

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

CUENTA PÚBLICA 2014 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE 2014

1. Constitución, actividades de la Empresa y eventos relevantes.

- **Constitución y actividades de la Empresa.**

Con fecha 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se expide la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE), la cual dispone que entrara en vigor a partir del día siguiente al que quede designado el nuevo Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad.

Con fecha 13 de octubre de 2014, quedó designado el nuevo Consejo de Administración por lo que a partir de esta fecha Comisión Federal de Electricidad se transforma por ministerio de ley a una Empresa Productiva del Estado con personalidad jurídica y patrimonio propios que gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión.

El Consejo de Administración (antes Junta de Gobierno) queda como Órgano Supremo de Administración de la empresa y responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de la CFE, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.

La citada ley establece, en su Décimo Cuarto Transitorio, que el régimen especial previsto en la misma para la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, en materia de presupuesto, deuda, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, responsabilidades administrativas, bienes, remuneraciones, entrará en vigor hasta que se encuentre en funciones el nuevo Consejo de Administración (antes Junta de Gobierno) de la Comisión Federal de Electricidad y estén en operación los mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas en ella contenidos.

Con fecha 16 de febrero de 2015, La Secretaría de Energía declara en el Diario Oficial de la Federación que se encuentra en funciones el nuevo Consejo de Administración (antes Junta de Gobierno) de la Comisión Federal de Electricidad y están en operación los mecanismos de fiscalización, transparencia y rendición de cuentas que prevé la LCFE.

A partir de esta fecha, La Comisión Federal de Electricidad tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

Tiene por objeto prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano.

Asimismo, dentro de su objeto público, la Comisión Federal de Electricidad podrá llevar a cabo las actividades siguientes:

I. La generación dividida en unidades y comercialización de energía eléctrica y productos asociados, incluyendo la importación y exportación de éstos, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, y en términos de la estricta separación legal que establezca la Secretaría de Energía;

II. La importación, exportación, transporte, almacenamiento, compra y venta de gas natural, carbón y cualquier otro combustible;

III. El desarrollo y ejecución de proyectos de ingeniería, investigación, actividades geológicas y geofísicas, supervisión, prestación de servicios a terceros, así como todas aquellas relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y demás actividades que forman parte de su objeto;

IV. La investigación, desarrollo e implementación de fuentes de energía que le permitan cumplir con su objeto, conforme a las disposiciones aplicables;

V. La investigación y desarrollos tecnológicos requeridos para las actividades que realice en la industria eléctrica, la comercialización de productos y servicios tecnológicos resultantes de la investigación, así como la formación de recursos humanos altamente especializados;

VI. El aprovechamiento y administración de inmuebles, de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga y que le permita la prestación o provisión de cualquier servicio adicional tales como, de manera enunciativa, construcción, arrendamiento, mantenimiento y telecomunicaciones. La Comisión Federal de Electricidad podrá avalar y otorgar garantías en favor de terceros;

VII. La adquisición, tenencia o participación en la composición accionaria de sociedades con objeto similar, análogo o compatible con su propio objeto, y

VIII. Las demás actividades necesarias para el cabal cumplimiento de su objeto.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

La Comisión Federal de Electricidad podrá llevar a cabo las actividades a que se refiere este artículo en el país o en el extranjero.

Hasta el 13 de octubre de 2014, Comisión Federal de Electricidad fue un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal de carácter técnico, industrial y comercial con personalidad jurídica y patrimonio propio, creado por Decreto del Congreso de la Unión de fecha 14 de agosto de 1937, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el día 24 del mismo mes y año (el cual derogó el Decreto del Congreso de la Unión del 29 de diciembre de 1933, publicado en el DOF del 29 de enero de 1934).

El Organismo tuvo como objeto prestar, en el ámbito del territorio mexicano, el servicio público de energía eléctrica, consistente en: generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica, así como planear y realizar todas las obras, instalaciones y trabajos que requiera el sistema eléctrico nacional en materia de planeación, ejecución, operación y mantenimiento, con la participación que a los productores independientes de energía les correspondía, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Misma que fue abrogada con la entrada en vigor de LCFE. Asimismo, el 28 de febrero de 2006 el Organismo reformó diferentes numerales del estatuto orgánico para modificar su objeto social y poder otorgar la prestación del servicio de telecomunicaciones en los términos de la Ley Federal de Telecomunicaciones.

Las tarifas aplicables a la venta de energía eléctrica en la República Mexicana son definidas y autorizadas por el Gobierno Federal, a través de la Subsecretaría de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

- **Eventos relevantes**

Obligaciones fiscales

Con la promulgación de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE- DOF 11/VIII/2014) y la consecuente abrogación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, desaparece la figura del aprovechamiento prevista en el artículo 46 de este último ordenamiento, por lo que se asume que CFE así como sus empresas subsidiarias y filiales empezarán a cumplir, sus obligaciones fiscales en términos del Título II de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, que regula el régimen general de las personas morales, atento a lo dispuesto por el artículo 4 de la LCFE.

Centro Nacional de Control de Energía

Conforme a lo establecido en el Decreto publicado en el DOF del día 20 de diciembre de 2014 en el cual se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y del Decreto publicado el 28 de agosto de 2014, por el cual se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) con objeto de ejercer el control operativo del sistema eléctrico nacional. Con fecha 28 de noviembre de 2014 CFE realizó la transferencia de recursos materiales y recursos financieros al CENACE, la transferencia tuvo un impacto patrimonial de 492,341 miles de pesos.

Concesión de la red pública de telecomunicaciones

En términos de lo señalado en el artículo décimo quinto transitorio del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de los artículos 6, 7, 27, 28, 73, 78, 94, y 105 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de telecomunicaciones”, publicado el 11 de junio del 2013, en el Diario Oficial de la Federación que señala:

Comisión Federal de Electricidad cederá totalmente a Telecomunicaciones de México (TELECOMM) su concesión para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones y le transferirá todos los recursos y equipos necesarios para la operación y explotación de dicha concesión.

La fibra óptica, derechos de vía, torres, postería, edificios e instalaciones quedarán a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, garantizando a TELECOMM el acceso efectivo y compartido a dicha infraestructura para su aprovechamiento eficiente a fin de lograr el adecuado ejercicio de sus funciones y el cumplimiento de sus objetivos. Telecomunicaciones de México tendrá atribuciones y recursos para promover el acceso a servicios de banda ancha, planear, diseñar y ejecutar la construcción y el crecimiento de una robusta red troncal de telecomunicaciones de cobertura nacional.”

En cumplimiento al mandato constitucional, la CFE interpuso el 17 de diciembre de 2014 ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT) la solicitud de autorización para ceder su título de concesión para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones a favor de TELECOMM.

Conforme al artículo 110 de la Ley Federal de Telecomunicaciones y Radiodifusión, el IFT tiene un plazo de 90 días naturales a partir de que CFE entregó la Solicitud para emitir la resolución correspondiente. El plazo vence el 17 de marzo de 2015.

TELECOMM será titular de los derechos y obligaciones inherentes a la Concesión y deberá garantizar la continuidad de los servicios de telecomunicaciones incluidos en la misma, en los términos y condiciones que señale el IFT en la resolución de autorización de cesión de su Concesión.

2. Bases de formulación de los Estados Financieros

Bases de preparación

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Los estados financieros (NIIF) adjuntos de Comisión Federal de Electricidad fueron obtenidos de los estados financieros estatutarios preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, mismos que fueron ajustados en todos los aspectos importantes para alinearlos con las siguientes disposiciones normativas que le son aplicables en su carácter de Entidad Paraestatal del Gobierno Federal:

- a) Las disposiciones vigentes de la Ley General de Contabilidad Gubernamental (LGCG).
- b) Las Normas de Información Financiera Gubernamental Generales para el Sector Paraestatal (NIFGG) y las Normas de Información Financiera Gubernamental Específicas para el Sector Paraestatal (NIFGE), emitidas por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública (UCG) de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
- c) Las Normas de Información Financiera emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A. C. que son aplicadas de manera supletoria y que no han sido autorizadas por la UCG de la SHCP.

Ley General de Contabilidad Gubernamental (LGCG)

El 31 de diciembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la LGCG, que entró en vigor el 1° de enero de 2009, y es de observancia obligatoria para los poderes Ejecutivo, Legislativo y Judicial de la Federación, los Estados y el Distrito Federal; los Ayuntamientos de los Municipios; los Órganos Político-Administrativos de las Demarcaciones Territoriales del Distrito Federal; las Entidades de la Administración Pública Paraestatal, ya sean federales, estatales o municipales y los Órganos Autónomos Federales y Estatales.

La Ley tiene como objeto establecer los criterios generales que regirán la contabilidad gubernamental y la emisión de la información financiera de los entes públicos, con la finalidad de lograr la armonización contable a nivel nacional, para lo cual fue creado el Consejo Nacional de Armonización Contable (CONAC) como órgano de coordinación para la armonización de la contabilidad gubernamental, el cual tiene por objeto la emisión de las normas contables y las disposiciones presupuestales que se aplicarán para la generación de información financiera y presupuestal que emitirán los entes públicos.

Desde su creación el CONAC ha emitido diversas disposiciones regulatorias en materia de contabilidad gubernamental y de presupuestos, en las cuales se establecieron diversas fechas para el inicio de su aplicación efectiva.

Con la finalidad de dar cumplimiento al objetivo de la armonización contable y establecer los ejercicios sociales en que tendrá aplicación efectiva el conjunto de normas aplicables, el 15 de diciembre de 2010 el CONAC emitió el Acuerdo de Interpretación sobre las obligaciones establecidas en los artículos transitorios de la LGCG, en el cual reguló que las entidades paraestatales del Gobierno Federal tienen la obligación, a partir del 1 de enero de 2012, de realizar registros contables con base acumulativa, apegándose al marco conceptual y a los postulados básicos de contabilidad gubernamental, así como a las normas y metodologías que establezcan los momentos contables, los clasificadores y los manuales de contabilidad gubernamental armonizados, y de acuerdo con las respectivas matrices de conversión con las características señaladas en los artículos 40 y 41 de la LGCG.

A la fecha de emisión de los estados financieros, las autoridades en materia de contabilidad gubernamental no han establecido, como lo dispone el artículo quinto del manual de contabilidad gubernamental, la forma en que las entidades paraestatales se ajustarán al manual de contabilidad gubernamental, que incluye los aspectos generales de la contabilidad gubernamental; los fundamentos metodológicos de la integración y producción automática de información financiera; el plan de cuentas; el instructivo de manejo de cuentas; el modelo de asientos para el registro contable; las Guías Contabilizadoras; las normas y metodología para la emisión de información financiera y estructura de los estados financieros básicos del ente público y características de sus notas; y las matrices de conversión. Dada la falta de normatividad antes mencionada, para la elaboración de los estados financieros adjuntos se aplicó en forma supletoria la normatividad señalada en los siguientes párrafos.

Normas de Información Financiera Gubernamental emitidas por la UCG de la SHCP

Mediante Oficio Circular 309-A-0248/2012, de fecha 14 de septiembre de 2012, la UCG de la SHCP informó a las Dependencias de la Administración Pública Federal y a las Entidades del Sector Paraestatal sobre diversas modificaciones y precisiones que efectuó en el marco contable gubernamental federal, como sigue:

- a) Después de efectuar diversas modificaciones y actualizaciones en las normas contables que estaban vigentes hasta 2011 para el Sector Paraestatal, se establecieron, como obligatorias a partir del ejercicio 2012 para dicho Sector. Paraestatal, seis Normas de Información Financiera Gubernamental Generales (NIFGG), una Norma de Información Financiera Gubernamental Específica (NIFGE) y una Norma de Archivo Contable Gubernamental (NACG). Asimismo, se dieron de baja dos Normas Generales de Información Financiera Gubernamental y nueve Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental que estaban vigentes hasta 2011. Las normas gubernamentales aplicables a partir de los ejercicios 2013 y 2012 son:

NIFGG SP 01	Control presupuestario de los ingresos y de los gastos
NIFGG SP 02	Subsidios y transferencias corrientes y de capital en sus diferentes modalidades
NIFGG SP 03	Estimación de cuentas incobrables
NIFGG SP 04	Reexpresión

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

NIFGG SP 05	Obligaciones laborales
NIFGG SP 06	Arrendamiento financiero
NIFGE SP 01	Proyectos de infraestructura productiva de largo plazo "PIDIREGAS"
NACG 01	Disposiciones aplicables al archivo contable gubernamental

- b) Las normas contables Principales Reglas de Registro y Valoración del Patrimonio (Elementos Generales), Reglas Específicas de Registro y Valoración del Patrimonio y Parámetros de Estimación de Vida Útil, emitidas por el CONAC el 27 de diciembre de 2010, 13 de diciembre de 2011 y 15 de agosto de 2012, respectivamente, son de aplicación obligatoria a partir del 1 de enero de 2014.

- c) Se regula que adicionalmente a las disposiciones normativas que establezca la UCG de la SHCP, los entes públicos podrán aplicar de manera supletoria, previa autorización de ésta, las Normas de Información Financiera nacionales e internacionales.

Normas de Información Financiera Mexicanas

La Entidad no cuenta con normas de información financiera generales o específicas de carácter gubernamental que regulen el registro de diversas operaciones financieras que ha reconocido en los estados financieros adjuntos y que están relacionadas con los siguientes componentes y rubros que forman parte integrante de los mismos:

- a. Efectivo y equivalentes de efectivo
 - b. Cuentas por cobrar y deudores diversos
 - c. Cuentas por cobrar por préstamos
 - d. Intereses ganados y productos financieros
 - e. Inventarios
 - f. Depósitos en garantía
 - g. Activos intangibles
 - h. Pasivo, provisiones, activos y pasivos contingentes y compromisos
 - i. Ingresos por prestación de servicios
-

- j. Costo de ventas de servicios prestados
- k. Consolidación de estados financieros

Para suplir la mencionada carencia de normas contables gubernamentales, la Entidad aplica las disposiciones normativas en materia contable establecidas en las Normas de Información Financiera emitida por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera.

La NIFGE 01 Norma para el tratamiento contable de las inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) y la NIFGGSP 05 Norma de información financiera sobre el reconocimiento de las obligaciones laborales al retiro de los trabajadores de las entidades del sector paraestatal, incorporadas en los estados financieros de la CFE, difieren de las Normas de Información Financiera (NIF) principalmente en los siguientes aspectos:

La NIFGE 01 Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) de las NIFGE, establece el registro del pasivo correspondiente a estas inversiones únicamente por las amortizaciones que vencen en el año en curso y por el siguiente, reconociendo un activo por el mismo monto. El activo y el pasivo cuyo registro se difiere a años subsecuentes se registran en cuentas de orden. Las NIF requieren el reconocimiento contable del total de las inversiones realizadas y de los pasivos contraídos.

La NIFGG 05 Norma de información financiera sobre el reconocimiento de las obligaciones laborales al retiro de los trabajadores de las entidades del sector paraestatal", establece como obligatoria la aplicación de la NIF D-3 "Beneficios a los empleados" emitida por el CINIF en cuanto a la cuantificación y registro del monto de estos pasivos y la divulgación en notas de los estados financieros de las reglas del reconocimiento y revelación, ... "siempre y cuando no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable".

Adicionalmente, las NIFGG prevén que la Entidad debe emitir como parte de sus estados financieros básicos, además de los que establecen las NIF, los siguientes estados financieros: analíticos del activo, de las deudas y otros pasivos y de los cambios en la situación financiera.

Costo histórico

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros derivados, los cuales se valúan a valor razonable y las plantas, instalaciones y equipo las cuales están valuadas a su valor asumido a la fecha de transición y la revaluación a partir del 1° de enero de 2013 de la infraestructura eléctrica a su valor razonable como sigue:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Hasta el 31 de diciembre de 1996, los activos fijos distintos a los adquiridos bajo los programas de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS), fueron actualizados mediante la utilización de índices de precios de capital de la industria eléctrica, determinados por peritos especializados de CFE. Las obras en proceso continuaron actualizándose por este método hasta el cierre de 1998.

Los activos fijos adquiridos bajo los programas de PIDIREGAS, se actualizaron hasta el 31 de diciembre de 2007 en función del movimiento del tipo de cambio de la moneda de contratación que equivale a su costo específico.

A partir del 1 de enero de 1997 y hasta el 31 de diciembre de 2007, los activos fijos se actualizaron por el método de ajuste al costo histórico por cambios en el nivel general de precios, aplicando factores de inflación derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), tomando como base los valores de reposición determinados al cierre del año 1996 y los de adquisición y/o construcción por los adquiridos a partir de esa fecha y hasta el 31 de diciembre de 2007.

En el ejercicio 2013, la Entidad adoptó las Reglas del Registro y Valoración del Patrimonio publicadas el 13 de diciembre de 2012 en específico la relativa al postulado de Valuación, reconocimiento posterior de los activos, la cual señala que el reconocimiento posterior de los activos debe ser de acuerdo a las mejores prácticas nacionales e internacionales que tienden al reconocimiento del valor razonable los activos fijos. Consecuentemente, la infraestructura eléctrica fue revaluada determinando su valor razonable al cierre de 2013, como se explica en la Nota 3-d.

Durante el ejercicio 2014, los activos fijos que constituyen los inmuebles de la Empresa fueron revaluados calculando su valor razonable mediante la elaboración de avalúos con la metodología paramétrica indicada por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), como se explica en la nota 3-d.

Unidad monetaria de los estados financieros consolidados

Los estados financieros consolidados y sus notas incluyen operaciones en moneda extranjera, los cuales son convertidos a pesos al tipo de cambio de cierre establecido por el Banco de México y están expresados en miles de pesos.

3. Resumen de las principales políticas contables

Las principales políticas contables seguidas por la Empresa, son las siguientes:

a. Bases de consolidación

La consolidación se efectuó con base en los estados financieros no auditados de tres Fideicomisos, en los que CFE tiene control de acuerdo con la NIIF 10 “Consolidación de Estados Financieros”.

Fideicomiso	Participación de CFE			Tipo de proyecto
	Fideicomitente	Fideicomisario	Fiduciario	
Fideicomiso de Administración y Traslato de Dominio 2030	CFE	En primer lugar: los adjudicatarios de los contratos. En segundo lugar: CFE	BANOBRAS, S. N. C.	Inversión condicionada
Fideicomiso para la Constitución de un Fondo Revolvente de Financiamiento para el Programa de Aislamiento Térmico de la Vivienda en el Valle de Mexicali B.C.	CFE	CFE	BANOBRAS, S. N. C.	Ahorro de energía
Fideicomiso de Gastos Previos	CFE	CFE	BANCOMEX, S. N. C.	Inversión directa

b. Efectivo y equivalentes de efectivo

Se encuentran representados por efectivo, depósitos bancarios e inversiones temporales a corto plazo. El efectivo y los depósitos bancarios se presentan a valor nominal y los rendimientos que se generan se reconocen en los resultados conforme se devengan.

Los equivalentes de efectivo corresponden a inversiones de fácil realización con vencimientos a muy corto plazo, son valuados a valor razonable y están sujetos a un bajo riesgo de cambio en su valor.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

c. Inventario de materiales para operación y costo de consumos

Los inventarios de materiales para operación se registran a su costo de adquisición o valor neto de realización, el menor y, los consumos de los mismos se registran a costo promedio.

Los inventarios se revisan periódicamente para determinar la existencia de material obsoleto, y para evaluar la suficiencia de la reserva o provisión, cuando se presenta el caso, se incrementa la reserva contra los resultados del ejercicio. Mensualmente se aplica el factor de 0.0004167 (cero punto cero cero cero cuatro uno seis siete) sobre el saldo del mes de registro de las cuentas de materiales en existencia, equivalente al 0.5% anual, para registrar la provisión del año.

d. Plantas, instalaciones y equipo

Las plantas, instalaciones y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición.

i. Plantas, instalaciones y equipo en operación (infraestructura eléctrica)

Las plantas, instalaciones y equipo en operación, sólo de la infraestructura eléctrica, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de posición financiera a sus montos revaluados, calculando el valor razonable a la fecha de la revaluación, menos cualquier depreciación acumulada o pérdidas por deterioro acumuladas. La Empresa llevará acabo la revisión periódica de los valores razonables de plantas, instalaciones y equipo en operación, y cada 5 años se evaluará la necesidad de efectuar revaluaciones, de tal manera que el valor en libros no difiera en forma importante de lo que se habría calculado utilizando los valores razonables al final del periodo sobre el cual se informa.

Cualquier aumento en la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación se reconoce en los otros resultados integrales como superávit, excepto si revierte una disminución en la revaluación del mismo activo previamente reconocida en resultados, en cuyo caso el aumento se acredita a resultados en la medida en que reduce el gasto por la disminución efectuada previamente. Una disminución del valor en libros que se originó de la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación, se registra en resultados en la medida que excede el saldo del superávit, si existe alguno.

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación revaluados es reconocida en resultados. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit de revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

Las tasas de depreciación acordes con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE son las siguientes:

Tasa anual %

Centrales generadoras-geotérmicas	Del 2.00 al 3.70
Centrales generadoras-vapor	Del 1.33 al 2.86
Centrales generadoras-hidroeléctricas	Del 1.25 al 2.50
Centrales generadoras-combustión interna	Del 1.33 al 3.03
Centrales generadoras-turbo gas y ciclo combinado	Del 1.33 al 3.03
Central generadora-nuclear	Del 1.33 al 2.50
Subestaciones	Del 1.33 al 2.56
Líneas de transmisión	Del 1.33 al 2.86
Redes de distribución	Del 1.67 al 3.33

ii. Inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se presentan al costo menos la depreciación acumulada y cualquier pérdida acumulada por deterioro.

La depreciación se reconoce y se lleva a resultados, considerando sus vidas útiles utilizando el método de línea recta. La vida útil estimada, el valor residual y el método de depreciación se revisan al final de cada año, y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se deprecian conforme a las siguientes tasas:

Tasa anual %

Edificios

5

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Mobiliario y equipo de oficina	10
Cómputo	25
Equipo de transporte	20
Otros bienes muebles	10

Los terrenos no se deprecian.

Las propiedades que están en proceso de construcción, se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, en el caso de activos calificables, los costos por préstamos capitalizados conforme a la política contable de la Empresa. La depreciación de estos activos, al igual que en otras propiedades, se inicia cuando los activos están listos para su entrada en operación.

Un elemento de plantas, instalaciones y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

Las refacciones capitalizables se deprecian desde el momento en que están disponibles para su uso.

iii. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)

CFE realiza proyectos de inversión para construir activos generadores de ingresos bajo dos esquemas:

Inversión directa

Para construir proyectos de instalaciones eléctricas y que al término de la obra se entregan a la CFE, al momento de la entrega de las obras, materia del contrato, recibidas a satisfacción de CFE, se registra el activo en una cuenta de activo fijo denominada PIDIREGAS, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

Los activos adquiridos bajo el esquema PIDIREGAS, así como la obligación correlativa son registrados al valor contratado del Proyecto.

Inversión condicionada

A partir del año 2000 y con base en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), se dio acceso a productores independientes de generación de energía, los cuales solo pueden vender la energía que producen a CFE. La entidad evaluó que 23 de los contratos existentes con productores independientes, tienen características de arrendamiento de la planta generadora de energía de acuerdo con la INIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios y a su vez, dichos arrendamientos califican como arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17 Arrendamientos, por lo que se registra en una cuenta de activo fijo denominada Productores Independientes, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

e. Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos de forma separada se reconocen al costo. La Empresa evalúa si el activo intangible es de vida finita o indefinida, y en caso de determinar que el intangible es de vida indefinida, el deterioro se valúa en forma anual. En caso de determinar que el intangible es de vida finita, reduce del valor del activo la amortización acumulada y en su caso la pérdida acumulada por deterioro.

La amortización se reconoce con base en el método de línea recta sobre su vida útil estimada, La vida útil estimada, valor residual y método de amortización se revisan al final de cada año y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

f. Deterioro de activos de larga duración en uso

La Empresa revisa el valor en libros de los activos de larga duración en uso, ante la presencia de algún indicio de deterioro que pudiera indicar que el valor en libros de los mismos pudiera no ser recuperable, considerando el mayor entre el valor razonable menos el costo de venderlo y el valor de uso, se efectúa un ajuste en el valor del mismo. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual no se han ajustado las estimaciones de flujos de efectivo futuros.

Los indicios de deterioro que se consideran para estos efectos son, entre otros, las pérdidas de operación o flujos de efectivo negativos en el periodo si es que están combinados con un historial o proyección de pérdidas, que en términos porcentuales, en relación con los ingresos, son substancialmente superiores a las de ejercicios anteriores, efectos de obsolescencia, competencia y otros factores económicos y legales.

g. Instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son reconocidos cuando la Empresa se convierte en una de las partes de un contrato de instrumentos financieros.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Los activos y pasivos financieros son registrados inicialmente a su valor razonable, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo o pasivo financiero (distinto de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable a través de utilidades o pérdidas) son agregados o disminuidos del valor razonable del activo o pasivo financiero, según sea el caso, al reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de un activo o pasivo financiero a valor razonable con cambios en pérdidas o ganancias se reconocen inmediatamente en los resultados.

Activos financieros.

Los activos financieros se clasifican en alguna de las siguientes categorías: Activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados, inversiones mantenidas al vencimiento, activos financieros disponibles para la venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito del activo financiero y se determina al momento del reconocimiento inicial.

Préstamos y cuentas por cobrar.

Las cuentas por cobrar y préstamos son instrumentos financieros con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas por cobrar, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar) se valúan a costo amortizado usando el método de interés efectivo, y se sujetan a pruebas de deterioro.

Las partidas por cobrar se componen principalmente de consumidores público, consumidores gobierno, deudores diversos, energía en proceso de facturación y los préstamos a los trabajadores.

Deterioro de activos financieros.

Los activos financieros, distintos a los activos financieros a valor razonable, se evalúan para determinar si existen indicadores de deterioro al final de cada periodo, y su deterioro se lleva a resultados. Los activos financieros se consideran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después de su reconocimiento inicial, los flujos futuros estimados de la inversión han sido afectados.

Clasificación como pasivo o capital.

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por la Empresa se clasifican, ya sea como pasivos o capital de acuerdo a la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de un pasivo financiero y de instrumento de capital.

Pasivos financieros.

Los pasivos financieros se clasifican a valor razonable o con cambios en pérdidas y ganancias o como otros pasivos financieros (incluyendo préstamos), y son medidos subsecuentemente a su costo amortizado, usando el método de interés efectivo.

La Empresa da de baja un pasivo financiero sí, y sólo si, las obligaciones del Organismo son cumplidas, se cancelan o expiran. La diferencia entre el valor en libros del pasivo financiero dado de baja y la consideración pagada y por pagar es reconocida en resultados del periodo y otros resultados integrales.

Método de interés efectivo.

El método de interés efectivo es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de distribución del ingreso o sólo financiero a lo largo del periodo cubierto por dicho instrumento. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los flujos de efectivo futuros que se estima cobrar o pagar (incluyendo comisiones y gastos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero, o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto, al importe neto en libros del activo o pasivo financiero a la fecha del reconocimiento inicial.

El ingreso o costo se reconoce sobre la base del interés efectivo para aquellos instrumentos financieros distintos de los activos y pasivos financieros clasificados a valor razonable con cambios en resultados.

Compensación.

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto es presentado en el estado de situación financiera cuando, y sólo cuando, la Empresa cuenta con un derecho legal para compensar los montos y tiene el propósito de liquidar sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

h. Instrumentos Financieros Derivados

La Empresa valúa todos los derivados en el balance general a valor razonable o valor de mercado (“mark to market”). Cuando los derivados son designados como cobertura, el reconocimiento del valor razonable depende si la cobertura es de valor razonable o de flujo de efectivo.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Los derivados designados como cobertura reconocen los cambios en valor razonable como sigue: (1) si son de valor razonable, las fluctuaciones tanto del derivado como la partida cubierta se registran contra resultados, o (2) si son de flujo de efectivo, se reconocen temporalmente en el Otro Resultado Integral (ORI) y se reclasifican a resultados cuando la partida cubierta los afecta. La porción inefectiva del cambio en el valor razonable se reconoce de inmediato en resultados, en el resultado integral de financiamiento, independientemente de si el derivado está designado como cobertura de valor razonable o de flujo de efectivo.

La Empresa utiliza principalmente “swaps” de tasa de interés y de divisas y contratos “forward” de divisas para administrar su exposición a las fluctuaciones de tasas de interés y de moneda extranjera. CFE documenta formalmente todas las relaciones de cobertura, en donde describe los objetivos y estrategias de la administración de riesgos para llevar a cabo transacciones con derivados. La política de la Empresa es no realizar operaciones especulativas con instrumentos financieros derivados.

Ciertos instrumentos financieros derivados, aunque fueron contratados con fines de cobertura desde una perspectiva económica, por cambios en la normatividad contable, actualmente no se designan como cobertura para efectos contables sino de negociación. La fluctuación en el valor razonable de estos derivados se reconoce en resultados en el costo financiero.

Se realizaron las pruebas de efectividad sobre los flujos de intercambio de cupones que se llevaron a cabo durante el período enero – diciembre de 2014.

Como método de medición se estableció el cociente del flujo por pagar de la posición primaria y el flujo por recibir del instrumento financiero derivado. Además se revelaron los elementos más importantes de cada intercambio, como fecha de intercambio, las tasas de interés que se utilizaron para el cálculo tanto del flujo de la posición primaria como el flujo del instrumento financiero derivado, la sobretasa que se adiciona a cada tasa de cálculo, la base de cálculo para cada flujo, la frecuencia de períodos y la fecha de cálculo de ambas tasas.

i. Obligaciones asociadas con el retiro de plantas, instalaciones y equipo

Por disposición regulatoria al concluir el servicio de operación de una instalación nuclear (por término de licencias), ésta debe ser desmantelada por razones de seguridad y de protección al medio ambiente.

CFE tiene como política realizar un estudio técnico – económico, el cual debe ser actualizado en forma periódica (cada 5 años) y contempla el costo estimado por este concepto, con base a la producción de energía de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, cuya distribución se hace uniforme en el tiempo de vida útil. El costo de adquisición de las instalaciones nucleares se incrementa con el monto de la valuación de la obligación asociada con el retiro, considerando el efecto de descontarlo a su valor presente.

j. Beneficios a los empleados

Beneficios directos a los empleados. Se valúan en proporción a los servicios prestados, considerando los sueldos actuales y se reconoce el pasivo conforme se devengan. Incluye principalmente incentivos a la productividad, vacaciones, prima vacacional, bonos y reconocimiento de antigüedad de trabajadores temporales, eventuales y permanentes.

Beneficios a los empleados por terminación y otras. El pasivo por beneficios al retiro (primas de antigüedad y pensiones) y por terminación de la relación laboral se registra conforme se devenga, el cual se calcula por actuarios independientes con base en el método de crédito unitario proyectado utilizando tasas de interés nominales, por lo tanto, se está reconociendo el pasivo que a valor presente se estima cubrirá la obligación por estos beneficios a la fecha estimada de retiro de empleados que laboran en la Empresa, contratados hasta el 18 de agosto de 2008 dentro de un plan de pensiones y jubilaciones de beneficios definidos.

Para trabajadores contratados hasta el 18 de agosto de 2008, la Empresa continúa aplicando un plan de pensiones de beneficios definidos y para trabajadores contratados a partir del 19 de agosto de 2008, la Empresa estableció un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida.

k. Impuesto sobre la renta por el remanente distribuible

De acuerdo a lo establecido en la legislación fiscal aplicable, la empresa no causa el gravamen del Impuesto Sobre la Renta (ISR), sin embargo, debe retener y enterar el impuesto, así como exigir la documentación que reúna los requisitos fiscales, cuando haga pagos a terceros y estén obligados a ello en términos de la Ley. La Empresa está obligado a determinar, pagar y reconocer en sus estados financieros consolidados este impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan requisitos fiscales con fundamento en la Ley del Impuesto Sobre la Renta, en el penúltimo y último párrafo del artículo 79 para el ejercicio 2014 y para el ejercicio 2013 en el artículo 95.

Con base en lo descrito en el párrafo anterior, la Empresa determina, valúa, revela y registra en sus estados financieros consolidados, la provisión del impuesto sobre la renta por remanente distribuible.

l. Información por segmentos

CFE al ser una entidad económica pública, de conformidad con lo establecido en la NIF B-5 "Información financiera por segmentos", distingue y revela la información por segmentos, la cual se presenta en el formato utilizado por CFE para evaluar cada actividad con un enfoque gerencial.

m. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen en el período en el que se prestan los servicios de venta de energía eléctrica a los clientes, consecuentemente, la energía ya entregada que se encuentra en proceso de facturación, se considera ingreso del año y su monto se estima con base en la facturación real del bimestre inmediato anterior.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

n. Operaciones en moneda extranjera

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente a la fecha de su celebración. Los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se valúan en moneda nacional al tipo de cambio vigente a la fecha de los estados financieros consolidados, las fluctuaciones cambiarias se registran en los resultados como parte del costo financiero.

o. Transacciones con el Gobierno Federal, Estatales y Municipales

Las principales transacciones que se realizan con el Gobierno Federal, Gobiernos Estatales y Municipales y su tratamiento contable, son como sigue:

Con el Gobierno Federal:

Aprovechamiento

1) Por los bienes aportados a CFE para su explotación

De conformidad con el Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) vigente a partir del 23 de diciembre de 1992, CFE está obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio público de energía eléctrica.

El aprovechamiento se determina anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para las entidades paraestatales en cada ejercicio, para el periodo terminado el 31 de diciembre de 2013, se utilizó la tasa del 9%, ratificada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), dicha tasa se aplica al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior y el monto resultante se carga a los resultados del ejercicio.

El aprovechamiento representa un decremento en beneficios económicos para CFE por un pago al Gobierno Federal, por lo que se registra como un gasto de operación. Este aprovechamiento es compensado contra la insuficiencia tarifaria determinada para complementar tarifas deficitarias (ingresos), por lo que no existe entero al erario federal.

El Reglamento de la LSPEE precisa el concepto de “activo fijo neto en operación”, como lo siguiente:

Para los efectos del artículo 46 de la Ley, se entenderá como activo fijo neto en operación, el activo fijo en operación disminuido de:

- I. La depreciación acumulada;
- II. La deuda pendiente de amortizar directamente relacionada con tales activos, y
- III. Las aportaciones de los solicitantes.

2). Por el patrimonio invertido

De conformidad al artículo 1 de la Ley de Ingresos de la Federación la SHCP puede fijar un aprovechamiento por el patrimonio invertido que, en su caso, debe ser enterado al erario federal, el cual es registrado como una disminución en el patrimonio. El Ejecutivo de igual forma puede determinar anualmente su reinversión en las entidades como aportación patrimonial.

3). Insuficiencia tarifaria para complementar tarifas deficitarias

Corresponde a los recursos que el Gobierno Federal otorga a los usuarios del servicio eléctrico a través de CFE, mediante diversas tarifas deficitarias en venta de energía. De acuerdo con el art 46 de la LSPEE, el aprovechamiento mencionado puede ser compensado contra la insuficiencia tarifaria.

La insuficiencia tarifaria compensable contra el aprovechamiento representa un incremento en beneficios económicos para CFE, por lo que se registra como un ingreso, el excedente no recuperable de la insuficiencia tarifaria se reconoce y se cancela en los estados financieros consolidados de la Empresa.

Con Gobiernos Estatales y Municipales:

Aportaciones. Las aportaciones recibidas de los Gobiernos, Estatal y Municipal para electrificar poblados rurales y colonias populares, para ampliaciones a la red de distribución y aportaciones de otra naturaleza, se registran como un producto por realizar, el cual se realizará de acuerdo con la vida útil del activo que financian dichas aportaciones.

p. Costo financiero

El costo financiero incluye todos los conceptos de ingresos o gastos financieros, tales como los intereses y resultados cambiarios, a medida que ocurren o se devengan.

q. Contingencias y compromisos

Las obligaciones asociadas con contingencias se reconocen como pasivo, cuando existe una obligación presente resultante de eventos pasados y es probable que los efectos se materialicen y se puedan cuantificar razonablemente, de otra forma se revelan en los estados financieros. Los efectos financieros de compromisos de largo plazo establecidos con terceros, como es el caso de contratos de suministro con proveedores o clientes, se reconocen en los estados financieros consolidados. Los compromisos relevantes se revelan en las notas a los estados financieros consolidados. No se reconocen ingresos, utilidades o activos contingentes.

r. Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres

En la aplicación de las políticas contables de la Empresa, la Administración de CFE debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos que no fácilmente aparecen en otras fuentes.

Las estimaciones y supuestos relativos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de esos estimados.

Los estimados y supuestos subyacentes se revisan sobre una base regular. Las revisiones a los estimados contables se reconocen en el periodo de la revisión y periodos futuros, si la revisión afecta tanto al periodo actual como a periodos subsecuentes.

1) Juicios esenciales al aplicar las políticas contables

Contratos con sustancia de arrendamiento

La Administración de CFE ha determinado que ciertos contratos de servicio tienen la sustancia económica de un arrendamiento, ésta determinación estriba, entre otros, de que el cumplimiento dependa de un activo específico y el contrato transfiera el derechos de uso del activo en cuestión, lo cual requiere la aplicación de juicio.

Clasificación de contratos de arrendamiento

Ciertos contratos de arrendamiento deben ser clasificados como arrendamientos capitalizables, ésta clasificación de arrendamientos depende de la medida en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien arrendado son transferidos al arrendatario, considerando la sustancia de la transacción y no la forma de los contratos. La Empresa ha determinado, basado en los términos y condiciones del contrato, que tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios respecto de ciertos activos arrendados.

2) Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

Supuestos básicos respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del periodo sobre el cual se informa, y que tienen un riesgo significativo de provocar ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos durante el próximo año.

I. Estimación para cuentas de cobro dudoso.

La Empresa valúa las cuentas por cobrar a su costo amortizado menos cualquier deterioro utilizando el método del interés efectivo y reconoce una estimación para cuentas de dudosa recuperación (deterioro), cuando se identifica un acontecimiento que genera una pérdida que implique la reducción de la recuperabilidad de flujos de efectivo (pérdida incurrida).

Se considera que si existe evidencia objetiva de que se ha incurrido en una pérdida por deterioro del valor de las cuentas por cobrar en el momento en que se identifiquen detonadores de deterioro o eventos que conduzcan a considerar que la recuperación de cuentas por cobrar es incierta, poco probable y el tiempo transcurrido desde la facturación es prolongado, lo que se conoce como modelo de pérdidas incurridas.

En el caso del sector doméstico, se reserva el 75% del saldo al transcurrir 330 días del vencimiento. En el caso de los sectores agrícolas y de servicios, en donde la experiencia ha mostrado la celebración de negociaciones, se establece como criterio reservar el 25% del saldo de estos sectores al transcurrir 330 días del vencimiento.

La metodología para el cálculo de la estimación de cuentas incobrables se aplica mensualmente, con base en la cartera vencida determinada al mes inmediato anterior. Para el cierre del ejercicio, se determina con la cartera vencida al mes de diciembre.

Una vez agotadas las gestiones de cobro comerciales y jurídicas, se cancelan las cuentas incobrables contra la estimación calculada.

Cuando esta estimación calculada conforme a la metodología antes señalada no sea suficiente para cancelar cuentas derivadas de eventos relevantes, masivos y focalizados con algún tipo de problemática generalizada en alguno de estos sectores (doméstico, agrícola y de servicios), y con una notoria imposibilidad práctica de su cobro, se someten, a la aprobación de la Junta de Gobierno.

El valor en libros se reducirá afectando directamente a la reserva contra la cuenta por cobrar y el importe de la pérdida se reconocerá como resultado del ejercicio.

II. Vida útil y valor residual de propiedades, planta y equipo

La Empresa revisa la vida útil estimada de propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual, las tasas de depreciación se describen en la nota 3-d.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

III. Deterioro de activos

La Empresa realiza pruebas de deterioro cuando existen indicios, estas pruebas implican la estimación de flujos futuros de efectivo que obtendrá la Empresa y de la tasa de descuento más apropiada. La Empresa considera que sus estimaciones en este sentido son adecuadas y coherentes con la actual coyuntura de los mercados y que sus tasas de descuento reflejan adecuadamente los riesgos correspondientes.

La Empresa considera que todas sus transacciones forman parte de una misma unidad generadora de efectivo.

IV. Beneficios a los empleados

La valuación de beneficios a los empleados por pensiones y otros beneficios al retiro está sustentada en cálculos actuariales basados en supuestos relativos a tasas de descuento, tasas de incremento salarial y otras estimaciones actuariales utilizadas. Los supuestos actuariales son actualizados de forma anual, los cambios en estos supuestos pueden tener un efecto significativo en el monto de las obligaciones y en los resultados de la Empresa.

V. Desmantelamiento de la planta nuclear Laguna Verde

El valor de la provisión para el desmantelamiento de la planta nuclear, es calculado con base en supuestos de costo, tasa de inflación, tasas de descuento de largo plazo, tipos de cambio y fechas en las que se espera que se hagan desembolsos.

La revisión de esta estimación se hace constantemente para asegurar que los montos provisionados corresponden al mejor estimado de los costos que eventualmente erogará la Empresa, las variaciones en los supuestos base de las estimaciones, puede traer cambios en los montos registrados.

VI. Energía vendida en proceso de facturación

Los ingresos se reconocen en el período en el que se prestan los servicios de venta de energía eléctrica a los clientes, consecuentemente, la energía ya entregada que se encuentra en proceso de facturación, se considera ingreso del año.

VII. Instrumentos financieros

En la valuación de estos instrumentos, no listados a su valor razonable, la Empresa utiliza modelos de valuación que incorpora a supuestos sujetos a variaciones no predecibles.

La Empresa considera que los supuestos utilizados a la fecha de estos estados financieros consolidados son apropiados y bien fundamentados.

VIII. Aportaciones de clientes

Las aportaciones recibidas de clientes para que la entidad les preste el servicio de energía eléctrica, se registran, reconociendo un activo a su valor razonable por las propiedades que son aportadas por el cliente, y a su vez se reconoce un producto por realizar, de acuerdo con la Interpretación CINIF 18 “Transferencias de activos procedentes de Clientes”. El período de realización de estos productos está relacionado con la vida útil del activo.

4. Instrumentos Financieros

a. Administración del riesgo de patrimonio

La Empresa administra su patrimonio para asegurar que estará en capacidad de continuar como negocio en marcha y cumplir con las regulaciones aplicables. La estructura del patrimonio de la Empresa consiste en la deuda neta y el patrimonio. Adicionalmente, la Empresa no está sujeto a requerimiento alguno impuesto externamente para la administración de su patrimonio.

b. Políticas contables significativas

Los detalles de las políticas contables significativas y métodos adoptados (incluyendo los criterios de reconocimiento, bases de valuación y las bases de reconocimiento de ingresos y egresos) para cada clase de activo financiero, pasivo financiero e instrumentos de capital se revelan en la **Nota 3-g**.

c. Categorías de instrumentos financieros

	31/12/2014	31/12/2013
Activos financieros:		
Efectivo e inversiones temporales	\$ 34,791,693	\$ 34,078,664
Cuentas y documentos por cobrar a consumidores y otros deudores	81,798,350	83,149,018
Préstamos a trabajadores a largo plazo	9,233,151	8,311,746
Instrumentos financieros derivados	13,957,858	13,989,058
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deuda documentada	\$ 154,098,157	\$ 145,218,732
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	13,061,678	13,652,898
Proveedores y contratistas	16,297,132	15,547,240
Depósitos de usuarios y contratistas	18,732,906	16,131,181

d. Objetivos de la administración del riesgo financiero

Parte de las funciones de la Dirección de Finanzas de la Empresa es implementar las estrategias y coordinar el acceso a los mercados financieros nacionales e internacionales, supervisa y administra los riesgos financieros relacionados con las operaciones de la Empresa a través de los informes internos de riesgo y el entorno del mercado, los cuales analizan las exposiciones por grado y la magnitud de los riesgos. Estos riesgos incluyen el riesgo de mercado (incluyendo el riesgo cambiario y el riesgo en las tasas de interés), riesgo de crédito y de liquidez.

La Empresa busca atemperar los efectos de los riesgos de parte de la deuda utilizando instrumentos financieros derivados para cubrirla. El uso de los derivados financieros se rige mediante la política establecida por el Comité delegado interinstitucional de gestión de riesgos financieros asociados a la posición financiera y al precio de los combustibles fósiles (CDIGR) y ratificada por la Junta de Gobierno, la cual provee principios escritos sobre el riesgo cambiario, riesgo de las tasas de interés, riesgo de crédito de contraparte y el uso de instrumentos financieros derivados.

La Empresa no suscribe o negocia instrumentos financieros con fines especulativos.

La función de Tesorería se rige por la política de la SHCP del manejo de las disponibilidades de efectivo, en la que las inversiones que se realizan no son de largo plazo y se efectúan en instrumentos de bajo riesgo, informa mensualmente al comité de inversiones de la Tesorería.

e. Administración del riesgo de crédito

El riesgo de crédito, es el riesgo de que una de las partes de un instrumento financiero cause una pérdida financiera a la otra parte por incumplir una obligación. La Empresa está sujeto al riesgo de crédito principalmente por los instrumentos financieros referidos a efectivo e inversiones temporales, préstamos y cuentas por cobrar e instrumentos financieros derivados con el fin de minimizar el riesgo de crédito en los rubros de efectivo, inversiones temporales e instrumentos financieros derivados, la Empresa únicamente se involucra con partes solventes y de reconocida reputación y alta calidad crediticia. Adicionalmente obtiene suficientes garantías, cuando sea apropiado, como forma de mitigar el riesgo de la pérdida financiera ocasionada por los incumplimientos.

Con el fin de administrar el riesgo de crédito, en el caso de los préstamos y cuentas por cobrar con consumidores, la Empresa considera que el riesgo es limitado pues en caso de no recibir pago por parte del consumidor se apeg a lo establecido por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en cuanto a suspensión de suministro de energía.

Sin embargo, como se señala en la nota 3-r, fracción 2), numeral I., la Empresa provisiona una estimación de cuentas incobrables bajo el modelo de pérdidas incurridas.

El análisis de la antigüedad de los activos financieros no corrientes, sobre los que no se ha considerado necesario realizar estimación alguna al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

CUENTA PÚBLICA | 2014

	2014	2013
Menos de 90 días	\$ 3,263,430	\$ 3,512,803
De 90 a 180 días	4,115,040	4,676,726
Más de 180 días	37,593,197	37,476,614
	\$ 44,971,667	\$ 45,666,143

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que una entidad encuentre dificultad para cumplir con obligaciones asociadas con pasivos financieros que se liquiden mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero.

Como se menciona en la nota 12 Pasivo Pidiregas, el financiamiento que recibe la Empresa, es principalmente a través de deuda contratada y por el arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS. Con el fin de administrar el riesgo de liquidez, la Empresa realiza análisis de flujos de efectivo de manera periódica y mantiene líneas de crédito abiertas con instituciones financieras y proveedores. Adicionalmente, la Empresa está sujeta a control presupuestal por parte del Gobierno Federal, por lo que el techo de endeudamiento neto que cada año autoriza el Congreso de la Unión de acuerdo a sus ingresos presupuestados, no puede ser rebasado.

La siguiente tabla muestra los vencimientos contractuales de los pasivos financieros de la entidad con base en los periodos de pago son:

Al 31 de Diciembre de 2014	Menos de 1 año	Más de 1 año y menos de 3	Más de 3 años y menos de 5	Más de 5 años	Total
Deuda documentada	\$ 14,789,500	\$ 26,109,931	\$ 27,327,622	\$ 85,871,104	\$ 154,098,157
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	13,061,678				13,061,678
Proveedores y contratistas	16,297,132				16,297,132
Depósitos de usuarios y contratistas	18,732,906				18,732,906
Total	\$ 62,881,216	\$ 26,109,931	\$ 27,327,622	\$ 85,871,104	\$ 202,189,873

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

<u>Al 31 de Diciembre de 2013</u>	<u>Menos de 1 año</u>	<u>Más de 1 año y menos de 3</u>	<u>Más de 3 años y menos de 5</u>	<u>Más de 5 años</u>	<u>Total</u>
Deuda documentada	\$ 32,540,555	\$ 20,334,044	\$ 2,636,771	\$ 89,707,362	\$ 145,218,732
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	13,652,898				13,652,898
Proveedores y contratistas	15,547,240				15,547,240
Depósitos de usuarios y contratistas	<u>16,131,181</u>				<u>16,131,181</u>
Total	\$ <u>77,871,874</u>	\$ <u>20,334,044</u>	\$ <u>2,636,771</u>	\$ <u>89,707,362</u>	\$ <u>190,550,051</u>

f. Riesgos de mercado

Las actividades de la Empresa lo exponen principalmente a riesgos financieros de cambios en los tipos de cambio y tasas de interés.

Administración del riesgo cambiario

La Empresa se fondea mediante créditos preferentemente en moneda nacional cuando las condiciones de mercado lo aconsejan, por lo que la deuda actual está denominada mayormente en pesos mexicanos.

La Empresa realiza transacciones denominadas en moneda extranjera; en consecuencia se generan exposiciones a fluctuaciones en el tipo de cambio.

La Empresa utiliza principalmente “swaps” de tasa de interés y de divisas y contratos “forward” de divisas para administrar su exposición a las fluctuaciones de tasas de interés y de moneda extranjera conforme a sus políticas internas.

Los valores en libros de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera al final del periodo sobre el que se informa son los siguientes:

- **Análisis de sensibilidad de moneda extranjera**

La Empresa se encuentra principalmente expuesto a variaciones en el tipo de cambio entre el peso mexicano y dólares estadounidenses y yenes japoneses.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Empresa a un incremento y decremento del 5% en el peso mexicano contra las divisas extranjeras relevantes. El 5% representa la tasa de sensibilidad utilizada cuando se reporta el riesgo cambiario internamente al personal clave de la administración, y representa la evaluación de la administración sobre el posible cambio razonable en las tasas de cambio.

El análisis de sensibilidad incluye únicamente las partidas monetarias pendientes denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al final del periodo para un cambio del 5% en las tasas de cambio. El análisis de sensibilidad incluye préstamos externos así como préstamos de las operaciones extranjeras dentro de la Empresa donde la denominación del préstamo se encuentra en una divisa distinta a la moneda del prestamista o del prestatario. Una cifra positiva (como se aprecia en el cuadro que sigue) indica un incremento en los resultados donde el peso mexicano se fortalece en 5% contra la divisa pertinente. Si se presentara un debilitamiento del 5% en el peso mexicano con respecto a la divisa en referencia, entonces habría un impacto comparable sobre los resultados y los saldos siguientes serían negativos.

		<u>Miles de pesos</u>	
		<u>2014</u>	<u>2013</u>
Resultados	\$	<u>9,588,542</u>	\$ <u>8,513,023</u>

En opinión de la administración, el impacto del riesgo cambiario inherente se repercute a las tarifas eléctricas en el largo plazo a través de los ajustes por inflación y de la fórmula de combustibles que considera además de la inflación, el tipo de cambio peso/dólar.

- **Administración del riesgo de tasas de interés**

La Empresa se encuentra expuesto a riesgo en tasa de interés debido a que obtiene préstamos a tasas de interés variables. El riesgo es manejado por la Empresa manteniendo una combinación apropiada entre los préstamos a tasa fija y a tasa variable, así como con el manejo de instrumentos financieros derivados de cobertura de tasa de interés.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

- Análisis de sensibilidad para las tasas de interés

Los siguientes análisis de sensibilidad han sido determinados con base en la exposición a las tasas de interés tanto para los instrumentos derivados como para los no derivados al final del periodo sobre el que se informa. Para los pasivos a tasa variable, se prepara un análisis suponiendo que el importe del pasivo vigente al final del periodo sobre el que se informa ha sido el pasivo vigente para todo el año. Al momento de informar internamente al personal clave de la gerencia sobre el riesgo en las tasas de interés, se utiliza un incremento o decremento de 0.50 puntos en el caso de la TIE y de 0.01 puntos en el caso de LIBOR, lo cual representa la evaluación de la gerencia sobre el posible cambio razonable en las tasas de interés.

Si la tasa de interés TIE hubiera estado 0.50 puntos por encima/por debajo y todas las otras variables permanecen constantes:

- La pérdida del período que terminó el 31 de diciembre de 2014 y el 31 de diciembre de 2013 aumentaría o disminuiría en \$474,833 y \$330,077 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición de la Empresa a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable; y

Si la tasa de interés LIBOR hubiera estado 0.01 puntos por encima/por debajo y todas las otras variables permanecen constantes:

- La pérdida del período que terminó el 31 de diciembre de 2014 y el 31 de diciembre de 2013 aumentaría o disminuiría en \$5,913 y \$5,309 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición de la Empresa a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable.

g. Valor razonable de los instrumentos financieros

Valor razonable de los instrumentos financieros registrados al costo amortizado

Se considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros consolidados, se aproxima a su valor razonable, incluyendo los siguientes:

	2014		2013	
	<u>Valor en Libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor Razonable</u>
Deuda documentada	\$ 154,098,157	\$ 154,098,157	\$ 145,218,732	\$ 145,218,732
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	13,061,678	13,061,678	13,652,898	13,652,898

Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de determinar el valor razonable

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se determina de la siguiente forma:

- El valor razonable de los activos y pasivos financieros con términos y condiciones estándar y negociados en los mercados líquidos activos se determinan con referencia a los precios cotizados en el mercado.
- El valor razonable de los otros activos y pasivos financieros (sin incluir los instrumentos derivados) se determinan de conformidad con modelos de determinación de precios de aceptación general, que se basan en el análisis del flujo de efectivo descontado utilizando precios de transacciones actuales observables en el mercado y cotizaciones para instrumentos similares.
- Por los términos en que se firmaron los contratos ISDA (International Swaps and Derivatives Association), las contrapartes o instituciones bancarias son los agentes valuadores, y son ellos quienes calculan y envían mensualmente el valor de mercado (que es la valuación monetaria de romper la operación pactada en un momento dado). CFE monitorea este valor y si existe alguna duda u observa alguna anomalía en el comportamiento del valor de mercado solicita a la contraparte una nueva valuación.

Valuaciones a valor razonable reconocidas en el estado de posición financiera

La siguiente tabla proporciona un análisis de los instrumentos financieros que se valúan con posterioridad al reconocimiento inicial a valor razonable, agrupados en niveles del 1 al 2, con base en el grado al que el valor razonable es observable:

		<u>Nivel 1</u>
Activos financieros disponibles para su venta		
Inversiones temporales	\$	<u>19,005,925</u>
Total	\$	<u>19,005,925</u>

El análisis del valor razonable de los activos financieros derivados agrupados en nivel 2 con base en el grado al que el valor razonable es observable, se efectúa en la Nota 11.

Los niveles arriba indicados son considerados como a continuación se indica:

- Nivel 1 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para pasivos o activos idénticos;
- Nivel 2 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de indicadores distintos a los precios cotizados incluidos dentro del Nivel 1, que son observables para el activo o pasivo, bien sea directamente (es decir como precios) o indirectamente (es decir que derivan de los precios).

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

5. Efectivo e Inversiones temporales

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el efectivo e inversiones temporales se integran como sigue:

		<u>2014</u>		<u>2013</u>
Efectivo en caja y bancos	\$	15,785,768	\$	16,415,492
Inversiones temporales		<u>19,005,925</u>		<u>17,663,172</u>
Total	\$	<u>34,791,693</u>	\$	<u>34,078,664</u>

6. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las cuentas por cobrar se integran como sigue:

		<u>2014</u>		<u>2013</u>
Consumidores público	\$	64,846,550	\$	66,455,874
Consumidores gobierno		<u>18,412,951</u>		<u>16,965,181</u>
		83,259,501		83,421,055
Estimación para cuentas de cobro dudoso		<u>(18,697,261)</u>		<u>(18,016,513)</u>
		64,562,240		65,404,542
Documentos por cobrar, reclamaciones a aseguradoras y otros		19,937,321		16,849,991
Impuesto al valor agregado por recuperar		<u>992</u>		<u>894,485</u>
Total	\$	<u>84,500,553</u>	\$	<u>83,149,018</u>

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los saldos y movimientos de la estimación para cuentas de cobro dudoso se integran como sigue:

		<u>2014</u>		<u>2013</u>
Saldo Inicial	\$	18,016,513	\$	13,015,536
Incremento		6,303,158		9,344,610
Recuperaciones		408,138		311,879
Aplicaciones		<u>(6,030,548)</u>		<u>(4,655,512)</u>
Saldo Final	\$	<u>18,697,261</u>	\$	<u>18,016,513</u>

7. Materiales para operación

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los materiales para operación se integran como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Refacciones y equipo	\$ 5,000,300	\$ 3,790,748
Combustibles y lubricantes	12,908,087	12,591,989
Combustible nuclear	<u>4,209,428</u>	<u>4,074,850</u>
	22,117,815	20,457,587
Estimación por obsolescencia	<u>(838,340)</u>	<u>(473,748)</u>
Total	<u>\$ 21,279,475</u>	<u>\$ 19,983,839</u>

8. Plantas, instalaciones y equipos

Los saldos netos de plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se integran como sigue:

Inversión

	Plantas Instalaciones y Equipo en Operación	Refacciones capitalizadas	Obras en proceso	Materiales para Construcción	Total
Sdos 01/Ene/14	1,484,483,037	9,803,929	22,648,478	10,693,890	1,527,629,334
Adquisiciones	41,413,642	-	8,284,328	1,245,585	50,943,555
Revaluación	24,830,757	-	-	-	24,830,757
Rectificación de la revaluación 2013	(54,696,853)	-	-	-	(54,696,853)
Bajas	(7,841,964)	(854,926)	-	-	(8,696,890)
Capitalización	-	-	(3,061,692)	-	(3,061,692)
Sdos 31/Dic/14	<u>1,488,188,619</u>	<u>8,949,003</u>	<u>27,871,114</u>	<u>11,939,475</u>	<u>1,536,948,211</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Depreciación acumulada

Sdos 01/Ene/14	(733,903,333)	(1,109,592)	-	-	(735,012,925)
Sdos Netos 01/Ene/14	750,579,704	8,694,337	22,648,478	10,693,890	792,616,409
Depreciación del periodo	(36,059,516)	(369,864)	-	-	(36,429,380)
Depreciación por bajas	7,024,912	-	-	-	7,024,912
Rectificación de la depreciación de la revaluación 2013	60,866,856	-	-	-	60,866,856
Depreciación Neta	31,832,352	(369,864)	-	-	31,462,488
Saldos 31/Dic/14	(702,070,981)	(1,479,456)	-	-	(703,550,437)
Sdos Netos 31/Dic/14	786,117,638	7,469,547	27,871,114	11,939,475	833,397,774

Valor razonable de plantas, instalaciones, equipo en operación y bienes inmuebles.

La revaluación del periodo por \$24,830,757 corresponde a las mediciones del valor razonable de los bienes inmuebles de la CFE al 31 de diciembre de 2014, las cuales se realizaron por medio de la elaboración de avalúos paramétricos efectuados por parte de valuadores certificados conforme a los lineamientos aplicables en la materia, establecidos por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes (INDAABIN).

La rectificación de la revaluación por \$54,696,853, y de la depreciación de la revaluación por \$60,866,856, se debieron a que en 2014 la Empresa realizó una mejora de diversos factores puntuales de las valoraciones técnicas de las plantas, instalaciones y equipo en operación de la infraestructura eléctrica dando como resultado una optimización de la actualización de los valores contables, el efecto neto en el patrimonio fue de \$6,170,103.

En total, al 31 de diciembre de 2014, la revaluación resultó en un monto neto de \$31,000,860, la cual se refleja en la cuenta de superávit del Patrimonio.

Plantas, instalaciones y equipos en operación - Los saldos de las plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, que incluyen los equipos en PIDIREGAS, se integran como sigue:

	<u>2014</u>		<u>2013</u>
Plantas:			
Vapor	310,604,151	\$	313,437,155
Hidroeléctricas	206,702,447		211,527,184
Nucleoeléctrica	113,852,600		115,403,458
Turbogas y ciclo combinado	55,354,172		52,198,923
Geotérmicas	39,203,990		40,023,191
Combustión interna	2,027,377		1,449,679
Instalaciones no convencionales	2,428,830		1,529,719
Líneas de transmisión y subestaciones de transformación	322,219,387		312,987,298
Fibra Óptica	6,911,292		6,214,326
Redes y subestaciones de distribución	379,219,445		374,247,851
Terrenos en proceso de regularización	570,593		480,537
Edificios administrativos y otros	<u>48,765,956</u>		<u>34,655,337</u>
	1,487,860,240		1,464,154,658
Desmantelamiento CN Laguna Verde	<u>328,379</u>		<u>328,379</u>
	1,488,188,619		1,464,483,037
Menos:			
Depreciación acumulada	<u>702,070,981</u>		<u>713,903,333</u>
Total	\$ <u>786,117,638</u>	\$	<u>750,579,704</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Obras en proceso - Los saldos de obras en proceso al 31 de Diciembre de 2014 y 2013 se integran como sigue:

Planta:	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Vapor	\$ 424,456	\$ 532,551
Hidroeléctricas	5,345,230	5,369,817
Nucleoeléctricas	341,051	445,243
Turbogas y ciclo combinado	648,714	598,480
Geotérmicas	1,468,241	1,449,011
Combustión interna	218,379	274,295
Líneas, redes y subestaciones	17,472,029	11,155,134
Oficinas e instalaciones generales	661,281	1,767,685
Anticipos para construcción	<u>1,291,733</u>	<u>1,056,262</u>
Total	\$ <u>27,871,114</u>	\$ <u>22,648,478</u>

Materiales para construcción - Los saldos de materiales para construcción al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integran como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Refacciones y equipo	\$ 9,350,905	\$ 8,469,876
Materiales en poder de terceros	<u>2,588,570</u>	<u>2,224,014</u>
Total	\$ <u>11,939,475</u>	\$ <u>10,693,890</u>

Refacciones capitalizables - Los saldos de refacciones capitalizables al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se integran como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Refacciones capitalizables	\$ 8,949,003	\$ 9,803,929
Menos		
Depreciación acumulada	<u>1,479,456</u>	<u>1,109,592</u>
Total	\$ <u>7,469,547</u>	\$ <u>8,694,337</u>

9. Bienes en comodato

Con fecha 11 de octubre de 2009, el Ejecutivo Federal decretó la extinción de la Empresa Descentralizado Luz y Fuerza del Centro, encargando al Servicio de Enajenación de Bienes (SAE), poner a disposición de CFE todos los bienes útiles afectos al servicio de energía eléctrica, a quien por Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, le corresponde operar este servicio.

Con esa misma fecha, el SAE y la CFE celebran un convenio que ratifican posteriormente el 11 de agosto de 2010, mediante el cual acuerdan que a partir de la entrada en vigor del decreto antes referido, el SAE entrega en comodato a título gratuito los bienes útiles al servicio eléctrico en la Zona Centro del país para atender a más de 6 millones de clientes; asimismo se acuerda que a partir del 11 de octubre los ingresos y los costos de la operación, conservación y mantenimiento de la infraestructura corresponderán a la CFE.

La vigencia del contrato de comodato es de tres años contados a partir del 11 de octubre de 2009; el 11 de octubre de 2012 dicha vigencia quedó prorrogada automáticamente por un período de tres años más.

Para efectos de identificación y valuación de los bienes objeto del contrato de comodato, el SAE dispuso de los servicios de despachos especializados en la práctica de inventarios físicos valorizados, obteniendo un importe de \$ 106,496,100, mismo que la CFE registro en cuentas de orden desde el cierre de 2011, este importe comprende tanto infraestructura eléctrica como bienes muebles e inmuebles. Al 31 diciembre de 2014 y 2013, el importe de estos bienes asciende a \$100,694,123 y 104,175,000, respectivamente.

10. Instrumentos Financieros Derivados

- Los saldos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los instrumentos financieros derivados e intereses son como sigue:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Con fines de cobertura		
Activo	<u>\$ 9,974,406</u>	<u>\$ 9,952,071</u>
Pasivo	<u>\$ 9,621,788</u>	<u>\$ 10,647,961</u>
Con fines de negociación		
Activo	<u>\$ 3,983,452</u>	<u>\$ 4,036,987</u>
Pasivo	<u>\$ 4,933,590</u>	<u>\$ 4,388,176</u>
Total Instrumentos Financieros Derivados		
Activo	<u>\$ 13,957,858</u>	<u>\$ 13,989,058</u>
Pasivo	<u>\$ 14,555,378</u>	<u>\$ 15,036,137</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

- **Instrumento financiero con fines de negociación** - El 17 de septiembre de 2002, CFE colocó en el mercado japonés un bono por 32 mil millones de yenes japoneses a una tasa de interés de 3.83% anual y con vencimiento en septiembre de 2032. De manera simultánea, CFE realizó una operación de cobertura por la cual recibió un monto de 269'474,000 dólares americanos, equivalentes a los 32 mil millones de yenes al tipo de cambio spot de la fecha de la operación de 118.7499 yenes por dólar americano. La operación consiste en una serie de "Forwards" de divisa que permiten fijar el tipo de cambio yen/dólar, durante el plazo establecido de la operación en 54.0157 yenes por dólar americano. Como resultado de la operación, CFE paga una tasa de interés equivalente al 8.42% anual en dólares. El efecto de valuación de los "Forwards" de divisa se registra en el Costo Financiero; una ganancia (pérdida) en dicho costo compensa una pérdida (ganancia) en el pasivo subyacente.

La obligación final de la CFE es pagar los yenes japoneses con base en los vencimientos al acreedor, teniendo el derecho de recibir de la institución con la cual se contrató la cobertura, yenes a cambio de ciertos dólares establecidos con el contrato del instrumento financiero. El resultado de la transacción con la institución con la cual se contrató el instrumento financiero es como sigue:

		Tipo de cambio (Diciembre 2014)	Moneda nacional (miles de pesos)
Bienes a recibir (activo)	32,000'000,000 yenes	0.1227	\$ 3,926,400
Bienes a entregar (pasivo)	269'474,000 dólares	14.7180	\$ 3,966,118
Bienes a entregar, neto			\$ (39,718)

A partir del 17 de marzo de 2003 y hasta el 17 de septiembre de 2032, la CFE está obligada a realizar pagos semestrales por la cantidad de 11'344,855 dólares americanos equivalentes a 612'800,000 yenes japoneses, por lo que la suma total que la CFE está obligada a entregar en los próximos 18 años es de 408'414,794 dólares americanos y el monto total que recibirá será de 22,060'800,000 yenes japoneses.

Adicionalmente, al término del contrato de cobertura, las partes celebraron un contrato de compra por parte de CFE, de un "Call Europeo" mediante el cual CFE adquiere el derecho de comprar yenes japoneses al vencimiento, a precio de mercado, en caso de que el tipo de cambio yen/dólar se cotice por debajo de 118.7498608401 yenes por dólar y la venta por parte de CFE de un "Call Europeo" mediante el cual CFE vende la protección de una apreciación del tipo de cambio yen/dólar por encima de 27.8000033014 yenes por dólar.

En caso de que la CFE decidiera cancelar en forma anticipada la cobertura ("forwards" de divisa), se originaría una pérdida extraordinaria estimada al 31 de diciembre de 2014, en 64'556,200 dólares americanos, aproximadamente. La pérdida fue estimada por J. Aron & Company (agente de cálculo), tomando como base el valor razonable de la cobertura a la fecha de la estimación.

- Los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 31 de diciembre de 2014 se detallan a continuación:
-

Contraparte	Posición primaria	Objeto	Monto del nocial	Subyacente	Valor de mercado	Fecha de inicio de cobertura	Fecha de terminación de la cobertura	Tasa / tipo de moneda recibo	Tasa / tipo de moneda pago	% cubierto
ING BANK	\$ 569,363	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 540,895	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (373)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	95%
BANCOMER	\$ 510,638	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 510,638	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (352)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	100%
ING BANK	\$ 894,954	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 850,206	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (574)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7800%	95%
BANCOMER	\$ 839,688	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 797,703	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (538)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7800%	95%
SANTANDER SERFIN	\$ 1,072,519	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,018,623	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (702)	17 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	95%
ING BANK	\$ 1,005,343	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,005,343	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (689)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8600%	100%
HSBC	\$ 1,251,699	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,215,305	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (816)	24 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7600%	97%
HSBC	\$ 1,038,911	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,038,911	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (695)	1 de marzo de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7395%	100%
BANAMEX	\$ 1,702,516	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,617,390	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (24,812)	7 de diciembre de 2007	26 de mayo de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.1950%	95%
BANAMEX	\$ 368,987	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 350,538	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (7,723)	15 de febrero de 2008	4 de agosto de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.2200%	95%
BANCOMER	\$ 1,314,758	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,249,020	Tasa de interés CETES 91 + 0.50%	\$ (17,723)	6 de diciembre de 2007	23 de febrero de 2017	CETES 91 + 0.50%	8.3650%	95%
BANAMEX	\$ 787,092	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 787,092	Tasa de interés CETES 91 + 0.45%	\$ (15,483)	24 de abril de 2008	11 de enero de 2018	CETES 91 + 0.45%	7.9000%	100%
J.P. MORGAN	\$ 697,928	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 593,239	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (8,349)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	6.0900%	85%
HSBC	\$ 651,004	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 553,353	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (7,541)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	6.0700%	85%
CREDIT AGRICOLE	\$ 590,622	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 502,029	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (6,759)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	6.0850%	85%
BANCOMER	\$ 425,546	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 372,183	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (5,161)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	6.0700%	87%
BNP PARIBAS	\$ 435,552	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 371,525	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (5,244)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	6.1000%	85%
GOLDMAN SACHS	\$ 422,726	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 370,171	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (4,979)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	6.0500%	88%
SANTANDER SERFIN	\$ 547,802	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 533,627	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (6,386)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	5.9800%	97%
CREDIT AGRICOLE	\$ 595,093	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,452	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (5,955)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	5.9650%	89%
HSBC	\$ 554,726	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,430	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (6,363)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	5.9800%	96%
BANCOMER	\$ 580,614	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 529,682	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (6,453)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	5.9800%	91%
BANAMEX	\$ 576,581	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 529,264	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (6,337)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	5.9750%	92%
GOLDMAN SACHS	\$ 558,268	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 527,253	Tasa de interés THIE 28 + 0.45%	\$ (6,443)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	THIE 28 + 0.45%	5.9850%	94%
CREDIT AGRICOLE	\$ 468,606	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 374,884	Tasa de interés THIE 28 + 1.59%	\$ (1,894)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	THIE 28 + 1.59%	6.8180%	80%
BANAMEX	\$ 459,982	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 367,985	Tasa de interés THIE 28 + 1.59%	\$ (2,090)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	THIE 28 + 1.59%	6.8100%	80%
SANTANDER	\$ 450,342	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 360,274	Tasa de interés THIE 28 + 1.59%	\$ (2,123)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	THIE 28 + 1.59%	6.8290%	80%
HSBC	\$ 436,070	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 348,856	Tasa de interés THIE 28 + 1.59%	\$ (2,029)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	THIE 28 + 1.59%	6.8300%	80%
CREDIT SUISSE	USD 16,788	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 12,005	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 14,065	24 de enero de 2005	24 de julio de 2021	Dólares americanos	Pesos	72%
CREDIT SUISSE	USD 10,750	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 8,311	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 10,233	2 de febrero de 2005	2 de febrero de 2023	Dólares americanos	Pesos	77%
DEUTSCHE BANK	USD 208,188	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 171,323	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 187,207	3 de mayo de 2005	21 de junio de 2021	Dólares americanos	Pesos	82%
GOLDMAN SACHS	USD 49,296	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 40,977	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 47,535	26 de marzo de 2005	26 de marzo de 2022	Dólares americanos	Pesos	83%
GOLDMAN SACHS	USD 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR /Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (3,443)	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
DEUTSCHE BANK	USD 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR /Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (20,336)	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
GOLDMAN SACHS	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,662	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR /Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (55,339)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,662	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR /Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (60,559)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 255,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 233,750	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR /Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (88,023)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%

- Medición de efectividad de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 31 de diciembre de 2014.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Nombre de la Cobertura de Acuerdo a la Documentación	Fecha de Intercambio	Flujo por Recibir		%	Tasa que se Utilizó para Calcular el		Sobretasa	Base de Cálculo para Ambos	Frecuencia de	Fecha de Cálculo de Ambas Tasa
		Flujo por Pagar de la Posición Primaria	Flujo por Recibir del Instrumento Derivado		Flujo de la Posición Primaria	Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo del Instrumento Derivado				
BANAMEX 2	2 de enero de 2014	\$ 1,401	\$ 1,401	100 %	3.97 %	3.97 %	0.65 %	ACTUAL / 360	Semestral	27 de junio de 201
BANCOMER BANAMEX	3 de enero de 2014	\$ 16,143	\$ 16,143	100 %	3.7877 %	3.7877 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	4 de diciembre de 201
ING IV	16 de enero de 2014	\$ 3,501	\$ 3,501	100 %	3.46 %	3.46 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	17 de octubre de 201
ICO 4	24 de enero de 2014	USD 401	USD 401	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 20K
BANCOMER 2	31 de enero de 2014	\$ 5,466	\$ 5,466	100 %	3.7900 %	3.7900 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de diciembre de 201
BANCOMER BANAMEX	31 de enero de 2014	\$ 15,016	\$ 15,016	100 %	3.7950 %	3.7950 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	31 de diciembre de 201
ICO 8	4 de febrero de 2014	USD 256	USD 256	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 20K
BANCOMER 1	7 de febrero de 2014	\$ 3,126	\$ 3,126	100 %	3.94 %	3.94 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	8 de agosto de 201
ING III	27 de febrero de 2014	\$ 4,602	\$ 4,602	100 %	3.50 %	3.50 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	28 de noviembre de 201
BANCOMER 2	28 de febrero de 2014	\$ 4,924	\$ 4,924	100 %	3.7761 %	3.7761 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de enero de 201
BANCOMER BANAMEX	28 de febrero de 2014	\$ 14,936	\$ 14,936	100 %	3.7726 %	3.7726 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de enero de 201
ING II	7 de marzo de 2014	\$ 12,003	\$ 12,003	100 %	3.52 %	3.52 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	5 de diciembre de 201
ICO 5 6 Y 7	26 de marzo de 2014	USD 1,334	USD 1,334	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	4 de mayo de 20K
BANCOMER BANAMEX	28 de marzo de 2014	\$ 15,020	\$ 15,020	100 %	3.7962 %	3.7962 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	26 de febrero de 201
BANCOMER 2	31 de marzo de 2014	\$ 5,467	\$ 5,467	100 %	3.7917 %	3.7917 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de febrero de 201
ING IV	16 de abril de 2014	\$ 2,999	\$ 2,999	100 %	3.36 %	3.36 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	16 de enero de 201
BANCOMER BANAMEX	25 de abril de 2014	\$ 15,057	\$ 15,057	100 %	3.8067 %	3.8067 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	26 de marzo de 201
BANCOMER 2	30 de abril de 2014	\$ 5,311	\$ 5,311	100 %	3.8125 %	3.8125 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	28 de marzo de 201
BANAMEX 1	21 de mayo de 2014	\$ 1,058	\$ 1,058	100 %	3.56 %	3.56 %	0.65 %	ACTUAL / 360	Semestral	21 de noviembre de 201
BANCOMER BANAMEX	23 de mayo de 2014	\$ 15,085	\$ 15,085	100 %	3.8145 %	3.8145 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	23 de abril de 201
ING III	29 de mayo de 2014	\$ 3,829	\$ 3,829	100 %	3.34 %	3.34 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	27 de febrero de 201
IXE 1	30 de mayo de 2014	\$ 11,508	\$ 11,508	100 %	3.57 %	3.57 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	28 de noviembre de 201
BANCOMER 2	2 de junio de 2014	\$ 5,824	\$ 5,824	100 %	3.7950 %	3.7950 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de abril de 201
ING II	6 de junio de 2014	\$ 7,612	\$ 7,612	100 %	3.31 %	3.31 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	6 de marzo de 201
GOLDMAN SACHS 1 Y 3	13 de junio de 2014	USD 6,084	USD 6,084	100 %	0.3441 %	0.3441 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	12 de diciembre de 201
GOLDMAN SACHS 2 4 Y 5	13 de junio de 2014	USD 11,164	USD 11,164	100 %	0.3441 %	0.3441 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	12 de diciembre de 201
ICO 2 Y 3	19 de junio de 2014	USD 5,684	USD 5,684	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	3 de mayo de 20K
BANCOMER BANAMEX	20 de junio de 2014	\$ 15,063	\$ 15,063	100 %	3.8085 %	3.8085 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	21 de mayo de 201
BANCOMER 2	30 de junio de 2014	\$ 4,926	\$ 4,926	100 %	3.7785 %	3.7785 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de mayo de 201
BANAMEX 2	2 de julio de 2014	\$ 625	\$ 625	100 %	3.54 %	3.54 %	0.65 %	ACTUAL / 360	Semestral	31 de diciembre de 201
ING IV	17 de julio de 2014	\$ 3,057	\$ 3,057	100 %	3.35 %	3.35 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	16 de abril de 201
BANCOMER BANAMEX	18 de julio de 2014	\$ 13,300	\$ 13,300	100 %	3.31 %	3.31 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	18 de junio de 201
ICO 4	24 de julio de 2014	USD 398	USD 398	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 20K
BANCOMER 2	31 de julio de 2014	\$ 4,590	\$ 4,590	100 %	3.3050 %	3.3050 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de junio de 201
ICO 8	4 de agosto de 2014	USD 257	USD 257	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 20K
BANCOMER 1	8 de agosto de 2014	\$ 2,488	\$ 2,488	100 %	3.56 %	3.56 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de febrero de 201
BANCOMER BANAMEX	15 de agosto de 2014	\$ 12,234	\$ 12,234	100 %	3.2970 %	3.2970 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	16 de julio de 201
ING III	28 de agosto de 2014	\$ 3,868	\$ 3,868	100 %	3.38 %	3.38 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	29 de mayo de 201
BANCOMER 2	1 de septiembre de 2014	\$ 4,741	\$ 4,741	100 %	3.3075 %	3.3075 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de julio de 201
ING II	5 de septiembre de 2014	\$ 7,779	\$ 7,779	100 %	3.40 %	3.40 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	5 de junio de 201
BANCOMER BANAMEX	12 de septiembre de 2014	\$ 12,225	\$ 12,225	100 %	3.2941 %	3.2941 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	13 de agosto de 201
ICO 5 6 Y 7	26 de septiembre de 2014	USD 1,328	USD 1,328	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	4 de mayo de 20K
BANCOMER 2	30 de septiembre de 2014	\$ 4,277	\$ 4,277	100 %	3.2860 %	3.2860 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	1 de septiembre de 201

Nombre de la Cobertura de Acuerdo a la Documentación	Fecha de Intercambio	Flujo por Pagar de la Posición Primaria	Flujo por Recibir del Instrumento Derivado	Efectividad %	Tasa que se Utilizó			Base de Cálculo para Ambos Flujos	Frecuencia de Periodos	Fecha de Cálculo de Ambas Tasa
					para Calcular el Flujo de la Posición Primaria	Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo del Instrumento Derivado	Sobretasa			
BANCOMER BANAMEX	10 de octubre de 2014	\$ 12,185	\$ 12,185	100 %	3.2818 %	3.2818 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	10 de septiembre de 201
ING IV	16 de octubre de 2014	\$ 2,326	\$ 2,326	100 %	2.8900 %	2.8900 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	17 de julio de 201
BANCOMER 2	31 de octubre de 2014	\$ 4,578	\$ 4,578	100 %	3.2916 %	3.2916 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de septiembre de 201
BANCOMER BANAMEX	7 de noviembre de 2014	\$ 12,236	\$ 12,236	100 %	3.2975 %	3.2975 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	8 de octubre de 201
ING III	28 de noviembre de 2014	\$ 2,831	\$ 2,831	100 %	2.8700 %	2.8700 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	28 de agosto de 201
IXE 1	28 de noviembre de 2014	\$ 9,709	\$ 9,709	100 %	3.5100 %	3.5100 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	29 de mayo de 201
BANCOMER 2	1 de diciembre de 2014	\$ 4,568	\$ 4,568	100 %	3.2810 %	3.2810 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de octubre de 201
ING II	5 de diciembre de 2014	\$ 3,379	\$ 3,379	100 %	2.8500 %	2.8500 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	4 de septiembre de 201
BANCOMER BANAMEX	5 de diciembre de 2014	\$ 12,164	\$ 12,164	100 %	3.2755 %	3.2755 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	5 de noviembre de 201
GOLDMAN SACHS 1 Y 3	12 de diciembre de 2014	USD 6,039	USD 6,039	100 %	0.3240 %	0.3240 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	12 de junio de 201
GOLDMAN SACHS 2 4 Y 5	12 de diciembre de 2014	USD 11,081	USD 11,081	100 %	0.3240 %	0.3240 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	12 de junio de 201
ICO 2 Y 3	19 de diciembre de 2014	USD 5,653	USD 5,653	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	3 de mayo de 200
BANCOMER 2	31 de diciembre de 2014	\$ 4,434	\$ 4,434	100 %	3.2965 %	3.2965 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	28 de noviembre de 201

Medición de Efectividad.

Comisión Federal de Electricidad utiliza la gestión de riesgo para mitigar la exposición a la volatilidad en las tasas de interés y tipos de cambio, por lo anterior, la Entidad ha contratado swaps plain vanilla de tasas de interés y monedas. Con esto, los flujos variables de la posición primaria han sido cubiertos al 100% por flujos que se reciben del Instrumento Financiero Derivado.

Metodología para la Medición de la Efectividad.

Como método de medición se estableció el cociente del flujo por pagar de la posición primaria y el flujo por recibir del instrumento financiero derivado. En las pruebas de medición de efectividad que se realizaron a los flujos de intercambio la efectividad fue del 100%.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Además, se revelaron las características críticas más importantes de cada intercambio como fecha de intercambio, las tasas de interés que se utilizaron para el cálculo tanto del flujo de la posición primaria como el flujo del instrumento financiero derivado, la sobretasa que se adiciona a cada tasa de cálculo, la base de cálculo para cada flujo, la frecuencia de períodos y la fecha de cálculo de ambas tasas.

Con esto, se puede observar y concluir que las características críticas tanto del flujo de la posición primaria como el flujo del instrumento financiero derivado son exactamente iguales y la efectividad de cada Instrumento Financiero Derivado contratado por la Entidad es del 100%.

Pruebas de Sensibilidad.

De acuerdo con las NIIF, se calculó la sensibilidad de la variación en el valor de mercado de los instrumentos financieros derivados contratados por CFE.

Para el caso de la operación con fines de negociación de monedas (Forward) se obtiene que la variación de un centavo en el tipo de cambio provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.0679 %, es decir \$4,084 (miles de pesos) para el 31 de diciembre de 2014.

Para el caso de las operaciones de cobertura de tasa de interés y monedas (Cross Currency Swaps) se obtiene que la variación de un centavo en el tipo de cambio provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.0679 %, es decir \$7,296 (miles de pesos) para el 31 de diciembre de 2014.

Para el caso de las operaciones de cobertura de tasa de interés (Interest Rate Swaps) se obtiene que la variación de un punto base en el tasa de interés provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.1806 %, es decir \$679 (miles de pesos) para el 31 de diciembre de 2014.

Comentarios sobre el Valor de Mercado (Mark to Market) y el Ajuste por Riesgo de Crédito y su Nivel de Jerarquía.

El neto del valor de mercado limpio de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura (Mark to Market) al 31 de diciembre de 2014 asciende a \$83,228 (miles de pesos) que se incluyen en el patrimonio y está integrado por \$336,168 en contra de CFE, incluidos en el valor del pasivo del rubro de instrumentos financieros y \$252,940 a favor de CFE, incluidos en el valor del activo del rubro de instrumentos financieros.

Por los términos en que se firmaron los contratos ISDA (International Swaps and Derivatives Association), las contrapartes o instituciones bancarias son los agentes valuadores, y son ellos quienes calculan y envían mensualmente el Mark to Market. CFE monitorea el Mark to Market y si existe alguna duda u observa alguna anomalía en el comportamiento del Mark to Market solicita a la contraparte una nueva valuación.

Por lo anterior el Valor de Mercado que envía el agente de cálculo o contraparte solamente es un valor indicativo, ya que los modelos que utilizan los bancos pueden diferir entre sí.

Ajuste del Valor Razonable o Mark to Market por Riesgo de Crédito

De acuerdo a las IFRS's, el valor razonable o Mark to Market (MTM) debe reflejar la calidad crediticia del Instrumento Financiero Derivado. Al incorporar el riesgo de crédito al Mark to Market de los Instrumentos Financieros Derivados, se reconoce la probabilidad que una de las contrapartes puedan caer e incumplimiento y por lo tanto se refleja la calidad crediticia del Instrumento Financiero Derivado, de acuerdo al IFRS.

De lo anterior, Comisión Federal de Electricidad realizó el ajuste a los Valores Razonables o Mark to Market que representan un riesgo de crédito para la entidad.

Metodología para ajustar el Valor Razonable o Mark to Market por Riesgo de Crédito.

Para realizar el ajuste al valor razonable de los instrumentos financiero derivados bajo las IFRS's por concepto de riesgos de crédito, Comisión Federal de Electricidad adoptará el concepto del Credit Value Adjustment (CVA).

El CVA integra los conceptos de exposición o pérdida potencial, probabilidad de incumplimiento y tasa de recuperación, su fórmula es:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

$$CVA = Exp * q * (1 - r)$$

En donde:

Exp = Exposición

q = Probabilidad de Incumplimiento

r = Tasa de Recuperación

Simplificaciones:

$$Exp = MTM$$

$$q * (1-r) = \text{Factor de ajuste}$$

$$CVA = MTM * \text{Factor de Ajuste}$$

La exposición se considerará como el valor de mercado (MTM) total de cada contraparte, es decir, la sumatoria de todos los MTM que tengamos con la institución financiera.

La probabilidad de incumplimiento por uno menos la tasa de recuperación será el factor de ajuste a la sumatoria de los valores de mercado o exposición de cada contraparte.

Para obtener la probabilidad de incumplimiento (q) se tomarán los Credit Default Swap (CDS) de las contrapartes a su más cercano plazo disponible, en el entendido que el ajuste del CVA se llevará a cabo mes con mes. Los CDS son datos que reflejan la visión del mercado sobre el riesgo de crédito y es información transparente para todo ente financiero.

Para el efecto de cálculo del CVA la tasa de recuperación (r) será de cero, esta tasa es totalmente conservadora, ya que el estándar en el mercado financiero es del 40%.

Una vez obtenido el CVA se procederá al ajuste del MTM de la siguiente forma:

$$MTM \text{ ajustado} = MTM - CVA$$

En el caso de que CFE mantenga colateral por concepto de depósitos en garantía, el CVA no se modificará ya que la tasa de recuperación determinada por la CFE es cero.

Políticas.

Esta mecánica se aprobó por el Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR) como política de ajuste al valor razonable de los Instrumentos Financieros Derivados.

El ajuste al valor de mercado (MTM) se realizará de forma mensual, siempre y cuando la posición total de la exposición de cada contraparte este a favor de la CFE, es decir, la valuación de mercado es positiva para la entidad y por consecuencia existe un riesgo de crédito.

En el caso de que la posición total del MTM se encuentre negativa para la entidad, no se procederá a realizar dicho ajuste, toda vez que el riesgo de crédito será de la contraparte y no de la CFE.

CONTRAPARTE	MTM	MTM AJUSTADO	AJUSTE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014
Credit Suisse	24,298	24,025	273
Deutsche Bank	18,289	18,237	52
Colaterales Recibidos			0
Total Costo (miles de pesos)			325

Jerarquía del Valor Razonable o Mark to Market

Para incrementar la consistencia y comparabilidad de las medidas de valor justo y sus revelaciones, las IFRS establecen una jerarquía de valor justo que prioriza en tres niveles de los datos en las técnicas de valuación usadas, esta jerarquía otorga la mayor prioridad a los precios cotizados (sin ajuste) en los mercados activos para activos y pasivos (nivel 1) y la más baja prioridad para datos no observables (nivel 3).

La disponibilidad de información relevante y su relativa subjetividad puede afectar la selección apropiada de la técnica de valuación, sin embargo la jerarquía de valor justo prioriza los datos sobre las técnicas de valuación.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Información de valuación Nivel 2

Como se ha explicado anteriormente en la nota 10, y por los términos en que se firmaron los contratos ISDA, las contrapartes o instituciones financieras son los agentes valuadores, y son ellos quienes calculan y envían mensualmente el Mark to Market.

Por lo tanto se determina que el nivel de jerarquía del Mark to Market de la Entidad al 31 de diciembre de 2014 es de **NIVEL 2** por los siguientes puntos:

- a) Es información distinta a precios cotizados, e incluye tanto información de nivel uno que es observable directa o indirecta.
- b) Precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos.
- c) Información distinta de precios cotizados que es observable.
- d) Información que sea derivada principalmente de información observable y correlacionada a través de otros medios.

Discusión de la administración sobre las políticas de uso de Instrumentos Financieros Derivados

- 1) Los objetivos para celebrar operaciones con derivados

La Comisión Federal de Electricidad podrá realizar cualquier tipo de cobertura financiera explícita, ya sea a las tasas de interés y/o a los tipos de cambio, o aquellas estrategias que sean necesarias para mitigar el riesgo financiero al que se enfrenta la Entidad.

- 2) Instrumentos utilizados

La CFE podrá comprar o vender uno o más de los siguientes tipos de instrumentos, en forma individual o colectiva, siempre que se mantenga el cumplimiento dentro de los límites y pautas de gestión de riesgos aprobados.

- 1.- Futuros, forwards y swaps
- 2.- Adquisición de opciones de compra
- 3.- Adquisición de opciones de venta
- 4.- Adquisición de collares o túneles
- 5.- Adquisición de futuros de participación

3) Estrategias de cobertura o negociación implementadas

La CFE no puede vender opciones de compra, opciones de venta ni otro instrumento abierto que exponga a CFE a un riesgo ilimitado, y no sea compensado totalmente por una posición correspondiente pero opuesta.

4) Mercados de Negociación

Nacionales y Extranjeros.

5) Contrapartes elegibles

Cualquier Banco o Institución Financiera con quien CFE tenga firmado un ISDA.

6) Políticas para la designación de agentes de cálculo o valuación.

En todos los contratos ISDA está definido que la contraparte es el agente de cálculo.

7) Principales condiciones o términos de los contratos

Los ISDA (International Swaps and Derivatives Association) son contratos estandarizados y las condiciones son las mismas en todos. Solamente en las confirmaciones hay particularidades.

8) Políticas de Márgenes

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

En el caso de que el valor de mercado de alguna operación sea superior al nivel de mantenimiento pactado en los contratos ISDA y sus suplementos, la contraparte emite vía fax o correo electrónico una solicitud de depósito de colateral en cuenta de margen. CFE envía el depósito en garantía a la contraparte. Mientras exista un depósito por llamada de margen, el valor de mercado es revisado por el “agente de cálculo”, definido en el contrato ISDA, de manera diaria, con el objeto de que la entidad pueda solicitar la devolución del colateral cuando el valor de mercado regrese a niveles por debajo del nivel de mantenimiento pactado. Estos depósitos en garantía se consideran como un activo restringido en operaciones con instrumentos financieros derivados para CFE y se le da el tratamiento contable correspondiente.

Para el 31 de diciembre de 2014, CFE tiene depósitos en garantía o llamadas de margen por un monto de 30.9 millones de dólares americanos.

9) Colaterales y Líneas de Crédito.

Las líneas de crédito definidas para depósitos de colaterales están establecidas en cada uno de los convenios ISDA firmado con cada contraparte.

10) Procesos y niveles de autorización requeridos por tipo de operación (cobertura simple, cobertura parcial, especulación) indicando si las operaciones con derivados obtuvieron previa aprobación por parte del o los comités que desarrollen las actividades en materia de prácticas societarias y de auditoría.

Los límites a la extensión de transacciones e instrumentos financieros derivados se establecen en función de las condiciones generales de la posición primaria y del subyacente a cubrir.

CFE podrá contratar operaciones de cobertura con derivados financieros, ya sea a las tasas de interés y/o a los tipos de cambio, cuando las condiciones de los mismos sean espejo de la posición primaria y subyacente a cubrir.

CFE cuenta con el Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR). Cuando dicho Comité está en pleno y junto con los representantes de la SHCP y BANXICO, quienes forman parte del CDIGR podrá autorizar a CFE:

A) La contratación de derivados financieros con condiciones distintas a los de la posición primaria y/o subyacente a cubrir

B) La liquidación de posiciones

C) Cualquier otra operación con instrumentos derivados financieros que resulte conveniente para CFE

El CDIGR tendrá la facultad de modificar, reducir, o ampliar los Lineamientos de Operación de la Gestión de Riesgos Financieros de la CFE, en cuyo caso deberá informarlo ante la H. Junta de Gobierno para obtener su autorización.

11) Procedimientos de control interno para administrar la exposición a los riesgos de mercado y de liquidez en las posiciones de instrumentos financieros

El Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR) revisa los puntos mencionados anteriormente y se aprueban los Lineamientos de Operación de la Gestión de Riesgos.

Finalmente existe un presupuesto autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para hacer frente a los compromisos ya contratados y por contratar relacionados con instrumentos financieros derivados.

11. Deuda Documentada

Los saldos de la deuda documentada al 31 de Diciembre de 2014 y 2013 se integran como sigue:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Deuda externa	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2014		2013	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 14.718 a diciembre 2014 y de \$13.0765 a diciembre 2013.	Bilateral	Fija y variable – 1.29%	Varios hasta 2023	3,888,330	264,189	3,576,675	273,519
	Bonos	Fija y variable - 5.12%	Varios hasta 2042	46,906,266	3,187,000	41,785,955	3,195,500
	Revolventes Sindicado	Fija y variable – 1.79%	Varios hasta 2017 2018	2,307,448	156,777	2,354,448	180,052
Suman dólares americanos				<u>53,102,044</u>	<u>3,607,966</u>	<u>47,717,078</u>	<u>3,649,071</u>
En euros: al tipo de cambio por euros de \$ 17.8103 a diciembre 2014 y de \$ 18.0195 a diciembre de 2013	Bilateral	Fija y variable – 1.45%	Varios hasta 2024	142,400	7,995	268,486	14,900
	Revolventes	Fija y variable -3.39%	Varios hasta 2017	33,967	1,907	63,712	3,536
	Suma euros				<u>176,367</u>	<u>9,903</u>	<u>332,198</u>
En francos suizos: al tipo de cambio por franco suizo de \$ 14.8122 a diciembre 2014 y de \$14.7058 a diciembre de 2013	Bilateral	Variable - 0%	Varios hasta 2015	-	-	128,525	8,740
	Revolventes	Fija - 0.83%	Varios hasta 2018	1,464,090	98,844	777,965	52,902
	Suman francos suizos				<u>1,464,090</u>	<u>98,844</u>	<u>906,490</u>
En coronas suecas: al tipo de cambio por corona sueca de \$ 1.8882 a diciembre de 2014 y de \$ 2.0342 para diciembre de 2013	Bilateral	Fija -2.8%	Varios hasta 2015	7,196	3,811	15,506	7,623
	Suman coronas suecas				<u>7,196</u>	<u>3,811</u>	<u>15,506</u>
En yenes japoneses: al tipo de cambio por yen japonés de \$ 0.1227 a diciembre 2014 y de \$ 0.1245 a diciembre de 2013	Bilateral	Fija y Variable-1.71%	Varios hasta 2020	415,674	3,387,723	590,349	4,741,767
	Bono Bienes recibidos por instrumentos financieros, neto (Nota 10b)	Fija -3.83%	Varios hasta 2032	3,926,400	32,000,000	3,984,000	32,000,000
				39,718		(460,223)	
				<u>3,966,118</u>	<u>32,000,000</u>	<u>3,523,777</u>	<u>32,000,000</u>

CUENTA PÚBLICA | 2014

				2014		2013	
				Moneda nacional	Moneda Extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda Extranjera (Miles)
Suman yenes japoneses				4,381,792	35,387,723	4,114,126	36,741,767
Total deuda externa				<u>59,131,490</u>	<u>39,108,247</u>	<u>53,085,398</u>	<u>40,478,537</u>
<u>Deuda interna</u>	<u>Tipo de crédito</u>	<u>Tasa de interés ponderada</u>	<u>Vencimientos</u>	<u>Moneda nacional</u>	<u>Moneda Extranjera (Miles)</u>	<u>Moneda nacional</u>	<u>Moneda Extranjera (Miles)</u>
Moneda nacional	Bancarios	Variable – 4.21%	Varios hasta 2023	41,466,667		41,133,334	
	Bursátil	Fija y variable –6.18%	Varios hasta 2020	<u>53,500,000</u>		<u>51,000,000</u>	
Suman pesos mexicanos				<u>94,966,667</u>		<u>92,133,334</u>	
Total deuda interna				<u>94,966,667</u>		<u>92,133,334</u>	
Resumen							
Total deuda externa				59,131,490		53,085,398	
Total deuda interna				<u>94,966,667</u>		<u>92,133,334</u>	
Total deuda documentada				<u>154,098,157</u>		<u>145,218,732</u>	
Total a corto plazo				14,789,500		32,540,555	
Total a largo plazo				<u>139,308,657</u>		<u>112,678,177</u>	
Total del corto y largo plazo				<u>154,098,157</u>		<u>145,218,732</u>	

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

a) El pasivo a corto plazo y largo plazo de deuda titulada, vence como sigue:

Corto Plazo	\$14,789,500
2016	13,518,868
2017	12,591,063
2018	21,261,662
2019	6,065,961
2020- posteriores	<u>85,871,103</u>
Suma Largo Plazo	<u>139,308,657</u>
Total	<u>\$154,098,157</u>

b. Deuda Documentada

En el ejercicio de 2014 se obtuvieron los siguientes créditos

En noviembre se contrato crédito por 5,000 mdp con banco HSBC a una tasa de TIIE 28 -0.425 y en diciembre se obtuvo crédito por 15,000 mdp mediante Cebures a tasa de TIIE 28 y fija; así mismo en el mismo periodo se realizaron pagos por 500 mdp a Banorte y 1,250 mdd a BBVA entre varios más.

En marzo de 2014 se contrato bono por \$6,300 millones de pesos con Banco Santander, S.A. de C.V. a una tasa de TIIE 91 menos 0.65 %, y plazo de 4 años.

En enero de 2014 se contrato bono por \$1,250 millones de dólares con Banco Bilbao Vizcaya, S.A. a una tasa de LIBOR a 6 meses menos 1.15% se tiene contemplado liquidarlo en diciembre de este mismo año.

En junio 2013 se efectuó una emisión de certificados bursátiles mediante crédito directo para financiar necesidades generales de tesorería por un total de 12 mmdp nominales, en agosto se obtuvo un crédito bancario por 2 mmdp con BBVA Bancomer a una tasa de TIIE a 182 días menos 0.55, en octubre se obtuvo un crédito por 6 mmdp con Santander a una tasa de TIIE 28 menos 0.95 y en noviembre se colocaron 2 emisiones Bursátiles a través de Indeval que en su conjunto sumaron 10 mmdp (una por 3.25 mmdp a una tasa de TIIE menos 0.15 y otra por 6.75 mmdp a una tasa fija de 7.77%,) en el mismo mes se obtuvo un crédito por 3 mmdp con HSBC a una tasa de TIIE 28 menos 0.75 y por ultimo en el mes de diciembre se obtuvo un crédito por 5 mmdp con Banorte a una tasa de TIIE 182 menos 0.75; para sumar en total 38 mmdp.

Deuda Externa

Entre otros créditos contratados, en septiembre 2013 se obtuvo un bono a través de BBVA Bancomer por \$1,250 mdd a una tasa de LIBOR 6 meses menos 1.0 y en octubre se obtuvo crédito con Deutsche Bank Turst Company Americas por \$1,250 mdd a una tasa fija de 4.875% cantidades que expresadas en pesos suman alrededor de 34 mmdp.

En 2012 se colocó un bono por 750 millones de dólares a plazo de 30 años, con un cupón del 5.75% y una sobre demanda de 2.8 veces. Los recursos provenientes de la colocación de este bono sirvieron para anticipar el pago por el mismo monto, parte del crédito sindicado suscrito en diciembre de 2010 por 2,000 millones de dólares, con vencimiento en junio de 2014. Con esta operación se logró diferir el vencimiento del pasivo original, de junio de 2014 a febrero de 2042

12. Pasivo Pidiregas

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 la deuda correspondiente a la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PIDIREGAS se registró con apego a las Normas Internacionales de Información Financiera y se muestran en forma resumida a continuación:

Valor del crédito Deuda externa	del contrato	Vigencia	Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Miles)	
			Moneda nacional	Moneda extranjera	Moneda nacional	Moneda extranjera
			Corto plazo	Corto plazo	Corto plazo	Corto plazo
354.27 millones de dólares	2014			1,218,680	93,196	
585.22 millones de dólares	2015	345,374	23,466	328,630	25,131	
197.06 millones de dólares	2016	42,656	2,898			
	2018	189,585	12,881	337,155	25,783	

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Valor del crédito Deuda externa	del contrato	Vigencia	Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Miles)	
			Moneda nacional	Moneda extranjera	Moneda nacional	Moneda extranjera
			Corto plazo	Corto plazo	Corto plazo	Corto plazo
701.22 millones de dólares		2019	275,793	18,739	216,292	16,540
259.36 millones de dólares		2020	401,821	27,301	357,005	27,301
491.64 millones de dólares		2029	401,995	27,313	357,161	27,313
745.13 millones de dólares		2032	886,616	60,240	641,975	49,094
607.39 millones de dólares		2036	299,708	20,363	266,281	20,363
Suma deuda externa			2,843,548	193,202	3,723,179	284,723
1,050.83 millones de pesos		2014			70,491	
1,388.77 millones de pesos		2015	70,941		141,881	
6,771.70 millones de pesos		2016	1,331,122		1,208,396	
2,265.65 millones de pesos		2017	234,620		234,620	
29,067.44 millones de pesos		2018	1,585,448		2,167,513	
9,006.60 millones de pesos		2019	878,950		1,444,197	
9,232.98 millones de pesos		2020	956,150		962,949	
1,147.26 millones de pesos		2021	121,828		132,076	
20,871.14 millones de pesos		2022	2,013,065		1,537,311	
7,030.85 millones de pesos		2023	725,245		575,230	
7,151.72 millones de pesos		2024	969,608		217,518	
5,174.42 millones de pesos		2032	520,546		514,794	
2,491.18 millones de pesos		2036	83,664		83,664	
16,030.26 millones de pesos		2042	726,944		639,081	
Suma deuda interna			10,218,130		9,929,720	
Total			13,061,678		13,652,898	

CUENTA PÚBLICA | 2014

a) El pasivo real (corto plazo) y el pasivo contingente (largo plazo) por contratos de PIDIREGAS vencen como sigue:

Año que termina el 31 de diciembre de 2014:

	PIDIREGAS
Pasivo real	\$13,061,678
Pasivo Contingente	
2016	\$13,219,764
2017	9,714,732
2018	13,347,688
2019	8,192,543
2020	6,244,380
2021	5,296,920
Años posteriores	<u>25,144,310</u>
Total Pasivo Contingente	<u>\$81,160,337</u>

b) Al 31 de diciembre de 2014 los compromisos mínimos de pago por PIDIREGAS son:

PIDIREGAS	\$ 124,279,847
menos:	
Intereses no devengados	<u>30,066,653</u>
Valor presente de las obligaciones	94,213,194
menos:	
Porción circulante de las obligaciones	<u>13,061,678</u>
Porción a largo plazo de PIDIREGAS	81,151,516
CEBURES	<u>8,821</u>
Total CEBURES y PIDIREGAS a Largo Plazo	<u>81,160,337</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

- c) Programa de Certificados Bursátiles - Con objeto de refinanciar proyectos de Obra Pública Financiada (PIDIREGAS), la CFE ha instrumentado un mecanismo estructurado a través del cual se emiten Certificados Bursátiles (CEBURES). Este mecanismo inicia con la suscripción de un contrato de crédito, mismo que es cedido por el Banco acreedor a un Fideicomiso privado que bursatiliza los derechos sobre el crédito, emitiendo CEBURES. Los fondos provenientes de dichas emisiones son invertidos por el Fiduciario, mientras la CFE los va desembolsando para pagar a los contratistas de los proyectos de Obra Pública Financiada (PIDIREGAS), a su entrega a satisfacción de la entidad. Cada emisión de CEBURES constituye un pasivo para la CFE y cada uno de los desembolsos se convierte en deuda PIDIREGAS.

Para poder llevar a cabo este mecanismo de financiamiento, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autoriza previamente los Programas de CEBURES, normalmente por montos mínimos de \$ 6,000 millones de pesos y con una vigencia de dos o más años, para poder llevar a cabo las emisiones requeridas hasta por el monto total autorizado, el cual puede ser ampliado previa solicitud.

Durante el ejercicio de 2003 se llevaron a cabo las primeras emisiones de CEBURES, con tres tramos por un monto acumulado de \$ 6,000 millones de pesos nominales. Los dos primeros tramos fueron por un importe de \$ 2,600 millones de pesos nominales cada uno y se llevaron a cabo el 6 de octubre y el 7 de noviembre de 2003, respectivamente. El tercer tramo se realizó el 11 de diciembre de 2003 con importe de \$ 800 millones de pesos nominales.

El cuarto tramo de esta emisión se emitió el 5 de marzo de 2004 por \$ 665 millones de pesos nominales.

El plazo de vigencia de todas estas operaciones es de 10 años aproximadamente, a una tasa de interés de Certificados de la Tesorería de la Federación ("Cetes") a 182 días más 0.85 puntos porcentuales.

Para los cuatro tramos arriba indicados, la amortización del principal será aproximadamente cada 182 días y el cálculo de los intereses incluirá una protección contra la inflación (piso de inflación), es decir, que para cada período de interés que en su caso corresponda, la tasa se ajustará como resultado de la comparación del aumento porcentual en el valor de la unidad de inversión ("UDI") durante el período de intereses de que se trate, con la tasa de interés bruto anual pagadera respecto de los CEBURES por dicho período de intereses.

En el mes de agosto de 2005, se llevaron a cabo las emisiones de los tres primeros tramos de un nuevo programa de CEBURES con un monto total de \$ 7,700 millones de pesos nominales. El primero por \$ 2,200 millones de pesos nominales el 18 de marzo de 2005, el segundo por \$ 3,000 millones de pesos nominales el 1 de julio de 2005 y el tercero por \$ 2,500 millones de pesos nominales el 19 de agosto de 2005, su plazo de vigencia es de 10 años aproximadamente, a una tasa de interés de Cetes a 182 días más 0.79 puntos porcentuales.

Al 31 de diciembre de 2005, de los \$7,700,000 emitidos en ese año, sólo se habían desembolsado \$ 6,112,196, para el pago de deuda financiada "PIDIREGAS", quedando un saldo por disponer de \$ 1,587,804. Este saldo fue dispuesto en su totalidad durante 2006.

El 27 de enero de 2006 se emitió el cuarto tramo por un monto de \$ 2,000 millones de pesos nominales y el quinto tramo por \$ 1,750 millones de pesos nominales se emitió el 9 de marzo de 2007, con una vigencia de 10 años a una tasa de interés equivalente a Cetes a 91 días más 0.429 puntos porcentuales y 0.345 puntos porcentuales, respectivamente.

El 24 de abril de 2006, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó un nuevo Programa de CEBURES, habiéndose emitido los días 28 de abril, 9 de junio y 20 de octubre de 2006, por la cantidad de \$ 2,000 millones de pesos nominales en cada una de estas tres operaciones y el 30 de noviembre de 2006 una cuarta emisión por \$ 1,000 millones de pesos.

El plazo de vigencia de las operaciones arriba mencionadas es de aproximadamente 10 años. La tasa de interés promedio ponderada es equivalente a Cetes a 91 días más 0.42 puntos porcentuales de las tres primeras operaciones, y la de la cuarta operación se fijó en 7.41%.

Al 31 de diciembre de 2006, de los \$7,000 millones de pesos nominales de las cuatro emisiones se habían desembolsado de los Fideicomisos un total de \$ 3,631,952 para el refinanciamiento de proyectos de Obra Pública Financiada.

La Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó un nuevo Programa y el 10 de noviembre de 2006 se realizó la primera emisión por \$ 1,500 millones de pesos nominales, que serían utilizados para el pago a contratistas adjudicatarios a proyectos PIDIREGAS. Esta primera emisión tiene un plazo de 30 años y paga una tasa de interés bruto anual del 8.58%, pagadero cada 182 días. El 28 de febrero de 2007 se desembolsaron de esa emisión \$ 1,384.7 millones de pesos, que fueron utilizados para el pago parcial al contratista del proyecto PIDIREGAS conocido como "El Cajón".

El 30 de Agosto de 2007, se efectuó la segunda emisión a 30 años por \$1,000.0 millones de pesos para cubrir el segundo pago al contratista del proyecto PIDIREGAS "El Cajón".

En el ejercicio 2007 se realizaron las siguientes emisiones a 10 años: el 9 de marzo de 2007 una emisión por \$1,750 millones de pesos nominales a Cetes más 0.345% anual, el 8 de junio otra emisión también por \$1,750 millones de pesos nominales, con una tasa de interés de Cetes más 0.25% anual, el 17 de agosto de 2007, la emisión fue por \$1,750.0 millones de pesos a Cetes 182 días más 0.25% y por último el 23 noviembre de 2007 por \$1,200.0 millones de pesos a un costo de Cetes 182 días más 0.30%.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Durante el ejercicio anual 2007, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de \$9,945.2 millones de pesos para el financiamiento de los diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada.

Durante el año de 2008, se efectuaron dos emisiones, una el 25 de enero de 2008 por \$2,000.0 millones de pesos y la segunda el 23 de mayo de 2008 por un importe de \$1,700.0 millones, ambas a una tasa de CETES a 91 días más 0.45%.

En el período anual 2008, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de 4,827.3 millones de pesos para el financiamiento de proyectos de Obra Pública Financiada.

En el ejercicio 2009 se realizaron las siguientes emisiones a 10 años: Tres (3) emisiones en Unidades de Inversión (UDIs): el 29 de abril de 2009 una emisión por UDIS 285.1 millones a una tasa fija en UDIS de 4.80% anual, el 7 de agosto de 2009 una emisión por UDIS 457.0 millones a una tasa fija en UDIS de 4.60% anual y el 2 de octubre de 2009 una emisión por UDIS 618.5 millones a una tasa fija en UDIS de 5.04% anual y Dos (2) emisiones en pesos: la primera el 29 de abril de 2009 por \$2,594.6 millones de pesos nominales y la segunda el 7 de agosto de 2009 por \$1,466.7 millones de pesos, ambas a una tasa fija de 8.85% anual.

Durante el ejercicio anual 2009, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de \$4,618.3 millones de pesos y 676.2 millones de UDIS para el financiamiento de los diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada.

Durante el ejercicio de 2010 se llevaron a cabo dos emisiones: la primera el 26 de marzo en dos tramos; uno a plazo de 10 años por 2,400 millones de pesos nominales, pagando una tasa anual fija del 8.05% y el otro tramo a plazo de 7 años por 2,600 millones de pesos nominales, a una tasa de interés equivalente a TIIE más 0.52% anualmente. La segunda emisión se llevó a cabo el 23 de julio, también en dos tramos: el primero a plazo de 10 años por 3,250 millones de pesos nominales con una tasa de interés equivalente a TIIE más 0.45% anual y el segundo tramo a plazo de 9 años por 1,750 millones de pesos nominales, pagando una tasa de interés anual fija del 7.15%.

El 19 de febrero de 2011 se emitieron 3,800 millones de pesos para financiar proyectos de Obra Pública Financiada, a plazo de 9.4 años, pagando un interés anual de TIIE + 0.40%.

El 24 de septiembre de 2012 se colocaron Certificados Bursátiles por un monto total de \$13,500 millones de pesos, a plazo de 30 años y cupón del 7.70% anual. Los recursos de esta emisión fueron utilizados para el pago del proyecto de Obra Pública Financiada "La Yesca".

13. Impuestos y derechos por pagar

Los impuestos y derechos por pagar al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se integran como sigue:

A Cargo de CFE	2014	2013
Impuesto sobre la renta (ISR) sobre remanente distribuible	\$ 2,487,106	\$ 1,574,530
Impuesto sobre la renta a pagar por cuenta de terceros	273,905	242,999
Cuotas al Instituto Mexicano del Seguro Social	653,947	620,068
Derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales	299,331	363,449
Impuestos sobre Nóminas	47,354	39,334
Aportaciones al Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores	12,862	11,025
IVA por pagar		-
Subtotal	3,774,505	2,851,405
Retenidos		
ISR retenido a los empleados	644,071	522,922
Impuesto al valor agregado retenido	85,164	123,672
ISR Intereses en el extranjero	13,213	4,800
ISR a residentes en el extranjero	43,766	1,883
Cinco al millar a contratistas	15,082	24,738
ISR por honorarios y arrendamientos	7,379	8,930
Dos al millar a contratistas	719	1,535
Otros	277	113
	809,671	688,593
Total Impuestos y Derechos	\$ 4,584,176	\$ 3,539,998

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

14. Productos por Realizar

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los productos por realizar se integran de las aportaciones que los Gobiernos estatal y municipal así como los particulares efectúan para electrificación rural y de particulares, además de ingresos por servicios de telecomunicaciones y otros, los cuales se conforman de la siguiente manera:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Aportaciones Gobierno	\$ 2,171,635	\$ 1,447,646
Aportaciones de particulares	22,338,342	16,993,870
Aportaciones Otros	<u>1,211,306</u>	<u>1,097,096</u>
	<u>25,721,283</u>	<u>19,538,612</u>
Productos por energía eléctrica y otros relacionados	11,588	11,738
Productos por realizar fibra óptica	<u>779,316</u>	<u>909,505</u>
	<u>\$ 26,512,187</u>	<u>\$ 20,459,855</u>

15. Otros pasivos a largo plazo

En el ejercicio 2010, la entidad llevó a cabo una actualización del estudio técnico – económico para realizar el desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, apoyada en estudios realizados por empresas internacionales sobre el desmantelamiento de plantas similares con el fin de determinar las provisiones necesarias. Como resultado de dicha actualización, se determinó un monto de la provisión de 809.6 millones de dólares americanos, ésta estimación incluye los costos por enfriamiento, limpieza, descontaminación progresiva, transportación y almacenamiento de los desechos radiactivos. Dichos gastos serán amortizados en el período de vida útil remanente de la central, la cual es en promedio de 20.5 años. El pasivo por desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde al 31 de diciembre de 2014 y 2013 a valor presente asciende a \$3,843,257 y \$3,563,166 respectivamente.

16. Beneficios a los empleados

Al 31 de diciembre de 2014 el Organismo preparó sus estados financieros para ser utilizados en la formulación e integración de la cuenta de Hacienda Pública Federal. Con objeto de cumplir con las disposiciones que marca la Circular Técnica NIFGG 05 "Obligaciones laborales" de las NIFG emitida por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

Aun cuando para las NIFG es de aplicación obligatoria la normatividad establecida en la NIF D-3 “Beneficios a los empleados” en cuanto a la cuantificación y registro del monto de estos pasivos y la divulgación en notas a los estados financieros de las reglas del reconocimiento y revelación, siempre y cuando, no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable.

Al 31 de diciembre de 2014 el costo laboral del año registrado por la Empresa ascendió a \$28,513,123 (\$23,267,799 en 2013) que corresponde al presupuesto de pensiones y jubilaciones y, el pasivo laboral ascendió a \$258,962,878 (\$258,642,761 en 2013).

Se tiene constituida una reserva con la finalidad de hacer frente al pago de los beneficios de los planes cuando éstos sean exigibles (activos del plan). Por el período terminado el 31 de diciembre de 2014, la entidad tiene una inversión de dicha reserva para plan de terminación laboral y de retiro por \$5,307,459.

Contrato colectivo

Con fecha 18 de agosto de 2008 la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) firmaron el convenio CFE-SUTERM 20/2008, sobre el régimen de pensiones para los trabajadores que ingresen al Organismo con posterioridad a la firma del mismo.

Con este convenio se resuelve el problema del pasivo laboral a largo plazo, ya que representaba un riesgo para la CFE.

Los derechos y prestaciones del contrato colectivo de trabajo vigente, se mantienen sin cambio alguno.

Para los trabajadores en activo y jubilados, de confianza y sindicalizados que fueron contratados hasta el 18 de agosto de 2008 se mantiene el plan de jubilación anterior.

Las características del nuevo esquema de jubilaciones para los trabajadores de nuevo ingreso son:

- Se crean cuentas individuales de jubilación.
 - El trabajador aporta 5% de su salario base de integración y CFE aporta una vez y media lo que aporte el trabajador (7.5%), dando un total de 12.5%.
-

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

- Las aportaciones se incrementarán en la misma proporción hasta llegar a un total del 16.7% en un plazo de 10 años, correspondiéndole 6.7% al trabajador y el 10% a CFE.
- Estos fondos se manejarán en los términos que acuerden la CFE y el SUTERM, conforme a las disposiciones que emita la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro (CONSAR).
- Ante el incremento en la expectativa de vida, para obtener su jubilación, el tiempo de servicio en la Empresa para los nuevos trabajadores se incrementa en cinco años, excepto para los de líneas vivas que conservan el mismo número de años de servicios.

17. Provisión por demandas laborales al retiro y otras contingencias

- a. De acuerdo al estudio realizado al 31 de diciembre de 2014, existe una provisión por \$3,726,825. El estudio para crear la provisión por litigios laborales consideró la tendencia de los juicios resueltos en los últimos cinco años.
- b. La Empresa tiene juicios y procedimientos administrativos en trámite al 31 de diciembre de 2014, y cuyos efectos económicos son diversos. Los importes contingentes reclamados al Organismo susceptibles de materializarse no son determinables, ya que los juicios se encuentran en proceso, por lo que el área jurídica responsable considera que la evaluación de la posibilidad de un resultado desfavorable no es posible de establecer, así como tampoco su cuantificación económica.

18. Patrimonio

La actualización del patrimonio se distribuye entre cada uno de sus distintos componentes, según se muestra a continuación:

	2014			2013
	Valor nominal	Actualización	Total	Total
Patrimonio acumulado	\$ 210,017,329	\$ 239,243,076	\$ 449,260,405	\$ 324,735,639
Superávit por revaluación		31,000,860	31,000,860	141,320,040
Entero del aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación del Gobierno Federal	(31,518,000)		(31,518,000)	(30,600,000)
Aportaciones recibidas del	28,402,300		28,402,300	23,126,100

CUENTA PÚBLICA | 2014

	2014		2013	
	Valor nominal	Actualización	Total	Total
Gobierno Federal				
Transferencia de Recursos CENACE	(492,341)		(492,341)	
Efecto de los Instrumentos financieros en el patrimonio	(83,228)		(83,228)	(724,746)
Otros movimientos en el Patrimonio, netos	766,721		766,721	83,859
Resultado neto del período	(8,875,964)		(8,875,964)	(8,680,487)
	\$ 198,216,817	\$ 270,243,936	\$ 468,460,753	\$ 449,260,405

19. Otros (gastos) ingresos, neto

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, otros (gastos) ingresos netos, se integran como sigue:

	2014	2013
Otros ingresos	\$ 7,674,513	\$ 7,955,348
Otros gastos	(3,882,570)	(3,138,984)
Productores externos de energía eléctrica, neto	1,239,669	382,287
Total	\$ 5,031,612	\$ 5,198,651

20. Impuesto sobre la renta (ISR) sobre el remanente distribuible

De acuerdo a lo establecido en la Ley del ISR, la Empresa no tributa conforme al Régimen General (Título II), sin embargo, debe retener y enterar el impuesto, así como exigir la documentación que reúna requisitos fiscales, cuando haga pagos a terceros y estén obligados a ello en términos de la Ley, y conforme al Título III está obligado al pago de un impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan dichos requisitos fiscales.

Durante los períodos terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se causó ISR sobre el remanente distribuible por \$2'491,581 y \$1'580,509 respectivamente, mismos que fueron determinados con fundamento en los Artículos 79 y 86 para 2014, 95 y 102 para 2013 último párrafo de la Ley de ISR.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

21. Transacciones celebradas con el Gobierno Federal

Las transacciones celebradas con el Gobierno Federal durante los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, fueron las siguientes:

	2014		2013
Insuficiencia Tarifaria	\$ 56,656,643	\$	57,286,783
Menos: Aprovechamiento a cargo de CFE mediante la aplicación de una tasa del 9% sobre los activos fijos netos en operación del año anterior	(58,792,164)		(46,012,501)
Resultado neto de la insuficiencia y aprovechamiento	(2,135,521)		11,274,282
Menos: Cancelación insuficiencia no cubierta por el aprovechamiento	-		(11,274,282)
Importe neto	\$ (2,135,521)	\$	-

22. Posición en Moneda Extranjera

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la CFE tenía activos y pasivos en moneda extranjera como sigue:

	2014					
	Activos efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
	Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Arrendamiento de equipo y pidiregas	Posición corta en moneda Extranjera	
Dólares americanos	37,972-	33,037	-	3,877,440	459,926	4,332,431
Euros	-	-	-	9,903	-	9,903
Yenes japoneses	-	-	-	35,387,723	-	35,387,723
Francos suizos	-	-	-	98,844	-	98,844
Corona sueca	-	-	-	3,811	-	3,811

CUENTA PÚBLICA | 2014

	2013					
	Activos efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
		Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Arrendamiento de equipo y pidiregas	Posición corta en moneda Extranjera
Dólares americanos	24,007	33,060	-	3,918,545	284,723	4,212,321
Euros	-	-	-	18,436	-	18,436
Yenes japoneses	39,795	-	-	36,741,767	-	36,701,972
Francos suizos	-	-	-	61,642	-	61,642
Corona sueca	-	-	-	7,623	-	7,623

Nota:

1) En deuda externa de JPY se incluyen los 32,000 millones del bono en yenes.

2) En la deuda en dólares PIDIREGAS, se incluyen 6,471,687 millones de dólares de la deuda por arrendamiento financiero con Productores Externos (según IFRS)

Estos activos y pasivos en moneda extranjera se convirtieron en moneda nacional al tipo de cambio establecido por Banco de México en el Diario Oficial de la Federación al 31 de diciembre de 2014 y diciembre de 2013, siendo emitido por la SHCP como sigue:

Moneda	2014	2013
Dólares estadounidenses	\$ 14.7180	\$ 13.0765
Euros	17.8103	18.0194
Yenes japoneses	0.1227	0.1245
Francos suizos	14.8122	14.7058
Corona Sueca	1.8882	2.0342

23. Compromisos

a) Contratos formalizados con productores independientes de energía

Al 31 de diciembre de 2014 se cuenta con 26 contratos con inversionistas privados en operación comercial, denominados productores independientes de energía, donde en 23 de ellos se establece la obligación para CFE de pagar diversas contraprestaciones a cambio de que éstos garanticen el servicio de suministro de energía, con base en una capacidad de generación previamente establecida, a través de plantas de generación de energía financiadas y construidas por cuenta de dichos inversionistas. Al mismo tiempo se encuentran en operación comercial 3 contratos con inversionistas privados eólicos, en donde a diferencia de los otros contratos, se le establece a la CFE la obligación de pagar sólo por la energía eólica generada y entregada, por lo que no se consideran para los pagos futuros.

Dichos contratos contienen una cláusula de contingencia, mediante la cual CFE se compromete a pagar al inversionista el valor de sus activos a la fecha en que se diera alguno de los riesgos inherentes de incumplimiento establecidos en la cláusula destinada para este fin en cada uno de los contratos suscritos y conforme a la metodología de cálculo que en el mismo contrato se establece.

Riesgos inherentes de incumplimiento del productor independiente de energía:

- Obtención de financiamiento y variaciones en los costos del proyecto.
- Cumplimiento de eventos críticos.
- Penas convencionales por incumplimiento en la capacidad neta garantizada.
- Incumplimiento en las garantías operativas.
- Riesgos de operación de la central.
- Entre otros.

Conforme a lo indicado anteriormente, la información básica de las plantas de generación contratadas en estas condiciones, que originarán pagos futuros variables principalmente por concepto de compra de energía y capacidad de generación de energía eléctrica, es la siguiente:

CUENTA PÚBLICA | 2014

<u>Central</u>	<u>Vigencia del contrato años</u>	<u>Capacidad de generación (en MW)</u>	<u>Fechas de entrada en operación comercial</u>
CT Mérida III	25.5	484.0	9 de junio de 2000 Fase I y 14 de octubre de 2000 Fase II
CC Río Bravo II (Anáhuac)	25.0	495.0	18 enero de 2002
CC Hermosillo	25.0	250.0	1 de octubre de 2001
CC Saltillo	25.0	247.5	19 de noviembre de 2001
CC Bajío (El Sauz)	25.0	495.0	9 de marzo de 2002
CC Tuxpan II	25.0	495.0	15 de diciembre de 2001
CC Monterrey III	25.0	449.0	27 de marzo de 2002
CC Altamira II	25.0	495.0	1° de mayo de 2002
CC Campeche	25.0	252.4	28 de mayo de 2003
CC Naco – Nogales	25.0	258.0	4 de octubre de 2003
CC Mexicali	25.0	489.0	20 de julio de 2003
CC Chihuahua III	25.0	259.0	9 de septiembre de 2003
CC Tuxpan III y IV	25.0	983.0	23 de mayo de 2003
CC Altamira III y IV	25.0	1,036.0	24 de diciembre de 2003
CC Río Bravo III	25.0	495.0	1° de abril de 2004
CC Río Bravo IV	25.0	500.0	1° de abril de 2005
CC La Laguna II	25.0	498.0	15 de marzo de 2005
CC Altamira V	25.0	1,121.0	22 de octubre de 2006
CC Tuxpan V	25.0	495.0	1° de septiembre de 2006
CC Valladolid III	25.0	525.0	27 de junio de 2006
CC Tamazunchale	25.0	1,135.0	21 de junio de 2007
CC Norte Durango	25.0	450.0	7 de agosto del 2010
CC Norte II	25.0	560.0	1 de enero de 2014
CC Oaxaca II	20.0	102.0	6 de febrero del 2012
CC Oaxaca III	20.0	102.0	30 de enero del 2012
CC Oaxaca IV	20.0	102.0	5 de marzo del 2012

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

La obligación de pagos futuros para CFE incluye: a) reglas para cuantificar el monto de adquisición de las plantas generadoras cuando ocurra algún evento contingente que sea tipificado de fuerza mayor en los términos de cada contrato, aplicable desde la etapa de construcción de cada proyecto hasta el vencimiento de los contratos y b) cargos fijos por capacidad de generación de energía, así como cargos variables por operación y mantenimiento de las plantas generadoras, los cuales se determinan conforme a términos variables establecidos en los contratos, aplicables desde la etapa de las pruebas de arranque hasta el vencimiento de los contratos.

b) Contratos con terceros

Conforme a lo indicado anteriormente, a continuación se señalan los pagos futuros de proyectos en operación, así como la contingencia real proyectos en operación y en construcción:

Compromisos de pagos futuros de proyectos en operación	(Cifras en millones de pesos)	
	2014	2013
CC Altamira II	\$ 1,519	\$ 1,519
CC Bajío	543	543
CC Campeche	3,549	3,549
CC Hermosillo	3,194	3,194
CC Mérida III	3,935	3,935
CC Monterrey III	3,099	3,099
CC Naco – Nogales	4,033	4,033
CC Río Bravo II	7,529	7,529
CC Mexicali	3,373	3,373
CC Saltillo	5,039	5,039
CC Tuxpan II	4,563	4,563
CC Chihuahua III	4,433	4,433
CC Tuxpan III y IV	16,606	16,606
CC Altamira III y IV	21,028	21,028
CC Río Bravo III	7,039	7,039
CC La Laguna II	11,601	11,601
CC Río Bravo IV	7,354	7,354

CUENTA PÚBLICA | 2014

	(Cifras en millones de pesos)	
	2014	2013
Compromisos de pagos futuros de proyectos en operación		
CC Valladolid III	7,399	7,399
CC Tuxpan V	7,141	7,141
CC Altamira V	21,321	21,321
CC Tamazunchale	16,676	16,676
CC Norte Durango	16,569	16,570
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	3,017	(1,884)
Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles	1,324	1,257
Total	\$ 181,884	\$ 176,917

	(Cifras en millones de pesos)	
	2014	2013
Monto de la contingencia real de Proyectos en operación		
CC Altamira II	\$ 392	\$ 429
CC Bajío (El Saúz)	209	174
CC Campeche	1,361	1,175
CC Hermosillo	1,551	1,284
CC Mérida III	1,188	914
CC Monterrey III	1,538	1,505
CC Naco – Nogales	2,002	1,636
CC Río Bravo II	3,323	2,752
CC Mexicali	1,224	1,199
CC Saltillo	2,160	1,832
CC Tuxpan II	2,191	2,112
CC Chihuahua III	1,992	1,663
CC Tuxpan III y IV	7,013	5,653
CC Altamira III y IV	8,523	6,800
CC Río Bravo III	2,671	2,390

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Monto de la contingencia real de Proyectos en operación	(Cifras en millones de pesos)	
	2014	2013
CC La Laguna II	4,965	4,047
CC Río Bravo IV	3,503	2,995
CC Valladolid III	3,136	2,624
CC Tuxpan V	3,556	2,977
CC Altamira V	6,949	5,609
CC Tamazunchale	6,271	5,240
CC Norte Durango	6,885	5,459
CC Norte II	6,925	7,038
CE Oaxaca I	-	-
CE Oaxaca II,III y IV	-	-
CE La venta III	-	-
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	96	256
Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles	714	887
Total contingencia real de Proyectos en Operación y Construcción	\$ 80,338	\$ 68,650

De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2014 la CFE tiene un compromiso del orden de \$ 181,884 millones de pesos, equivalente a 12,358 millones de dólares americanos, mismo que considera el cargo fijo por capacidad que se encuentra en operación, el cual está relacionado con el servicio y amortización de la deuda adquirida por el productor, reflejando los pagos que la CFE tendrá que hacer al productor externo por tener capacidad de generación eléctrica disponible para este Organismo. Existen compromisos adicionales para CFE, en caso de que ocurriera alguna situación fortuita o de fuerza mayor y eventos de incumplimiento resaltando que para el cálculo de los montos asumen ciertas consideraciones contractuales que dependen de las causas de terminación del contrato, con un monto a la fecha antes citada en cuentas de orden por \$ 80,338 millones de pesos equivalente a 5,458 millones de dólares americanos a Contratos formalizados con productores independientes de energía.

c) Otros contratos con productores independientes de energía.

Se encuentran en operación comercial 3 contratos con inversionistas privados eólicos, en donde a diferencia de los contratos descritos en la nota anterior, se le establece a la CFE la obligación de pagar sólo por la energía eólica generada y entregada, por lo que no se consideran como arrendamiento financiero, los cuales son los siguientes:

C E Oaxaca I
C E Oaxaca II, III y IV
CE La Venta III

d) Contratos de prestadores de servicios.

Gasoducto Pemex-Valladolid
Terminal de Carbón

Estos contratos de prestadores de servicios no se consideran como arrendamiento financiero ya que no cumplen con lo establecido en las NIF.

e) Contratos de suministro de gas natural

A la fecha se tienen tres contratos de suministro de gas:

1.- Contrato de suministro de Gas Natural en los puntos de entrega proveniente de una planta de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) y/o de Gas Natural Continental (GNC), con el proveedor SEMPRA LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V.

Durante el ejercicio de 2014 se consumieron 47,974 MMPC, coincidente con lo programado.

2.- Contrato de Prestación de Servicios de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y entregas de Gas Natural a la Comisión Federal de Electricidad para la Zona de Manzanillo, Colima, firmado el 27 de marzo de 2008 con Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V. MIT Investment Manzanillo B.V., Kogamex Investment Manzanillo B.V

Durante el ejercicio de 2014 se consumieron 158,288 MMPC, coincidente con lo programado.

3.- Contrato de suministro de gas natural en los puntos de entrega de la CCC. Altamira V y el Sistema Nacional de Gasoductos, proveniente de una planta de almacenamiento y regasificación en la Zona de Altamira, Tamaulipas, con el proveedor Gas del Litoral, S. de R. L.

Durante el ejercicio de 2014 se consumieron solo 144,410 MMPC, de los 189,058 programados, derivado de los retrasos y buques Gas del Litoral, estuvo incurriendo en déficit de entrega de Gas en promedio de 3,840 MMPC / mes; por lo que los consumos no coinciden con lo programado.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

f) Contratos de Obra Pública Financiada

Al 31 de diciembre de 2014 la CFE tiene firmados diversos contratos de obra pública financiada, cuyos compromisos de pago iniciarán en las fechas en que los inversionistas privados terminen la construcción de cada uno de los proyectos de inversión y le entreguen al Organismo los bienes para su operación. Los montos estimados de estos contratos obra pública financiada y las fechas estimadas de terminación de la construcción e inicio de operación, son los que se muestran en el cuadro siguiente:

Líneas de transmisión y subestaciones:

Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Km-c	MVA	Dólares americanos	Pesos	
294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja-Noine F1	119.8	200	22	319	Octubre 2014
293 SLT 1703 Conversión a 400 KV de Riviera Maya	15	1000	66	967	Diciembre 2014
251 SE 1421 Distribución Sur F3	3	40	10	141	Diciembre 2014
273 SLT 1621 Distribución Norte-Sur F1		140	9	251	Diciembre 2014
244 SE 1321 Distribución Noreste F2	29.9	30	11	161	Enero 2015
295 SLT 1704 Inter.Sistemas Aislados Guerrero Negro-Santa Rosalía	136.9		19	274	Enero 2015
294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja-Noine F2	40.8	300	24	360	Enero 2015
215 SLT 1201 Transmisión y Transformación Baja California F4	3	40	7	106	Enero 2015
274 SE 1620 Distribución Valle de México F1	16.1	780	95	1,392	Febrero2015
192 SE 1122 Golfo Norte Distri. F2	19.5	30	8	119	Febrero2015
267 SLT 1604 Ayotla Chalco	9.9	133.3	23	343	Febrero2015
269 SLT 1510 Red de Transm. Asoc. A CCI Guerrero Negro IV	42.2		3	42	Marzo 2015
249 SLT 1405 SEs y LTs Áreas Sureste C2	64	300	32	464	Mao 2015
214 SE 1210 Norte-Noroeste (DIST) F8	0.8	90	10	144	Junio 2015
305 SE 1801 Subestaciones Baja – Noroeste F2		225	5	71	Junio 2015
243 SE 1322 distribución Centro F4	7	30	5	76	Junio 2015
274 SE 1620 Distribución Valle de México F2	26.2	420	90	1,321	Junio 2015
202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del oriental F2	28.4	300	19	278	Agosto 2015
209 SE 1212 Sur Peninsular (Dist) F5	8.1	60	1	20	Septiembre 2015
308 SLT 1804 Subestaciones y Lineas de Trans.Orien.F1		100	5	71	Septiembre 2015
306 SE 1803 Subestaciones del Occidental F2	36.1	100	9	128	Octubre 2015
288 SLT 1722 Dist Sur F1	3	80	11	157	Diciembre 2015
243 SE 1322 distribución Centro F5	187.4	80	38	560	Diciembre 2015
307 SLT 1802 Subesta y Lineas Trans Norte F1	13.6	366	32	464	Diciembre 2015
308 SLT 1804 Subestaciones y Lineas de Trans.Orien.F2			12	171	Diciembre 2015

CUENTA PÚBLICA | 2014

Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Km-c	MVA	Dólares americanos	Pesos	
243 SE 1322 Distrib Centro F3 C3	150	19.7	4	56	Enero 2015
188 SE 1116 Trans del Noroeste F4	97.6	500	50	735	Marzo 2016
322 SLT 1921 Reducc Perdidas de Energ Dist F2			34	499	Marzo 2016
318SE 1903 Subest. Norte -Noroeste		525	15	220	Abril 2016
259 SLT 1521 Dist Sur F3 C3	2.3	110	14	211	Abril 2016
308 LT 1805 Linea de Trans Huasteca Monterrey	441.8		127	1,867	Abril 2016
322 SLT 1921 Reducc Perdidas de Energ Dist F6			106	1,559	Abril 2016

Centrales:

Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en miles de			Etapa de Operación
	Capacidad MVA	Dólares americanos	Pesos	
CC Agua Prieta	394.1	251.7	3,704.52	Agosto 2015
Campo Solar al Proyecto 171 CC Agua Prieta II	14.0	46.2	679.97	Agosto 2015
CCI Guerrero Negro IV	6.5	20.6	303.19	Diciembre 2015
CCI Guerrero Negro III	11.0	25.3	372.37	Septiembre 2015
CC Baja California III	294.0	215.6	3,173.2	Agosto 2016
CCI Baja California Sur V	41.3	109.9	1,617.51	Junio 2015
CCC Cogeneración Salamanca F1	373.1	319.9	4,708.29	Septiembre 2013
CC Centro I	642.3	439.8	6,472.98	Agosto 2015
CE Sureste Fase II	102.0	156.6	2,304.84	Enero 2015
CG Los Humeros III (Fase A)	25.0	43.0	632.87	Abril 2015

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Dólares americanos	Pesos	
RM CCC Tula Paquetes I y II	323.0	4,753.91	Sep 2017
RM CT José López Portillo	214.0	3,149.65	Febrero 2019
RM CCC Poza Rica	136.80	2,013.42	Febrero 2015
RM CT Altamira U1 Y 2	379.90	5,591.37	Abril 2017

Estos proyectos se registran bajo el esquema de PIDIREGAS y la CFE aplica la política contable descrita en la Nota 3.d. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)

g) Fideicomisos

1. Ámbito de actuación.

- 1.1 CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 19 (diecinueve) Fideicomisos, de los cuales 3 (tres) se encuentran en vías o en proceso de extinción.
- 1.2 De conformidad a su objeto y características operativas pueden tipificarse en los siguientes grupos:
 - a. Ahorro de energía
 - b. Gastos previos
 - c. Administración de contratos de obra
 - d. Fideicomisos de participación indirecta

a. Ahorro de energía

Los constituidos para la ejecución de programas de promoción y fomento al ahorro de energía.

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE), constituido el 14 de agosto de 1990	Constitución: Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), Cámara Nacional de la Industria de Transformación (CANACINTRA), Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME), Cámara Nacional de la Industria de la Construcción (CNIC), Cámara Nacional de Empresas de Consultoría (CNEC) y Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República (SUTERM)	Nacional Financiera, S.N.C.	<p>a. Los consumidores de energía eléctrica que resulten beneficiarios de los servicios que imparta el Fideicomiso.</p> <p>b. CFE solo por los materiales que hubieren de formar parte de la infraestructura del servicio público de energía eléctrica.</p>
Fideicomiso Aislamiento Térmico de la Vivienda Mexicali (FIPATERM), constituido el 19 de octubre de 1990	CFE	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.	CFE

El Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene pasivos por \$23,027 y activos por \$ 1,302,021

b. Gastos previos

Los constituidos para el financiamiento y la cobertura de gastos previos a la ejecución de proyectos, posteriormente recuperables con cargo a quien los realice para ajustarse a la normatividad aplicable al tipo de proyecto que se trate.

Fideicomiso	Participación de CFE			Tipo de proyectos
	Fideicomitente	Fideicomisario	Fiduciario	
Administración de gastos previos CPTT, constituido el 11 de agosto de 2003	CFE	CFE	Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.	Inversión directa
Administración y tras-lado de dominio 2030, constituido el 30 de Septiembre de 2000	CFE	<p>En primer lugar: Los adjudicatarios de los contratos.</p> <p>En segundo lugar: CFE</p>	Banobras, S.N.C.	Inversión condicionada

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

El Fideicomiso de Administración de Gastos Previos tiene activos por \$3,887,193 y pasivos por \$3,556,246

El Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por \$ 388,128.

c. Administración de contratos de obra

A partir de la década de los 90, el Gobierno Federal instrumentó diversos esquemas de tipo extra-presupuestal con el propósito de continuar con la inversión en proyectos de infraestructura. Los esquemas fueron diseñados bajo dos modalidades:

- Proyectos Llave en Mano (1990)
- Proyectos Construir, Arrendar y Transferir (CAT) (1996)

Proyectos Llave en Mano.- Bajo este esquema se llevaron a cabo obras de plantas para la generación de energía eléctrica y de líneas de transmisión, a través de un contrato de fideicomiso irrevocable de administración y traslado de dominio, ligado con un contrato de arrendamiento. En esta modalidad la fiduciaria realiza las siguientes funciones:

Contratación de créditos, administración del patrimonio del fideicomiso (activos), recepción de las rentas de parte de CFE y transferir de manera gratuita el activo a CFE una vez cubiertas dichas rentas en cantidad suficiente para pagar los créditos contratados.

La CFE participa en el pago de las rentas al fiduciario con base en los créditos contratados por el fideicomiso, instruyendo al fiduciario para el pago a contratistas, recibiendo a cambio facturas aprobadas por el área de construcción, pago de impuestos y otros cargos, incluidos los honorarios fiduciarios.

Estos fideicomisos de administración y traslado de dominio se llevaron a cabo con apego a los "Lineamientos para la realización de proyectos termoeléctricos con recursos extra-presupuestales", así como los "Lineamientos para la realización de proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con recursos extra-presupuestales" emitidos por la Secretaría de la Función Pública (antes Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo).

Los Fideicomisos que se muestran a continuación han concluido con su compromiso de pago, por lo que sólo se encuentran en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Topolobampo II (Electrolyser, S. A. de C. V.), constituido el 14 de noviembre de 1991	Bufete Industrial Construcciones, S. A. de C. V. y Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación al Fideicomiso.	En primer lugar: Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación y En segundo lugar: CFE	Santander, S. A.
SE 221 Occidental, constituido el 7 de noviembre de 1997	SPE Subestaciones AEG, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
C.C.C. Monterrey II, constituido el 17 de octubre de 1997	Monterrey Power, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.

Proyectos Construir, Arrendar y Transferir (CAT).- En el año de 1996 inició la etapa de transición para llevar a cabo los fideicomisos denominados CAT, en los cuales el fiduciario administra el patrimonio (activos) y lo transfiere a CFE una vez cubiertas las rentas. Los créditos son contratados directamente con un Consorcio que es una sociedad de propósito específico, existiendo para estos efectos un contrato de fideicomiso irrevocable de administración y traslado de dominio.

La CFE en este tipo de fideicomisos participa en la realización del pago de rentas con base en las tablas de amortización trimestrales presentadas por los consorcios en sus ofertas. La mayoría de estas tablas incluyen cuarenta pagos trimestrales. Los proyectos que se llevaron a cabo bajo esta modalidad y se encuentran vigentes son los siguientes:

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
C. G. Cerro Prieto IV, constituido el 28 de noviembre de 1997	Constructora Geotermo-eléctrica del Pacífico, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	BANCOMEXT
C.C.C. Chihuahua, constituido el 8 de diciembre de 1997	Norelec del Norte, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
C.C.C. Rosarito III (8 y 9), constituido el 22 de agosto de 1997	CFE y Rosarito Power, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
C.T. Samalayuca II, constituido el 2 de mayo de 1996	Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V.	En primer lugar: El banco extranjero representante común de los acreedores; En segundo lugar: Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V. En tercer lugar: CFE	Banco Nacional de México, S. A.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
LT 215 Alstom CEGICA, constituido el 5 de diciembre de 1997	CEGICA, S. A. de C. V.	CFE	ANCOMEXT
SE 218 Noroeste, constituido el 5 de diciembre de 1997	Dragados y CYMI, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT

Al 31 de diciembre de 2014, CFE tiene pasivos por \$3,830,523 y activos fijos por \$18,076,106 correspondiente a los CAT de los fideicomisos antes mencionados.

Terminal de Carbón de CT Presidente Plutarco Elías Calles:

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
Terminal de Carbón CT Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), constituido el 22 de noviembre de 1996	Techint, S. A., Grupo Mexicano de Desarrollo, S. A. de C. V. y TechintCompagnia Técnica Internazionale S.P.A.	En primer lugar: Carbonser, S.A. de C.V En segundo lugar: CFE	Banco Nacional de México, S. A. (Banamex)

En 1996 se celebró un contrato de fideicomiso irrevocable de administración, garantía y traslado de dominio número 968001, el cual entre sus fines estableció que el fiduciario celebrará con CFE el contrato de prestación de servicios.

Con la entrada en vigor del contrato de prestación de servicios de manejo de carbón, entre CFE y Banco Nacional de México, S.A. (Banamex) como fiduciaria del Fideicomiso Petacalco, integrado por las empresas Techint Compagnia Tecnica Internazionale S.P.A., Grupo Mexicano de Desarrollo, S. A. de C. V. y Techint, S. A., suscrito el 22 de noviembre de 1996, conforme a lo establecido en la cláusula 8.1, la Comisión paga al prestador los importes de las facturas relacionadas con el cargo fijo por capacidad.

Instalación	Registro contable de cargo fijo por capacidad de Ene-Dic 2014
Carbón Petacalco	\$83,652

d. Fideicomisos de participación indirecta

Adicionalmente mantiene relación indirecta por no ser Fideicomitente, pero con participación en calidad de acreditado, con cinco Fideicomisos de garantía y pago de financiamiento, constituidos por Instituciones Financieras como Fideicomitente y Fideicomisarios para la emisión de valores vinculados a créditos otorgados a CFE. La propia CFE está nominada como Fideicomisaria en segundo lugar, por la eventualidad específica de que adquiera algunos de los certificados emitidos, y mantiene representación en sus Comités Técnicos de conformidad con las disposiciones contractuales (ver Nota 11-d).

CFE está obligada a cubrir al Fideicomiso en los términos del "Contrato de indemnización" que forma parte del contrato de Fideicomiso, los gastos en que éstos incurran por la emisión de valores y su administración.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
Fideicomiso N° 161, constituido el 2 de octubre de 2003	ING (México), S. A. de C. V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex
Fideicomiso N° 194, constituido el 3 de mayo de 2004	En primer lugar: ING (México), S. A. de C. V. y Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero. En segundo lugar: Deutsche Securities, S. A. de C. V. y Casa de Bolsa.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex
Fideicomiso N° 290, constituido el 7 de abril de 2006	Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S. A. de C. V., Grupo Financiero BBVA Bancomer, HSBC Casa de Bolsa, S. A. de C. V., Grupo Financiero HSBC e IXE Casa de Bolsa, S. A. de C. V., IXE Grupo Financiero.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex
Fideicomiso N° 232246, constituido el 3 de noviembre de 2006	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	HSBC México, S. A., Grupo Financiero HSBC
Fideicomiso N° 411, constituido el 6 de agosto de 2009	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex

Al 31 de diciembre de 2014, existen fondos por disponer en el fideicomiso No. 232246 por \$8,821.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

2. Naturaleza jurídica.

- 2.1 De conformidad con la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, ninguno de los fideicomisos se consideran como Fideicomisos Públicos con la calidad de "Entidad", en virtud de:
- En 12 de ellos, CFE no tiene el carácter de Fideicomitente en su constitución.
 - Los 7 restantes no cuentan con estructura orgánica análoga a la de las entidades paraestatales que los conformen como "entidades" en los términos de la Ley.
- 2.2 La SHCP ha mantenido en registro para efectos de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, únicamente para el caso de 7 (siete) de ellos, por la asignación de recursos federales, o la aportación del usufructo de terrenos propiedad de CFE donde se construirán las obras.

Registro de Fideicomisos ante SHCP		
No.	Fideicomisos	Registro
1	Fideicomiso Aislamiento Térmico de la Vivienda Mexicali, FIPATERM	700018TOQ058
2	Fideicomiso de Gastos Previos	200318TOQ01345
3	Fideicomiso de Admón. y Traslado de Dominio 2030	200318TOQ01050
4	Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE)	700018TOQ149
5	C. C.C. Chihuahua	199818TOQ00857
6	C. T. Monterrey II	199818TOQ00850
7	C. G. Cerro Prieto IV	199818TOQ00860

Las cuentas de orden se presentan en el balance general al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se componen de los siguientes conceptos:

	2014	2013
Cuentas de orden PIDIREGAS (Nota 3-e y 11)		
Activo	81,151,516	81,849,296
Pasivo	-81,151,516	-81,849,296
Pagos futuros de proyectos de inversión condicionada(Nota 23-b)		
Activo	181,883,989	176,917,260
Pasivo	-181,883,989	-176,917,260

	2014	2013
Monto de la contingencia proyectos de inversión condicionada (Nota 23-b)		
Activo	80,338,057	68,649,943
Pasivo	-80,338,057	-68,649,943
Cuentas de orden certificados bursátiles (Nota 11-d)		
Activo	8,821	8,821
Pasivo	-8,821	-8,821
Cuentas de orden de Garantías Otorgadas en Fideicomisos		
Activo	-	-
Pasivo	-	-
Cuentas de orden de Bienes en Comodato (SAE-LyFC)		
Activo	100,694,123	104,175,000
Pasivo	(100,694,123)	(104,175,000)
Cuentas de orden de administración de cartera SAE		
Activo	5,171,202	5,856,738
Pasivo	(5,171,202)	(5,856,738)
Total cuentas de orden activo	449,247,709	437,457,058
Total cuentas de orden pasivo	-449,247,709	-437,457,058

25. Inversión financiada directa y condicionada

Conforme al Artículo 4 de la Ley de Ingresos para el ejercicio fiscal de 2014, los ingresos anuales que generen los proyectos de inversión financiada directa y condicionada durante la vigencia de su financiamiento, sólo podrán destinarse al pago de cada año de las obligaciones atribuibles al propio proyecto, incluyendo todos sus gastos de operación, mantenimiento y demás gastos asociados, en los términos del Presupuesto de Egresos de la Federación.

El flujo neto de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo de inversión directa en operación se muestra en el cuadro de acuerdo con la siguiente distribución con cifras en millones de pesos:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
CC	Chihuahua	2268.9	0	1262.1	21.4	985.5
CC	Monterrey II	2146.7	214.1	1433.3	26.1	473.2
CC	Rosarito III (Unidades 8 y 9)	2118.2	0	1583.4	234.9	299.9
CC	El Sauz conversión de TG a CC	2521.7	65.8	362.4	7.4	2086.1
CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	1425.0	85.7	992.5	5.5	341.3
CC	Conversión El Encino de TG a CC	1193.4	81	265.4	15.8	831.2
CC	Repontenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	5703.8	1170.5	916.8	432.3	3184.1
CC	Centro	0	0	0	0	0
CCC	Pacífico	3488.4	939.5	184.5	288.4	2076.0
CCC	Baja California	922.5	262.9	884.3	91.8	(316.5)
CCC	San Lorenzo Conversion de TG a CC	2262.9	144.7	424.8	82.3	1611.2
CCC	Cogeneración Salamanca Fase I	0	0	0	0	0
CCI	Guerrero Negro II	80.7	15.5	0	.8	64.4
CCI	Baja California Sur I	505.5	70.4	442.0	10.1	-17.0
CCI	Baja California Sur II	635.6	73.2	485.9	7.7	68.8
CCI	CI Guerrero Negro III	0	0	0	0	0
CCI	Baja California Sur IV	161.5	59.5	0	21.9	80.0
CCI	Baja California Sur III	603.4	121.6	475.1	72.5	(65.8)
CD	Puerto San Carlos II	127.8	0	0	0	127.8
CE	La Venta II	111.9	78.5	43.8	27.7	(37.5)
CG	Cerro Prieto IV	438.0	27.8	257.8	10.5	141.9
CG	Los Azufres II y Campo Geotérmico	631.3	20.9	180.3	3.3	426.7
CG	Los Humeros II	220.7	139.9	101.3	59.1	(79.6)

CUENTA PÚBLICA | 2014

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
CG	Los Azufres III (Fase I)	0	0	0	0	0
CH	Manuel Moreno Torres(2ª. Etapa)	2313.9	136.5	70.9	18.7	2087.7
CH	La Cajon	863.9	362.6	54.5	280.2	166.5
CH	La Yesca	730.69	682.1	44.3	1084.1	(1080.0)
CT	Samalayuca II	3160.3	218.6	2020.1	203.7	717.9
CT	TG Baja California II	730.6	150.7	178	47.3	(135.5)
SUMA CENTRALES		34,877.5	5,122.1	12,664.0	3,052.8	14,038.6

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
RM	Adolfo López Mateos	184.4	33.8	0	1.4	149.2
RM	Altamira	183.7	63.2	0	16.9	103.6
RM	Botello	39.5	8.8	0	0.9	29.8
RM	Carbón II	202.5	15.0	0	1.5	186.0
RM	Carlos Rodríguez Rivero	159.5	21.1	0	1.7	136.7
RM	Dos Bocas	331.3	20.0	0	2.1	309.2
RM	Emilio Portes Gil	5.4	0.10	0	0	5.3
RM	Gomez Palacio	422.1	36.4	0	2.7	382.9
RM	Ixtaczoquitlán	5	1.3	0	0.1	3.6
RM	Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	343.1	53.9	0	2.3	287.0
RM	CT Puerto Libertad	123.0	14.2	0	0.6	108.1

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
RM	Punta Prieta	142.1	13.2	0	1.4	127.5
RM	Salamanca	356.5	35.4	0	1.6	319.5
RM	Tuxpango	75.9	20.2	0	1.4	54.3
RM	CT Valle de México	78.4	8.0	0	0.5	69.8
RM	CGT Cerro Prieto (U 5)	71.5	41.3	0	22.2	8.0
RM	CT Carbón II Unidades 2 y 4	275.5	16.4	0	1.3	257.9
RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unid 1 y 2	174.7	23.6	0	2.5	148.6
RM	Infiernillo	35.8	24.0	0	5.7	6.1
RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	102.8	14.3	0	1.3	87.3
RM	CCC Huinalá II	21.1	2.	0	0.3	18.8
RM	CN Laguna Verde	1466.9	599	0	330.8	537.0
RM	CT Punta Prieta Unidad 2	74.2	6.2	0	1.1	67.0
RM	CCC Poza Rica	1	18.8	0	7.9	(25.7)
RM	CCC El Sauz Paquete 1	642.9	141.6	0	62.0	439.2
RM	Francisco Pérez Ríos	852.7	138.5	0	23.8	690.4
RM	Huinalá	13.8	0.7	0	0	13.1
RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	243.5	15.8	0	1.3	226.3
RM	CCC Tula	67.9	6.2	0	0.5	61.2
RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	237.5	42.7	0	3.8	191.0
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	177.2	34.5	0	3.5	139.2
RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unid 3, 4, 5 y 6	564.2	48.8	0	5.7	509.7
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 1 y 2	845.7	205.1	0	73.0	567.6
RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	17.9	5.5	0	0.5	11.9
RM	CCC Samalayuca II	26.6	1.3	0	0.1	25.1

CUENTA PÚBLICA | 2014

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
RM	CCC El Sauz	43.2	4.6	0	0.7	37.8
RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	170.3	34.1	0	5.2	131.0
SUMA OTROS		8,779.1	1,769.6	0	588.3	6,421.2
PRR	Presa Reguladora Amata	109.1	14.4	18.0	0.6	76.1
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	342.3	32.7	7.5	3.6	298.5
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	627.0	51.8	81.0	13.9	480.4
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	456.1	51.3	24.2	7.5	373.1
SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	404.9	128.7	275.6	7.5	(7.0)
SUV	Suministro de 970 T/h a las Centr. de Cerro Prieto	253.2	151.6	183.3	56.2	(137.8)
Suma		2,192.5	430.4	589.6	89.3	1,083.2
LT	211 Cable Submarino	0	0	0	0	0
LT	214 y 215 Sureste - Peninsular	700.3	141.5	29.0	26.4	503.4
LT	216 Y 217 Noroeste	0	0	0	0	0
LT	301 Centro	0	0	0	0	0
LT	302 Sureste	0	0	0	0	0
LT	303 Ixtapa-Pie de la Cuesta	0	0	0	0	0
LT	304 Noroeste	0	0	0	0	0
LT	406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	1387.6	33.0	18.0	2.2	1334.4
LT	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	1409.9	23.9	73.2	2.5	1310.3
LT	408 Naco - Nogales - Área Noroeste	64.7	0	0	0	64.7
LT	411 Sistema Nacional	142.5	12.6	24.8	2.0	103.2
LT	Manuel Moreno Torres Red Asoc. (2a. Etapa)	540	117.6	54.4	9.7	358.3
LT	414 Norte - Occidental	190.0	35.6	15.3	2.4	136.7

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
LT	502 Oriental - Norte	148.4	17.9	9.3	1.1	120.1
LT	506 Saltillo-Cañada	313.6	38.5	40.2	7.2	227.6
LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	983.7	120.6	29.7	18.6	814.9
LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	785.1	13.7	24.4	1.6	745.4
LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	920.4	137.9	32.2	8.8	741.6
LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	1148.7	176.6	43.3	18.9	910.0
LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste	176.1	33.7	4.5	2.6	135.3
LT	613 Subtransmisión Occidental	221.0	33.1	5.5	3.2	179.3
LT	614 Subtransmisión Oriental	147.5	21.8	1.1	1.4	123.2
LT	615 Subtransmisión Península	173.8	29.2	4.4	1.6	138.5
LT	Red Asoc. de Transm. de la CCI Baja C. Sur I	8.3	14.1	1.1	0.3	(7.3)
LT	1012 Red de Transmisión Asociada CCC Baja California	303.0	14.6	0.6	2.2	285.6
LT	Lineas Centro	44.0	7.3	1.6	0.4	34.6
LT	Red de Transmisión Asociada a la CH el Cajon	290.3	76.8	14.5	8.0	191.0
LT	Red de Transmisión Asoc. a Altamira V	1110.8	88.4	22.6	15.9	983.9
LT	Red de Transmisión Asoc. a la Laguna II	191.6	23.3	1.8	1.7	164.9
LT	Red de Trans. Asoc. a el Pacifico	960.2	122.5	34.2	51.6	751.9
LT	707 Enlace Norte-Sur	286.9	18.9	7.2	0.9	259.9
LT	Riviera Maya	299.1	42.2	10.8	3.9	242.1
LT	807 Durango 1	208.0	37.3	9.2	2.8	158.7
LT	Red de Transm Asoc a la CE La Venta II	30.1	7.5	0.7	1.4	20.6
LT	Red de Transm Asociada A LA CC San Lorenzo	281.1	6.3	0.3	1.0	273.5
LT	Red de Transm Asoc a la CH La Yesca	201.3	109.8	11.2	43.2	37.0
LT	Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	1.0	47.9	7.2	29.0	(83.1)

CUENTA PÚBLICA | 2014

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta III	40.9	1.5	0.7	0.5	38.2
LT	Red de Transmisión Asociada al Proy de temp abierta u Oax II, III Y IV	180.2	52.8	32.5	25.4	69.6
LT	Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	45.9	6.9	0.7	1.8	36.5
LT	Red de Transmisión Asociada a la Ci Guerrero Negro III	1.0	1.5	0.3	0.9	(1.7)
LT	Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	248.3	27.2	1.9	11.0	208.3
SLT	701 Occidente -Centro	418.7	89.1	3.5	12.9	313.2
SLT	702 Sureste-Peninsular	237.3	32.6	3.0	7.3	194.3
SLT	703 Noreste- Norte	118.1	21.2	6.8	2.3	87.8
SLT	704 Baja California-Noroeste	51.2	7.7	1.9	0.3	41.3
SLT	706 Sistemas Norte	1488.8	187.5	46.8	21.5	1233.0
SLT	709 Sistemas Sur	970.8	113.2	63.4	7.2	787.1
SLT	801 Altiplano	736.5	95.0	35.6	10.6	595.4
SLT	803 Noine	302.2	74.6	0.7	8.9	218.0
SLT	806 Bajío	221.4	104.5	19.8	19.7	77.4
SLT	901 Pacífico	207.7	44.6	18.7	7.7	136.6
SLT	902 Itsmo	613.2	89.4	20.7	13.7	489.5
SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	367.7	70.7	27.0	16.5	253.4
SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	360.4	87.6	18.6	29.6	224.7
SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	476.8	152.6	26.4	75.2	222.7
SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	531.2	144.5	29.8	69.7	287.2
SLT	1204 Conversión a 400 kv a el Área Peninsular	1466.6	173.3	71.5	49.7	1172.1
SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	1683.4	217.3	14.0	70.0	1382.1
SLT	1201 Transmisión y Transfor de Baja California	417.4	51.0	9.7	27.9	328.9
SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-I y 2	1648.6	54.0	0.4	21.2	1573.0

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	60.7	8.1	11.7	2.6	38.3
SLT	1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	49.0	10.8	6.2	3.5	28.5
SLT	1404 Subestaciones del Oriente	70.9	22.4	9.5	13.4	25.5
SLT	1401 Ses y LTs de las Áreas Baja Calif y Noroeste	294.6	85.1	23.0	40.5	146.0
SLT	1405 Subest y Líneas de Transm de las áreas Sureste	102.3	16.3	11.9	5.5	68.6
SLT	1402 Cambio de Tensión de LT Culiacan-Los Mochis	338.0	66.3	21.6	20.7	229.4
SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste -Norte	97.8	42.5	10.3	21.0	24.1
SLT	1604 Transmisión Ayotla-Chalco	1.9	0	0.8	0	1.1
SLT	1721 Distribución Norte	0	0	0	0	0
SLT	1720 Distribución Valla de México	0	0	0	0	0
SLT	1722 Distribución Sur	0	0	0	0	0
SLT	1703 Conversión 400 kv De la Riviera Maya	0	0	0	0	0
SLT	1702 Transmisión y Transformación Baja- Noine	75.3	11.2	18.7	3.6	41.8
SLT	1704 Interconexión sistemas aislados Guerrero Negro Sta. Rosalía	9.2	0.5	2.2	0.1	6.5
SLT	1820 Divisiones de Distribución del valle de México	0	0	0	0	0
SLT	802 Tamaulipas	1126.1	77.6	35.9	10.9	0
SLT	903 Cabo- Norte	348.4	64.7	15.6	8.7	0
SLT	1001 Red de Transmisión Baja Nogales	400.0	35.1	5.4	4.4	0
SLT	1118 Transmisión Y Transformación del Norte	266.1	38.8	13.2	11.3	202.8
	Suma	29,743.7	3,983.8	1,172.2	930.2	22,081.3
SE	212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	287.9	63.4	10.7	3.6	210.1
SE	218 Noroeste	314.8	35.2	31.2	6.6	241.8
SE	219 Sureste-Peninsular	0	0	0	0	0

CUENTA PÚBLICA | 2014

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
SE	220 Oriental - Centro	0	0	0	0	0
SE	221 Occidental	1327.2	187.4	61.8	11.2	1066.8
SE	305 Centro-Oriente	0	0	0	0	0
SE	306 Sureste	0	0	0	0	0
SE	307 Noreste	0	0	0	0	0
SE	308 Noroeste	0	0	0	0	0
SE	401 Occidental-Central	0	0	0	0	0
SE	402 Oriental-Peninsular	119.4	4.7	15.7	0.2	98.8
SE	403 Noreste	0	0	0	0	0
SE	404 Noroeste-Norte	0	0	0	0	0
SE	405 Compensacion Alta Tension	17.2	0	2.5	0	14.7
SE	410 Sistema Nacional	0	0	0	0	0
SE	412 Compensacion Norte	17.7	0	2.6	0	15.1
SE	413 Noroeste- Occidental	302.0	53.0	23.9	3.2	222.0
SE	503 Oriental	14.8	0	1.9	0	13.0
SE	504 Norte-Occidental	45.1	10.1	2.3	0.2	32.5
SE	607 Sistema Bajio- Oriental	281.3	7.9	41.1	2.1	230
SE	611 Subtransmision Baja CaliforNIA-Noroeste	203.2	35.0	8.5	4.0	155.7
SE	Norte	61.6	8.8	2.8	0.4	49.7
SE	705 Capacitores	41.4	3.7	3.7	0.2	33.8
SE	708 Compensacion Dinamicas Oriental-Norte	420.8	48.2	28.0	3.1	341.5
SE	811 Noroeste	67.3	12	3.1	1.0	51.2
SE	813 Division Bajio	551.4	59.0	6.4	8.1	478.0
SE	911 Noreste	153.3	9.8	2.4	1.1	140.0

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
SE	912 Division Oriente	49.2	16.9	3.3	5.3	23.7
SE	915 Occidental	61.1	12.2	1.3	1.8	45.8
SE	1004 Compensacion Dinamica Area Central	135.6	18.1	9.2	1.5	106.8
SE	1110 Compensacion Capacitiva del Norte	141.9	33.2	24.4	7.8	76.6
SE	1116 Transformacion del Noreste	1507.7	222.4	50.2	116.1	1119.0
SE	1117 Transformacion de Guaymas	143.8	21.25	3.7	7.7	111.1
SE	1120 Noroeste	246.8	53.0	9.5	19.5	164.7
SE	1122 Golfo Norte	137.41	40.2	8.2	21.2	67.7
SE	1124 Bajio Centro	159.4	50.4	5.6	16.6	86.7
SE	1125 Distribucion	542.8	128.9	17.8	47.0	349.3
SE	1127 Sureste	57.6	19.5	1.5	6.6	30.1
SE	1128 Centro Sur	92.9	28.1	8.0	10.8	46.0
SE	1129 Compensacion Redes	93.7	19.4	5.0	6.5	62.7
SE	1205 Compensacion Oriental - Peninsular	130.5	9.6	4.6	5.3	111.0
SE	1212 Sur-Peninsular	246.4	47.8	15.8	19.8	163.0
SE	1202 Suministro de Energia a la Zona Manzanillo	377.2	48.8	16.4	20.6	291.5
SE	1211 Noreste-Central	98.7	31.0	13.6	12.2	41.9
SE	1210 Norte - Noroeste	424.0	107.4	15.1	39.5	262.0
SE	1323 Distribucion Sur	107.4	18.7	15.4	4.8	68.3
SE	1322 Distribucion Centro	46.2	12.7	5.0	3.3	25.1
SE	1321 Distribucion Noreste	153.7	41.3	13.4	14.8	84.2
SE	1320 Distribucion Noroeste	135.9	44.5	11.0	19.1	61.4
SE	1421 Distribucion Sur	40.2	10.9	4.8	4.5	20.1
SE	1403 Compensacion Capacitiva de las Areas Noroeste-Norte	53.7	9.7	8.3	2.5	33.2

CUENTA PÚBLICA | 2014

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
SE	1420 Distribucion Norte	56.5	6.9	9.3	4.2	36.2
SE	1521 Distribucion Sur	39.5	5.5	7.7	1.8	0
SE	1520 Distribucion Norte	21.5	0.8	5.8	0.3	0
SE	1620 Distribucion Valle de Mexico	144.5	6.6	38.7	3.0	96.3
SE	1801 Subestaciones Baja-Noroeste	0	0	0	0	0
SE	812 Golfo Norte	30.8	6.0	1.5	0.5	22.8
SE	914 Division Centro Sur	129.7	13.6	4.7	6.8	104.7
SE	1006 Central -Sur	78.2	20.1	2.5	11.9	43.6
SE	1005 Noroeste	398.7	83.7	7.0	22.9	285.1
SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	200.5	52.2	16.9	16.9	114.5
SE	1121 Baja California	48.9	6.1	1.6	2.4	38.8
SE	1123 Norte	55.8	5.0	5.0	1.3	44.6
SE	1111 Transmision y Transformacion del Central -Occidental	294.8	92.0	16.3	50.3	136.1
SE	1206 Conversion a 400 KV de la Mazatlan II-La Higuera	204.5	56.4	24.8	27.6	0
SE	1213 Compensacion de Redes	243.0	62.7	15.1	24.8	140.5
	Suma	11,357.2	2,001.8	676.3	634.4	7,951.1
	Total proyectos de inversión directa	86,950.0	13,307.7	15,102.1	5,295.1	51,575.4

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

El flujo neto de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo de inversión condicionada en operación se muestra en el cuadro (en millones de pesos) de acuerdo con la siguiente distribución:

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	Variables	Flujo neto
CC Altamira II	2,830.30	439.80	1,370.80	1,019.7
CC Altamira III Y IV	5,086.80	1,651.60	3,400.70	34.5
CC Altamira V	5,211.80	1,762.30	3,402.70	46.8
CC Bajío	3,358.10	237.70	2,155.20	965.2
Cc Campeche	814.20	590.50	438.20	-214.6
CC Chihuahua III	1,491.00	460.70	905.10	125.2
CC Hermosillo	1,658.10	482.70	941.60	233.7
CC La Laguna II	2,915.60	1,278.30	1,615.20	22.1
CC Mexicali	1,831.00	573.10	1,037.10	220.8
CC Monterrey III	2,909.90	562.40	1,365.20	982.3
CC Naco-Nogales	1,985.40	480.00	1,084.30	421.1
CC Río Bravo II	3,035.10	489.90	1,618.50	926.6
CC Río Bravo III	2,689.20	1,089.50	1,506.90	92.9
CC Río Bravo IV	3,016.40	986.70	1,525.80	503.9
CC Saltillo	1,538.00	396.20	800.40	341.5
CC Tamazunchale	5,141.60	1,845.80	3,214.00	81.8
CC Tuxpan II	2,073.80	697.70	1,232.80	143.3
CC Tuxpan III y IV	5,122.90	1,770.90	3,332.60	19.4
CC Tuxpan V	3,021.90	996.60	1,603.00	422.4

CUENTA PÚBLICA | 2014

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	Variables	Flujo neto
CC Valladolid III	2,603.40	940.00	1,241.50	421.9
CCC Norte	3,111.50	1,121.10	1,509.70	480.6
CCC Norte II	2,630.20	854.60	1,751.60	24.0
CE La Venta III	191.30	-	397.50	-206.2
CE Oaxaca I	229.50	-	358.60	-129.1
CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	683.50	-	1,148.80	-465.4
CT Merida III	2,677.30	341.20	1,426.50	909.7
TRN Gasoducto Cd Pemex Valladolid	340.50	300.00	37.10	3.4
TRN Terminal de Carbon de la CT Pdte. Plutarco Elias Calles	534.00	420.60	108.10	5.3
Total de proyectos de inversión condicionada	68,732.30	20,769.90	40,529.50	7,432.80

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

26. Información por segmentos

El Gobierno Federal por conducto de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT) otorgó concesión a CFE para instalar, operar y explotar una red pública de comunicaciones.

Esta red, indispensable para la operación de CFE, se convierte en un complemento importante de la red de telecomunicaciones de todo el país, por lo que con fecha 28 de marzo de 2006 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el acuerdo No. 33/2006 emitido por la Junta de Gobierno de CFE de fecha 28 de febrero de 2006, mediante el cual se reforman diferentes numerales del estatuto orgánico de CFE, para modificar el objeto con la prestación del servicio de telecomunicaciones en términos de la Ley Federal de Telecomunicaciones.

Con el propósito de maximizar la utilización de dicha red de fibra óptica, y dado que ésta cuenta con la capacidad de ofrecer servicios a terceros, la CFE solicitó y obtuvo el día 10 de noviembre de 2006 de parte de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), un título de "Concesión de red pública de telecomunicaciones para la prestación de los servicios de provisión y arrendamiento de capacidad de la red y la comercialización de la capacidad adquirida, respecto de redes de otros concesionarios, originalmente en 71 poblaciones del país", los cuales se han incrementado a nivel nacional con una vigencia inicial de 15 años prorrogables.

A efecto de lograr una adecuada operación de la red, tanto para propósitos internos como para el uso por terceros, la Junta de Gobierno de CFE ha autorizado la modificación de la estructura orgánica creando dos Coordinaciones: la primera, la Coordinación de Fibra Óptica, dedicada a la operación y mantenimiento de la red de fibra óptica; y la segunda, la Coordinación de CFE Telecom, con funciones relacionadas con la comercialización de los servicios autorizados en el título de concesión.

Actualmente se han firmado 192 contratos con 136 Clientes de los segmentos, Industria, Empresa y Gobierno.

Al 31 de diciembre de 2014, la CFE cuenta con una Red Nacional de Fibra Óptica de 39,788.50 kilómetros que se dividen en Red Internodal: 37,295.73 kilómetros y Red de Acceso y Acceso Local 2,492.77 Km., desarrollada para incrementar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y que permitirá instrumentar una solución de largo plazo para las comunicaciones técnico-administrativas de voz, datos, video, entre otras; sustituyendo paulatinamente los servicios de telecomunicaciones que actualmente son prestados por terceros.

El segmento CFE TELECOM que se describe, incluye ingresos principalmente por la prestación de servicios de provisión y arrendamiento de la capacidad de la red y comercialización de la capacidad adquirida, respecto de otros concesionarios a nivel nacional con infraestructura propia y/o arrendada, así como ingresos obtenidos por adecuaciones y sus costos incurridos en cada rubro.

Derivado de la reforma de telecomunicaciones se prevé que la CFE ceda a Telecomunicaciones de México, su concesión para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones y le transfiera todos los recursos y equipos necesarios para la operación y explotación de dicha red. Conforme a esta reforma, CFE conserva la red de fibra óptica, indispensable para la prestación del servicio eléctrico, y transferirá junto con la operación, los recursos necesarios para la explotación de dicha red, a fin de garantizar la cobertura del servicio de telecomunicaciones a todos los mexicanos.

a. Información por segmento operativo

Concepto	Al 31 de diciembre de 2014		
	ENERGIA	CFE TELECOM	TOTAL
Ingresos	\$ 333,397,050	1,038,780	334,435,830
Depreciación y amortización	36,428,310	1,062	36,429,380
Costo Financiero	24,472,852	(2,092)	24,470,760
Utilidad de operación	12,687,815	366,950	13,054,765
Inversión en activos productivos	833,380,058	17,716 (*)	833,397,774
Activos totales	1,011,074,543	245,535	1,011,320,078

Concepto	Al 31 de diciembre de 2013		
	ENERGIA	CFE TELECOM	TOTAL
Ingresos	\$ 318,409,599	\$ 830,315	\$ 319,239,914
Depreciación y amortización	31,307,162	1,024	31,308,186
Costo Financiero	12,848,940	(4,966)	12,843,974
Pérdida de operación	231,803	313,542	545,345
Inversión en activos productivos	792,597,585	18,824 (*)	792,616,409
Activos totales	963,175,162	340,013	963,515,175

Los ingresos por concepto de CFE TELECOM, se incluyen en el estado de resultados en otros ingresos, neto.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

(*) Sólo considera el costo del edificio administrativo, el mobiliario y equipo de oficina y de transporte, asignado al personal de esa área. En la columna de energía se incluye la inversión en la red de fibra óptica con un valor al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de \$ 5,301,639 y \$4,983,705, respectivamente.

b. Plantas, instalaciones y equipo en proceso operativo

Formando parte del rubro plantas, instalaciones y equipo se incluyen las plantas, instalaciones y equipo en operación cuyo saldo neto se integra como sigue:

	2014	2013
Corporativo	\$ 3,390,311	\$ 965,211
Generación	328,560,480	320,905,505
Distribución	265,547,006	250,815,097
Transmisión y transformación	181,989,091	171,317,293
Fibra óptica	4,823,962	4,478,830
Control	-	550,886
Construcción	1,536,668	1,262,197
	<hr/>	<hr/>
	785,847,517	750,295,019
Desmantelamiento CN Laguna Verde	270,121	284,685
	<hr/>	<hr/>
Total de propiedades, plantas y equipo (Neto)	\$ 786,117,638	\$ 750,579,704

c. Ingresos por división (zona geográfica)

	2014	2013
Baja California	\$ 19,481,161	\$ 18,167,707
Noroeste	21,140,935	21,326,632
Norte	22,272,054	21,384,571
Golfo Norte	46,894,681	44,013,072
Centro Occidente	13,283,083	13,056,054
Centro Sur	13,152,775	12,403,625
Oriente	16,334,553	15,967,705
Sureste	13,714,983	13,125,346
	2014	2013
Bajío	33,204,067	30,883,314
Golfo Centro	15,045,982	14,478,764
Centro Oriente	19,014,636	18,298,539
Peninsular	14,734,242	13,782,851
Jalisco	21,479,752	20,579,046
Valle de México Norte	18,462,179	17,948,100
Valle de México Centro	16,946,562	16,453,368
Valle de México Sur	17,915,815	17,036,376
Subtotal ventas al detalle	323,077,460	308,905,070
En bloque para reventa	1,135,618	962,661
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	706,492	364,615
Usos ilícitos	2,092,232	1,258,191
Por falla de medición	1,166,132	861,581
Por error de facturación	1,863,457	3,136,992
	5,828,313	5,621,378
Otros productos de explotación	3,355,659	2,920,489
Total productos de explotación	\$ 333,397,050	\$ 318,409,599

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

d. Ingresos por grupos homogéneos de clientes

	2014		2013
Ventas al detalle			
Servicio doméstico	\$ 62,948,688	\$	59,382,988
Servicio comercial	40,710,415		39,286,398
Servicio para alumbrado público	19,892,164		18,586,006
Servicio agrícola	4,703,419		5,466,253
Servicio industrial	194,822,774		186,183,425
Total ventas al detalle	323,077,460		308,905,070
	2014		2013
En bloque para reventa	1,135,618		962,661
Otros programas:			
Consumos en proceso de facturación	706,492		364,615
Usos ilícitos	2,092,232		1,258,191
Por falla de medición	1,166,132		861,581
Por error de facturación	1,863,457		3,136,992
Suma	5,828,313		5,621,378
Otros productos de explotación	3,355,659		2,920,489
Total productos de explotación	\$ 333,397,050	\$	318,409,599

El segmento "Servicios de energía eléctrica" incluye principalmente la venta del servicio público de energía eléctrica, que consiste en: generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica a todos los usuarios del país, así como planear y realizar todas las obras, instalaciones y trabajos que requiera el sistema eléctrico nacional en materia de planeación, ejecución, operación y mantenimiento, con la participación que a los productores independientes de energía les corresponda, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

27. Emisión de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados con fecha 15 de marzo de 2015, por Dr. Enrique Ochoa Reza, Director General; Dr. Jaime F. Hernández Martínez, Director de Finanzas; y el MAF. Román Castillo Morquecho, Gerente de Contabilidad, responsables de la información financiera de la Empresa.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Conciliación entre los Ingresos Presupuestarios y Contables Correspondiente del 01 de enero al 31 de diciembre del 2014 (Cifras en miles de pesos)		
1. Ingresos Presupuestarios		340,479,997
2. Mas ingresos contables no presupuestarios		91,916,737
Incremento por variación de inventarios		
Disminución del exceso de estimaciones por pérdida o deterioro u obsolescencia		
Disminución del exceso de provisiones		
Otros ingresos y beneficios varios	28,902,429	
Otros ingresos contables no presupuestarios	63,014,308	
3. Menos ingresos presupuestarios no contables		13,440,612
Productos de capital		
Aprovechamientos capital		
Ingresos derivados de financiamientos	4,284,036	
Otros ingresos presupuestarios no contables	9,156,576	
4. Ingresos Contables (4= 1+2-3)		418,956,122

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Conciliación entre los Egresos Presupuestarios y los Gastos Contables Correspondiente del 01 de enero al 31 de diciembre del 2014 (Cifras en miles de pesos)		
1. Total de Egresos (presupuestarios)		370,935,754

2. Menos egresos presupuestarios no contables		85,190,477
Mobiliario y equipo de administración	194,853	
Mobiliario y equipo educacional y recreativo		
Equipo e instrumental médico y de laboratorio	118,445	
Vehículos y equipo de transporte	162,128	
Equipo de defensa y seguridad		
Maquinaria, otros equipos y herramientas	3,788,280	
Activos intangibles		
Bienes inmuebles	13,307,710	
Activos intangibles		
Otra pública en bienes propios	20,925,029	
Acciones y participaciones de capital		
Compra de títulos y valores		
Inversiones en fiduciarios, mandatos y otros análogos		
Provisiones para contingencias y otros arrendamientos especiales	11,314,557	
Amortización de la deuda pública		
Ayudas de agencias federales anteriores (ADEFAS)		
Otros Egresos Presupuestales No Contables	35,379,475	

3. Menos gastos contable no presupuestales		142,086,809
Estimaciones, depreciaciones, deterioros, obsolescencia y amortizaciones	36,429,380	
Provisiones		
Disminución de inventarios		
Aumento por insuficiencia de estimaciones por pérdida o deterioro u obsolescencia		
Aumento por insuficiencia de provisiones		
Otros Gastos	105,657,429	
Otros Gastos Contables No Presupuestales		

4. Total de Gasto Contable (4 = 1 - 2 + 3)		427,832,086
---	--	--------------------

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Conciliación de los Flujos de Efectivo Netos de las Actividades de Operación y la cuenta de Ahorro/Desahorro antes de Rubros Extraordinarios.

(Miles de pesos)

	2014	2013
Ahorro/Desahorro antes de rubros Extraordinarios	(46,831,901)	(37,552,354)
<i>Movimientos de partidas (o rubros) que no afectan al efectivo.</i>		
Depreciación	41,564,905	37,871,722
Amortización		
Incrementos en las provisiones	(765,249)	(5,246,823)
Incremento en inversiones producido por revaluación	38,950,186	141,320,040
Ganancia/pérdida en venta de propiedad, planta y equipo	(3,249,851)	2,737,648
Incremento en cuentas por cobrar	(1,660,259)	1,244,551
Partidas extraordinarias	(27,212,502)	(140,827,608)

NOTA: No existen eventos posteriores que afecten los estados financieros
