot (N+1)$ como el tercer cuartil, donde "N" representa el número total de los datos que integran al conjunto. De esta forma, el primer cuartil divide al cuarto inferior de los tres cuartos superiores, el segundo cuartil es equivalente a la mediana o dato central, y el tercer cuartil divide los tres cuartos de datos inferiores de un conjunto de datos del cuarto superior.

NOTA 3 En el caso de este diagrama, los bigotes superior e inferior representan una desviación equivalente a 1.5 veces la dimensión del rango intercuartil para el tercer y primer cuartil, respectivamente. Cuando el valor obtenido para el bigote superior es mayor que el dato de máximo valor se reemplaza por este último, mientras que cuando el valor obtenido para el bigote inferior es menor que el dato de mínimo valor se reemplaza con el dato de valor mínimo.

Aun cuando el resultado de 13.7% de pérdidas de energía eléctrica obtenido por México en 2014, fue razonable en comparación con 140 países, existe una diferencia importante entre las pérdidas de electricidad del país, respecto de las reportadas por economías desarrolladas, como se muestra en los gráficos siguientes:

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD,
1971-2014

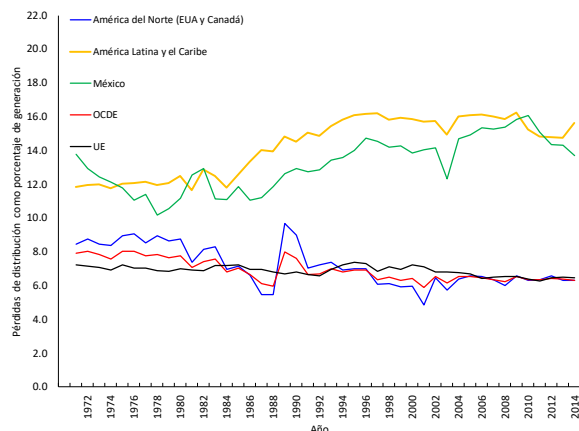


Gráfico 1

TENDENCIAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MÉXICO-
ESTADOS UNIDOS, 1971-2014

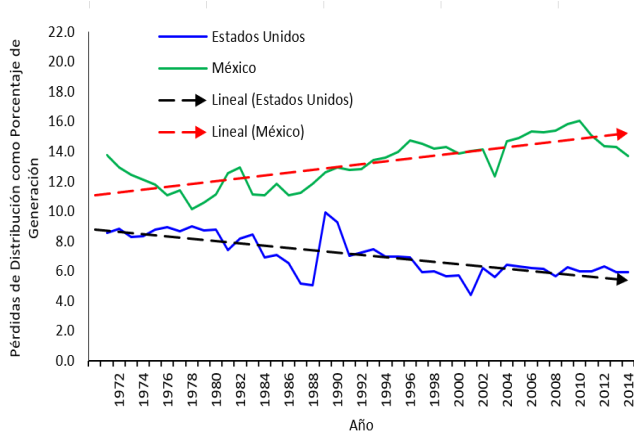


Gráfico 2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el documento “Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)”, Banco Mundial, consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

NOTA 1 Las pérdidas eléctricas incluyen las técnicas y no técnicas de los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el gráfico 1 se observa la evolución de las pérdidas de electricidad en el ámbito internacional. Aun cuando México de manera general presentó menores pérdidas de energía eléctrica que América Latina y el Caribe, éstas fueron superiores a las reportadas en América del Norte (EUA y Canadá), a las de los países miembros de la OCDE y a las de los que integran la Unión Europea, que, a 2014, presentaron pérdidas de energía eléctrica de 7.3%, 6.0% y 6.4%, respectivamente, resultados que muestran una diferencia significativa con respecto al 13.7% reportado por México para ese año.

En el gráfico 2, se presentan las tendencias de las pérdidas de energía eléctrica de México y de Estados Unidos, las cuales muestran que en el primer país la tendencia fue creciente, y en el segundo fue decreciente. Esta situación sugiere que, en el periodo analizado, Estados Unidos mejoró la eficiencia de sus procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica, mientras que en México persistieron las ineficiencias de éstos.

Las pérdidas de electricidad representan ineficiencias operativas en los segmentos de transmisión y distribución, mismas que están reconocidas en las tarifas eléctricas finales. Al respecto, la ASF realizó una estimación de las mermas económicas que representan estas ineficiencias y que son reconocidas en las tarifas establecidas por la CRE, análisis que se presenta a continuación.

- Pérdidas de energía reconocidas por la CRE en la estructura tarifaria
 - Transmisión

En el Acuerdo por el que la CRE expide las tarifas que aplicará la CFE por el servicio público de transmisión de energía eléctrica, vigente en 2019, se establece que las pérdidas de energía reconocidas en transmisión corresponden al valor inercial reportado por la CFE y se mantienen constantes a lo largo del periodo,^{71/} por lo que, en 2019, las pérdidas técnicas de transmisión reconocidas en las tarifas finales de electricidad fueron de 8,609,096,233 KWh, ya que se recibió de centrales eléctricas y de importaciones un total de 317,909,037,313 KWh que debían ser transportados por la Red Nacional de Transmisión (RNT); sin embargo, debido a las pérdidas técnicas del proceso se entregaron 309,299,941,080 KWh por la infraestructura de alta tensión, lo que significó pérdidas de energía equivalentes al 2.7% del total de la energía que entró a la RNT.

- Distribución

Con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del segmento de distribución, la CRE reconoce 5.0% de pérdidas técnicas y 5.0% de no técnicas^{72/}, respecto de la energía recibida, como el valor máximo permitido para trasladar a las tarifas de los usuarios finales, por lo que el cargo por pérdidas de energía eléctrica, reconocidas por la CRE, se suma al cargo tarifario aplicable por distribución,^{73/} lo que implicaría el reconocimiento en las tarifas finales de éstas.

En 2019, las Redes Generales de Distribución recibieron un total de 240,252,391,014 KWh, para ser entregados a los usuarios finales, de los cuales, se distribuyeron 208,843,603,058 KWh por la infraestructura de media y baja tensión, lo que significó que, en ese año, registró una pérdida de 31,408,787,956 KWh (13.0%), como se detalla en el cuadro siguiente:

^{71/} Acuerdo núm. A/045/2015, en el que se emite el Acuerdo por el que la CRE expide las tarifas que aplicará la CFE por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, vigente en 2019, Comisión Reguladora de Energía. México, febrero de 2016.

^{72/} Artículos cuadragésimo segundo y cuadragésimo tercero del Acuerdo núm. A/074/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, vigente en 2019.

^{73/} CRE, Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, vigente en 2019, Comisión Reguladora de Energía. México, febrero de 2016.

PÉRDIDAS REALES DE ENERGÍA EN EL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR LA CRE, 2019

Pérdidas en distribución	Pérdidas técnicas de energía		Pérdidas no técnicas de energía		Total de pérdidas Absoluto (KWh)
	Absoluto (KWh)	Porcentaje (%)	Absoluto (KWh)	Porcentaje (%)	
Pérdidas reales 2019	14,919,868,344	6.2	16,488,919,612	6.9	31,408,787,956
Pérdidas reconocidas por la CRE en la metodología para establecer las tarifas eléctricas	n.a.	Hasta el 5.0%	n.a.	Hasta el 5.0%	n.a.
Pérdidas reconocidas por la CRE en 2019	12,012,619,551	5.0	12,012,619,551	5.0	24,025,239,101

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020.

Nota Debido a que la CFE Distribución reportó que las pérdidas técnicas fueron del 6.2% y las no técnicas de 6.9% de la energía recibida en las Redes Generales de Distribución (240,252,391,014 KWh) y, dado que la CRE reconoce únicamente hasta el 5.0% de éstas, la ASF estimó las pérdidas no técnicas de distribución reconocidas por la CRE calculando el 5.0% respecto del total de energía recibida para distribuirse que fue de 240,252,391,014 KWh.

En 2019, de los 31,408,787,956.0 KWh perdidos en el proceso de distribución, la ASF estimó que la CRE reconoció, con base en los límites de 5.0% de pérdidas técnicas y no técnicas, 24,025,239,101.0 KWh como las pérdidas de distribución en ese año. Por lo que el 1.2% y 1.9% de pérdidas técnicas y no técnicas, cifras superiores a lo que reconoció la CRE, denotan las ineficiencias que se presentan en el proceso de distribución de electricidad.

- ✓ Estimación de los costos ineficientes reconocidos por la CRE en la transmisión y distribución de electricidad

Las pérdidas reconocidas por la CRE en el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica, en 2019, fueron de 32,634,335,334 KWh, energía que representó el 13.4% del total de la energía generada en ese año (242,820,219,293 KWh) por las 187 centrales con las que se realizó el análisis, como se muestra a continuación:

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA RECONOCIDAS EN DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN, 2019

Concepto	KWh
Total de energía inyectada a la RNT en 2019 (a)	317,909,037,313
Total de pérdidas en distribución y transmisión (b)=(c)+(d)	32,634,335,334
Pérdidas en transmisión (c)	8,609,096,233
Pérdidas en distribución (d)	24,025,239,101
Porcentaje de las pérdidas en distribución y transmisión (e)=(b)/(a)*100	10.3%

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020.

Para estimar el porcentaje de ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas de electricidad, derivadas de las pérdidas de energía eléctrica en transmisión y distribución, la ASF comparó el porcentaje de las pérdidas reconocidas por la CRE (10.3% de transmisión y distribución) contra el referente internacional de pérdidas de energía registrado por los países de la OCDE (6.0%)^{24/}, por lo que se estimaron los kilowatts hora que representaría el estándar de 6.0% respecto del total de energía generada por la CFE (317,909,037,313 KWh), obteniendo como resultado 19,074,542,239 KWh, que serían las pérdidas de energía eficientes. Finalmente, y para calcular las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE, a las pérdidas de energía totales reconocidas se les restaron las pérdidas de energía eficientes, procedimiento que se muestra en la tabla siguiente:

ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA INEFICIENTES RECONOCIDAS POR LA CRE, 2019

Unidad de medida	Energía eléctrica en la Red Nacional de Transmisión	Pérdidas de energía totales reconocidas por la CRE	Pérdidas de energía eficientes (referente de los países de la OCDE)	Estimación de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE
Porcentaje (%)	100	10.3	6.0	4.3
KWh	317,909,037,313	32,634,335,334	19,074,542,239	13,559,793,095

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020 y el documento "Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)", Banco Mundial, consultada en:

<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

De acuerdo con el cálculo descrito, las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas en 2019 fueron de 13,559,793,095 KWh. A partir de este dato, la ASF estimó los costos ineficientes reconocidos por la CRE derivados de las pérdidas de energía ineficientes, calculando el precio promedio ponderado que costó cada kilowatt hora de pérdidas de energía, multiplicando ese precio por el total de kilowatts hora de pérdidas de energía ineficientes, como se observa en el cuadro siguiente:

^{24/} El 6.0% de pérdidas de electricidad en transmisión y distribución es el dato más actual disponible (2014) del Banco Mundial, establecido en el documento "Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)", consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA INEFICIENTES RECONOCIDAS POR LA CRE, 2019

Costo promedio ponderado de la energía pérdida (pesos/KWh)	Pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (KWh)	Costos de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (pesos)	Costos de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (millones de pesos)	Costos de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE 2018 (millones de pesos)	Variación costo de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE 2018-2019 (%)
1.9443	13,559,793,095	26,364,305,714.6	26,364.4	23,171.40	13.8

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE por medio del oficio DG/CCI/288/2020, del 17 de julio de 2020.

La ASF estimó que, en 2019, el costo de las ineficiencias de los segmentos de transmisión y distribución, reconocidas por la CRE en las tarifas finales del servicio eléctrico, derivadas de las pérdidas de energía, fue de 26,364.4 MDP, monto mayor en 13.8% respecto de 2018 (23,171.40 MDP).

- Suministro básico de electricidad
 - Cobranza del servicio eléctrico y cartera vencida

El último proceso de la cadena de valor de la CFE es el suministro básico de electricidad, el cual corresponde a la facturación y la cobranza del servicio eléctrico prestado a los usuarios de los distintos sectores de consumo, el cual es llevado a cabo por la CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Las empresas públicas que prestan el servicio eléctrico no operan eficientemente cuando sus ingresos no cubren sus costos. Esta situación, en muchos casos, es porque éstas no cobran las facturas pendientes de manera oportuna, debido a ineficiencias en el sistema de facturación y cobro.^{75/} En muchos países en desarrollo la tasa de cobro de las facturas de este servicio está por debajo del 100.0%, lo que se traduce en grandes pérdidas financieras para las empresas que suministran la energía eléctrica.^{76/}

En el caso de México, la CFE presenta como grave problemática el contar con una elevada cartera vencida,^{77/} la cual ha registrado una tendencia incremental en los últimos años.

- ✓ Costos ineficientes reconocidos por la CRE en el suministro básico de electricidad

^{75/} World Bank, 1994, "Improving Electric Power Utility Efficiency", pág. 11.

^{76/} World Bank, 2016, "Financial Viability of the Electricity Sector in Developing Countries: Recent Trends and Effectiveness of World Bank Interventions", pág. 7.

^{77/} La cartera vencida se conforma por los pagos pendientes de los usuarios del suministro eléctrico, y a favor de la CFE SSB, que han caído en mora y que han superado los 30 días de vencimiento.

En la estructura tarifaria de la CRE, el organismo regulador establece que, a fin de que la CFE asuma el riesgo de incobrabilidad del servicio eléctrico, se reconoce en las tarifas de electricidad sólo 1.8% de la cartera vencida de la empresa^{78/}, la cual, en 2019, ascendió a 55,587.4 MDP, como se muestra en la tabla siguiente:

CARTERA VENCIDA Y RIESGO DE INCOBRABILIDAD RECONOCIDO POR LA CRE, 2019
(Millones de pesos)

Año	Cartera vencida	Riesgo de incobrabilidad del 1.8%	Ingresos por venta de energía	Participación % del riesgo de incobrabilidad respecto de los ingresos por venta de energía
2018	47,582.7	856.5	375,707.6	0.2
2019	55,587.4	1,000.6	415,315.0	0.2
2025*	80,800.0	1,454.4	n.a.	n.a.
2030*	110,350.3	1,986.3	n.a.	n.a.
Variación 2018-2019 (%)	16.8	16.8	10.5	0.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020.

Nota (*): Estimaciones realizadas por la ASF, considerando la tasa media de crecimiento anual de la cartera vencida con la finalidad de realizar una proyección del riesgo de incobrabilidad de la misma (como se observa en el resultado núm. 8 "Cartera vencida" de este informe).

n.a. No aplicable.

En 2019, la cartera vencida del suministro eléctrico del 1.8% fue de 1,000.6 MDP, monto al que ascendieron las ineficiencias reconocidas por el regulador en las tarifas eléctricas, y que representó el 0.2% de los ingresos por venta de electricidad de la CFE en ese año (415,315.0 MDP). De continuar la tendencia incremental de la cartera vencida, la ASF estima que, a 2025 el riesgo de incobrabilidad reconocido en las tarifas sería de 1,454.4 MDP y para 2030 éste sería de 1,986.3 MDP.

Sobre este cargo a las tarifas eléctricas por concepto de riesgo de incobrabilidad, la ASF no identificó que se reconozca como buena práctica o se recomiende que en las tarifas se cobre a los usuarios parte de los pagos no realizados por el servicio eléctrico, los cuales constituyen la cartera vencida. Debido a esta razón, se consideró que el 1.8% de la cartera vencida reconocido por la CRE en la estructura tarifaria, 1,000.6 MDP, corresponde en su totalidad a costos ineficientes, monto superior en 16.8% al calculado para 2018 (856.5 MDP).

^{78/} Artículo vigésimo quinto del Acuerdo núm. A/058/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, el cual, en concordancia con el artículo vigésimo octavo del Acuerdo núm. A/064/2018, por el que se establece la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico, vigente en 2019, se establece que la dicha metodología complementa la regulación tarifaria establecida en el Acuerdo núm. A/058/2017.

c) Los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola

- Tarifas subsidiadas

La estructura tarifaria de la CRE, vigente en 2019, reconoció costos ineficientes a lo largo de la cadena de valor de la CFE, lo cual no fue acorde con lo establecido en el artículo 140, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, en donde se dispone que la determinación y la aplicación de las metodologías y tarifas reguladas para el suministro básico deben tener como objetivo permitir obtener el ingreso estimado necesario para recuperar costos eficientes.

En total, el monto estimado al que ascendieron estos costos ineficientes, en ese año, fue de 58,422.9 MDP, conformados por 31,057.9 MDP en el segmento de generación (53.2%); 26,364.4 MDP en transmisión y distribución (45.1%), y 1,000.6 MDP en el suministro básico de electricidad (1.7%).

Estas ineficiencias se cargaron a las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, y corresponden a problemas históricos y estructurales de la CFE que han persistido y se han agudizado a la fecha, tales como los elevados costos de generación, las pérdidas técnicas y no técnicas, y la alta cartera vencida, mismos que obedecen, entre otros aspectos, a la falta de inversión para la construcción, optimización, modernización y mantenimiento del parque de generación y para la ampliación de las redes de transmisión y distribución; las ineficaces estrategias de cobranza y de recuperación de la cartera, así como a la cultura del robo de electricidad y del no pago del servicio eléctrico. Es por ello que, la mejora de la metodología empleada para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico, para no transferir ineficiencias a los usuarios del servicio, debe de ir acompañada de la mejora en el desempeño y los resultados operativos y financieros de la CFE, con el propósito de reducir tales ineficiencias en el corto, mediano y largo plazos; asimismo, las tarifas eléctricas deberían propiciar la reducción gradual de las ineficiencias.

Por lo que se refiere a las tarifas eléctricas de los sectores doméstico y agrícola, éstas son subsidiadas por el Gobierno Federal, conforme a lo dispuesto en el artículo 139, párrafo segundo, de la Ley de la Industria Eléctrica. Para ello, la SHCP, con la finalidad de coadyuvar a la economía de las familias mexicanas y del campo mexicano, fija el precio de la electricidad de los sectores doméstico y agrícola (de bombeo de agua para riego) por debajo del costo del suministro, por lo que a las tarifas para estos sectores se les otorga un subsidio implícito bajo los mecanismos siguientes:

- En el caso de las tarifas domésticas, en 2019, los subsidios energéticos se aplicaron de manera generalizada a los consumidores del recurso.^{29/} Estas tarifas fueron subsidiadas

^{29/} CIDE, ¿Quién se beneficia de los subsidios energéticos en México?, Centro de Investigación y Docencia Económica, México, 2011.

dependiendo de la temperatura media de cada región (verano o invierno), por lo que los precios de la electricidad variaron por entidad federativa, obedeciendo a estas condiciones.^{80/} Es por ello que si bien este subsidio está focalizado por región, clima y temporada estacional,^{81/} no está focalizado en función de la situación socioeconómica de la población.

- Para el sector agrícola, en el artículo 5 de la Ley de Energía para el Campo se señala que la SHCP establecerá los precios y tarifas de estímulo de los energéticos agropecuarios aplicables a las cuotas energéticas, tomando en cuenta las condiciones económicas y sociales prevaletentes en el ámbito nacional,^{82/} por lo que el subsidio fue otorgado excepcionalmente a los agricultores que cumplían con los requisitos siguientes: facturas de consumo de agua y electricidad, prueba de titularidad de las tierras de cultivo, así como de los sistemas de riego y bombeo de agua.^{83/} Cabe mencionar que, al no cumplirse con estos requerimientos se cobran las tarifas establecidas por la CRE para este sector de consumo.^{84/}

Los costos de muchas empresas de electricidad son muy elevados a causa de ineficiencias en la operación de las mismas, por lo que, con frecuencia, los subsidios eléctricos son para absorber estas ineficiencias y no se trasladan a los consumidores finales.^{85/}

- Estimación del monto subsidiado en 2019

Debido a que en la estimación de los subsidios se corre el riesgo de considerar costos ineficientes del servicio eléctrico, la ASF llevó a cabo el procedimiento siguiente para la cuantificación del monto total subsidiado a los sectores doméstico y agrícola.

1. Se calculó la diferencia que existe entre el precio determinado por la CRE, bajo costos eficientes (2.34 pesos por kilowatt hora), y el precio al que la CFE cobró el suministro eléctrico (1.82 pesos por kilowatt hora).
2. Dicha diferencia (0.52 pesos por kilowatt hora) se multiplicó por el volumen total de la energía eléctrica vendida por la CFE (218,930,000,000.0 Kilowatt hora), lo que dio como resultado la estimación del monto del subsidio en 113,843.6 MDP.

^{80/} CESOP, Tarifas eléctricas en México, Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública, Cámara de Diputados, México, 2013, págs. 3-4.

^{81/} SHCP, "Subsidio al Consumo Residencial de Energía Eléctrica", Distribución del pago de impuestos y recepción del gasto público por deciles de hogares y personas, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, México, 2016, pág. 84.

^{82/} SHCP, oficio núm. 710/DGAIS/0859/19 del 19 de junio de 2019.

^{83/} CONECC, "Mejorando y refocalizando los subsidios a la electricidad", Convergencia de la Política Energética y de Cambio Climático Alemania, 2018, pág. 40.

^{84/} Estas tarifas de la CRE son las siguientes: a) RABT y b) RAMT.

^{85/} Komives, Kristin; Foster, Vivien; Halpern, Jonathan y Wodon, Quentin, "Agua, electricidad y pobreza", Quién se beneficia de los subsidios a los servicios públicos, Banco Mundial, Washington, Estados Unidos, 2005, págs.39 y 165.

La estimación del subsidio se muestra a continuación:

ESTIMACIÓN DEL MONTO DEL SUBSIDIO ELÉCTRICO, 2019

Precio medio definido por la CRE bajo "costos eficientes" (Pesos por kilowatt hora)	Precio medio "real" con el que la CFE SSB realizó el cobro del servicio (Pesos por kilowatt hora)	Diferencia entre el precio de la CRE y el precio real de CFE SSB (Pesos por kilowatt hora)	Volumen total de la energía eléctrica vendida por la CFE (Kilowatt hora)	Estimación del monto subsidiado (pesos)	Estimación del monto subsidiado a los sectores doméstico y agrícola (millones de pesos)
2.34 ^{1/}	1.82	0.52	218,930,000,000.0	113,843,600,000.0	113,843.6

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020.

^{1/} El precio medio definido por la CRE bajo "costos eficientes" es una estimación realizada por parte de la CRE para 2019.

La ASF estimó que, en 2019, el subsidio otorgado por el Gobierno Federal a los sectores doméstico y agrícola equivalió a 113,843.6 MDP, que representó un alto costo de oportunidad para el gasto público y las finanzas de la CFE.

Cabe señalar que, en ese año, la SHCP realizó una transferencia de recursos a la CFE, por 75,185.8 MDP,^{86/} para cubrir una parte de los subsidios otorgados a los sectores doméstico y agrícola; sin embargo, esta transferencia no fue suficiente para cubrir el monto total del subsidio estimado por la ASF (113,843.6 MDP).

La diferencia entre el subsidio estimado y la transferencia de la SHCP fue de 38,657.8 MDP, misma que fue cubierta con cargo a las finanzas de la CFE, provocando una grave afectación financiera que influyó en que la empresa, en ese año, no fuera rentable ni generara valor económico para el Estado.^{87/}

- Comparativo entre los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas y los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola

Con base en las estimaciones realizadas por la ASF sobre los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas, vigentes en 2019, que fueron de 58,422.9 MDP, y los subsidios otorgados por la SHCP en ese año (113,843.6 MDP), de los cuales esta dependencia únicamente le transfirió a la CFE 75,185.8 MDP, en tanto que los 38,657.8 MDP restantes fueron asumidos por la empresa como pérdidas, esta entidad fiscalizadora procedió a realizar un análisis comparativo entre dichos costos y subsidios, el cual se presenta a continuación:

^{86/} La transferencia de recursos a la CFE, se tomó de los ingresos por subsidio señalados en los Estados Financieros dictaminados 2019 de la CFE Suministrador de Servicios Básicos.

^{87/} PRODESEN 2018-2032, Contribución del Sector Eléctrico, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, México, pág. 11.

COMPARATIVO ENTRE LOS COSTOS INEFICIENTES RECONOCIDOS POR LA CRE EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS
Y LOS SUBSIDIOS OTORGADOS POR LA SHCP A LAS TARIFAS, 2019

Concepto	Monto (Millones de pesos)	Porcentaje (%)
Costo de las ineficiencias de la CFE reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas (a)		
Total	58,422.9	100.0
Generación	31,057.9	53.2
Transmisión y distribución	26,364.4	45.1
Suministro básico	1,000.6	1.7
Subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas eléctricas domésticas y agrícolas (b)		
Monto estimado de los subsidios	113,843.6	n.a.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/282/2020 del 15 de julio de 2020.

n.a. No aplicable.

En 2019, los costos ineficientes de la CFE reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria (58,422.9 MDP) representaron el 51.3% de los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (113,843.6 MDP). Esto significa que la mitad de los subsidios se dirigen a cubrir las ineficiencias de la CFE, y la otra mitad sí representa un subsidio para los sectores de consumo doméstico y agrícola.

2019-0-45100-07-0431-07-001 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía defina qué son los costos eficientes; cómo se determinan; los rubros que los integran y la susceptibilidad de eficiencia en los costos, en cada una de las actividades de la industria eléctrica, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y el artículo 12, fracción XLVI, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-015 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, establezca una estrategia integral, alineada con su Plan de Negocios; con la nueva asignación de activos de las EPS de Generación; con sus proyectos de ampliación de las redes Nacional de Transmisión y General de Distribución, y con sus estrategias para contener y reducir la cartera vencida, con el propósito de que la Empresa Productiva del Estado logre operar bajo costos eficientes y competitivos a lo largo de toda la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad, reduciendo los altos costos de generación y las elevadas pérdidas en la transmisión y la distribución de electricidad, y, con ello, se reduzcan las tarifas del servicio eléctrico, en términos de lo establecido en los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 4 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad; 1,

párrafo segundo, y 140, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

10. Renegociación de gasoductos

En el periodo 1997-2017, la CFE adjudicó 24 contratos para la prestación de servicio de transporte de gas natural por ducto a empresas privadas. En 2018, de los 24 contratos, 6 (Sur de Texas-Tuxpan, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, La Laguna-Aguascalientes, Tula-Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe y Tuxpan-Tula) continuaban en construcción y presentaron retrasos, debido a casos fortuitos y de fuerza mayor en la construcción programada de esos gasoductos.

En el primer semestre de 2019, la CF Energía anunció que renegociaría los seis contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, que, en 2018, se reportaron en construcción, e incluyó al gasoducto Guaymas-El Oro, que se concluyó en 2018, pero no transportó gas natural por caso fortuito. El 27 de agosto de 2019, el Presidente de la República anunció que se habían concluido las renegociaciones con las empresas privadas dueñas de los gasoductos: "(...) la CFE obtuvo beneficios como: tarifas transparentes en el servicio de transporte de gas natural, que reflejan costos reales, tarifas fijas niveladas a través del tiempo"^{88/} y "Se logra ahorro por 4 mil 500 md".^{89/}

En la auditoría núm. 502-DE "Desempeño de la CFE en el transporte y suministro de gas natural", que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que la negociación de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, no hayan representado las mejores condiciones para el Estado.

Al respecto, se verificó que al cierre de 2019 y, como hechos posteriores, al primer semestre de 2020, no concluyeron las renegociaciones con las empresas responsables de construir los gasoductos Tula-Villa de Reyes y Tuxpan-Tula. El análisis de la modificación de las cláusulas corresponde a los cinco contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural siguientes: 1) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara; 2) Sur de Texas-Tuxpan; 3) Samalayuca-Sásabe; 4) La Laguna-Aguascalientes y 5) Guaymas-El Oro.

El resultado se dividió en los apartados siguientes:

- a) Aprobación de los acuerdos alcanzados con las rondas de renegociación en los contratos de prestación de servicio de transporte de gas natural

^{88/} Comisión Federal de Electricidad, Boletín de prensa, 2019, 27 de agosto de 2019 (CFE-BP-67/19vf).

^{89/} Presidencia de la República, Comunicado, 2019, 28 de agosto de 2019. Cifra en millones de dólares.

De acuerdo con el análisis de los convenios modificatorios, los acuerdos alcanzados por las partes interesadas fueron aprobados por el Consejo de Administración de la CFE. Al respecto, es importante considerar las fechas siguientes:

- El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración aprobó, en todos los casos: “Los acuerdos alcanzados entre las partes y que son materia del presente convenio”.
- Los convenios modificatorios se formalizaron entre el 11 de septiembre de 2019 y el 18 de marzo de 2020. Sólo en el caso del gasoducto Guaymas-El Oro el convenio se formalizó el mismo día que el Consejo de Administración aprobó los acuerdos. Los cuatro convenios modificatorios restantes se formalizaron después de la aprobación del Consejo de Administración.

En las actas de las sesiones, el Consejo de Administración aprobó la renegociación de los contratos de prestación de servicio de transporte de gas natural, pero la CFE no acreditó que el Consejo conoció los términos y condiciones de los convenios modificatorios formalizados entre el 13 de septiembre de 2019 y el 18 de marzo de 2020, lo cual representa una deficiencia en la gobernanza de CFE en la aprobación de proyectos y decisiones de importancia estratégica para la empresa. La recomendación para fortalecer la gobernanza del Consejo de Administración sobre los asuntos estratégicos de la empresa se presenta en el resultado número 1 de este informe, recomendación núm. 2019-6-90UJB-07-0431-07-002.

- b) Modificación de las cláusulas de los contratos de prestación de servicio de transporte de gas natural

La renegociación consistió en modificaciones en las cláusulas de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural. En análisis se presenta a continuación:

- Modificación de la fecha programada de inicio de la prestación del servicio de transporte de gas natural

Con la revisión de las cláusulas referentes a la modificación de la fecha de inicio de la prestación del servicio de transporte de gas natural, se constató que en cuatro (Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara; Sur de Texas-Tuxpan; La Laguna-Aguascalientes, y Guaymas-El Oro) de los cinco proyectos se fijó una nueva fecha programada por este concepto, como se detalla en el cuadro siguiente:

MODIFICACIÓN REALIZADA EN EL CONTRATO A LA FECHA DE INICIO DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

Núm.	Nombre del proyecto	Fecha programada de inicio de transporte de gas natural	
		Contrato anterior	Contrato renegotiado
1	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	En el comunicado DOCFEN/064/2018, se establece como fecha el 10 de mayo de 2019 .	En la modificación del contrato, cláusula primera, se señala que las partes acuerdan que la fecha de inicio del servicio de transporte sería el 31 de marzo de 2020 .
2	Sur de Texas-Tuxpan	En el segundo convenio modificatorio, cláusula segunda, se establece que las partes acuerdan el desplazamiento del calendario y la fecha de inicio de servicio de transporte de gas natural por un periodo de 165 días, para establecer como nueva fecha de inicio de servicio el 14 de abril de 2019 .	En la modificación del contrato, cláusula primera, se señala que la fecha programada de inicio del servicio de transporte sería el 17 de septiembre de 2019 , sujeto a que la CFE emita la constancia de aceptación bajo la cláusula 10.4 (h) y no exista impedimento legal alguno no atribuible al transportista que impida al transportista alcanzar la fecha de inicio del servicio de transporte.
3	Samalayuca-Sásabe	n.a.	En la modificación del contrato, cláusula primera, numeral 1, se señala que la fecha de inicio de servicio de transporte de gas natural sería el 21 de agosto de 2020 .
4	La Laguna-Aguascalientes	En el comunicado DOCFEN/062/2018, se señala como fecha de 9 de mayo de 2019 .	En la modificación del contrato, cláusula primera, numeral 1, se señala que las partes acuerdan que la fecha de inicio del servicio de transporte sería el 4 de diciembre de 2019 .
5	Guaymas-El Oro	n.a.	En el cuarto convenio modificatorio al contrato, cláusula octava se acuerda que la fecha de reinicio de servicio de transporte de gas natural sería el 15 de mayo de 2020 .

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2020 del 28 de julio de 2020.

n.a. No aplicable.

Se observó que, en 2019, con la renegociación de los contratos de los proyectos Sur de Texas-Tuxpan y La Laguna-Aguascalientes, la prestación del servicio comenzó a finales del mismo año; mientras que, en los proyectos Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, Guaymas-El Oro y Samalayuca-Sásabe se iniciaría en marzo, mayo y agosto del 2020, respectivamente.

- Modificación de la vigencia de la prestación del servicio de transporte de gas natural

En 2019, en 4 de los 5 contratos renegotiados se amplió su vigencia de 25 a 35 años aproximadamente:

- Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara pasó de 24.9 años a 34.9 años.
- Laguna-Aguascalientes pasó de 24.9 años a 34.9 años.
- Guaymas-El Oro pasó de 25 a años a 34.6 años.
- Sur de Texas-Tuxpan que pasó de 25 a 34 años.
- Samalayuca-Sásabe no modificó la vigencia del contrato.

- Modificación de los conceptos “Cargo fijo por capacidad” y “Cargo variable por uso” en Tarifa única

Con la renegociación de los cinco contratos, se observó que, en 2019, se eliminaron los conceptos de “Cargo Fijo por Capacidad” y “Cargo Variable por Uso”, a fin de unificar los cargos en una Tarifa Única, las modificaciones al respecto se observan en el cuadro siguiente:

MODIFICACIÓN DEL PAGO DE CARGO FIJO POR CAPACIDAD DURANTE LOS EVENTOS DE CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR DEL TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

Núm.	Nombre del proyecto	Contrato anterior	Contrato renegociado
1	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	<p>En el Anexo 3 Tarifa, del Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural, se establece que los pagos mensuales que realizará la CFE estarán en función de los cargos ofertados por el Transportista en su proposición y de conformidad con el establecido en el presente Contrato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por capacidad • Cargo variable por uso • Cargo por gas combustible. 	<p>En la cláusula Primera. Modificación del Contrato, del Convenio que establece los acuerdos alcanzados, numeral 4, se indica que se eliminan los conceptos de “Cargo Fijo por Capacidad” y “Cargo Variable por Uso” y se modifica el término “Tarifa Convencional” para quedar redactado de la siguiente manera: “Tarifa convencional tendrá el significado establecido en el Anexo 3 de este contrato”</p> <p>Por lo anterior, todas las referencias contenidas en el contrato al “Cargo Fijo por Capacidad” se modifican para que se entiendan referidas y se lea de la siguiente manera “Tarifa Convencional” y se eliminan todas las referencias al término “Cargo Variable por Uso”.</p>
2	Sur de Texas-Tuxpan	<p>En el Anexo 3 Tarifa, del Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural, se establece que los pagos mensuales que realizará la CFE estarán en función de los cargos ofertados por el Transportista en su proposición y de conformidad con el establecido en el presente Contrato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por capacidad • Cargo variable por uso • Cargo por gas combustible. 	<p>En la cláusula Primera. Modificación del Contrato, del Convenio que establece los acuerdos alcanzados, numeral 5, se señala una nueva estructura tarifaria y una nueva tarifa en sustitución a la establecida, la cual refleja los pagos que la CFE hará al Transportista, independientemente del volumen de Gas Natural transportado o entregado a la CFE, por lo que en ese sentido la CFE no pagará al transportista ninguna cantidad adicional a la nueva tarifa, por ningún concepto adicional, como Cargo Variable.</p>
3	Samalayuca-Sásabe	<p>En el Anexo 3 Tarifa, del Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural, se establece que los pagos mensuales que realizará la CFE estarán en función de los cargos ofertados por el Transportista en su proposición y de conformidad con el establecido en el presente Contrato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por capacidad • Cargo variable por uso • Cargo por gas combustible. 	<p>En la cláusula Primera. Modificación del Contrato, del Convenio que establece los acuerdos alcanzados, numeral 2, se indica que se modifica la estructura tarifaria establecida para sustituirla en su totalidad por una tarifa total y única por concepto de la prestación del servicio de transporte; asimismo, menciona que la CFE no pagará al Transportista ninguna cantidad adicional a la Tarifa, ni ningún otro cargo o conceptos adicionales, tales como cargo variable por Uso o Cargo por Gas Combustible.</p>
4	La Laguna-Aguascalientes	<p>En el Anexo 3 Tarifa, del Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural, se establece que los pagos mensuales que realizará la CFE estarán en función de los cargos ofertados por el Transportista en su proposición y de conformidad con el establecido en el presente Contrato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cargo fijo por capacidad 	<p>En la cláusula Primera. Modificación del Contrato, del Convenio que establece los acuerdos alcanzados, numeral 5, se indica que se eliminan los conceptos de “Cargo Fijo por Capacidad” y “Cargo Variable por Uso” y se agrega un nuevo término definido para adicionar el concepto de “Tarifa Convencional” redactado de la siguiente manera: “Tarifa convencional tendrá el significado establecido en el Anexo 3 de este contrato”.</p> <p>Por lo anterior, todas las referencias contenidas en el contrato al “Cargo Fijo por Capacidad” se modifican para que se</p>

Núm.	Nombre del proyecto	Contrato anterior	Contrato renegociado
		<ul style="list-style-type: none"> Cargo variable por uso Cargo por gas combustible. 	entiendan referidas y se lea de la siguiente manera "Tarifa Convencional" y se eliminan todas las referencias al término "Cargo Variable por Uso".
5	Guaymas-El Oro	<p>En el Anexo 3 Tarifa, del Contrato de Servicio de Transporte de Gas Natural, se establece que los pagos mensuales que realizará la CFE estarán en función de los cargos ofrecidos por el Transportista en su proposición:</p> <ul style="list-style-type: none"> Cargo fijo por capacidad Cargo variable por uso Cargo por gas combustible. 	En la cláusula Primera. Modificación del Contrato, del Convenio que establece los acuerdos alcanzados, numeral 5, se dispone una nueva estructura tarifaria, denominada la "Tarifa", la cual se compone de la "Tarifa A" y "Tarifa B"; asimismo, señala que la CFE no pagará al Transportista ninguna cantidad adicional a lo antes mencionado, ni ningún otro cargo o concepto adicional como el Cargo Variable por Uso.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2020 del 28 de julio de 2020.

En la nueva estructura tarifaria de los contratos, la tarifa única o convencional agrupa los costos de "Cargo Fijo por Capacidad" y el "Cargo Fijo Variable"; además, el "Cargo por gas combustible" se mantiene en todos los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural.

- Modificación de la estructura tarifaria

En los 5 contratos renegociados se modificó la estructura tarifaria por dos tarifas fijas: a) una tarifa fija hasta los 299 meses iniciales, y b) una tarifa fija aplicable para la ampliación de la vigencia del contrato.

En relación con el cargo por gas combustible, se observó que en 3 de los 5 contratos renegociados éste se mantuvo; sin embargo, en los 2 dos restantes, los porcentajes que se aplicaron variaron respecto del contrato anterior.

c) Análisis de la nueva estructura tarifaria

La ASF realizó un análisis, a fin de verificar el beneficio a largo plazo que tendría para la CFE la renegociación de los gasoductos, los resultados son los siguientes:

AHORRO NOMINAL PARA LA CFE HASTA EL AÑO 25
(Miles de dólares)

Nombre del proyecto	Antes de la renegociación	Después de la renegociación			
	Total de flujos del cargo fijo nominales a 25 años de gasoductos renegociados (5)	Plazo renegociado	Pago nominal de la tarifa renegociada por la nueva vigencia	Pago Nominal hasta el año 25	Ahorro nominal hasta el año 25
Totales	Total de flujos iniciales 18,931,707.8 ^{1/}	4 de 5 gasoductos hasta 35 años	Total 25,767,982.3	Total 14,589,217.5	Total 4,342,490.3

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2020 del 28 de julio de 2020.

^{1/} No incluye los contratos que no han finalizado su renegociación.

De acuerdo con el análisis realizado por la ASF, la renegociación de cinco gasoductos que consistió en una nivelación de tarifas fijas resultó en un ahorro nominal para la CFE, hasta el año 25, de 4,342,490.3 miles de dólares (mdls). Asimismo, se verificó que CFE pagará los siguientes importes nominales por el plazo de 10 años que se amplió el contrato:

RENEGOCIACIÓN DE LAS TARIFAS DE LOS GASODUCTOS, 2019
(Miles de dólares)

Nombre del proyecto	Después de la renegociación			
	Importe nominal que se pagará por 10 años más	Ahorro nominal hasta el año 25	Diferencia	Valor Presente* de pagos por 10 años más
Totales	11,178,764.8	4,342,490.3	6,836,274.5	583,008.2

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2020 del 28 de julio de 2020.

* Tasa de descuento aplicada a los flujos de 10.0%.

n.a. No aplicable.

De acuerdo con el análisis anterior, del año 26 al 35 la CFE pagará por concepto de cargo fijo 11,178,764.8 mdls (nominales), cifra superior en 157.4% al ahorro que tendría hasta el año 25 de 4,342,490.3 mdls, lo que indica que al final del término de los contratos pagará, en términos nominales, 6,836,274.5 mdls adicionales a los estipulados antes de la renegociación de los gasoductos. El pago por los 10 años adicionales de servicio que obtuvo la CFE en la renegociación de gasoductos, en términos de valor presente, fue equivalente a 583,008.2 mdls, cifra que representó el 10.9% del pago renegociado en términos de valor

presente (descontado con una tasa de 10.0%) por los primeros 25 años de 5,349,330.2 mdls. En este sentido, la renegociación de los gasoductos se centró en obtener un ahorro nominal para la CFE en los primeros 25 años de los contratos y ampliar por 10 años más el servicio de los transportistas.

11. Reasignación de activos

Con el objeto de contribuir a mejorar la eficiencia operativa y administrativa de las EPS de Generación de la CFE, obtener mayor disponibilidad, confiabilidad y conseguir una reducción de costos no operativos, se planteó una reorganización del portafolio de las cinco EPS de Generación que tienen bajo su responsabilidad la operación de las Centrales de Generación de la CFE.

La reorganización busca corregir aquellas decisiones organizacionales que afectan funcionalmente la productividad del proceso de generación.

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que la reasignación de activos de generación no logre mejorar la economía y la eficiencia operativa y administrativa.

El 25 de marzo de 2019, la Secretaría de Energía (SENER) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el “Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), publicado el 11 de enero de 2016”, con el objeto de adecuar los términos a las necesidades de operación y mantenimiento de las centrales de generación a manera de que hagan más eficientes sus actividades y reduzcan sus costos.

Como parte de los considerandos que fueron utilizados por la SENER para estas modificaciones se señaló que:

- En el periodo de aplicación de los Términos para la estricta separación legal de la CFE, no se ha cumplido el propósito fundamental de “fomentar la operación eficiente del sector eléctrico”, ni de participar “de forma competitiva en la industria energética”, debido a que la reorganización llevada a cabo en Generación, con la creación de seis EPS y una Empresa Filial (EF), se incrementaron los costos y se redujo la eficiencia de la gestión operativa y administrativa, debido a que la organización y distribución de activos fue inadecuada, lo que afectó la viabilidad de las empresas.
- La Auditoría Superior de la Federación (ASF) señaló que 4 de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación no estuvieron en condiciones de ser rentables ni de generar valor económico para el Estado.
- La estrategia de administración del portafolio de centrales eléctricas de cada empresa no repercutió en la generación de energía al mejor costo; además, las estrategias de

optimización de éstas no se sustentaron en la eficiencia para generar energía al mejor costo.

Con base en las modificaciones de los “Términos para la estricta separación legal de la CFE”, se observó que, a partir de la entrada en vigor del Acuerdo por el que se modifican dichos términos, se pretende que las EPS de Generación sean reorganizadas por la SENER, a fin de que generen valor económico y rentabilidad para el Estado, siendo la CFE la encargada de cumplir con los acuerdos que emita la SENER, así como que dichas EPS puedan compartir entre sí, y con empresas a fines, información relacionada con operación, planeación, mantenimiento y estrategia comercial, en contraste con lo establecido en los Términos para la estricta separación legal, publicados en 2016.

Por otro lado, en sus artículos transitorios se asentó que, a partir de la publicación del Acuerdo, la CFE tendría 60 días naturales para presentar ante la SENER una propuesta para la reasignación de activos y contratos de generación en las EPS y EF, que se considere contribuirán a mejorar la eficiencia.

Al respecto, el 25 de noviembre de 2019 se publicaron en el DOF los “Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad”, en los cuales se señaló que, por medio del oficio núm. DG/131/2019 del 24 de mayo de 2019, el Director General de la CFE sometió a consideración de la SENER la propuesta para la reasignación de activos y contratos de generación de las EPS I, II, III, IV, V y VI, con el fin de contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional y rescatar la capacidad de generación de CFE, procurando la viabilidad financiera de sus EPS.

En tanto que, el portafolio de las Centrales Eléctricas y Contratos de Centrales Externas Legadas para cada EPS de Generación, que la SENER determinó, fue con el objetivo de asegurar que cada una de las empresas: a) puedan participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sin detentar poder de mercado a nivel regional o nacional, considerando que se trata de un mercado de costos y la necesidad de ampliar el contrato legado con Suministro Básico, y b) se aproveche la experiencia operativa y administrativa de la organización regional de la generación en la CFE.

El comparativo de las centrales que les fueron asignadas a cada EPS de Generación con las que operó en 2019 y la reasignación publicada el 25 de noviembre del mismo año se muestra a continuación:

REASIGNACIÓN DE CENTRALES EN LAS EPS DE GENERACIÓN EN 2019 Y QUE SE HIZO EFECTIVO
A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2020

EPS	Tipo de tecnología de las Centrales Eléctricas	2019	2020	Diferencia
Generación I	Hidroeléctrica	19	10	(9)
	Turbo Gas	14	15	1
	Ciclo combinado	2	6	4
	Termoeléctrica/Vapor convencional	3	3	0
	Combustión Interna	1	0	(1)
	Cogeneración	0	1	1
	Total	39	35	(4)
Generación II	Hidroeléctrica	18	18	0
	Ciclo combinado	6	1	(5)
	Termoeléctrica/Vapor convencional	3	3	0
	Combustión Interna	1	0	(1)
	Carboeléctrica	1	0	(1)
	Geotérmica	0	1	1
	Total	29	23	(6)
Generación III	Termoeléctrica/Vapor convencional	7	6	(1)
	Turbo Gas	6	10	4
	Hidroeléctrica	5	11	6
	Ciclo combinado	4	5	1
	Combustión Interna	1	4	3
	Solar /Fotovoltaica	1	2	1
	Geotérmica	0	2	2
	Total	24	40	16
Generación IV	Turbo Gas	11	10	(1)
	Termoeléctrica/Vapor convencional	3	8	5
	Ciclo combinado	2	6	4
	Hidroeléctrica	2	2	0
	Carboeléctrica	1	0	(1)
	Total	19	26	7
Generación V ^{1/}	Ciclo combinado	26	28	2
	Eólico	6	6	0
	Total	32	34	2
Generación VI	Hidroeléctrica	16	19	3
	Turbo Gas	9	7	(2)
	Termoeléctrica/Vapor convencional	6	4	(2)
	Ciclo combinado	6	3	(3)
	Eólico	5	2	(3)
	Geotérmica	5	1	(4)
	Combustión Interna	2	1	(1)
	Fotovoltaica	1	0	(1)
	Cogeneración	1	0	(1)
	Total	51	37	(14)
Total:		194	195	1

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la CFE, publicados en el DOF, el 25 de noviembre de 2019.

^{1/} Administra los contratos de las Centrales Externas Legadas.

Conforme a lo establecido en el artículo cuarto Transitorio, la nueva reasignación debió entrar en operación a más tardar el 1 de enero de 2020.

Con base en lo anterior, se solicitó a la CFE señalar los criterios, los beneficios y la metodología para la reasignación de activos. Sin embargo, la CFE únicamente señaló que el principal antecedente para realizar la reasignación de activos fue lo observado por la ASF en la Auditoría 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, realizada con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2018, en la que se estableció que la Comisión “presentó un deterioro en sus indicadores operativos y financieros, respecto de 2017, ya que se redujo la generación de energía; se incrementaron las pérdidas no técnicas en los procesos de transmisión y distribución; aumentó la cartera vencida; la rentabilidad de la empresa disminuyó, y continuó presentado valor económico agregado negativo en su operación, lo que significa que las problemáticas en CFE se agudizaron, y ésta se encuentra lejos de cumplir con su mandato de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano”. Por lo tanto, a fin de atender la observación, la Alta Dirección de la Empresa estableció revertir los efectos de la Reforma Energética 2013 mediante el restablecimiento de la organización regional previa a la reforma citada, como criterio principal, lo que provocaría una mejora operativa, de control de las unidades de central eléctrica y reorganización por cuencas.

Asimismo, indicó que los beneficios esperados fueron establecidos en función de recobrar el control operativo de las empresas y facilitar la intervención ante contingencias en el Sistema Eléctrico Nacional; finalmente, informó que no se consideró la separación horizontal dado que se tomó como criterio acatar lo establecido en el artículo 8 de la Ley de la Industria Eléctrica y en el cuarto transitorio de la estricta separación legal para mantener las seis EPS previamente creadas para tal fin y no generar mayores costos administrativos por la reorganización corporativa adicional.

Lo anterior significa que la nueva reasignación de activos no se llevó a cabo con base en un estudio o metodología en el que se hayan identificado las necesidades y áreas de oportunidad operativas; las economías de escala y las problemáticas de cada empresa; asimismo, no se proyectaron los beneficios económicos, operativos y financieros de dicha reasignación, por lo que se corre el riesgo de que, en el mediano plazo, no se cumpla con el objetivo de contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional.

2019-6-90UJB-07-0431-07-016 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con las EPS de Generación, defina, con base en la nueva reasignación de activos, estrategias con objetivos específicos, metas e indicadores, dirigidas a incrementar la eficiencia operativa y administrativa, así como generar economías de escala para su nuevo portafolio de centrales, a fin de contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional y cumplir con el objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, en términos de lo dispuesto en los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 4, 61, último párrafo, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y de los numerales 1.1.2 de los

Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, y el 1.2 de los Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las medidas emprendidas.

12. Proyectos de inversión

En este resultado se analizó el diseño del mecanismo establecido por la CFE para llevar a cabo la evaluación ex post de los proyectos de inversión en operación, y buscó verificar que la Empresa Productiva del Estado generó, integró y consolidó información para revisar en qué medida estos proyectos de inversión en operación incrementaron el valor patrimonial de la empresa, con base en el análisis comparativo de las proyecciones y los resultados de los indicadores de rentabilidad Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que los proyectos de inversión no obtengan los beneficios esperados.

La evaluación económica consiste en el conjunto de técnicas empleadas para determinar los costos y los beneficios de la aplicación de ciertas políticas públicas, programas, proyectos o cualquier otra acción realizada por el gobierno. Es un análisis comparativo que examina los costos (insumos) y los beneficios de las acciones gubernamentales, y su propósito es doble: primero, evaluar si los beneficios de las políticas son mayores a los costos de oportunidad, en comparación con el uso alternativo de recursos; y segundo, evaluar si se alcanza la eficiencia, en términos técnicos y de asignación distributiva.^{90/}

En 2019, la cartera de proyectos de inversión de la Comisión Federal de Electricidad se integró por un total de 314 proyectos, de los cuales en 203 se ejercieron 37,991,148.7 miles de pesos (mdp), monto inferior en 2.1% respecto del ejercido en 2018 en proyectos de inversión, que fue de 37,201,108.4 mdp. Al respecto, la ASF solicitó la evaluación financiera de los proyectos y la evaluación económica de los mismos, que incluyera el VPN y la TIR esperada y actualizada en 2019 de cada uno de los proyectos; sin embargo, la CFE no acreditó disponer de dicha información, ni de dar seguimiento puntual a los proyectos de inversión de la empresa, a fin de garantizar el correcto desarrollo de los proyectos y que cumplan con sus objetivos y que resulten en un incremento patrimonial para la empresa.

2019-6-90UJB-07-0431-07-017 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con el Consejo de Administración y el Director General, implemente mecanismos para dar seguimiento puntual a la evaluación financiera, económica y social de los proyectos de inversión de la Comisión Federal de Electricidad, a fin

^{90/} Research and Development Corporation. Performance Audit Handbook: Routes to effective Evaluation, Economic Evaluation. 2009, pág. 42.

de garantizar el correcto desarrollo de los proyectos; que cumplan con sus objetivos y que resulten en un incremento patrimonial para la Empresa Productiva del Estado y ello contribuya a la toma de decisiones, en cumplimiento de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 12, fracción XXIII, 43, fracción IV, 104, fracción II, incisos a y b, y del 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

13. Medidas de combate a la corrupción

La corrupción es un incumplimiento por acción u omisión, a alguna disposición legal o normativa, asociado a un beneficio de cualquier tipo.^{91/} En tanto que, el riesgo de corrupción es “la posibilidad de que, por acción u omisión, mediante el abuso del poder y/o el uso indebido de facultades, recursos y/o de información, del empleo, cargo o comisión, se dañen los intereses de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para la obtención de un beneficio particular o de terceros, como por ejemplo: soborno, desviación de recursos, nepotismo, extorsión, tráfico de influencias, uso indebido de información privilegiada, entre otras prácticas.”^{92/}

En la auditoría núm. 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se identificó el riesgo de que la CFE no cuente con los mecanismos de control y supervisión necesarios para garantizar que las contrataciones representen las mejores condiciones para el Estado, y estén exentas de prácticas de corrupción.

a) Mecanismos de control de CFE para prevenir, reducir y mitigar los riesgos de corrupción

En 2019, la CFE estableció los valores bajo los cuales deben regirse los trabajadores de la empresa, así como principios y directrices en materia de corrupción con medidas para promover la integridad y combatir la corrupción de su personal; sin embargo, se identificaron las debilidades siguientes:

- Si bien, en 2019, la empresa contó con un Programa Anticorrupción en el que se indicó que dentro de sus principios generales la CFE implementará una política de tolerancia cero con las prácticas corruptas, no estableció cuáles son los riesgos de corrupción que fueron identificados y en los que podrían incurrir los servidores públicos; dentro de las estrategias generales transversales del programa se estableció la de “Indicadores y Mecanismos de Evaluación”, en el que únicamente se indica que se deben desarrollar

^{91/} CFE (2019), Código de Ética de la Comisión Federal de Electricidad, sus Unidades de Negocio, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, pág. 21.

^{92/} Metodología del modelo empresarial de riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, IV. Definiciones, pág. 6.

sistemas electrónicos a efecto de asegurar la aplicación de las políticas del Programa Anticorrupción (PANT) en la CFE, sus EPS y sus EF, mediante metodologías para generar indicadores de medición y exposición a riesgos pero no se mencionaron cuáles serían dichos indicadores ni cuándo se generarían; además, como uno de sus principios específicos establece la atención de denuncias y señala que se adoptarán medidas que faciliten la presentación de denuncias anónimas relacionadas con prácticas corruptas y protección a los denunciantes, así como que se harán investigaciones profundas y serán de trámite ágil, sin que mencionaran cuáles serán dichas medidas, cómo se les dará seguimiento ni cómo se evaluará el avance de la mitigación de los riesgos.

- Respecto de la Línea Ética, a la fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, no fue posible el acceso a la página web establecida para las denuncias <http://eticacorporativa.cfemex.com>; asimismo, en el Informe de Actividades 2019 de Ética Corporativa e Integridad Pública de la CFE, localizado en su página institucional, se señaló que, “en seguimiento a la operación de la Línea Ética y de conformidad a los documentos normativos se registraron 42 denuncias, de las cuales 23 de ellas estuvieron asociadas a casos contrarios a la ética corporativa y 19 a conductas de hostigamiento o acoso sexual. Asimismo, la Unidad de Responsabilidades Informó que al 5 de diciembre habían recibido un total de 1,049 denuncias relacionadas con servidores o servidoras públicas de la CFE”.^{93/} Además, aun cuando por medio de correos electrónicos CFE señaló que se recibieron denuncias, no se proporcionó evidencia documental de las mismas, por lo que no fue posible conocer su estatus ni en cuáles casos se procedió a la imposición de alguna sanción o separación del cargo de algún funcionario público o empleado de CFE por motivos de corrupción, por lo que no fue posible determinar si las medidas implementadas por la empresa para prevenir, detectar y sancionar la corrupción fueron efectivas.

Por otro lado, si bien, la empresa contó con el Programa Anticorrupción, éste no fue definido bajo los principios establecidos en el numeral “VIII. De los Riesgos de corrupción y fraude”, de la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, en la que se establece que la empresa debe contar con un programa de prevención, detección e investigación de delitos, que se alinee a los elementos siguientes:

1. Establecer un programa de gestión de los riesgos de corrupción y fraude, que incluya una política escrita y expectativa del Consejo de Administración en relación con la gestión de éstos.
2. Realizar una evaluación periódica de la exposición a este tipo de riesgos, con el fin de identificar potenciales indicios que la organización necesita mitigar.

^{93/} CFE, Comisión de ética Corporativa e Integridad Pública de la CFE, **Informe de Actividades 2019**, disponible en: <https://www.cfe.mx/Transparencia/Etica/Documents/INFORME%202018%20Comisi%C3%B3n%20de%20%C3%89tica.pdf> Fecha de consulta: 19 de agosto de 2020.

3. Implantar técnicas de prevención que evite, en la medida de lo posible, actos de corrupción y fraude, y mitiguen sus impactos en la organización (tanto económicos como reputacionales).
4. De forma adicional, implantar técnicas de detención para descubrir actos indebidos, cuando las técnicas de prevención hayan fallado o no mitiguen el riesgo de comisión de corrupción y fraude.
5. Implantar un proceso de reporte, para solicitar información sobre potenciales actos de corrupción y fraude. Para una adecuada gestión, la investigación debe coordinarse con la acción correctiva.

b) Mecanismos de contratación

En el Programa Anticorrupción de la CFE, se estableció que uno de los factores principales, que actualmente, favorecen el uso ineficiente de los recursos públicos es la “permisiva e inadecuada normatividad en materia de adquisiciones y obra”, por lo que la adecuación de la normativa en la materia es imperativa para combatir la corrupción.

En 2019, se constató que, en materia de contrataciones, la CFE contó con las Disposiciones Generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la CFE y sus EPS, publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 23 de junio de 2015, las cuales han tenido modificaciones en tres ocasiones, el 30 de diciembre de 2016, el 29 de noviembre de 2017 y el 29 de noviembre de 2019, y establecen, entre otras cosas, que los procedimientos de contratación son:

- I. Concurso abierto
- II. Concurso abierto simplificado
- III. Invitación restringida
- IV. Adjudicación directa

Podrán tener el carácter de: a) Nacional, b) Internacional bajo cobertura de los Tratados, y c) Internacional abierto. Asimismo, en la Disposición 11, se establece que el Programa Anual de Contrataciones (PAC) tiene naturaleza indicativa, se vinculará con el Programa Operativo Anual (POA) y se integrará con base en los requerimientos que cada disposición determine para ejecutar los Proyectos Operativos, que deriven del Plan de Negocios definido por el Consejo de Administración.

Con base en lo anterior, el PAC “enumera los bienes y servicios que deben adquirirse durante el año conforme a las necesidades de la empresa para que se realicen los proyectos

establecidos en el Plan de Negocios”,^{94/} y se elabora con base en la Metodología para la Elaboración del Programa Anual de Contrataciones; los datos que se deberán considerar para la conformación del PAC son:

- a) Ejercicio fiscal.
- b) Clave del Estudio de Necesidades.
- c) Número consecutivo de registro de la contratación requerida.
- d) Tipo de contratación.
- e) Centro gestor.
- f) Grupo de artículo.
- g) Código de material o número de servicio.
- h) Descripción del bien o servicio que se requiera contratar.
- i) Cantidad a contratar.
- j) Unidad de medida.
- k) Precio determinado con base en la Investigación de Condiciones de Mercado.
- l) Fecha en la que el Área Requirente necesita el bien o servicio.
- m) Plazo o vigencia del contrato.
- n) Nivel de Riesgo.
- o) Trimestre del año en el que se iniciará el procedimiento de contratación.

Cabe señalar que para consultar el seguimiento de cada proceso de contratación, la CFE contó con un Micrositio de Concursos, al cual se accedió por medio de la siguiente dirección: <https://msconcursos.cfe.mx/AdminConcursos/>, en el que se verificó que, el sistema tiene una serie de filtros, tales como: número de concurso; tipo de procedimiento; descripción; concursante; empresa; área contratante; modalidad del procedimiento; entre otros conceptos, y de acuerdo con la información que se requiera se puede realizar la búsqueda de procedimientos específicos y así poder contar con información detallada del procedimiento.

Asimismo, en la Estrategia III “Estrategias específicas en materia de contrataciones”, del Programa Anticorrupción de la CFE, sus EPS y EF, se establecieron en materia de contrataciones las estrategias específicas siguientes: creación de áreas contratantes regionales; creación de la Unidad Especializada de Inteligencia de Mercado (UEIM); cambio en la estrategia de adquisición de combustibles; integración de las compras de la Dirección

^{94/} OCDE (2018), Una revisión de las reglas y prácticas de contrataciones de la CFE, Capítulo 2 “Contratación en la CFE”, pág. 17. Disponible en: <https://www.oecd.org/daf/competition/combate-colusion-licitaciones-mexico-informe-cfe-2018.htm>, fecha de consulta: 24 de agosto de 2020.

Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) de la DCA; reforzar los requisitos para ingresar al padrón de proveedores, e incrementar la comunicación de los riesgos y el seguimiento de las acciones de fiscalización y control al Director General y al Consejo de Administración.

Si bien, en el Programa Anticorrupción de la CFE se estableció la estrategia III "Estrategias específicas en materia de contrataciones", con el objeto de mejorar el proceso de contratación para evitar los actos de corrupción y asegurar las mejores condiciones para la empresa, no acreditó disponer de un programa para su implementación, o bien, los avances de cada una de las estrategias a la fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, por lo que es necesario que se definan mecanismos para dar seguimiento a la implementación de la Estrategia III del Programa Anticorrupción de la CFE, a fin de garantizar que cumpla con su finalidad.

2019-6-90UJB-07-0431-07-018 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, identifique los riesgos de corrupción en los que podrían incurrir los servidores públicos adscritos a la empresa y defina un programa específico para la prevención, detección e investigación de los riesgos de corrupción, a fin de asegurar las mejores condiciones para la empresa, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 5 de la Ley General del Sistema Nacional Anticorrupción; 92, fracciones I y II ; 112 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y el apartado VIII "De los riesgos de corrupción y fraude" de la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-019 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, defina un programa en el que establezca responsables, metas e indicadores que permitan medir el avance en la implementación de las "Estrategias específicas en materia de contrataciones", a fin de garantizar que se mejore el proceso de contratación, se aseguren las mejores condiciones para la empresa y se combata a la corrupción, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 112 y 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

14. Avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, mediante el uso de energías renovables en la generación de electricidad

El resultado se dividió en los apartados siguientes: a) Alineación de la Planeación Nacional con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) núm. 7, de la "Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible"; b) Participación de CFE Corporativo en la instrumentación de la Agenda 2030 y c) Cumplimiento de las metas de los indicadores establecidos por la CFE en materia de energías renovables.

a) Alineación de la Planeación Nacional con el ODS núm. 7 de la Agenda 2030

En la revisión Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024 se identificó que las actividades de la CFE relacionadas con la generación de electricidad a partir de energías renovables se vincularon con la Agenda 2030, como se muestra a continuación:

ALINEACIÓN ESPECÍFICA DE LOS DOCUMENTOS DE PLANEACIÓN DE MEDIANO PLAZO CON LA AGENDA 2030

Agenda 2030	PND 2019-2024	Entidad involucrada
Meta 7.2: de aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.	Subtema: Rescate del Sector Energético. “(…) 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 renovables, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella y que suman unos dos millones de habitantes. (…).”	Actividad: generación de electricidad con base en energías renovables.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los Objetivos de Desarrollo Sostenible; Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

Con base en el análisis de la planeación nacional de mediano plazo 2019-2024, se identificó que la actividad realizada por la CFE, como parte de la política en materia de electricidad, se inserta en el ODS 7 y la meta 7.2, que se refiere a aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

Cabe señalar que en el PND 2019-2024, no se definieron objetivos, metas, estrategias ni líneas de acción que se orientaran al logro de la meta 7.2 de la Agenda 2030. Asimismo, en 2019, no se contó con un programa sectorial de energía que coordinará la consecución de los objetivos en materia energética y, por ende, su contribución al cumplimiento de la meta 7.2.

b) Participación de CFE Corporativo en la instrumentación de la Agenda 2030

Con el propósito de analizar el rol que, en 2019, tuvo la CFE en la instrumentación de la Agenda 2030, en lo referente al uso de energías renovables, se aplicó a la empresa el “Cuestionario sobre la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible”, con el cual se constató que la empresa tiene conocimiento claro sobre su participación en la instrumentación y el cumplimiento de la Agenda 2030, ya que el Consejo Nacional de la Agenda, estableció mecanismos de comunicación y coordinación con la empresa, y ésta reconoce que tiene un rol significativo para el logro del ODS 7; la meta 7.1 “Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos” y la meta 7.2 “Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”. Asimismo, informó las acciones que lleva a cabo de manera interna para analizar y dar seguimiento a los compromisos que tiene, respecto de los ODS. Cabe

señalar que, aun cuando la CFE informó que llevó a cabo actividades de coordinación con la SENER, no lo acreditó.

c) Cumplimiento de las metas de los indicadores establecidos por la CFE en materia de energías renovables

La CFE estableció, en su Programa Operativo Anual, los indicadores “Porcentaje de energía eléctrica generada por medio de energías renovables” y “Emisión de gases de efecto invernadero”, para medir su contribución al cumplimiento de la Agenda 2030. Los resultados obtenidos en esos indicadores al cierre de 2018 y 2019, se presentan en el cuadro siguiente:

RESULTADOS DE LOS INDICADORES ESTABLECIDOS POR CFE CORPORATIVO
EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2018-2019

Indicador	Definición	Resultados 2018	Resultados 2019		Variación			
			Programado	Real	2018		2018-2019	
					(%)	Absoluta (p.p.)	(%)	Absoluta (p.p.)
Porcentaje de energía eléctrica generada por medio de energías renovables (Porcentaje).	Es la relación porcentual de la energía eléctrica entregada por fuentes limpias respecto a la energía entregada total considerando todas las tecnologías del parque de generación medida en un período de tiempo.	23.5	24.9	25.3	1.6	0.4	7.6	1.8
Emisión de gases de efecto invernadero CO ₂ (Miles de toneladas).	Es el vertido de determinadas sustancias a la atmósfera. Las plantas termoeléctricas son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas y pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional.	82,831.0	87,287.0	75,246.0	(13.8)	(12,041.0)	(9.1)	(7,585.0)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por CFE, mediante el oficio núm. DG/CCI/291/2020, del 21 de julio de 2020.

En 2019, el indicador denominado “Porcentaje de energía eléctrica generada por medio de energías renovables” registró un resultado de 25.3%, cifra superior en 1.7% (0.4 puntos porcentuales) a la meta de 24.9%, lo que significó una mayor producción de energía eléctrica con fuentes renovables, respecto de lo programado.

En cuanto al indicador de “Emisión de gases de efecto invernadero (CO₂)”, se observó que, en el año de revisión, se emitieron 75,246.0 miles de toneladas de CO₂, cifra inferior en 13.8% a las 87,287.0 miles de toneladas establecidas como límite; asimismo, disminuyó 9.1% (7,585 miles de toneladas) respecto del año anterior, cuando se emitieron 82,831.0 miles de toneladas de CO₂, por lo que el resultado fue favorable, ya que disminuyó la emisión de gases contaminantes a la atmósfera en la generación de energía eléctrica.

El cumplimiento registrado en estos indicadores por cada una de las EPS de Generación de la CFE es el siguiente:

RESULTADOS DE LOS INDICADORES ESTABLECIDOS EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2019

Empresa	Porcentaje de electricidad generada con energías renovables			Emisiones a la atmósfera de CO ₂ (Miles de toneladas)		
	Meta (%)	Resultado (%)	Cumplimiento (%)	Límite	Resultado	Variación (%)
Consolidado	24.86	25.29	101.7	87,287.0	75,246.0	(13.8)
CFE Generación I	23.75	27.40	115.3	13,746.0	11,230.0	(18.3)
CFE Generación II	18.00	19.00	105.7	16,483.0	12,982.0	(21.2)
CFE Generación III	19.26	15.16	78.7	13,118.0	12,664.0	(3.5)
CFE Generación IV	15.15	15.22	100.5	22,367.0	17,568.0	(21.5)
CFE Generación VI	22.33	21.33	95.5	21,572.0	20,801.0	(3.6)

FUENTE: Proporcionado por CFE, mediante el oficio DG/CCI/291/2020 del 21 de julio de 2020.

Nota: No se incluye a CFE Generación V, ya que no cuenta con centrales a su cargo, sino que es responsable de administrar los contratos de los productores externos de energía (PEE).

- En 2019, las EPS CFE Generación I, II y IV registraron un cumplimiento del 115.3%, 105.7%, y 100.5%, respectivamente, con lo que las empresas tuvieron una participación en el logro del ODS 7 y la meta 7.2. En tanto que las EPS de CFE Generación III y VI alcanzaron el 78.7% y 95.5%, respectivamente.
- Por lo que respecta a la emisión de gases de efecto invernadero, en ese año, las EPS de Generación I, II, III, IV y VI registraron resultados favorables al emitir emisiones inferiores en 18.3%, 21.2% y 3.5%, 21.5% y 3.6% al límite programado, respectivamente.

En 2019, tres de las cinco EPS responsables de la generación de electricidad cumplieron la meta de producción de electricidad con energías renovables. En tanto que, todas las EPS registraron resultados favorables sobre el indicador de emisiones a la atmósfera de CO₂ al presentar resultados inferiores al límite, con lo que contribuyeron al logro del ODS 7, específicamente a la meta 7.2 “aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.”

Por otro lado, para avanzar en el cumplimiento de la meta 7.3 “De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética”, la CFE señaló, sin que dispusiera de la evidencia documental, que las principales acciones que ha realizado son las siguientes:

1. Reconversión de unidades y centrales que usan combustóleo a uso de gas natural (es más eficiente y menos contaminante).

2. Privilegiar, en lo posible, el uso de gas natural en lugar de otro combustible menos eficiente en unidades o centrales dual.
3. Mantener programas de mantenimiento para mejorar la eficacia de los generadores de vapor incluyendo equipo auxiliar y turbinas de vapor.
4. Programas de reducción de energía eléctrica que se consume en Servicios Propios Autoabastecidos, así como evitar en lo posible, que los turbogeneradores trabajen con cargas reducidas, ya que esto reduce la eficiencia.

Cabe señalar que la reasignación de centrales eléctricas, realizada el 25 de noviembre de 2019 y que entró en operación en el MEM el 1 de enero de 2020, puede incidir en que no se cumplan las metas de generación de electricidad con energías renovables, por lo que es necesario que las EPS de Generación continúen con la diversificación de sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles, a fin de contribuir al logro del Objetivo del Desarrollo Sostenible número 7.

2019-6-90UJB-07-0431-07-020 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, continúe con la diversificación de sus fuentes de energía en las Empresas Productivas Subsidiarias Generación I, II, III, IV y VI para reducir la dependencia de combustibles fósiles y cumplir con la meta establecida en el indicador "Porcentaje de electricidad generada con energías renovables", con la finalidad de contribuir activamente al logro del Objetivo de Desarrollo Sostenible núm. 7, de "garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todas las personas", y la meta 7.2, de "aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas", en términos de lo dispuesto en el artículo 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 50, fracción III, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

2019-6-90UJB-07-0431-07-021 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, establezca los mecanismos de control necesarios para disponer de información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada, a fin de verificar que está llevando a cabo acciones que contribuyan al cumplimiento de la meta 7.3 "De aquí a 2030, duplicar la tasa de mejora de la eficiencia energética", así como documentar la coordinación con la SENER para establecer su participación en el cumplimiento del ODS 7, en términos de lo dispuesto en el artículo 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

Consecuencias Sociales

En 2019, la Comisión Federal de Electricidad prestó el servicio eléctrico a 44.5 millones de usuarios de los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, y de mediana y gran industria, en beneficio del desarrollo económico y social del país. Sin embargo, la conducción central y la dirección estratégica de esta Empresa Productiva del Estado presentaron deficiencias que incidieron en la materialización de riesgos financieros, operativos, infraestructura, proyectos de inversión, combate a la corrupción, y en la atención de la Agenda 2030, por lo que las problemáticas de la EPE no se han atendido de forma consistente para avanzar en el cumplimiento de su mandato de generar rentabilidad y valor económico en favor del Estado mexicano.

De esta forma, si bien la CFE cumple con una función social al prestar el servicio eléctrico a los sectores de consumo comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, los riesgos materializados de la empresa, aunado a su baja rentabilidad y valor económico agregado negativo, afectan el desarrollo de las actividades de estos sectores, dado que adquieren la electricidad a tarifas poco competitivas. Por lo cual, resulta necesario que la empresa establezca medidas que le permitan mejorar su eficiencia financiera y operativa, con objeto de continuar cumpliendo con su función social y reducir las tarifas al usuario final, a la par de avanzar en la rentabilidad y generación de valor económico.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Liderazgo y dirección, Planificación estratégica y operativa, Controles internos y Vigilancia y rendición de cuentas.

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

Se determinaron 14 resultados, de los cuales, en uno no se detectó irregularidad y los 13 restantes generaron:

22 Recomendaciones al Desempeño.

También, se incluyó una Sugerencia a la Cámara de Diputados.

Dictamen

El presente se emite el 7 de octubre de 2020, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el propósito de fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de generar rentabilidad y valor económico para el Estado mexicano. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

Antes de la reforma energética de 2013, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) enfrentaba problemas relacionados con elevados costos de generación; falta de recursos para inversión en infraestructura de generación, en las redes Nacional de Transmisión y General de Distribución, así como para impulsar la producción de energías renovables, y alta cartera vencida, situaciones que repercutirían en que los precios de la electricidad fueran poco competitivos.

Ante estas problemáticas se promulgó la Reforma Energética de 2013, con el propósito de transformar a la CFE en una Empresa Productiva del Estado (EPE), y modernizar su organización, administración y estructura corporativa, con base en las mejores prácticas internacionales. Asimismo, a la CFE le fue establecido, como nuevo mandato, el de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la generación, transmisión, distribución, y el suministro de energía eléctrica. Para lograrlo, la CFE se reestructuró en 10 Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y 5 Empresas Filiales (EF), encabezadas por CFE Corporativo, el cual está a cargo de la conducción central y la dirección estratégica de la EPE.

Asimismo, la Reforma Energética propuso un cambio de paradigma, al pasar de un sistema eléctrico cerrado a la competencia en donde el comprador único de electricidad era CFE, a un sistema abierto con la posibilidad de la participación privada en los segmentos de generación y suministro. Este cambio de paradigma representa para CFE un doble reto, ya que ahora no sólo tiene la necesidad de resolver sus problemas operativos, económicos y financieros de su cadena de valor (generación, transmisión, distribución y suministro), sino que debe operar en un mercado competitivo.

Con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2017 y 2018, la ASF realizó 22 auditorías de desempeño a 9 EPS de la CFE y la evaluación de la política pública denominada “Evaluación de la Reforma Energética: Electricidad”. Con la finalidad de dar continuidad a estas revisiones, en la fiscalización de la Cuenta Pública 2019 se empleó el enfoque de “auditoría continua”, con el objetivo de mantener un seguimiento constante sobre el desempeño de estas empresas. Además, con los resultados obtenidos de las auditorías anteriores, la ASF identificó los principales riesgos de la empresa, por lo que también con esta auditoría se revisó el estatus de dichos riesgos, su administración o control y las estrategias implementadas para su mitigación.

En este contexto, con esta auditoría la ASF evaluó los resultados obtenidos por la CFE, en 2019, sobre las acciones implementadas por la empresa para mitigar los riesgos en los temas siguientes: gobernanza y gobierno corporativo; desempeño financiero; desempeño operativo en los procesos de la cadena de valor (generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad); renegociación de gasoductos; proyectos de inversión; combate a la corrupción, y Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

- **Gobernanza:** En 2019, el Consejo de Administración de la CFE estuvo conformado por 9 de 10 integrantes designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República, y un consejero designado por los trabajadores de la CFE y sus EPS; sin embargo, la empresa no actualizó su Plan de Negocios, el cual es una de las principales

herramientas para conducir sus operaciones con base en una planeación y visión estratégica, a fin de avanzar en el logro del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

El Consejo de Administración desarrolló un total de 9 sesiones (4 ordinarias y 5 extraordinarias), en las que convino 120 acuerdos con los que tomó conocimiento y aprobó diversos asuntos, documentos y proyectos de la EPE; sin embargo, en dichas sesiones no se abordaron todos los riesgos críticos identificados por la ASF relacionados con las problemáticas presentadas por las 9 EPS; la supervisión desempeñada por los comités especializados; las pérdidas técnicas en transmisión; el incremento de la cartera vencida; los costos ineficientes transferidos a las tarifas, y la generación de electricidad con tecnologías limpias, por lo que no fue posible asegurar que el Consejo de Administración procesó todos los problemas relevantes de la empresa.

Si bien, se definieron las reglas de operación del Consejo de Administración, éstas no contienen la totalidad de los procedimientos necesarios y específicos para su correcta operación, lo que puede incidir en el desarrollo de sus funciones de orientación estratégica y de supervisión de la gestión. Para apoyar al Consejo de Administración se conformaron cuatro comités especializados en materia de: auditoría; recursos humanos y remuneraciones; estrategia e inversiones, y adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios, los cuales emitieron directrices en las áreas de su competencia; no obstante, se identificó que una limitada supervisión de dichas directrices.

Por lo que respecta a la gestión de riesgos empresariales, se observó que, en 2019, la CFE continuó con la implementación de un sistema de gestión de riesgos, para prevenir, identificar, evaluar, responder y dar seguimiento a los riesgos derivados de la operación y gestión de cada una de las EPS. Asimismo, contó con una Matriz de Administración de Riesgos, en la que identificó 5,590 riesgos definidos y clasificados; sin embargo, no documentó el avance de las acciones de mitigación.

En dicho sistema de gestión de riesgos, la EPE no ha atendido riesgos críticos cuya materialización afecta su situación operativa y financiera, particularmente, los riesgos sobre la gobernanza, los costos eficientes, la reasignación de activos; la operación de la Fibra E; la cartera vencida, y el cumplimiento de la Agenda 2030, y sólo las EPS de Distribución; CFE Generación V y VI, y CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB), contaron con algún riesgo en materia de corrupción y fraude. Lo anterior aunado a que no se ha concluido la actualización de la normativa en materia de control interno.

- **Desempeño financiero:** En 2019, la CFE generó utilidades, pero no fueron suficientes dado que en las razones financieras de Rendimiento sobre activos (ROA) generó un retorno sobre su inversión de 1.2%, cifra inferior en 61.2% respecto de 2018 que fue de 3.1% y en el Rendimiento sobre capital (ROE) obtuvo un retorno de 4.0%, inferior en 55.5% respecto del año anterior, que fue de 9.0%, mientras que el Retorno sobre capital empleado (ROCE) fue de 3.7%, superior en 135.9% al observado para 2018 de 1.6%. Sin embargo, todos estos índices estuvieron por debajo de la Tasa Social de

Descuento requerida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para los proyectos de inversión del Gobierno Federal que es del 10.0%.

Respecto de la generación de valor económico, la empresa registró un resultado de generación de riqueza residual negativo de 144,267,354.2 miles de pesos (mdp), aunque éste fue menor en 8.9% respecto de 2018; con la aplicación de los modelos de predicción de riesgo de quiebra técnica, Altman Z Score y Springate se determinó que los resultados financieros de la CFE no son óptimos para considerarse una empresa con solidez financiera: en el primero, se obtuvo un resultado de 0.74 puntos, superior al observado en 2018 de 0.72 puntos, y en el segundo, la CFE tuvo un valor de 0.45 puntos, resultado inferior al 0.862 puntos que es el límite que define a una empresa con finanzas sanas, por lo que hay cierto riesgo de que la empresa sea insolvente en el corto plazo.

Al cierre de diciembre 2019, los pasivos financieros de la EPE tenían un saldo de 353,428,750.0 mdp y a junio 2020 éstos contaban con 409,017,054.0 mdp, el incremento obedeció principalmente a las fluctuaciones cambiarias del peso mexicano respecto de las monedas de los financiamientos.

En 2019, la EPE desembolsó 40,455,722.0 mdp para el pago de bienes arrendados (82.0% del total de bienes arrendados correspondió a gasoductos), cifra superior en 63.5% a la registrada en 2018, y superior en 143.7% a la observada en 2017.

La remediación de pasivos laborales por beneficios definidos fue de 103,819,133.0 mdp, por lo que la CFE obtuvo una pérdida integral de 40,382,120.0 mdp.

- **Desempeño operativo:** En materia de generación, en 2019, la CFE por medio de sus 5 EPS de Generación (Generación I, II, III, IV y VI) contó con 155 centrales eléctricas que estuvieron en operación comercial, las cuales generaron 139,725,781,612.4 kilowatt hora (KWh), con lo que alcanzaron 88.4% de la energía programada por generar, que fue de 158,041,843,939.3 KWh. De acuerdo con la CFE las causas que ocasionaron que no se cumpliera la meta de generación fueron las fallas que se presentaron en las centrales; las unidades que no fueron asignadas por el CENACE de acuerdo con el predespacho; las políticas de la CONAGUA para las extracciones de agua; el aumento en los precios y reducción de combustibles; el retraso en la operación comercial de algunas centrales y los trabajos de mantenimiento que no cumplieron con los tiempos programados.

En 2019, 85 centrales de las EPS de Generación tenían contrato legado con la CFE SSB, lo que significa que el precio de la energía entregada se determina, teóricamente, por el costo de la generación, lo cual limita las fluctuaciones del mercado, y si bien se dio cumplimiento a estos contratos, la energía de 56 centrales con estos contratos se vendió a precios inferiores a los costos de generación, lo que representó pérdidas para las EPS de Generación por 61,477,861.5 mdp.

En 2019, la CFE participó en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante 183 centrales, incluidas las 32 centrales de los Productores Externos de Energía (PEE), referentes a generadores privados que tienen un contrato de largo plazo con la CFE, con las que vendió 244,510,449,227.36 KWh, que les generaron ingresos por 301,239,076.0 mdp; sin embargo, en el periodo 2018-2019, las EPS de la CFE, sin considerar a los PEE, disminuyeron su participación en el mercado, al pasar de 48.6% a 47.1%, por lo que, a 3 años de la entrada en operación de las EPS, no han logrado consolidarse, pues la generación de energía y la venta en el MEM han ido a la baja, lo cual, aunado a la antigüedad de las centrales, ha conducido a que estas empresas operen con altos costos de generación.

El costo promedio ponderado de la energía eléctrica fue de 1.4 pesos/KWh; las centrales eléctricas de la CFE Generación II registraron un costo promedio ponderado de 2.05 pesos/KWh, el costo más elevado de todas las EPS; en contraste, la CFE Generación V, que administra los contratos legados de los PEE, registró el costo promedio ponderado más bajo de 0.82 pesos/KWh. Asimismo, se identificó que, en las 5 EPS de Generación de la CFE, las centrales eléctricas tienen una antigüedad mayor de 30 años, lo que podría incidir en que los costos de generación no sean competitivos respecto de los PEE, cuya antigüedad promedio es de 12.1 años.

Por lo que corresponde a las pérdidas de energía eléctrica en el proceso de transmisión, en 2019, CFE Transmisión perdió energía equivalente al 2.7%, 8,609.1 gigawatts hora (GWh) de los 317,909.0 GWh que recibió, resultado inferior en 0.3 puntos porcentuales al límite establecido por la CFE de 3.0%. No obstante, en el periodo 2017-2019, las pérdidas de energía se incrementaron 5.6%, en promedio anual, al pasar de 7,726.7 a 8,609.1 GWh; las pérdidas equivalieron a 866,075,081.0 mdp, cifra que presentó un crecimiento de 10.4% en promedio anual, respecto de los 711,058,770.0 mdp que se registraron en 2017, lo cual repercutió directamente en las tarifas de los usuarios finales.

En cuanto a las pérdidas de energía eléctrica en el proceso de distribución, se observó que, en 2019, de los 240,252.4 GWh que recibió de energía CFE Distribución, entregó 208,843.6 GWh, y registró una pérdida del 13.1% (31,408.8 GWh), cifra superior en 4.0%, al límite establecido en el Programa Operativo Anual de 12.6%. Las pérdidas técnicas representaron 6.2% (14,919.9 GWh) y las no técnicas 6.9% (16,488.9 GWh), éstas últimas relacionadas principalmente con el robo de energía. En suma, las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución equivalieron a 50,463,077.3 mdp, cifra 6.4% menor que la registrada en 2018, lo cual se explica por la implementación de 5 estrategias relativas al “aseguramiento de medición; modernización de la medición; aseguramiento de la facturación; regularización de asentamientos irregulares y clientes, y fortalecimiento de la infraestructura y optimización de las redes”.

Respecto de la cartera vencida por el cobro de energía suministrada, se constató que, en 2019, ésta ascendió a 55,587.4 millones de pesos (MDP), cifra superior en 22.8% a la meta establecida en el Programa Operativo Anual (POA) de 45,257.3 MDP y superior en

16.8% a la registrada en 2018 de 47,582.7 MDP. El 68.8% (35,415.5 MDP) del rezago y con mayor consumo de energía fue el sector doméstico, aun cuando éste fue uno de los dos sectores subsidiados por el Gobierno Federal, lo que denota que las estrategias para mitigar el riesgo de que aumenten los adeudos, en este sector, no están siendo efectivas.

En materia de los costos eficientes en las tarifas para el cobro a los usuarios finales, se observó que, en 2019, la CRE no contó con una definición que precise qué son los costos eficientes y cómo se determinan. Asimismo, el monto estimado por la ASF de los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas, en 2019, fue de 58,422.9 MDP, 2.5% menor que los estimados en 2018 de 59,917.3 MDP. En 2019, los costos ineficientes se conformaron por 31,057.9 MDP en el segmento de generación (53.2%); 26,364.4 MDP en transmisión y distribución (45.1%), y 1,000.6 MDP en el suministro básico de electricidad (1.7%). La ASF también estimó que, en 2019, los costos ineficientes de la CFE reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria (58,422.9 MDP) representaron 51.3% de los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (113,843.6 MDP), lo que significa que la mitad de dicho subsidio se destinó a cubrir las ineficiencias de la EPE.

- **Infraestructura:** En 2019, la CFE anunció la renegociación de siete contratos de gasoductos: Sur de Texas-Tuxpan, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, La Laguna-Aguascalientes, Tula-Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe, Tuxpan-Tula y Guaymas-El Oro. Al cierre de 2019 y al primer semestre de 2020 no se concluyeron las renegociaciones con las empresas responsables de construir los gasoductos Tula-Villa de Reyes y Tuxpan-Tula.

El análisis de los beneficios para la CFE sobre la renegociación de los gasoductos, realizado por la ASF sobre las tarifas fueron los siguientes: a) la renegociación de 5 gasoductos que consistió en una nivelación de tarifas fijas resultó en un ahorro nominal para la CFE, hasta el año 25, de 4,342,490.3 miles de dólares (mdls), y b) del año 26 al 35 la CFE pagará por concepto de cargo fijo 11,178,764.8 mdls (nominales), cifra superior en 157.4% al ahorro que tendría hasta el año 25 de 4,342,490.3 mdls, lo que indica que al final del término de los contratos pagará, en términos nominales, 6,836,274.5 mdls adicionales a los estipulados antes de la renegociación de los gasoductos. El pago por los 10 años adicionales de servicio que obtuvo la CFE en la renegociación de gasoductos, en términos de valor presente, fue equivalente a 583,008.2 mdls, cifra equivalente al 10.9% del pago renegociado en términos de valor presente (descontado con una tasa de 10.0%) por los primeros 25 años de 5,349,330.2 mdls. En este sentido, la renegociación de los gasoductos se centró en obtener un ahorro nominal para la CFE en los primeros 25 años de los contratos y ampliar por 10 años más el servicio de los transportistas.

Por lo que se refiere al proceso de reasignación de los activos de la CFE, se identificó que, con base en lo establecido en el Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la CFE, se puso a consideración de la SENER la

propuesta para la reasignación de activos de las EPS de generación I, II, III, IV y VI, y con base en eso, la SENER definió las centrales y demás instalaciones de la empresa que iban a ser reasignadas, con el objetivo de contribuir al desarrollo eficiente del sector eléctrico y del rescate de la generación, procurando la viabilidad financiera de las EPS y EF; no obstante, la CFE ni la SENER elaboraron un estudio sobre los costos y beneficios de dicha reasignación, lo que podría representar un riesgo para las finanzas de la empresa.

- **Proyectos de inversión:** En 2019, la cartera de proyectos de inversión de la Comisión Federal de Electricidad estuvo integrada por un total de 314 proyectos, de los cuales en 203 se ejercieron 37,991,148.7 miles de pesos (mdp), monto inferior en 2.1%, respecto de lo ejercido en 2018 en proyectos de inversión, que fue de 37,201,108.4 mdp. Sin embargo, la empresa no acreditó disponer de la evaluación financiera y económica de los proyectos, que incluyera el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno esperados y actualizados de cada uno de los proyectos, ni de dar seguimiento puntual a los proyectos de inversión de la empresa, a fin de garantizar el correcto desarrollo de los proyectos y que cumplan con sus objetivos y que resulten en un incremento patrimonial para la empresa.
- **Combate de la corrupción:** En 2019, la CFE contó con un marco normativo aplicable a la empresa, a sus EPS y EF, que contiene principios y directrices para promover la integridad y combatir la corrupción del personal; si bien, en el Programa Anticorrupción se determinaron principios, estrategias y acciones en la materia, no se señalaron los riesgos de corrupción que se pretenden atender, ni se establecieron metas e indicadores para conocer el avance del proceso de mitigación de los riesgos. Asimismo, la CFE no contó con un programa específico de prevención, detección e investigación de delitos con el objetivo de reducir la probabilidad de que se materialicen los riesgos de corrupción y fraude.

En materia de contrataciones, se constató que, en 2019, la CFE contó con documentos normativos para llevar a cabo el procedimiento de adquisiciones, arrendamientos y contratación de servicios y ejecución de obras, así como para la elaboración del Programa Anual de Contrataciones; no obstante, si bien, en el Programa Anticorrupción de la CFE se estableció la estrategia III “Estrategias específicas en materia de contrataciones”, con el objeto de mejorar el proceso de contratación para evitar los actos de corrupción y asegurar las mejores condiciones para la empresa, no acreditó disponer de un programa para su implementación, o bien, los avances a la fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, por lo que es necesario que se definan mecanismos para dar seguimiento a su implementación, a fin de garantizar que cumpla con su finalidad.

- **Avance en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible:** La planeación nacional de la actual administración, correspondiente al periodo 2019-2024, careció de objetivos, metas, estrategias y líneas de acción orientadas al cumplimiento de la meta 7.2 de la Agenda 2030. En 2019, la Empresa Productiva del Estado cumplió las metas del

indicador “Porcentaje de energía eléctrica generada por medio de energías renovables” registrando un resultado de 25.3%, cifra superior en 0.4 puntos porcentuales a la meta de 24.9%, y del indicador de “Emisión de gases de efecto invernadero (CO₂)”, obtuvo un resultado de 75,246.0 miles de toneladas de CO₂, el cual se encontró dentro del límite establecido de 87,287.0 miles de toneladas de CO₂. Respecto de la participación de CFE en la instrumentación de la Agenda 2030, se identificó que la CFE contó con una clara definición de su contribución al cumplimiento del ODS núm. 7 y reconoció que tiene un rol significativo en el cumplimiento de la meta 7.2, sin que acreditara su coordinación con la SENER para establecer su participación en el cumplimiento de la Agenda.

En opinión de la ASF, si bien, en 2019, la Comisión Federal de Electricidad, encabezada por CFE Corporativo, prestó el servicio eléctrico a 44.5 millones de usuarios de los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, y de mediana y gran industria, en beneficio del desarrollo económico y social del país, la conducción central y la dirección estratégica de esta Empresa Productiva del Estado presentaron limitaciones que incidieron en el deterioro de su situación operativa y financiera, lo que refleja que existen riesgos que la empresa no han logrado administrar, ya que la CFE no actualizó el Plan de Negocios, herramienta indispensable para asegurar la gobernanza de la empresa y conducir sus operaciones con base en una planeación y visión estratégicas; en las sesiones del consejo no se procesaron la totalidad de los riesgos a los que se encontró expuesta la empresa; la CFE no fue rentable y continuó con un valor económico agregado negativo en su operación; no cumplió sus metas de generación de energía y se observó un deterioro en la operación de las EPS, que provocó que la participación de CFE en el Mercado Eléctrico Mayorista disminuyera al pasar de 48.6% en 2018 a 47.1% en 2019; los costos de generación no fueron competitivos respecto de los privados; las pérdidas en transmisión se incrementaron respecto de 2018, al igual que la cartera vencida; los costos ineficientes reconocidos en las tarifas ascendieron a 58,422.9 MDP, el 51.3% de los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (113,843.6 MDP), lo que significa que la mitad de dichos subsidios se destinan a cubrir las ineficiencias de la EPE. La materialización de estos riesgos impidió que en 2019 la CFE cumpliera con su mandato de generar rentabilidad y valor económico en favor del Estado mexicano.

Con el fin de fortalecer el desempeño de la CFE, la ASF emitió 21 recomendaciones al desempeño, cuya atención permitirá a la Empresa Productiva del Estado perfeccionar y fortalecer las Reglas de Operación del Consejo de Administración y de los comités especializados; actualizar el Plan de Negocios de la CFE y sus EPS; prevenir, detectar, evaluar, responder y dar seguimiento a los riesgos a los que la empresa se encuentra expuesta para crear, preservar y materializar valor económico en la prestación del servicio eléctrico; continuar con el fortalecimiento de su estructura financiera; reducir su riesgo de quiebra técnica y, con ello, avanzar para lograr su estabilidad financiera en el corto plazo; incrementar su productividad y competitividad, y mejorar su participación en el MEM; asegurar que los precios de la energía vendida por las EPS, por medio del contrato legado, les permitan cubrir los costos de generación de todas las centrales que operan bajo este instrumento; reducir las pérdidas de energía en el proceso de transmisión y distribución, así

como la cartera vencida; aprobar los proyectos de importancia estratégica para el desarrollo del objeto de la empresa; incrementar la eficiencia operativa y administrativa, así como las economías de escala para su nuevo portafolio de centrales a fin de contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional; contar con un programa específico para la prevención, detección e investigación de los riesgos de corrupción, y diversificar sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles, a fin de que en el mediano plazo esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad en favor del Estado, en su cadena de valor (generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad).

Debido a que las problemáticas identificadas en el sector eléctrico no competen únicamente a CFE Corporativo, la ASF emitió una recomendación al desempeño de la CRE, a fin de que el órgano regulador instrumente medidas orientadas a definir qué son los costos eficientes; cómo se determinan; los rubros que los integran y la susceptibilidad de eficiencia en los costos en cada una de las actividades de la industria eléctrica.

Asimismo, se formuló una sugerencia para que la Cámara de Diputados por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía, analice la pertinencia de someter a discusión, aprobación y publicación, la iniciativa que reforma el artículo 7 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad o, en su caso, promover las modificaciones legislativas necesarias, con el propósito de definir, en la normativa que regula a la industria eléctrica y a la Comisión Federal de Electricidad, acciones o mecanismos para la recuperación de la cartera vencida con el propósito de reducir y contener la tendencia creciente de los adeudos de los consumidores del servicio eléctrico, y con ello, contribuir al objetivo de generar valor económico y rentabilidad en la EPE.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Sugerencias a la Cámara de Diputados

2019-0-01100-07-0431-13-001

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía, analice la pertinencia de someter a discusión, aprobación y publicación, la iniciativa que reforma el artículo 7 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad o, en su caso, promover las modificaciones legislativas necesarias, con el propósito de definir, en la normativa que regula a la industria eléctrica y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), acciones o mecanismos para la recuperación de la cartera vencida con el propósito de reducir y contener la tendencia creciente de los adeudos de los consumidores del servicio eléctrico, y con ello, contribuir al objetivo de generar valor económico y rentabilidad en la EPE. [Resultado 8]

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar la gobernanza ejercida, en 2019, por la CFE para llevar a cabo la conducción central de la EPE, mediante el análisis del desempeño del Consejo de Administración y los comités especializados para la definición, supervisión y seguimiento de las directrices en las áreas estratégicas de la empresa.
2. Evaluar la gobernanza ejercida, en 2019, por la CFE, para llevar a cabo el procedimiento de definición y establecimiento de los riesgos empresariales a los que se encontró expuesta la empresa en las principales áreas estratégicas de los procesos de generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica.
3. Evaluar el desempeño financiero de la CFE, con base en sus Estados Financieros Consolidados Dictaminados, a fin de analizar su rentabilidad y capacidad de generación de valor económico agregado, así como su probabilidad de riesgo de quiebra técnica, en 2019.
4. Determinar el costo de generación de electricidad, en cada una de las centrales de generación administradas por las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE, en 2019.
5. Analizar la cantidad de energía eléctrica generada por las empresas subsidiarias de la CFE, así como la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista, en el periodo 2018-2019.
6. Analizar la cantidad de energía eléctrica pérdida en el proceso de transmisión, en 2019, y determinar su impacto económico en las tarifas de electricidad; así como evaluar las estrategias implementadas para reducir dichas pérdidas.

7. Analizar las pérdidas de energía eléctrica presentadas en el proceso de distribución de energía eléctrica y determinar las repercusiones financieras que representaron para la CFE en 2019, así como evaluar las estrategias implementadas para reducir dichas pérdidas.
8. Analizar la cartera vencida de la CFE en 2019, a fin de determinar el rezago total y el monto de los pagos pendientes por cobrar a los usuarios finales en los distintos sectores de consumo y evaluar las estrategias implementadas para contener y reducir la misma.
9. Evaluar los costos eficientes con base en los cuales la Comisión Reguladora de Energía determinó las tarifas eléctricas en 2019.
10. Analizar los nuevos términos de la renegociación de los contratos adoptados por la CFE en 2019, para la prestación de servicios de transporte de gas natural.
11. Analizar el proceso de reasignación de activos de las centrales de generación eléctrica de las empresas subsidiarias de la CFE, en 2019, a fin de determinar en qué medida dicho proceso resultó benéfico para la mejora de la operación de la Empresa y contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional.
12. Analizar el proceso de evaluación y seguimiento ex post de los proyectos de inversión de la CFE, en 2019, para cuantificar en qué medida estos proyectos incrementaron el valor patrimonial de la empresa, a partir del análisis de los indicadores de rentabilidad VPN y TIR.
13. Analizar los mecanismos de control establecidos por la CFE en 2019, a fin de prevenir, reducir y controlar los riesgos en materia de corrupción y de los procesos de contratación de la EPE.
14. Verificar el avance de la CFE en el cumplimiento de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en lo relativo al uso de energías renovables en la generación de electricidad, 2019.

Áreas Revisadas

La Dirección General; las direcciones corporativas de Operaciones, de Administración, de Finanzas, la Oficina del Abogado General, y la Coordinación de Control Interno, adscritas a la Comisión Federal de Electricidad.

Las Subgerencias de Producción Termoeléctrica Central; de Producción Hidroeléctrica Noreste; de Negocios No Regulados y el Departamento de Ingeniería Especializada, adscritas a CFE Generación I.

La Unidad de Control y Gestión y Desempeño de CFE Generación II.

La Subgerencia de Producción; La Unidad de Optimización y Control de Energía; los departamentos regionales de Métodos y Procedimientos, y de Contabilidad, así como el de Ingeniería Industrial, adscritas a CFE Generación III.

La Coordinación de Control Interno; el Departamento de Optimización y Gestión de Energía, y la Unidad de Planeación y Finanzas, adscritas a CFE Generación IV.

Las subgerencias de Estudios, y de Servicios y Análisis Financiero; los departamentos de Estudios, de Finanzas, y Optimización y Control de Energía, adscritas a CFE Generación V.

La Subgerencia Regional de Administración, Finanzas y Recursos Humanos y la Unidad de Control de Gestión y Desempeño, adscritas a CFE Generación VI.

Las gerencias de Planeación, de Medición, Conexiones y Servicios, y de Operación, adscritas a CFE Distribución.

La Coordinación de Monitoreo y Operación de Activos, adscrita a CFE Transmisión.

La Supervisoría de Finanzas; la Gerencia de Mercadotecnia y Estrategia Comercial, y el Departamento de Facturación y Cobranza de CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Las direcciones generales de CFE Capital y CFEEnergía.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: Art. 133 y 134, Par. primero.
2. Ley General de Contabilidad Gubernamental: Art. 2.
3. Ley General de Responsabilidades Administrativas: Art. 7, Frac. I y VI.
4. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de Comisión Federal de Electricidad, Art. 4, Par. primero y segundo, Art. 12, Frac. I, II, XVII, XXIII, Art. 10, Par. segundo, Art. 13, Frac. I, II, III y IV, Art. 45, Frac. IX, Art. 43, Frac. IV, Art. 50, Frac. III, Art. 54, Frac. I, Art. 61, Par. último, Art. 92, Frac. I y II, Art. 104, Frac. II, Inc. a y b, Art. 112, Art. 115; Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, Apartado VIII "De los riesgos de corrupción y fraude"; Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, Art. 1; Lineamiento para la negociación de metas en las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación; Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada

CFE Transmisión, Art. 2; Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución, Art. 2; Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Suministrador de Servicios Básicos, Art. 2; Programa Operativo Anual de la CFE; Principales elementos del Plan de Negocios 2018-2022, Apartado 4.4. "Mandatos de los negocios"; Ley de la Industria Eléctrica, Art. 1, Par. segundo, Art. 12, Frac. XLVI, Art. 140, fracción III; Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, numeral 1.1.2; Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad, numeral 1.2; Ley General del Sistema Nacional Anticorrupción, Art. 5.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones y Recomendaciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.