

Comisión Federal de Electricidad**Gestión Financiera y Operativa de las Centrales Generadoras de Energía**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 15-6-90TVV-02-0544

544-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa para la Fiscalización Superior de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2015 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera y operativa de las Centrales Generadoras de Energía Eléctrica para verificar que los recursos para su operación y capacidad instalada se ejercieron a fin de atender las necesidades de generación de energía; y que el programa de retiro de las Centrales Generadoras de Energía Eléctrica se realice, modifique y ejecute en los plazos establecidos, y que incluya las centrales con poca rentabilidad, tecnología y tipo de combustible que utilizan, en cumplimiento de las disposiciones legales y normativas.

Alcance

	EGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	98,052,848.3
Muestra Auditada	24,173,116.3
Representatividad de la Muestra	24.7%

Para la operación y mantenimiento de 159 centrales generadoras de energía, en el ejercicio 2015 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ejerció en gasto corriente y de inversión recursos por 98,052,848.3 miles de pesos, de los que se seleccionaron para su revisión 24,173,116.3 miles de pesos (24.7%), ejercidos en 53 centrales generadoras de energía, como se muestra a continuación:

INTEGRACIÓN DEL UNIVERSO Y MUESTRA

(Cifras en miles de pesos)

Central	Subdirección de Generación			%
	Gasto Corriente	Gasto de Inversión	Total Ejercido	
Universo 159*	89,229,477.7	8,823,370.6	98,052,848.3	
Muestra 53*	20,504,130.8	3,668,985.5	24,173,116.3	24.7

FUENTE: Archivos denominados "AUDITORÍA 274 INCISO II8a envío V3", "Auxiliares de posiciones financieras de mantenimiento CFE 2015_CP2015_08_07_2016", "Mantenimiento CFE_Ppto_Ejercido_2015_CP2015_08_07_2016" y "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016".

*Nota: La infraestructura de generación de la CFE en 2015 se integró por 159 centrales propias.

Antecedentes

Como resultado de la reforma a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el 20 de diciembre de 2013, el 11 de agosto de 2014 se publicaron las leyes secundarias, las cuales establecen que el Estado mantendrá como áreas estratégicas la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la transmisión y la distribución de la energía (aun cuando podrá celebrar asociaciones y contratos con empresas privadas), para dejar abiertas las áreas de generación y comercialización a la participación de terceros, a fin de garantizar condiciones de competencia y libre concurrencia para todos los generadores, conforme a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, las Bases del Mercado Eléctrico, sus respectivos reglamentos y demás normativa.

En este sentido, de conformidad con la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, ésta se transformó en una empresa productiva del Estado; de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con carácter empresarial y bajo un régimen especial, cuyo fin es generar valor económico y rentabilidad al Estado, y tiene como objeto prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano; asimismo, podrá llevar a cabo las actividades de generación, comercialización de energía eléctrica y productos asociados, incluyendo la importación y exportación de éstos.

Por lo anterior, en 2015 la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se encontró en un proceso de transición, ya que para cumplir con su fin y objeto, tiene la necesidad de contar con una nueva organización, funcionamiento y operación para promover la eficiencia en los procesos de generación para satisfacer la demanda del SEN, lo que le implica, entre otras acciones, retirar las unidades generadoras que no son eficientes, tomando en consideración, entre otros aspectos, sus costos de operación y mantenimiento, antigüedad, ubicación, tipo de tecnología, capacidad efectiva y los resultados de sus indicadores, lo que le permitirá preservar la confiabilidad del SEN y promover la competitividad de la CFE dentro del mercado eléctrico.

Resultados

1. ESTATUTO ORGÁNICO Y MANUALES DE ORGANIZACIÓN Y PROCEDIMIENTOS

Con la revisión de la normativa, se constató que la estructura orgánica básica, facultades, objetivos y funciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) están previstos en su Estatuto Orgánico publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 10 de marzo de 2004, y en su última reforma publicada el 31 de marzo de 2014, así como en el Manual de Organización General autorizado por las direcciones General y de Administración el 28 de septiembre de 2011, vigente a la fecha.

Se identificó que en 2015 las áreas vinculadas con la gestión financiera y operativa de las centrales generadoras de energía fueron las gerencias de producción Hidroeléctrica y Termoeléctrica y las gerencias regionales de Producción Central, Sureste, Norte y Occidente, las cuales fueron reguladas por sus respectivos manuales de organización, el "Manual Institucional de Procedimientos Administrativos de Almacenes" y el "Manual de Control de Gestión", autorizados y publicados en la normateca institucional y vigentes en 2015.

Por otra parte, se constató que la CFE contó con 8 instrumentos normativos para los procesos y procedimientos relacionados con la producción, mantenimiento, licencias para centrales, notificación de altas, bajas, modificaciones de capacidad, producto no conforme, no conformidades, acciones correctivas y preventivas, así como el cierre de centrales, los cuales se encontraban vigentes en 2015, autorizados y publicados en el Sistema Integral de Gestión.

2. PRESUPUESTO EJERCIDO VS CUENTA PÚBLICA 2015

Con el análisis del "Estado Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Funcional Programática" de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2015, se constató que la CFE reportó un presupuesto ejercido en 27 programas presupuestarios, por 315,260,429.2 miles de pesos, de los cuales 89,229,477.7 miles de pesos (28.3%) correspondieron al gasto corriente (programa presupuestario E561 "Operación y Mantenimiento de las Centrales Generadoras de Energía Eléctrica") y 9,862,223.3 miles de pesos (3.1%) a gasto de inversión (programa K027 "Mantenimiento de infraestructura"), los cuales están destinados a optimizar la operación y el mantenimiento preventivo de las unidades generadoras, las cifras se corresponden con lo reportado en las bases de datos, denominadas "E561_A DIC 2015 CF_AUDITORIA", "Mantenimiento CFE_Ppto_Ejercido_ 2015_CP2015_08_07_2016" y "Auxiliares de posiciones financieras de mantenimiento CFE 2015_CP2015_08_07_2016".

Respecto de la integración del gasto corriente y de inversión por central generadora de energía, en 18 centrales no se identificaron presupuestalmente los recursos ejercidos por cada una de éstas, toda vez que los gastos se consolidaron en cuatro centros gestores, como se indica a continuación:

CENTRALES CONSOLIDADAS EN 4 CENTROS GESTORES		
Centro Gestor	Núm. de Centrales	Centrales
2078	2	C.H. Aguamilpa y C.H. Jumatán
2075	3	C.H. Colimilla, C.H. Puente Grande y C.H. Intermedia
2074	9	C.H. Cupatitzio, C.H. Cóbano, C.H. Botello, C.H. Zumpimito, C.H. Platanal, C.H. San Pedro Porruas, C.H. Tirio, C.H. Itzícuaru y C.H. Bartolinas
2063	4	C.TG. Universidad, C.TG. Fundidora, C.TG. Leona y C.TG. Tecnológico
Total	18	

FUENTE: Archivo denominado "AUDITORÍA 274 INCISO II8a envío V3"

Al respecto, mediante una nota informativa del 21 de julio de 2016, el Jefe de la Unidad de Administración y Finanzas de la Subdirección de Administración de la CFE indicó que en el ejercicio 2016 la Subdirección de Generación, en coordinación con las áreas normativas de Contabilidad y Presupuestos de la Dirección de Finanzas, llevó a cabo adecuaciones de las estructuras contables y presupuestales para que se reporte su información presupuestal en cada central; adicionalmente, anexó las plantillas extraídas de su sistema institucional de Información SAP, en las que se muestran los centros gestores asignados a cada central, considerando los futuros requerimientos de la CFE, como Empresa Productiva del Estado y su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS CENTRALES

Con el análisis de la base de datos denominada "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016", se constató que al 31 de diciembre de 2015 la infraestructura de generación de la CFE se integró por 188 centrales (159 operadas por la CFE y 29 por Productores Independientes de Energía), con 1,020 unidades (533 de la CFE y 487 de los Productores Independientes de Energía), las cuales obtuvieron una Generación Neta de 253,060,702.9 MWh. Al respecto, se identificó que las 53 centrales de la muestra obtuvieron una Generación Neta de 70,571,710.2 MWh, de los cuales 31,188,101.2 MWh (44.2%) se generaron en 3 centrales: C.T. José López Portillo, C.T. Plutarco Elías Calles y C.T. Carbón II, y los restantes 39,383,609.0 MWh (55.8%) en 50 centrales.

No obstante, al comparar la generación neta de la CFE con lo reportado en el mismo periodo por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como despacho de energía, se identificaron diferencias positivas, por 1,801.6 MWh y negativas, por 47,075.0 MWh, como se describe a continuación:

DIFERENCIAS REPORTADAS EN GENERACIÓN
(Cifras en Megawatts-hora)

Nombre comercial	Generación Neta CFE	Generación Neta CENACE	Diferencia
C.G. Los Azufres	1,630,279.8	1,677,354.8	-47,075.0
C. Cogeneración Salamanca (TG)	1,111,391.8	1,110,257.6	1,134.2
C.H. El Salto	95,585.8	94,918.4	667.4

FUENTE: Archivos denominados "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016" y "Detalle Generación Neta_2015 ASF" Proporcionada por CENACE.

Además, en su "Informe Anual 2015", la CFE reportó una Generación Neta de 253,247.1 GWh, cifra que difiere en 186.4 GWh con lo reportado en la Base de datos, denominada "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016".

En atención de los resultados preliminares y finales, mediante el oficio número XL000/0310/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Unidad de Control de Gestión remitió la base de datos denominada "ASF 544 PRECONFRONTA RES 4", con archivos generados del Sistema de Información para Alta Dirección (SIADIR), e informó que las diferencias reportadas en las centrales C.G. Los Azufres, C. Cogeneración Salamanca y C.H. El Salto se debieron a la energía que se entrega al SEN por parte de los proyectos en construcción, denominados "Unidades Puesta en Servicio".

Por otra parte, respecto de las diferencias de generación de energía eléctrica entre la base de datos denominada "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016" y el "Informe Anual 2015", se proporcionó el archivo denominado "ASF 544 PRECONFRONTA RES 4b", en el que se identificó la integración de la generación de energía eléctrica acumulada de enero a diciembre de 2015, de las denominadas "Unidades Puesta en Servicio", la cual no estaba incluida en la base de

datos "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016", debido a que al no encontrarse en operación comercial, las unidades no fueron entregadas a la Subdirección de Generación para su operación y mantenimiento, por lo que las diferencias en la generación de energía fueron justificadas.

4. **PROGRAMA DE RETIRO DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE ENERGÍA**

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) señala que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación del SEN, mediante la Secretaría de Energía (SENER), por lo que esta Secretaría elaboró el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 (PRODESEN), el cual considera un "Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)" 2015-2029, el cual "representa una estimación del retiro de la capacidad requerida", en función de la entrada en operación de nuevas centrales, así como líneas y subestaciones requeridas y el crecimiento pronosticado de la demanda, para preservar la confiabilidad del SEN, programa que "no es vinculatorio, pero sirve de referencia para la toma de decisiones de los inversionistas".

Con el análisis del PIIRCE, se determinó que en 2015 consideró el retiro de 15 unidades, para un decremento de capacidad de 478.5 MW, de las cuales 11 tuvieron generación en 2015, como se muestra en el cuadro siguiente:

UNIDADES CONSIDERADAS PARA DAR DE BAJA EN EL PIIRCE 2015-2029			
Núm.	Central Generadora	Unidad	Generación Neta (MWh)
1	C.TG. Ciudad Obregón	1	1,024,080.3
2	C.G. Los Azufres	3	724.1
3	C.G. Los Azufres	4	735.3
4	C.G. Los Azufres	5	739.3
5	C.G. Los Azufres	2	39,084.3
6	C.C.C. Dos Bocas	3	24,420.2
7	C.C.C. Dos Bocas	4	9,015.8
8	C.C.C. Dos Bocas	6	16,685.1
9	C.T. Lerma	2	98,419.7
10	C.T. Lerma	3	98,848.2
11	C.T. Lerma	4	96,620.1
12	C.TG. Nonoalco	3	-
13	C.TG. Nonoalco	1	-
14	C.TG. Nonoalco	2	-
15	C.TG. Nonoalco	4	-
TOTAL			1,409,372.4

FUENTE: Archivo denominado "ASF 274 II_2 Termo e Hidros 11_07_2016" y "PIIRCE 2015-2029"

Conforme a lo reportado en el "Informe Anual 2015", se identificó que la CFE realizó el retiro de capacidad de las unidades siguientes consideradas en el PIIRCE:

- Unidad 1 de la C.TG. Ciudad Obregón.
- 3 unidades (números 3, 4, y 5) de la C.G. Los Azufres, Central que reportó un presupuesto ejercido de 485,465.8 miles de pesos en las 15 unidades con las que contaba en 2015; no obstante, de las unidades 9, 11 y 12 no se presentó constancia de su baja.

Respecto de las 11 unidades de las que no procedió su retiro, con una nota informativa del 2 de junio de 2016, los coordinadores de generación Termoeléctrica e Hidroeléctrica, indicaron: "la información es útil como referencia en la planeación y evaluación de nuevos proyectos, sin embargo, no se cumple estrictamente el programa de retiro de capacidades debido a que esto depende de las condiciones y restricciones del SEN y del beneficio para la CFE"; no obstante, no se documentaron las razones que justifiquen la procedencia o no del retiro de las 11 unidades sugeridas en el PIIRCE.

En atención de los resultados preliminares y finales, mediante los oficios número XL000/0310/2016 y XL200/0388/2016 del 19 de septiembre y 4 de octubre de 2016, respectivamente, la entidad fiscalizada remitió la documentación siguiente:

UNIDADES CONSIDERADAS PARA DAR DE BAJA EN EL PIIRCE 2015-2029

Núm.	Central Generadora	Unidad	Observaciones
5	C.G. Los Azufres	2	Respecto de la unidad 2 de la C.G. Los Azufres, la CFE proporcionó el archivo denominado "BENEFICIOS DE U2 vs U9 AZUFRES", con lo que acreditó la conveniencia de mantener la unidad 2 y en su lugar retirar la unidad 9, debido a que ambas tenían la misma capacidad efectiva (5MW), pero la unidad 2 tuvo mayor generación neta de energía, así como un menor consumo de energía para usos propios y una menor tasa de indisponibilidad por falla y por causas ajenas, por lo que este punto se atiende.
6	C.C.C. Dos Bocas	3	De las unidades 3, 4 y 6 de la C.C.C. Dos Bocas y unidades 2 y 3 de la C.T. Lerma, con el oficio número SDG-00293, del 20 de abril de 2016, la Subdirección de Generación informó al CENACE su retiro programado, de conformidad con la normativa.
7	C.C.C. Dos Bocas	4	
8	C.C.C. Dos Bocas	6	
9	C.T. Lerma	2	
10	C.T. Lerma	3	
11	C.T. Lerma	4	De la unidad 4 de la Central C.T. Lerma y la unidad 3 de la central C.TG. Nonoalco, se evidencio que fueron requeridas por el CENACE.
12	C.TG. Nonoalco	3	
13	C.TG. Nonoalco	1	De las unidades 1 y 2 de la Central C.TG. Nonoalco, la CFE requirió su rehabilitación en lugar de darlas de baja, lo que se acreditó con el Análisis Costo-Beneficio del Proyecto denominado "Rehabilitación de 2 Unidades Turbogas Aeroderivadas NON 1 y NON 2", por lo que este punto se atiende.
14	C.TG. Nonoalco	2	
15	C.TG. Nonoalco	4	Con una nota informativa del 6 de octubre de 2016, el Encargado de la Unidad de Control y Gestión de la Subdirección de Generación, indicó que ésta nunca tuvo capacidad efectiva desde que se recibió en comodato; adicionalmente, la Central está considerada para formar parte del Contrato Legado de Suministro Básico (Contrato de Cobertura Eléctrica que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y productos Asociados de las Centrales Eléctricas Legadas) y de acuerdo con el plan estratégico de la Central, se acreditó la procedencia de mantener la unidad hasta que se formalice el referido contrato legado.

FUENTE: Archivo denominado "BENEFICIOS DE U2 vs U9 AZUFRES", oficio número SDG-00293, Análisis Costo-Beneficio del Proyecto, denominado "Rehabilitación de 2 Unidades Turbogas Aeroderivadas NON 1 y NON 2", plan estratégico de la Central C.TG. Nonoalco y "PIIRCE 2015-2029".

Respecto de la falta de dictámenes técnicos, que debieron acompañar a las notificaciones de baja de las unidades generadoras 9, 11 y 12, de la C.G. Los Azufres, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, con el oficio O-HT001/0098/2016 del 30 de septiembre de 2016, el encargado de la Coordinación de Generación Termoeléctrica de la CFE, como medida de control preventivo, instruyó a los gerentes regionales de producción y al encargado de la Gerencia Regional de Producción Central girar sus instrucciones para reforzar los procesos y cumplir con el "Procedimiento para notificar Altas, Bajas, Modificaciones de Capacidad y Cesiones de Unidades Generadoras (PN-61)", con clave N-

2000-GA03; asimismo, proporcionó pantallas del Sistema de Automatización de Oficinas (SAO), con las que evidenció su difusión a los destinatarios, por lo que se solventa lo observado.

5. NOTIFICACIÓN DE BAJAS Y RETIROS DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE ENERGÍA

Con el análisis del "Informe Anual 2015", en el cual la CFE menciona que realizó la baja técnica de 34 centrales, se identificó lo siguiente:

- En 2 (C.H. Huazuntlán y C.H. Tepazolco) se realizó la baja, conforme a la normativa.
- 18 centrales eran materia del Convenio de Comodato entre la CFE y el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE), y su proceso de baja se especifica en el resultado 6.
- De 3 centrales, se realizó su baja, cuyo análisis se describe de manera particular en el resultado 7.
- De las 11 centrales restantes, se realizó su baja técnica, aun cuando presentaron deficiencias, como se indica a continuación:

DEFICIENCIAS EN EL PROCESO DE BAJA TÉCNICA DE LAS CENTRALES

Central Generadora	Deficiencias
1. C.T. Guaymas I	El 1 de octubre de 2005 se dio de baja ante el Área de Control Noroeste; posteriormente, se autorizó el cierre de la Central, mediante el Acuerdo No. 03/2007 del 3 de agosto de 2007 y las notificaciones de baja de las unidades 3 y 4 no se elaboraron ni autorizaron sino hasta 2015, sin que se proporcionara el Dictamen Técnico correspondiente.
2. C.TG. Las Cruces	Se presentó la notificación de modificación de capacidad efectiva de las unidades 1, 2 y 3, sin presentar evidencia de las notificaciones de baja de las unidades, cierre de la central y el Dictamen Técnico de baja respectivo, aun cuando en el Informe Anual se reportó como una central con baja técnica completada
3. C.T. Nachi-Cocom	La notificación de Baja de la unidad 2 no cuenta con los datos de quien la elaboró y autorizó, nombre, cargo y las firmas respectivas; tampoco se proporcionó Dictamen técnico de baja, aun cuando en el informe anual se reportó como una central con baja técnica completada.
4. C.TG. Ciudad Obregón	A la fecha de la revisión (agosto 2016) no se proporcionó evidencia de la notificación de cierre de la Central, aun cuando se contó con el Acuerdo de cierre 01/2016, del 11 de marzo de 2016, y en el informe anual se reportó como central con baja técnica completada.
5. C.C.I Guerrero Negro, 6. C.T. La Laguna, 7. C.T.G. Chihuahua, 8. C.T. Monterrey, 9. C.T. San Jerónimo, 10. C.T.G. Nuevo Laredo, y 11. C.T.G. Esperanzas	Las notificaciones de baja de unidad y cierre de central no cuentan con nombre, cargo y firmas de quien elaboró y autorizó; y no se proporcionaron los Dictámenes Técnicos de baja de las centrales.

FUENTE: Documentación que ampara el proceso de baja de las centrales.

Respecto de los dictámenes técnicos que debieron acompañar las notificaciones para dar de baja las unidades de las centrales, ya no procedió su elaboración, ya que al cierre de la auditoría (octubre de 2016) dichas unidades ya se encontraban en baja técnica, por lo que con motivo de la intervención de la ASF, y en atención de los resultados finales y observaciones preliminares y mediante el oficio número XL000/0391/2016 del 6 de octubre de 2016, la CFE se remitió el oficio O-HT001/0098/2016 del 3 de septiembre de 2016, con el cual el encargado de la Coordinación de Generación Termoeléctrica instruyó a los gerentes regionales de producción y al encargado de la Gerencia Regional de Producción Central reforzar los procesos y cumplir con el "Procedimiento para notificar Altas, Bajas, Modificaciones de Capacidad y Cesiones de Unidades Generadoras (PN-61)", vigente, y proporcionó pantallas del Sistema SAO, donde se observa la fecha de los acuses de recepción del oficio de instrucción, por lo que solventó lo observado.

6. CENTRALES EN COMODATO ENTREGADAS AL INDABBIN EN 2015

Las 18 centrales, materia del convenio de comodato entre la CFE y el SAE, se formalizaron con el contrato CD-A 2015 008 entre el SAE y el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN) el 14 de agosto de 2015, con el cual las centrales se enajenaron en favor del instituto, a título gratuito y se le cedieron los derechos posesorios sobre los bienes inmuebles integrantes del patrimonio del extinto organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro. Mediante los oficios 316.013/15 y 316.040/15 del 6 de octubre y 11 de noviembre de 2015 y correos electrónicos del 28 de octubre de 2015, el Jefe de Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la SENER como área responsable de la administración de los inmuebles de propiedad federal, solicitó a la CFE la entrega de 16 centrales (15 C.H. y 1 CT.), por lo que a partir de la firma de las actas de entrega, la administración de las 16 centrales es responsabilidad del INDAABIN.

Cabe señalar que el proceso de desincorporación fue materia de la auditoría 97-GB "Bienes enajenados de Luz y Fuerza del Centro" realizada al Servicio de Administración y Enajenación de Bienes por la DGAFF"A".

Por otra parte se constató que durante el periodo que estuvieron a cargo de la CFE, 11 de las 16 centrales entregadas al INDAABIN no fueron operadas por la CFE, debido a la problemática social ocasionada por el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME). En cuanto a las 5 centrales restantes, fueron dadas de alta en los sistemas, en 2015 la C.H. Alameda no tuvo generación y las 4 restantes (C.H. Lerma, C.H. Necaxa, C.H. Patla, y C.H. Tepexic) tuvieron una generación neta de 267,666. 2 MW, 346,129.9 MW, 154,417.2 MW y 141,639.9 MW, respectivamente. Con la entrega de las 5 centrales al INDAABIN, la CFE realizó las notificaciones de traspaso de las unidades para proceder a darlas de baja en sus sistemas; sin embargo, no proporcionó evidencia de la "notificación de baja de unidad generadora" de estas centrales en 2015, en incumplimiento de la normativa.

Las 2 centrales restantes (C.TJ. Valle de México y C.TJ. Lechería) no han sido solicitadas por la SENER; en consecuencia, a la fecha de cierre de la auditoría (octubre de 2016) continúan bajo resguardo de la CFE sin que hayan sido operadas desde su transferencia, aun cuando en los Dictámenes Técnicos de Viabilidad Operativa, realizados por la Región de Generación Termoeléctrica del Valle de México de la CFE en 2009, se concluyó que estas centrales son útiles para la prestación del servicio.

En atención de los resultados preliminares y finales, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, mediante el oficio No. O-HT001/0098/2016 del 30 de septiembre de 2016, el encargado de la Coordinación de Generación Termoeléctrica de la CFE instruyó a los gerentes regionales de producción y al encargado de la Gerencia Regional de Producción Central girar sus instrucciones para reforzar los procesos y cumplir con el "Procedimiento para notificar Altas, Bajas, Modificaciones de Capacidad y Cesiones de Unidades Generadoras (PN-61)" con clave N-2000-GA03, como medida de control preventivo, con lo que solventa lo observado.

15-6-90TVV-02-0544-01-001 **Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad determine la factibilidad de operar las centrales C.TJ. Valle de México y la C.TJ. Lechería o justifique las razones por las que no es procedente su operación, y en su caso realice las gestiones necesarias ante la Secretaría de Energía para su devolución.

7. CIERRE DE LAS CENTRALES C.H. LAS ROSAS, C.C.I. ESMERALDA Y C.TG. CHAVEÑA

Respecto de las C.H. Las Rosas, se comprobó que dentro de los compromisos generados en la reunión para la Determinación y Evaluación de Objetivos (DEVO) de enero-diciembre de 1994, negociación de objetivos para el año 1995, y presentación de la planeación del año de 1996 al 2000, correspondiente al proceso hidroeléctrico de la Gerencia Regional de Producción Central del 31 de marzo de 1995, se estableció dar de baja la unidad 4 de la C.H. Las Rosas, la cual quedó fuera de servicio a partir de febrero de 1995 y se fijó como fecha límite para cumplir con el compromiso el 19 de julio de 1995, fecha reprogramada finalmente para el 31 de diciembre de 1995, mediante el Acuerdo número 5 "Asuntos Generales", de la Minuta de reunión para la negociación de objetivos DEVO en 1996, del proceso hidroeléctrico de dicha gerencia del 27 de noviembre de 1995. No obstante, los compromisos anteriores, el Dictamen Técnico para la baja de la unidad y el cierre de la Central, así como sus notificaciones no se realizaron sino hasta 2015, es decir, 21 años después.

Respecto de la C.C.I. Esmeralda, su baja se realizó en 1993 y de la C.TG. Chaveña se proporcionó el informe de actividades de desmantelamiento de la unidad de 1992; sin embargo, no se realizó la baja oportuna de las centrales, toda vez que no fue sino hasta el 27 de marzo de 2015, cuando el encargado de la Unidad de Control y Gestión, el Jefe de la Unidad de Administración y Finanzas y los coordinadores de Generación Termoeléctrica e Hidroeléctrica instruyeron realizar la baja contable de los activos fijos que integran las unidades.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, mediante el oficio XL200/0388/2016 del 4 de octubre de 2016, la entidad fiscalizada proporcionó 17 acuses de recibo del oficio HH001/0615/2016 del 13 de septiembre de 2016, con el cual el encargado de la Gerencia Regional de Producción Central instruyó a los superintendentes de centrales atender en tiempo y forma los compromisos adquiridos y formalizados en la Matriz DEVO hasta su conclusión y validación, por lo que la observación se solventa.

8. ESTUDIOS REALIZADOS PARA DETERMINAR LA COMPETITIVIDAD DE LAS CENTRALES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Con el objetivo de evaluar si las centrales se encontraban en las condiciones adecuadas para competir exitosamente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la CFE, por conducto de la Subdirección de Generación considerando datos y la situación operativa de la CFE en 2015, realizó durante el primer bimestre de 2016 estudios al parque de generación, con la finalidad de implementar acciones para optimizar su participación en el MEM y asegurar su competitividad, entre las que destacan las siguientes: la recategorización de las centrales, que en estudios previos habían sido clasificadas con bajo, medio y alto riesgo de alcanzar el punto financiero de equilibrio.

Con la entrada en operación del MEM en 2016, se hicieron nuevos estudios de las 188 centrales (159 centrales propias de la CFE y 29 centrales a cargo de productores externos) que integraron la infraestructura de generación en 2015 y de 2 Centrales de Ciclo Combinado (Centro y Agua Prieta), que estaban por entrar en operación a la fecha de la auditoría (septiembre de 2016), tomando en cuenta las reglas del mercado publicadas y modeladas en el sistema PLEXOS (sistema donde se pronostican ingresos por venta de energía acorde a su tecnología, energético y nodo), estudios con los que se reclasificaron como sigue:

- Centrales "Con Utilidad" (86 centrales).
- "Con Utilidad Operativa pero con Pérdidas" (42 centrales).
- "Con Pérdida Operativa" (62 centrales).

Asimismo, la CFE elaboró un plan de negocio para cada una de las 190 centrales (159 propias de la CFE, 29 de productores externos y 2 de Ciclo Combinado).

Respecto de las 53 centrales que integran la muestra de auditoría, quedaron reclasificadas como se describe a continuación:

CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES

Estudios 2015		Estudios 2016	
Clasificación de las Centrales	Cantidad	Reclasificación de las Centrales	Cantidad
Bajo riesgo de no alcanzar el punto financiero de equilibrio	17	Con Utilidad	21
Riesgo medio de no alcanzar el punto financiero de equilibrio.	21	Con Utilidad Operativa pero con Pérdidas	19
Alto riesgo de no alcanzar el punto financiero de equilibrio para ser competitivas	13	Con Pérdida Operativa	12
Retirada	1	Retirada	1
Sin estudio	1	Sin estudio	0
Total de Centrales	53	Total	53

FUENTE: "Análisis Técnico Económico por Unidad" y "Anexo VI VF gmc".

9. PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS EN LAS UNIDADES GENERADORAS DE LAS CENTRALES

Se comprobó que en las centrales generadoras de energía eléctrica se realiza la planeación de los "Programas de mantenimiento del 2015", con base en el tipo de mantenimiento (anual, menor, mayor, rehabilitación/modernización y semestrales), alcance y actividades por realizar en el equipo principal y auxiliar de las unidades generadoras, considerando las horas de operación, problemáticas existentes, resultados de pruebas y verificaciones, así como recomendaciones de los fabricantes y condiciones operativas, fallas, entre otras, programas que son aprobados por los superintendentes generales de las centrales y posteriormente se "negocian" con la Subgerencia Regional de Generación correspondiente y las coordinaciones de generación Termoeléctrica o Hidroeléctrica, y mediante las reuniones de Determinación y Evaluación de Objetivos (DEVO), se evalúan y analizan los resultados alcanzados en los programas.

Al 31 de diciembre de 2015, se identificó que de las 53 centrales de la muestra, en 14 no se programaron mantenimientos, por no ser necesarios o por falta de presupuesto, por lo que debido a lo escaso del recurso, se realizan en unidades con mayor necesidad. En las 39 centrales restantes, se realizaron 113 mantenimientos de las unidades de generación, con la finalidad de conservar la capacidad de generación, de lo que se identificó que 44 se hicieron en centrales hidroeléctricas y 69 en centrales termoeléctricas.

Los mantenimientos en comento, se sustentaron con las justificaciones técnicas y económicas respectivas y los programas de mantenimiento fueron autorizados por las instancias competentes de la Subdirección de Generación. Asimismo, antes de la conclusión de los mantenimientos, se realizaron pruebas en las unidades para verificar su correcta operación.

Se analizó la documentación soporte del total de los 113 mantenimientos, de lo que se comprobó que el CENACE otorgó "licencias" (autorización especial que se concede para ejecutar un trabajo en relación con un equipo o parte de éste) para realizar 102 mantenimientos; respecto de los 11 restantes, 4 mantenimientos, correspondientes a la C.H. Jumatán (unidades 1 a 4) y 1 mantenimiento de la C.H. Tirio (unidad 4), contaron con las licencias locales, otorgadas por el Superintendente de Turno y registradas en el "Libro de Registro de Licencias", conforme a la normativa; no obstante, no se proporcionó evidencia de las licencias otorgadas por el CENACE para los 6 mantenimientos siguientes:

MANTENIMIENTOS SIN EVIDENCIA DE LICENCIAS OTORGADAS POR EL CENACE

Central	Unidad	Mantenimiento	
		Inicio	Término
C.H. San Pedro P.	1	11/05/2015	19/05/2015
C.H. Bartolinas	1	06/04/2015	25/04/2015
C.H. Bartolinas	2	09/03/2015	28/03/2015
C.H. Itzícuaró	1	06/04/2015	11/04/2015
C.H. Itzícuaró	1	01/07/2015	06/07/2015
C.H. Itzícuaró	2	06/04/2015	12/07/2015

FUENTE: Bases de datos denominadas "ASF 274 II_8b Programa de Mantto 2015 Termos" y "ASF 274 II_8b Programa de Mantenimientos 2015 Hidros."

Con motivo de la intervención de la ASF, en el transcurso de la auditoría, mediante el oficio JGMP/0253/2016 del 3 de octubre de 2016, el Coordinador de Generación Hidroeléctrica de la CFE solicitó al Subgerente Regional de Generación Hidroeléctrica Balsas Santiago instruir a los superintendentes de las centrales de su ámbito para que se aseguren del cumplimiento del "Código Red" (disposiciones administrativas de carácter general que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional) al realizar todo tipo de mantenimientos, los cuales deben ser controlados mediante los registros y licencias programadas, con sus respectivas anotaciones en el "Relatorio electrónico del Sistema de Gestión Operativa" (SIGOP) y, en su caso, en los "Libros de Licencias Locales". Asimismo, mediante el oficio número HEB00-O-0207/2016 del 4 de octubre de 2016, el Subgerente Regional de Generación Hidroeléctrica Balsas Santiago realizó la solicitud a los superintendentes de las centrales generadoras, por lo que la observación se solventa.

10. INDICADORES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SEGUIMIENTO DE NO CONFORMIDADES

En relación con la generación de energía, la CFE cuenta con 3 indicadores establecidos con la Alta Dirección que son:

- "Disponibilidad". Es el porcentaje de tiempo en el cual una unidad está lista para dar servicios, independientemente de requerirse o no su operación.
- "Confiabilidad de arranque". Representa la obligación de presentar el número de arranques que se estima que el CENACE solicite, así como el número de arranques exitosos que se considera que ocurrirán.
- "Eficiencia Térmica". Es el rendimiento de los combustibles para generar electricidad.

Estos indicadores miden la eficacia del proceso de producción para lograr la satisfacción de los requerimientos de energía del CENACE. En este sentido, se comprobó que a diciembre de 2015, de las 53 centrales revisadas, en 9 no se alcanzaron las metas "negociadas" (acordadas) entre las áreas operativas y la Subdirección de Generación, aun considerando el margen de aceptación establecido para cada uno, como se muestra:

INCUMPLIMIENTO EN LOS INDICADORES A DICIEMBRE DE 2015

Núm.	Nombre comercial	EFICIENCIA TÉRMICA NETA (%)					DISPONIBILIDAD (%)					CONFIABILIDAD DE ARRANQUE TURBOGAS (%)				
		Real	Meta	Diferencia	Margen de aceptación	Incumplimiento	Real	Meta	Diferencia	Margen de aceptación	Incumplimiento	Real	Meta	Diferencia	Margen de aceptación	Incumplimiento
1	C.T. Samalayuca	28.7	30.3	-1.6	-1	-0.6	93.8	81.8	12	-4.6	-	N/A	N/A	N/A	-2	-
2	C.T. Francisco Villa	29	30.4	-1.4	-1	-0.4	90.9	87	3.9	-4.6	-	N/A	N/A	N/A	-2	-
3	C.TG. Chávez	17.8	19.9	-2.1	-1	-1.1	100	98.3	1.7	-4.6	-	100	97.1	2.9	-2	-
4	C.T. Río Bravo	37.9	39.2	-1.3	-1	-0.3	65.2	76.4	-11.2	-4.6	-6.6	N/A	N/A	N/A	-2	-
5	C. Cogeneración Salamanca (TG)	30.9	31.6	-0.7	-1	-	49.4	95.1	-45.7	-4.6	-41.1	N/A	N/A	N/A	-2	-
6	C.H. Falcón	N/A	N/A	N/A	-	-	4.2	53.5	-49.3	-4.6	-44.7	N/A	N/A	N/A	-2	-
7	C.TG. Monclova Unidad 1	19.4	17.5	1.9	-1	-	99.9	99.0	0.9	-4.6	-	100	95	5	-2	-
	C.TG. Monclova Unidad 2										-	87.5	95	-7.5	-2	-5.5
8	C.TG. Parque	7.8	19.3	-11.5	-1	-10.5	99	98.7	0.3	-4.6	-	100	95	5	-2	-
9	C.TG. Tecnológico	19.1	20.3	-1.2	-1	-0.2	100	98.3	1.7	-4.6	-	100	91.7	8.3	-2	-

FUENTE: Bases de datos denominadas "ASF-544 Disponibilidad 2015 meta y res", "Copia de ASF_eficiencia2015_revisado_final" y "Copia de ASF 544 DE Confiabilidad de Arranque de Centrales específicas en 2015"

Debido a los incumplimientos en las metas de los indicadores de gestión "negociadas" (acordadas) en las reuniones de Determinación y Evaluación de Objetivos (DEVO), conforme a la normativa, dichos incumplimientos deben registrarse en el "Sistema de Control de Acciones Correctivas y Preventivas" (SICACyP), mediante una "No Conformidad".

Respecto de las 9 centrales que no alcanzaron la meta negociada en las reuniones DEVO para el indicador denominado "Eficiencia Térmica Neta", se identificó que en el caso de las C.T. Samalayuca, C.T. Francisco Villa y C.TG. Chávez, fueron registradas en el SICACyP las "No Conformidades" números 2047-15-43, 2046-15-2 y 2055-15-5, respectivamente. De acuerdo con lo señalado por la CFE, el incumplimiento se dio por falta de mantenimiento de las centrales, debido principalmente a la falta de recursos, según lo que establecen los documentos denominados "Atención de No Conformidad y Planeación de la Acción Correctiva/Preventiva", en los que se estableció la reprogramación de los mantenimientos, como acciones para eliminar las "Causas Raíz" del incumplimiento.

Respecto de los incumplimientos de los indicadores "Eficiencia Térmica Neta" en las Centrales C.T. Río Bravo, C.TG. Parque, C.TG. Tecnológico; "Disponibilidad" (C.T. Río Bravo, C. Cogeneración Salamanca y C.H. Falcón); "Confiabilidad de Arranque" (Unidad 2 de la C.TG. Monclova), se identificó que la entidad no registró la "No Conformidad" en el SICACyP.

Por otra parte, se verificó el seguimiento realizado por las centrales de las "No Conformidades" reportadas de manera mensual y trimestral derivadas de incumplimientos de las metas de los 3 indicadores antes citados, mediante el reporte denominado "Seguimiento atención No Conformidad ADG 2015", y se observó lo siguiente:

- 1.- En 10 centrales las "No Conformidades" se atendieron después de la fecha de término programada para su atención, con atrasos que van de 2 a 83 días, como se indica:

NO CONFORMIDADES QUE SE ATENDIERON DESPUÉS DE LA FECHA PROGRAMADA

Núm.	Central	Número de Reporte	Fecha de Inicio Programada	Fecha de Término Programada para su atención	Fecha de Cierre Aceptada	Días de Atraso
1	C.T. Carbón II	2058-15-85	28/08/2015	30/09/2015	21/12/2015	83
2	C.T. Salamanca	2102-15-3	13/08/2015	31/12/2015	04/02/2016	36
3	C.T. Río Escondido	2057-15-23	17/02/2015	15/12/2015	06/01/2016	23
4	C.TG. Chávez	2055-15-5	24/09/2015	24/09/2015	14/10/2015	21
5	C.H. Micos	2142-15-1	13/10/2015	30/11/2015	17/12/2015	18
6	C.T. Altamira	2112-15-8	03/06/2015	14/10/2015	29/10/2015	16
7	C.T. Altamira	2112-15-9	03/06/2015	14/10/2015	29/10/2015	16
8	C.C.C. Gómez Palacio	2051-15-23	01/10/2015	25/09/2015	05/10/2015	11
9	C.H. Zimapán	2097-15-6	10/06/2015	30/09/2015	07/10/2015	8
10	C.T. Samalayuca	2047-15-43	21/07/2015	19/10/2015	20/10/2015	2

FUENTE: Base de datos denominada Copia de "nc'S 2015 INDICADORES FINAL" y "Seguimiento atención No Conformidad ADG 2015"

- 2.- No obstante que se evidenció el avance en las actividades, no se ha concluido la atención de las "No Conformidades", o se atendieron después de la fecha programada, como se indica a continuación:

NO CONFORMIDADES QUE NO EVIDENCIARON EL CIERRE

Núm.	Central	Número de Reporte de la NC	Fecha de Inicio Programada	Fecha de Término Programada	Última fecha de modificación	Estatus de atención a la Fecha de revisión
1	C.H. Zumpimito	2190-15-2	31/10/2015	02/02/2016	28/12/2015	Abierta
2	C.H. Bartolinas	2188-15-1	28/09/2015	Sin Fecha	08/10/2015	Abierta
	Duplicidad	2188-15-2	28/09/2015	Sin Fecha	08/09/2015	Abierta
3	C.G. Los Azufres	2187-15-23	09/03/2015	28/03/2015	26/01/2016	Abierta

FUENTE: Atención de No Conformidad y Planeación de la Acción Correctiva/Preventiva.

En respuesta de los resultados preliminares y finales, con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, la CFE proporcionó el oficio número XL000/0391/2016 del 6 de octubre de 2016, con el cual acreditó con impresiones de pantallas del sistema SICACyP el registro de las "No Conformidades".

Por otra parte, de las 10 centrales con inconformidades que se atendieron después de la fecha de término programada para su atención o con atrasos, la entidad remitió una nota informativa del 30 de septiembre de 2016, suscrita por el Jefe de Departamento Regional de Calidad - Ambiental, en donde indicó que "El programa original de atención de actividades para evitar la recurrencia de la NC (Gráfica de Gantt, programa de actividades) que presenta el SICACyP, contempla únicamente la ejecución de acciones para eliminar la causa raíz del problema, sin considerar el periodo de revisión de la documentación cargada, aceptación y cierre de la No Conformidad por parte del Autor del Reporte registradas en la bitácora de cambios", y proporcionó los programas de actividades. Con el análisis se determinó lo siguiente:

NO CONFORMIDADES ATENDIDAS DESPUÉS DE LA FECHA PROGRAMADA TOMANDO EN CUENTA LA FECHA DE ENVÍO PARA EVALUACIÓN Y CIERRE

Núm.	Central nombre Comercial	Número de Reporte	Fecha de Creación de la NC	Fecha de Término Programada para su atención	Fecha de Envío para Evaluación y Cierre	Días de Atraso.
1	C.T. Carbón II	2058-15-85	28/08/2015	30/09/2015	10/12/2015	72
2	C.T. Salamanca	2102-15-3	13/08/2015	31/12/2015	04/02/2016	36
3	C.T. Río Escondido	2057-15-23	17/02/2015	15/12/2015	13/12/2015	-1
4	C.TG. Chávez	2055-15-5	24/09/2015	24/09/2015	14/10/2015	21
5	C.H. Micos	2142-15-1	13/10/2015	30/11/2015	17/12/2015	18
6	C.T. Altamira	2112-15-8	03/06/2015	14/10/2015	29/10/2015	16
7	C.T. Altamira	2112-15-9	03/06/2015	14/10/2015	29/10/2015	16
8	C.C.C. Gómez Palacio	2051-15-23	01/10/2015	25/09/2015	05/10/2015	11
9	C.H. Zimapán	2097-15-6	10/06/2015	30/09/2015	06/10/2015	7
10	C.T. Samalayuca	2047-15-43	21/07/2015	19/10/2015	20/10/2015	2

FUENTE: Atención de No Conformidad y Planeación de la Acción Correctiva/Preventiva

Sin embargo, no proporcionó documentación soporte de las actividades realizadas; además, en el SICACyP no se consideran fechas para incorporar las evidencias de los avances en el sistema.

Respecto de las centrales en las que no se había concluido la atención de las "No Conformidades", se evidenció el cierre de las No Conformidades 2190-15-2 de la C.H. Zumpimito y 2188-15-1 de la C.H. Bartolinas, el 22 de agosto de 2016; además de la C.G. Los Azufres se observó que la No Conformidad 2087-15-23 se encuentra cerrada y se evidenció que para el primer semestre de 2016 la central obtuvo un resultado favorable de 0.18 respecto de la meta programada, por lo que se atiende este punto de la observación.

Además, se proporcionó un correo electrónico del 5 de octubre de 2016, con el que la Unidad de Servicios Técnicos Departamento de Calidad Total de la Subdirección de Generación solicitó al representante de la Dirección de Operación, para que se active en el SICACyP una alerta de seguimiento de las No Conformidades, mediante un correo electrónico que generará el sistema, en primer instancia, para el responsable de atender la "No Conformidad"; en caso de no ser atendida, dentro de los 15 días transcurridos después de la fecha compromiso, el sistema deberá enviar un correo electrónico al responsable del siguiente nivel jerárquico y al representante de la Dirección, con el objetivo de agilizar la atención, seguimiento y cierre de las No Conformidades; sin embargo, no se proporcionó evidencia del avance en la modificación del sistema, por lo que la observación persiste.

15-6-90TVV-02-0544-01-002 Recomendación

Para que la Comisión Federal de Electricidad fortalezca los mecanismos de control y supervisión, que aseguren que en caso de que no se alcancen las metas de los Indicadores de Gestión para Seguimiento, negociados conforme al "Procedimiento para la Determinación y Evaluación de Objetivos" (DEVO), se registren las No Conformidades en el SICACyP y los responsables del proceso den seguimiento, con el fin de que se establezcan las acciones para eliminar las "Causas Raíz" del incumplimiento y se cumpla con los requerimientos de energía que realice el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

15-6-90TVV-02-0544-01-003 Recomendación

Para que la Comisión Federal de Electricidad realice las acciones conducentes para activar alertas de seguimiento a las "No Conformidades", mediante correos eléctricos generados por el SICACyP y, dirigirlos a los responsables de su atención y en caso de omisiones, notificarlo al superior jerárquico y al representante de la Dirección, así como establecer un plazo para incorporar las evidencias de los avances en el sistema, con la finalidad de garantizar el cumplimiento de los objetivos para los que fue creado el SICACyP.

11. ESTRATEGIAS PARA EL NUEVO ENTORNO COMPETITIVO

Debido a la reforma energética, la CFE pasó de ser un organismo descentralizado a una Empresas Productiva del Estado, la cual debe competir en el Mercado Eléctrico. En este sentido, la CFE estableció 4 "imperativos" estratégicos de generación para alcanzar su objetivo, de los cuales 3 se vinculan con el objetivo de la auditoría, como se indica:

- Imperativo 1. Desarrollo de un portafolio de activos atractivo, bajo el nuevo marco regulatorio.
- Imperativo 3. Operación eficiente de centrales.
- Imperativo 4. Aumentar la flexibilidad en adiciones y retiros de capacidad, a la entrada de competidores, márgenes de reserva y desarrollo de la regulación.

Al respecto, la CFE proporcionó diversa documentación con la que se acreditó cómo se realizó cada una de las acciones informadas en el ejercicio 2015, como se muestra a continuación:

IMPERATIVO 1 DESARROLLO DE UN PORTAFOLIO DE ACTIVOS ATRACTIVO BAJO EL NUEVO MARCO REGULATORIO

Acciones	Documentación que acredita las actividades realizadas
Reclasificación de las centrales con base en una modelación bajo nuevos lineamientos de mercado para 2016.	Se presentaron los planes de negocio de las 190 centrales generadoras, con identificación de estrategias por seguir para mejorar su competitividad en el mercado, mediante el archivo denominado "Anexo IV VF gmc (3)".
Notificación oficial al CENACE de 25 centrales con pronósticos de pérdidas para iniciar su procedimiento de cierre en caso de no ser necesarias para confiabilidad.	El Subdirector de Generación notificó al Director de CENACE la relación de las 34 centrales programadas para su baja, con el oficio SDG-00762 del 3 de diciembre de 2015. Asimismo, el Subdirector de Generación confirmó el retiro programado de 24 y 8 centrales eléctricas al Director General del CENACE, mediante los oficios SDG-00293 y SDG-00294 del 20 de abril de 2016.
Se estableció la cartera de nuevos proyectos de generación que serán evaluados durante 2016 para determinar su competitividad y conveniencia.	Para 2017 se prevé la entrada de nuevas centrales, las cuales aportarán 3,010 MW, de acuerdo con la presentación denominada "Clasificación centrales UAF".
Se fincaron las bases del Contrato legado para el suministro básico.	La CFE entregó la propuesta de las Centrales consideradas para formar parte del Contrato legado para el suministro básico, considerando los gastos de Explotación, Pérdidas Totales, y los Costos de activos en operación que implicarían.

FUENTE: "Informe Anual 2015" de la Comisión Federal de Electricidad.

IMPERATIVO 3. OPERACIÓN EFICIENTE DE CENTRALES.

Acciones	Documentación que acredita las actividades realizadas
Optimización de alcances de mantenimiento.	Para asegurar la disponibilidad y confiabilidad de las unidades generadoras, los recursos presupuestales de los mantenimientos prioritarios de 2016, se realizarán conforme a los "Lineamientos para optimización y asignación presupuestal programa de mantenimientos" y el "Manual de Mantenimiento de la Subdirección de Generación".
Establecimiento de programas tipo para las centrales termoeléctricas.	Se encuentran en proceso de elaboración los programas tipo de las tecnologías Turbogas, Combustión Interna, Solar, Eólica e Hidroeléctrica, conforme a los "Lineamientos para la elaboración de los programas tipo de mantenimiento de parada programada para las unidades generadoras de energía eléctrica en el ámbito de la Subdirección de Generación (SDG)".
Adquisición de equipo de medición predictiva.	Se realizó la adquisición de un "Analizador de Vibraciones" (medición de vibraciones y oscilaciones en máquinas e instalaciones) para la central C.T. Samalayuca.
Análisis estadísticos de fallas.	Las gerencias regionales de producción proporcionaron los "Análisis de la Disponibilidad de los Procesos de Generación" de diciembre de 2015.
Reforzamiento de programas de capacitación y de monitoreo en la operación de las centrales.	De enero a diciembre de 2015 se realizó la capacitación de 936 trabajadores con 9 cursos relacionados con la operación de centrales, impartidos a las Gerencias Regionales de Producción.

FUENTE: "Informe Anual 2015" de la Comisión Federal de Electricidad.

IMPERATIVO 4. AUMENTAR LA FLEXIBILIDAD EN ADICIONES Y RETIRO DE CAPACIDAD, A LA ENTRADA DE COMPETIDORES, MÁRGENES DE RESERVA Y DESARROLLO DE LA REGULACIÓN

Acciones	Documentación que acredita las actividades realizadas
Asignación presupuestal con base en la competitividad de las centrales generadoras y posibilidad de mejora.	Implementación de la aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) en 37 centrales de la Subdirección de Generación.
Modelaciones del mercado eléctrico, para analizar diversos escenarios, incluyendo distintos presupuestos y variables de mercado.	Se realizaron las modelaciones del mercado eléctrico, lo que permite analizar los escenarios, incluyendo presupuestos, variables técnicas, redes de transmisión, rutas y limitaciones de combustibles, así como el estado en el que se encuentran las centrales y la evolución de la demanda, mediante el sistema PLEXOS.
Priorizar las inversiones en centrales mediante el estudio del despacho e ingresos previsto para cada central, con base en la competencia y evolución de la demanda regulable.	Para priorizar las inversiones para cada central, se realizó el estudio de predespacho y presupuesto anual 2016, para las distintas tecnologías de generación, así como un pronóstico del consumo de combustible.

FUENTE: "Informe Anual 2015" de la Comisión Federal de Electricidad.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó(aron) 6 observación(es), de la(s) cual(es) 4 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 2 restante(s) generó(aron): 3 Recomendación(es).

Dictamen

El presente dictamen se emite el 25 de noviembre de 2016, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera y operativa de las Centrales Generadoras de Energía Eléctrica para verificar que los recursos para su operación y capacidad instalada se ejercieron a fin de atender las necesidades de generación de energía; y que el programa de retiro de las Centrales Generadoras de Energía Eléctrica se realice, modifique y ejecute en los plazos establecidos, y que incluya las centrales con poca rentabilidad, tecnología y tipo de combustible que utilizan, en cumplimiento de las disposiciones legales y normativas, y específicamente respecto de la muestra revisada que se

establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, la Comisión Federal de Electricidad cumplió con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar la normativa que reguló la gestión operativa y financiera de las centrales generadoras de energía eléctrica.
2. Constatar que los recursos ejercidos para la operación y mantenimiento de las centrales se correspondieron con las cifras reportadas en la Cuenta Pública 2015.
3. Verificar el cumplimiento del despacho de energía requerido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y en caso de variaciones, determinar las causas y obtener las justificaciones correspondientes.
4. Verificar que las erogaciones efectuadas por las centrales generadoras de energía eléctrica se realizaron en función de sus necesidades de generación.
5. Constatar que la CFE contó con estudios que le permitieron determinar la viabilidad de mantener su parque de generación.
6. Verificar que para el ejercicio 2015, la CFE realizó un programa de retiro de centrales generadoras, conforme a los resultados de sus estudios.
7. Verificar las acciones realizadas por la CFE para mejorar la competitividad de sus centrales, dentro del nuevo panorama del Mercado Eléctrico Mayorista.

Áreas Revisadas

Las gerencias regionales de producción Central, Norte, Occidente y Sureste, las gerencias de producción Hidroeléctrica y Termoeléctrica y la Subdirección de Generación.

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. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: "Procedimientos Normas de Referencia P-1020-005 Producto no conforme, no conformidades, acciones correctivas y preventivas", apartado 3. Responsabilidades.

Procedimiento L-2000-060 Proceso de Producción apartado 10 "Criterio de medición de la eficacia del proceso"

Convenio celebrado entre el SAE y la CFE del 11 octubre de 2009, Cláusula primera, párrafo tercero.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracción II, párrafos tercero y quinto, y fracción IV, párrafos primero y penúltimo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 6, 12, fracción IV; 13, fracciones I y II; 15, fracciones XIV, XV y XVI; 29, fracción X; 32; 39; 49, fracciones I, II, III y IV; 55; 56, y 88, fracciones VIII y XII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de mayo de 2009, en relación con los Transitorios PRIMERO y CUARTO del Decreto por el que se expide la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación; y se reforman el artículo 49 de la Ley de Coordinación Fiscal, y el artículo 70 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de julio de 2016.

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 determinadas por la Auditoría Superior de la Federación, y que se presentó a esta entidad fiscalizadora para los efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.