

Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado
del Gobierno Federal

**ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010**

Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Estados financieros dictaminados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011 y 2010

Contenido

Anexos

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

ESTADOS FINANCIEROS:

Balances generales	A
Estados de resultados	B
Estados de variaciones en el patrimonio	C
Estados de flujos de efectivo	D
Notas a los estados financieros	E



Informe del auditor independiente

Oficina México - Polanco
Av. Miguel de Cervantes Saavedra
No.193, Piso 7-702
Col. Granada
11520, Miguel Hidalgo, México D.F.
+52 (55) 2624 2111 Tel
www.crowehorwath.com.mx

A la Secretaría de la Función Pública y

A la Junta de Gobierno de
Comisión Federal de Electricidad

Hemos examinado el balance general de Comisión Federal de Electricidad, Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal (el Organismo), al 31 de diciembre de 2011, y los estados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año que terminó en esa fecha. Dichos estados financieros son responsabilidad de la administración del Organismo. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los mismos, con base en nuestra auditoría. Los estados financieros por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010, fueron examinados por otros contadores públicos quienes expresaron una opinión sin salvedades con fecha 3 de marzo de 2011.

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en México, las cuales requieren que la auditoría sea planeada y realizada de tal manera que permita obtener una seguridad razonable de que los estados financieros no contienen errores importantes, y de que están preparados de acuerdo con las normas de información financiera mexicanas. La auditoría consiste en el examen, con base en pruebas selectivas, de la evidencia que soporta las cifras y revelaciones de los estados financieros; asimismo, incluye la evaluación de las normas de información financiera utilizadas, de las estimaciones significativas efectuadas por la administración y de la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para sustentar nuestra opinión.

1. A partir del 1 de enero de 2012 el Organismo llevó a cabo un cambio en las políticas contables y en la base de preparación de los estados financieros, el cual consistió en dejar de utilizar las Normas de Información Financiera Mexicanas para adoptar las Normas Internacionales de Información Financiera, sus adecuaciones e interpretaciones, emitidas por el International Accounting Standard Board. Este cambio originó efectos significativos en los principales rubros de los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 (fecha de transición), los cuales se muestran en la Nota 27.
2. Por separado se han preparado y emitido estados financieros de acuerdo con las Normas Generales de Información Financiera Gubernamental y las Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal emitidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para ser utilizados en la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Comisión Federal de Electricidad, Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal, al 31 de diciembre de



Crowe Horwath Gossler™

2011, y los resultados de sus operaciones, las variaciones en su patrimonio y los flujos de efectivo, por el año que terminó en esa fecha, de conformidad con las normas de información financiera mexicanas.

GOSSLER, S.C.

Leobardo Brizuela Arce
Contador Público Certificado

México, D.F.
Febrero 28, 2012

Comisión Federal de Electricidad
(Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

Balances generales
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO A

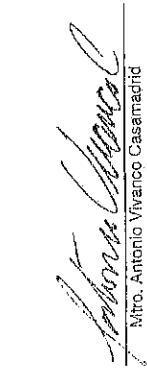
	2011	2010	Pártivo	2011	2010
Activo					
Circulante:					
Efectivo y equivalentes de efectivo (nota 3b y 4)	\$ 48,619,636	\$ 25,019,937	Corte Plazo:		
36,222,412	72,428,049	Porción circulante de la deuda documentada (nota 10)	\$ 12,912,137	\$ 12,521,710	
29,361,064	26,301,745	Porción circulante de PIDIREGAS (nota 3e y 11)	11,784,405	10,748,959	
164,703,112	123,749,731	Proveedores y contratistas	29,448,549	19,304,120	
		Impuestos y derechos por pagar (nota 12)	3,490,396	3,103,056	
		Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	20,268,899	17,588,735	
		Depositos de usuarios y contratistas	14,300,869	11,852,797	
Total del activo circulante				92,213,255	75,119,467
Préstamos a los trabajadores a largo plazo	6,657,303	5,928,981	Productos por realizar:		
Plantas, instalaciones y equipos, neto (nota 3b y 8)	690,105,428	671,206,294	Deuda documentada (nota 10)	1,666,016	1,383,561
Instrumentos financieros derivados (nota 3g y 9)	18,014,998	17,254,628	Instrumentos financieros derivados (nota 3g y 9)	103,201,480	59,623,943
Otros activos	26,930,717	23,062,639	PIDIREGAS	17,080,928	17,527,795
			Otros pasivos a largo plazo (nota 3h, f y 13)	66,986,407	59,880,397
			Beneficio a los empleados (nota 3i y 14)	11,332,224	10,009,251
			Provisión por demandas laborales al retiro y otras contingencias (nota 3q y 15)	297,020,648	261,476,073
Total del activo	\$ 906,411,558	\$ 841,202,273	Total del pasivo	3,726,825	3,545,024

Patrimonio

Patrimonio acumulado (nota 16)	352,656,762	380,702,406
Subsidio a Consumidores no cubiertos por el Gobierno Federal (nota 3n y 19)	(26,090,567)	(34,197,258)
Aportaciones recibidas y otros (Pérdida) utilidad neta del año	3,786,348	5,332,547
Total del patrimonio		
	(17,168,668)	809,057
	313,183,775	352,656,762
Total del pasivo y patrimonio	\$ 906,411,558	\$ 841,202,273

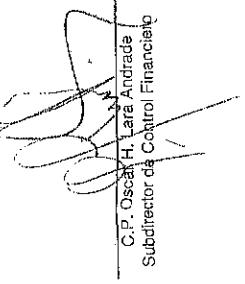
CUENTAS DE ORDEN (nota 24)

	2011	2010
Activo	\$392,350,355	\$365,737,182
Pasivo	(392,350,355)	(365,737,182)


Francisco U. Santoyo Vargas
Director de Finanzas

Antonio Iván Casamadrid
Director General

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.


C.P. Aurora Navarrete Díaz
Gerente de Contabilidad


C.P. Oscar H. Lara Alvarado
Subdirector de Control Financiero

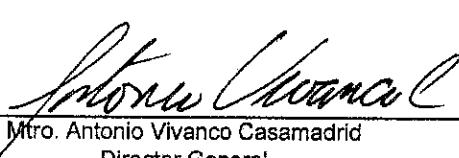
Comisión Federal de Electricidad
 (Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

Estados de resultados

Por los ejercicios del 1º de enero al 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (Cifras expresadas en miles de pesos)

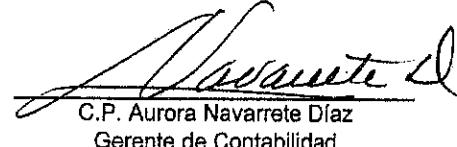
ANEXO B

	2011	2010
Ingresos por venta de energía (notas 31,k y 26)	\$ 291,939,130	\$ 254,417,339
Costos y gastos:		
De explotación	231,448,706	205,913,903
Depreciación	28,373,756	27,209,353
Gastos administrativos	6,289,864	5,883,423
Costo estimado actuarial del período por obligaciones laborales	<u>52,896,585</u>	<u>52,535,794</u>
Total de costos y gastos de operación	<u>319,008,911</u>	<u>291,542,473</u>
Utilidad (Pérdida) de operación	(27,069,781)	(37,125,134)
Otros (gastos) ingresos, neto (nota 17)	<u>(249,346)</u>	<u>1,788,104</u>
Impuesto sobre la renta sobre el remanente distribuible (nota 18)	<u>(1,489,568)</u>	<u>(1,150,824)</u>
Subsidio a consumidores (nota 3n y 19)	83,383,093	89,936,145
Aprovechamiento (nota 3n y 19)	<u>(57,292,226)</u>	<u>(55,748,887)</u>
Resultado neto del subsidio y aprovechamiento	<u>26,090,867</u>	<u>34,187,258</u>
Subsidio recibido en efectivo	4,785,400	5,804,300
Resultado integral de financiamiento:		
Intereses a cargo, neto (nota 3o y 20)	(8,925,717)	(5,593,298)
(Pérdida) Utilidad cambiaria, neta (nota 20)	<u>(10,310,323)</u>	<u>2,898,661</u>
	<u>(19,236,040)</u>	<u>(2,694,637)</u>
Pérdida (Utilidad) neta del año	<u>\$ (17,168,468)</u>	<u>\$ 809,067</u>


 Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
 Director General


 C.P. Oscar H. Lara Andrade
 Subdirector de Control Financiero


 Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
 Director de Finanzas


 C.P. Aurora Navarrete Díaz
 Gerente de Contabilidad

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 (Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

Estados de variaciones en el patrimonio
 Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011 y 2010
 (Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO C

	Patrimonio acumulado	Aportaciones recibidas	Utilidad (Pérdida) neta del año	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2009	\$ 373,663,707	\$ 5,853,330	\$ 1,185,369	\$ 380,702,406
Traspaso de saldos del año anterior, aprobado por el Órgano de Gobierno	7,038,699	(5,853,330)	(1,185,369)	
Aportaciones recibidas durante 2010 de Gobiernos Estatales y Municipales y otros		7,596,561		7,596,561
Aportación patrimonial del Gobierno Federal		23,000,000		23,000,000
Entero de aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación al Gobierno Federal		(23,000,000)		(23,000,000)
Pérdida integral (nota 21)	(36,451,272)		809,067	(35,642,205)
Saldos al 31 de diciembre de 2010				352,656,762
Traspaso de saldos del año anterior, aprobado por el Órgano de Gobierno	8,405,628	7,596,561	809,067	
Aportaciones recibidas durante 2011 de Gobiernos Estatales y Municipales y otros		(7,596,561)	(809,067)	7,288,598
Aportación patrimonial del Gobierno Federal		7,288,598		
Entero de aprovechamiento, Ley de Ingresos de la Federación del Gobierno Federal		19,134,600		19,134,600
Pérdida integral (nota 21)	(24,807,717)		(17,168,468)	(41,976,185)
Saldos al 31 de diciembre de 2011	\$ 327,849,045	\$ 2,503,198	\$ (17,168,468)	\$ 313,183,775

Oscar H. Lara Andrade
 Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
 Director General

Francisco J. Sartoyo Vargas
 C.P. Francisco J. Sartoyo Vargas
 Director de Finanzas

Aurora Navarrete Díaz
 C.P. Aurora Navarrete Díaz
 Gerente de Contabilidad

Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

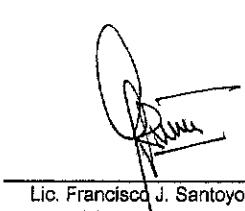
Estados de flujos de efectivo
Por los períodos de 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO D

Actividades de operación	2011	2010
Pérdida del periodo antes de impuestos sobre remanente distribuible	\$ (17,168,468)	\$ 809,067
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciación en el periodo de plantas, instalaciones y equipo	28,373,756	27,209,353
Costo neto del periodo por beneficios a los empleados	32,883,068	36,275,713
Estimaciones y reservas	1,695,222	5,216,241
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Insuficiencia del aprovechamiento sobre las transferencias virtuales del Gobierno Federal para complementar tarifas deficitarias	(26,090,867)	(34,187,258)
Intereses a cargo	10,157,230	6,768,189
Pérdida en cambios	10,310,323	(2,898,662)
	40,160,264	39,192,643
Cuentas por cobrar y otras	(14,285,555)	(21,233,623)
Materiales para operación	(3,444,241)	(2,145,607)
Proveedores y contratistas	10,144,428	(3,519,571)
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	5,138,817	631,383
Flujo neto de efectivo de actividades de operación	37,713,714	12,925,224
Actividades de Inversión		
Inversión en plantas, Instalaciones y equipo	42,510,237	44,820,365
Otros activos largo plazo	5,356,770	3,244,525
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	47,867,007	47,864,890
Efectivo excedente para aplicar en (Efectivo a obtener de) actividades de financiamiento	(10,153,293)	(34,939,666)
Actividades de financiamiento		
Aportaciones recibidas del Gobierno Federal, Estatales y otros	7,288,598	7,596,561
Contratación de deuda	49,091,873	50,086,805
Financiamientos pagados deuda	(12,676,480)	(35,828,182)
Intereses pagados	(9,782,529)	(6,702,733)
Otros pasivos de largo plazo	(168,470)	11,300,436
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	33,752,992	26,452,887
Incremento neto de efectivo e inversiones temporales	23,599,699	(8,486,779)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	25,019,937	33,506,716
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	\$ 48,619,636	\$ 25,019,937


Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
Director General


C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero


Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
Director de Finanzas


C.P. Aurora Navarrete Diaz
Gerente de Contabilidad

Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Notas a los estados financieros
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Cifras expresadas en miles de pesos)

Anexo E

1. Actividades del Organismo y Constitución

Comisión Federal de Electricidad (CFE ó el Organismo) es 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 tiene como objeto prestar, en el ámbito del territorio mexicano, el servicio público de energía eléctrica, que consiste 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 corresponda, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Asimismo, el 28 de febrero de 2006 el Organismo reformó diferentes numerales del estatuto orgánico para modificar el objeto social y poder otorgar la prestación del servicio de telecomunicaciones en los términos de la Ley Federal de Telecomunicaciones.

El día 11 de octubre de 2009 se expidió el decreto presidencial por el cual se extinguió el Organismo Público Descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LyFC), por lo que la responsabilidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el país a partir de esa fecha recae en CFE que la compartió hasta el 10 de octubre de 2009 con LyFC, la que tenía a su cargo la distribución y venta de toda la energía que se consume, principalmente en la zona metropolitana de la Ciudad de México y algunos estados circunvecinos y, en menor medida, de algunas actividades de generación y transmisión de energía. Aproximadamente el 95% de la energía que distribuía y comercializaba LyFC en su área de influencia era comprada a CFE. (Ver Nota 6)

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).

2. Bases de formulación de los estados financieros

Los estados financieros que se acompañan han sido preparados de conformidad con las Normas de Información Financiera (NIF), emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C. (CINIF), dicho Consejo es un organismo independiente cuyos objetivos principales son desarrollar las NIF, los procesos de investigación, auscultación, emisión y difusión de las mismas, así como lograr su convergencia con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

La CFE elaboró los estados de resultados, clasificando los costos y gastos por su naturaleza atendiendo a la esencia específica del tipo de costo o gasto de la entidad. Así mismo, la Entidad presenta estos estados determinando adicionalmente a lo establecido en la NIF B-3, los niveles de pérdida de operación, ya que considera que esta información facilitará a los usuarios de la información financiera la toma de decisiones.

3. Resumen de las principales políticas contables

Las principales políticas contables seguidas por el Organismo, son las siguientes:

a. Reconocimiento de los efectos de la inflación

La NIF B-10 "Efectos de la inflación" señala que las entidades pueden operar en dos tipos de entorno económicos, el inflacionario y el no inflacionario. En el entorno inflacionario (cuando la inflación en los últimos tres años es mayor al 26%) se deben reconocer los efectos de la inflación. En el entorno no inflacionario se suspende el reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera. Cuando se presente nuevamente un entorno inflacionario, se efectuará una reconexión (reconocimiento en forma retrospectiva de los efectos no reconocidos en ejercicios no inflacionarios).

La inflación acumulada de los últimos tres ejercicios fue de 14.52% y del 14.44% a diciembre de 2011 y 2010, por lo que el entorno económico es calificado como no inflacionario y, en consecuencia, la CFE suspendió el reconocimiento de los efectos de la inflación en los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

El Organismo mantiene en sus activos, pasivos y patrimonio los efectos de reexpresión determinados hasta el último periodo en el que operó en un entorno inflacionario, es decir al 31 de diciembre de 2007. Estos efectos se darán de baja en la misma fecha y con el mismo procedimiento con los que se den de baja los correspondientes activos, pasivos, o componentes del patrimonio a valores nominales.

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.

Las inversiones temporales son instrumentos fácilmente convertibles a efectivo y sujetas a riesgos de mercado poco significativos de cambios en valor. Están representadas por instrumentos de mercado de dinero. Para efectos contables se clasifican con fines de negociación y su fluctuación en valor razonable se reconoce en el resultado del ejercicio.

c. Inventario de materiales para operación y costo de consumos

Los inventarios de materiales para operación se registran originalmente a su costo de adquisición, y los saldos finales mensuales se valúan a costo promedio o valor de mercado, el que sea menor. El costo de los materiales consumidos se registra 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. Actualmente la política es aplicar un factor mensual 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.

d. Plantas, instalaciones y equipo

Se registran a su costo de adquisición y/o construcción, incluyéndose como parte del costo los siguientes conceptos: gastos administrativos del corporativo relacionados directamente con la construcción e instalación de activos, costos de jubilaciones y primas de antigüedad, correspondientes al personal permanente de las áreas de construcción y la depreciación de los equipos utilizados en la construcción e instalación de los activos.

Hasta el 31 de diciembre de 1996, los activos fijos distintos a los adquiridos bajos los programas de PIDIREGAS, fueron actualizados a valores de reposición, 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.

La depreciación de plantas, instalaciones y equipos de operación se calcula por el método de línea recta a partir de la puesta en operación de los activos, considerando tasas de depreciación acordes con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE, como sigue:

	<u>Tasa anual %</u>
Centrales generadoras-geotérmicas	Del 2 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 2.86
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

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se deprecian conforme a las tasas autorizadas por la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR).

e. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo ("PIDIREGAS")

En 1996 CFE inició proyectos de inversión para construir activos generadores de ingresos, bajo control presupuestario directo, con financiamiento privado a largo plazo.

Al momento de la entrega de las obras, materia del contrato, recibidas a satisfacción de CFE, se registra el activo en la cuenta de activo fijo 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.

f. Deterioro de activos de larga duración en uso

El Organismo 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 del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros o el precio neto de venta en el caso de eventual disposición. Los indicios de deterioro que se consideran para estos efectos son, entre otros, las pérdidas de operación o flujos de efectivo negativos en el período 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 derivados

El Organismo 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.

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 la utilidad (pérdida) integral 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.

El Organismo 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 del Organismo 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 resultado integral de financiamiento.

El Boletín C-10 "Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura" establece que: "Si las características críticas del instrumento de cobertura y de la posición primaria son iguales (el monto nocional, tasas de referencia para pago y cobro, y las bases relacionadas, la vigencia del contrato, la fecha de fijación de precio y de pago, las fechas de designación formal y liquidación, entre otras), entonces los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo atribuibles al riesgo que se está cubriendo, se compensarán completamente al inicio, durante y hasta el vencimiento de la cobertura, por lo cual no será necesario evaluar y medir la efectividad." Por lo anterior, en el caso de los instrumentos derivados financieros con fines de cobertura, y al cumplir con tales características, no se evalúa y no se mide la efectividad de dichos derivados

h. 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, conforme a la NIF C-18 "Obligaciones asociadas con el retiro de Propiedades, Planta y Equipo" vigente a partir del 1 de enero de 2011. La cual establece los requisitos a considerar para incrementar el costo de adquisición de un componente con el monto de la valuación de una obligación asociada con el retiro de un componente y cómo reconocer los cambios a la valuación de estas provisiones por revisiones

a los flujos de efectivo, a la periodicidad para su liquidación y a la tasa de descuento apropiada a utilizar.

i. 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 bono asimilable a la participación de los trabajadores en las utilidades (PTU) por pagar, ausencias compensadas, como vacaciones y prima vacacional e incentivos.

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 el Organismo, contratados hasta el 18 de agosto de 2008 dentro de un plan de pensiones y jubilaciones de beneficios definidos.

Para los trabajadores contratados a partir del 19 de agosto de 2008, se estableció un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida sobre la base de aportaciones que hacen el Organismo y los trabajadores a cuentas individualizadas de cada trabajador, por lo cual estos trabajadores ya no impactarán sobre el pasivo laboral por los conceptos de pensiones e indemnizaciones al retiro.

j. Impuestos a la utilidad

De acuerdo a lo establecido en la legislación fiscal aplicable, el Organismo no causa el gravamen de 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. El Organismo está obligado a determinar, pagar y reconocer en sus estados financieros este impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan requisitos fiscales con fundamento en el penúltimo y último párrafo del artículo 95 de la Ley de ISR.

Con base en lo descrito en el párrafo anterior, el Organismo determina, valúa, revela y registra en sus estados financieros, la provisión del impuesto sobre la renta por remanente distribuible conforme lo establece la NIF C-9.

k. Información por segmentos

La NIF B-5 "Información financiera por segmentos" requiere revelar en notas a los estados financieros de las entidades información respecto de sus segmentos operativos, es decir, de las actividades de negocio en las que participan, clasificar la información con base en los distintos productos o servicios que maneja, las distintas áreas geográficas en las que opera, así como los principales grupos homogéneos de clientes. Esta NIF maneja un enfoque gerencial, pues las revelaciones que requiere están basadas principalmente en los informes

que la administración de la entidad utiliza comúnmente para el análisis interno de los segmentos operativos y la toma de decisiones con respecto a los mismos.

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

I. 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.

m. 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. Las fluctuaciones cambiarias se registran en los resultados como parte del resultado integral de financiamiento.

n. 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 - De conformidad con el Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 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 2011, 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 Subsidio al consumidor 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 subsidiadas en venta de energía. Una parte importante del subsidio se considera como operación virtual, debido a que de acuerdo con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en vigor, las mismas se bonifican contra el aprovechamiento a cargo del Organismo, este subsidio se acredita en los resultados del periodo.

Afectación patrimonial - El gasto anual por aprovechamiento se compara contra el subsidio otorgado por el Gobierno Federal para complementar tarifas deficitarias. Hasta 1999 se había venido generado un pasivo neto a favor del Gobierno Federal que se capitalizó en el patrimonio al cierre de cada año, a partir del ejercicio de 2000 el monto del aprovechamiento ha sido inferior al del subsidio, por lo que la Junta de Gobierno autorizó la disminución del patrimonio de la entidad por el diferencial entre estos conceptos.

Con Gobiernos Estatales y Municipales:

Aportaciones - Las aportaciones recibidas de los Gobiernos Federal, Estatales y Municipales para electrificar poblados rurales y colonias populares, así como de particulares para ampliaciones a la red de distribución, se registran como un incremento al patrimonio.

o. Resultado integral de financiamiento

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

p. Pérdida (utilidad) integral

La pérdida (utilidad) integral que se presenta en el estado de variaciones en el patrimonio, se integra por el resultado neto del período y otras partidas que representan una ganancia o pérdida del mismo período, que de conformidad con NIF se presentan directamente en el patrimonio sin afectar el estado de resultados.

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 pueden 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. Los compromisos relevantes se revelan en las notas a los estados financieros. No se reconocen ingresos, utilidades o activos contingentes

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el efectivo y equivalentes de efectivo se integran como sigue:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Efectivo en caja y bancos	\$ 11,875,828	\$ 10,609,452
Inversiones temporales	36,743,808	14,410,485
Total	<u>\$ 48,619,636</u>	<u>\$ 25,019,937</u>

5. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, las cuentas por cobrar se integran como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Consumidores público	\$ 52,505,032	\$ 39,435,379
Consumidores gobierno	12,778,720	8,951,014
Energía vendida en proceso de facturación	<u>15,507,056</u>	<u>13,587,559</u>
	80,790,808	61,973,952
Estimación para cuentas de cobro dudoso	<u>(7,411,010)</u>	<u>(6,919,818)</u>
	73,379,798	55,054,134
Otros deudores	10,851,403	9,977,277
Impuesto al valor agregado	1,991,211	7,396,638
Total	<u>\$ 86,222,412</u>	<u>\$ 72,428,049</u>

6. Bienes en comodato

El día 11 de octubre de 2009, se expidió el decreto presidencial por el cual se extinguió el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LFC), que hasta esa fecha tenía a su cargo la distribución y venta de toda la energía eléctrica que se consume en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México y algunos estados circunvecinos; y, en menor medida, algunas actividades de generación y transmisión de energía.

Mediante este decreto se establece que la liquidación de Luz y Fuerza del Centro estará a cargo del Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE), el que, a solicitud expresa de la Secretaría de Energía por conducto de su Subsecretaría de Electricidad, en términos de lo establecido en el Artículo 2 del decreto mencionado, ha puesto a disposición de CFE los bienes necesarios para asegurar la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica en el área geográfica mencionada. Dichos bienes siguen afectos a la prestación del servicio público de energía eléctrica conforme a lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

A efecto de dar cumplimiento al referido decreto, el SAE y la CFE celebraron un convenio mediante el que se acuerda llevar a cabo un inventario de los bienes, derechos accesorios y asociados necesarios para la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica en el área geográfica citada anteriormente. En este convenio también se acuerda que a partir de la entrada en vigor del decreto antes referido, CFE se hará cargo de la facturación del servicio de energía eléctrica a la zona mencionada que comprende más de 6 millones de clientes, asumiendo los costos de distribución y comercialización correspondientes, en adición al costo de la generación de la energía eléctrica.

El Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y la CFE ratificaron el contrato de comodato el 11 de agosto de 2010, a fin de que la CFE siga utilizando gratuitamente los bienes para la prestación del servicio público de energía eléctrica en el área geográfica que hasta el 10 de octubre de 2009 tenía a su cargo la extinta LFC.

La vigencia del contrato de comodato es de tres años contados a partir del 11 de octubre de 2009; dicha vigencia quedará prorrogada automáticamente por un período de tres años más, salvo pacto en contrario de las partes.

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 \$ 106,496,000, mismo que la CFE ha registrado en cuentas de orden, este importe comprende tanto infraestructura eléctrica como bienes muebles e inmuebles.

7. Materiales para operación

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los materiales para operación se integran como sigue:

	2011	2010
Refacciones y equipo	\$ 14,320,485	\$ 14,466,582
Combustibles y lubricantes	12,931,752	9,500,992
Combustible nuclear	<u>2,834,486</u>	<u>2,678,773</u>
	30,086,723	26,646,347
Estimación por obsolescencia	(225,659)	(344,602)
Total	<u>\$ 29,861,064</u>	<u>\$ 26,301,745</u>

8. Plantas, instalaciones y equipos

Los saldos de plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se integran como se muestra en la siguiente página:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

	2011	2010
Plantas, instalaciones y equipos, neto	\$ 653,254,669	\$ 636,580,288
Obras en proceso	23,467,909	22,329,097
Materiales para construcción	<u>11,187,129</u>	<u>10,317,450</u>
	687,909,707	669,226,835
Certificados bursátiles por disponer	761,659	545,397
Activo fijo fuera de uso	<u>1,434,062</u>	<u>1,434,062</u>
 Total	 <u>\$ 690,105,428</u>	 <u>\$ 671,206,294</u>

Plantas, instalaciones y equipos en operación - Los saldos de las plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, que incluyen los equipos en arrendamiento, se integran como sigue:

	2011	2010
Plantas, instalaciones y equipos:		
Vapor	\$ 278,381,531	\$ 274,892,885
Hidroeléctricas	164,790,960	163,709,737
Nucleoeléctrica	68,618,967	62,172,043
Turbogas y ciclo combinado	52,674,579	51,490,628
Geotérmicas	22,912,837	22,676,442
Combustión interna	5,422,148	5,589,402
Instalaciones no convencionales	3,889,477	3,966,860
Líneas de transmisión y subestaciones de transformación	358,918,337	341,542,563
 Redes de distribución	 150,092,129	 141,538,625
Terrenos en proceso de regularización	583,518	563,308
Edificios administrativos y otros	<u>92,045,068</u>	<u>94,376,081</u>
	1,198,329,551	1,162,518,574
 Menos:		
Depreciación acumulada	<u>(545,074,882)</u>	<u>(525,938,286)</u>
Total	<u>\$ 653,254,669</u>	<u>\$ 636,580,288</u>

Durante los últimos años, debido a la reducción de los presupuestos anuales, la CFE no ha cumplido íntegramente con el mantenimiento requerido, consecuentemente, esta situación pudiera afectar la vida útil de ciertas plantas. No obstante lo anterior, las erogaciones efectuadas por este concepto durante 2011 y 2010 se estiman suficientes para que las plantas, instalaciones y equipos continúen operando adecuadamente.

Obras en proceso - Los saldos de obras en proceso al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran como sigue:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

	2011	2010
Planta:		
Geotérmicas	\$ 1,641,576	\$ 2,223,737
Vapor	880,796	927,928
Hidroeléctricas	4,260,890	3,122,334
Combustión interna	128,012	208,531
Turbogas y ciclo combinado	690,523	692,383
Nucleoeléctricas	372,495	331,534
Líneas, redes y subestaciones	12,720,617	11,659,390
Oficinas e instalaciones generales	1,361,838	1,030,190
Anticipos para construcción	1,411,162	2,133,070
Total	<u>\$ 23,467,909</u>	<u>\$ 22,329,097</u>

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, las partidas capitalizadas en obras en proceso, de acuerdo con la política descrita en la Nota 3-d ascendieron a \$3,930,427 y \$ 2,956,982, respectivamente (\$1,557,695 y \$1,265,057 de gastos administrativos, \$176,286 y \$82,375 de depreciación y \$2,196,446 y \$ 1,609,550 de incremento a la reserva de jubilación y primas de antigüedad, al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, respectivamente).

Materiales para construcción - Los saldos de materiales para construcción al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran como sigue:

	2011	2010
Refacciones y equipo	\$ 9,435,479	\$ 8,779,558
Materiales en poder de terceros	1,751,501	1,537,743
Equipo en tránsito	149	149
Total	<u>\$ 11,187,129</u>	<u>\$ 10,317,450</u>

Activos fijos fuera de uso – El saldo de los activos fijos fuera de uso al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integra como sigue:

	2011	2010
Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán	<u>\$ 1,434,062</u>	<u>\$ 1,434,062</u>

9. Instrumentos financieros derivados

Los saldos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 de los instrumentos financieros derivados e intereses son como sigue:

	2011	2010
<u>Con fines de cobertura</u>		
Activo	\$ 11,442,807	\$ 11,516,167
Pasivo	<u>11,233,073</u>	<u>12,606,606</u>
<u>Con fines de negociación</u>		
Activo	<u>6,572,191</u>	<u>5,738,461</u>
Pasivo	<u>5,857,855</u>	<u>4,921,189</u>
<u>Total Instrumentos Financieros Derivados</u>		
Activo	\$ 18,014,998	\$ 17,254,628
Pasivo	<u>\$ 17,090,928</u>	<u>\$ 17,527,795</u>

- *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 resultado integral de financiamiento; 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 se muestra a continuación:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

		Tipo de cambio (Diciembre 2011)	Moneda nacional (miles de pesos)
Bienes a recibir (activo)	32,000'000,000 yenes	0.1813	5,801,600
Bienes a entregar (pasivo)	269'474,000 dólares	13.9904	(3,770,049)
Bienes a recibir, neto			<u><u>2,031,551</u></u>

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 11'344,855.40 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 21 años es de 476'483,926 dólares americanos y el monto total que recibirá será de 25,737'600,000 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 ganancia extraordinaria estimada al 31 de diciembre de 2011, en 51'059,069 de dólares americanos, aproximadamente. La ganancia 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 2011 se detallan a continuación:

Contáctante	Posición primaria	Objeto	Monto del nociónal	Subyacente	Valor de mercado	Fecha de inicio de cobertura	Fecha de terminación de la cobertura	Tasa / tipo de moneda recibido	Tasa / tipo de moneda pago	% cambio
CREDIT SUISSE	\$ 1,201,288	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,236,224	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (11,125)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.65%	8.9950%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 1,605,668	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,526,335	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (15,212)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.65%	9.0700%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 650,644	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 615,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (6,048)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.65%	9.0000%	95%
ING BANK	\$ 2,281,491	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 2,151,417	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (13,974)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.65%	9.0800%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 650,644	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 618,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (5,631)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.65%	9.0000%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 174,293	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 165,539	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (1,449)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.65%	8.8500%	95%
ING BANK	\$ 1,020,050	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 850,000	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (13,462)	21 de noviembre de 2005	21 de mayo de 2014	CETES 182 + 0.65%	9.1500%	85%
ING BANK	\$ 593,513	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 504,498	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (10,312)	2 de enero de 2006	2 de julio de 2014	CETES 182 + 0.65%	8.8500%	65%
ING BANK	\$ 568,363	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 549,855	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (16,544)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8500%	95%
BANCOMER	\$ 311,658	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 310,658	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (9,981)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8500%	95%
ING BANK	\$ 824,954	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 850,208	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (16,003)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.7800%	95%
BANCOMER	\$ 1,839,568	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,797,713	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (15,023)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.7800%	95%
SANTANDER SERFIN	\$ 1,072,519	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,016,563	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (19,765)	17 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8500%	95%
ING BANK	\$ 1,015,343	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,005,343	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (15,416)	15 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8500%	95%
HSBC	\$ 1,251,659	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,215,305	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (72,554)	24 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.7600%	97%
HSBC	\$ 1,103,631	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,036,914	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (19,190)	1 de marzo de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.7350%	100%
BANAMEX	\$ 1,702,516	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,617,391	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (87,639)	7 de diciembre de 2007	26 de mayo de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.1950%	95%
BANAMEX	\$ 388,987	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 350,538	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (17,393)	15 de febrero de 2008	4 de agosto de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.2200%	95%
BANCOMER	\$ 1,314,758	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 1,248,020	Tasa de interés CETES 91 + 0.50%	\$ (69,348)	6 de diciembre de 2007	23 de febrero de 2017	CETES 91 + 0.50%	8.3650%	95%
BANAMEX	\$ 767,092	Cambiar de tasa fija a tasa fija	\$ 707,092	Tasa de interés CETES 91 + 0.45%	\$ (32,241)	24 de enero de 2008	11 de enero de 2018	CETES 91 + 0.45%	7.9000%	105%
CREDIT SUISSE	\$ 16,784	Cambiar de Dólares a Pesos	\$ 12,305	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ (15,926)	24 de enero de 2005	24 de julio de 2021	Dólares americanos	Pesos	72%
CREDIT SUISSE	\$ 10,750	Cambiar de Pesos a Dólares	\$ 12,311	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ (11,374)	2 de febrero de 2005	2 de febrero de 2023	Dólares americanos	Pesos	77%
DEUTSCHE BANK	\$ 268,188	Cambiar de Dólares a Pesos	\$ 171,333	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ (29,161)	3 de mayo de 2005	21 de junio de 2021	Dólares americanos	Pesos	62%
GOLDMAN SACHS	\$ 59,226	Cambiar de Dólares a Pesos	\$ 40,972	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ (52,952)	28 de marzo de 2005	28 de marzo de 2022	Dólares americanos	Pesos	63%
GOLDMAN SACHS	\$ 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	\$ 185,857	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 91,917	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos	Pesos a Tasa Fija	93%
DEUTSCHE BANK	\$ 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	\$ 186,657	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 98,512	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos	Pesos a Tasa Fija	93%
GOLDMAN SACHS	USD 106,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,652	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (13,085)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 95,652	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (9,483)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 256,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 233,750	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 45,754	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos	Pesos a Tasa Fija	92%

Valor de Mercado (Mark to Market)

El neto del valor de mercado limpio de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura (Mark to Market) al 31 de diciembre de 2011 asciende a \$154,654 (miles de pesos) que se incluyen en el patrimonio y está integrado por \$361,834 en contra de CFE, incluidos en el valor del pasivo del rubro de instrumentos financieros y \$516,488 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.

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.
(International Swaps and Derivatives Association)

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 son contratos estandarizados y las condiciones son las mismas en todos. Solamente en las confirmaciones hay particularidades.

8) Políticas de Márgenes

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.

Al 31 de diciembre de 2011, CFE no tiene depósitos en garantía o llamadas de margen.

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 auditoria.

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:

1. La contratación de derivados financieros con condiciones distintas a los de la posición primaria y/o subyacente a cubrir
2. La liquidación de posiciones
3. 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 Riegos 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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

10. Deuda documentada

Los saldos de la deuda documentada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se integran como sigue:

Deuda externa	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2011		2010	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13,9904 a diciembre de 2011 y de \$ 12,3571 para diciembre de 2010							
Bancarios	Fija y variable - 1.74%	Varios hasta 2023	4,852,442	346,841	339,528	27,476	
Bilateral	Fija y variable - 4.18%	Varios hasta 2036	16,963,360	1,212,500	5,042,930	408,100	
Bonos	Fija y variable - 1.54%	Varios hasta 2016	1,706,088	121,947	2,730,919	221,000	
Revólveres.	Variable - 1.73%	Varios hasta 2014	27,980,800	2,000,000	1,384,493	112,040	
Sindicato					24,714,201	2,000,000	
Fideicomiso					35,614	2,882	
Suman dólares americanos				51,502,690	3,681,288	34,247,685	2,771,498
En euros: al tipo de cambio por euros de \$ 18,1595 a diciembre de 2011 y de \$ 16,5733 para diciembre de 2010							
Bilateral	Fija y variable - 2.29%	Varios hasta 2024	670,231	36,908	702,737	42,402	
Revólveres	Fija - 4.15%	Varios hasta 2016	109,346	6,049	115,650	6,978	
Suma euros				780,977	42,957	818,387	49,380
En francos suizos: al tipo de cambio por franco suizo de \$ 14,9199 a diciembre de 2011 y de \$ 13,2757 para diciembre de 2010							
Bilateral	Variable - 0.49%	Varios hasta 2014	831,401	55,724	1,218,965	91,819	
Revólveres	Fija - 1.54%	Varios hasta 2016	713,407	47,816	602,207	45,362	
Suman francos suizos				1,846,916	121,088	1,821,172	137,181
En coronas suecas: al tipo de cambio por corona sueca de \$ 2,0378 a diciembre de 2011 y de \$ 1,8392 para diciembre de 2010							
Bilateral	Fija - 3.51%	Varios hasta 2015	31,066	15,245	21,477	11,678	
			31,066	15,245	21,477	11,678	
Suma coronas suecas							
En yenes japoneses: al tipo de cambio por yen japonés de \$ 0.1813 a diciembre 2011 y de yen japonés \$ 0.1526 para diciembre de 2010							
Bono	Fija - 1.92%	Varios hasta 2018	1,435,356	7,917,022	1,164,281	7,629,629	
	3.83%	Varios hasta 2032	5,801,600	32,000,000	4,883,200	32,000,000	
Bienes recibidos por instrumentos financieros, neto (Nota 10-b)			(2,031,551)	-	(1,553,283)	-	
			3,770,049	32,000,000	3,329,917	32,000,000	
Suma yenes japoneses							
Total deuda externa			\$ 59,064,047	43,760,052	\$ 41,402,919	42,559,366	

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Deuda interna	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2011		2010	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13,9904 a diciembre de 2011 y de \$ 12,3571 para diciembre de 2010							
	Multilaterales	Costo empréstitos anual BID	Varios hasta 2013	\$ 49,570	3,543	\$ 236,035	19,105
Suman dólares americanos				49,570	3,543	236,035	19,105
Moneda nacional	Bancarios Revolventes Bursátil	Variable - 6.02% Variable - 6.16% Fija y variable - 6.81%	Varios hasta 2023 Varios hasta 2012 Varios hasta 2020	26,000,000 2,000,000 29,000,000	14,500,000 2,006,649 14,000,000		
Suman pesos mexicanos				57,000,000	30,506,649		
Total deuda interna				\$ 57,049,570	\$ 30,742,734		
Resumen				\$ 59,064,047 \$ 57,049,570	\$ 41,402,919 \$ 30,742,734		
Total deuda interna					\$ 72,145,653		
Total deuda externa					\$ 116,113,617		
Total deuda documentada					\$ 12,912,137	\$ 12,521,710	
Total a corto plazo						103,201,480	
Total a largo plazo							59,623,943
Total del corto y largo plazo							\$ 72,145,653
a. El pasivo a corto plazo y largo plazo de deuda titulada, vence como sigue:							
				<u>31-12-2011</u>			
				2012	2,000,000		
				2013	49,570		
				2014	28,812,201		
				2015	31,066		
				2016	2,529,341		
				2017	1,435,356		
				2018	29,000,000		
				2019	30,852,442		
				2020	670,231		
				2021	3,770,049		
				2022	16,963,360		
				2023	\$ 116,113,617		

b. Deuda titulada

El 3 de diciembre de 2010, se efectuó una emisión de certificados bursátiles para financiar necesidades generales de tesorería por un total de \$14,000 millones de pesos nominales. Esta emisión se colocó en dos tramos; el primero a plazo de 10 años por \$ 9,000 millones de pesos nominales, pagando una tasa de interés anual fija de 7.96% y el segundo tramo a plazo de 4 años por \$ 5,000 millones de pesos nominales, pagando una tasa de interés anual equivalente a TIE más 0.26%.

El 26 de mayo de 2011, CFE llevó a cabo una emisión en los mercados internacionales de deuda al colocar U.S. \$ 1,000 millones a una tasa de rendimiento al vencimiento de 4.976% a un plazo de 10 años. Esta tasa representa un diferencial de 180 puntos base por encima de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América.

Cabe mencionar que la transacción constituye la primera emisión de CFE en los mercados internacionales de deuda (formato 144/A Reg S) desde hace más de 15 años. Más aún, la tasa cupón de 4.875% es la más baja que se haya conseguido por un emisor Mexicano soberano o quasi-soberano en una emisión denominada en dólares de los Estados Unidos de América a 10 años.

Los recursos de la emisión se destinarán a los programas de mantenimiento, así como para reforzar la infraestructura de CFE.

11. Pasivo PIDIREGAS

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 la deuda correspondiente a la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PIDIREGAS se registró con apego a la NEIFGSP 009 "Norma para el tratamiento contable de las inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva a Largo Plazo", se muestran en forma resumida a continuación:

Deuda externa	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)			Saldos al 31 de diciembre de 2010 (Miles)		
		Moneda extranjera	Corto plazo	Largo plazo	Moneda extranjera	Corto plazo	Largo plazo
393.31 millones de dólares	2011	\$ 517,101	\$ 208,555	36,961	\$ 14,907	\$ 531,003	42,972
479.71 millones de dólares	2013	1,071,969	3,218,210	76,622	230,030	603,011	48,799
1,444.09 millones de dólares	2014	420,936	1,325,103	30,087	1,148,026	3,789,325	51,868
475.26 millones de dólares	2015	694,675	2,672,033	49,654	94,715	446,311	92,904
661.72 millones de dólares	2016	72,304	256,321	5,168	190,990	594,206	306,652
56.00 millones de dólares	2017	179,632	1,814,895	12,840	18,321	63,863	36,118
701.22 millones de dólares	2019	381,956	2,864,671	27,301	129,724	140,643	124,803
273.01 millones de dólares	2020	382,122	6,393,827	27,313	204,760	337,365	2,973,663
491.64 millones de dólares	2029	284,892	6,837,388	20,364	457,015	2,867,602	48,086
607.39 millones de dólares	2036				488,721		290,260
						251,634	5,168
						6,290,794	23,489
Suma deuda externa		4,005,587	25,591,003	286,310	1,829,183	20,156,461	509,083
							509,083
							1,631,164

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Valor del crédito	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)			Saldos al 31 de diciembre de 2010 (Miles)		
		Moneda nacional Corto plazo	Moneda extranjera Largo plazo	Moneda nacional Corto plazo	Moneda extranjera Largo plazo	Moneda nacional Corto plazo	Moneda extranjera Largo plazo
Deuda interna							
4,693.87 millones de pesos	2013	469,387	469,234	428,793	857,433		
5,608.07 millones de pesos	2014	560,807	824,297	601,401	1,466,293		
5,628.79 millones de pesos	2015	554,424	1,386,061	577,238	2,009,243		
11,744.06 millones de pesos	2016	1,045,397	5,416,419	1,046,206	4,673,814		
6,291.20 millones de pesos	2017	639,792	2,817,852	616,169	3,339,938		
6,146.22 millones de pesos	2018	623,027	2,559,376	681,871	3,564,887		
10,824.86 millones de pesos	2019	1,538,835	8,943,776	929,768	7,151,489		
13,294.16 millones de pesos	2020	1,488,939	9,829,280	906,028	6,893,661		
4,798.58 millones de pesos	2021	504,276	4,031,960	420,738	3,753,278		
1,178.20 millones de pesos	2022	78,547	746,196	78,547	824,743		
630.14 millones de pesos	2024	201,720	2,363,009	262,503	3,077,549		
2,491.18 millones de pesos	2036	83,664	2,007,945	83,665	2,091,608		
Suma deuda interna		7,788,818	41,395,405	6,632,927	39,703,936		
Suma de PIDIREGAS		11,794,405	66,986,407	10,748,989	59,860,397		
Total de PIDIREGAS			\$ 78,780,813		\$ 70,609,385		

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010, las deudas contraídas para la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de proveedores se incluyen en forma detallada como sigue:

Tipos de activo	Valor del crédito	Neto de los plazos piscados, equivalentes a las rentas interesas, impuestos, otros y suministros fiduciarios	Principales	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Montos escriturados	
				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
				Vigencia del contrato	Monto total de la provisión (Miles)		
PYMEAS							
DEUDA ESTRUCTURA 4 Unidades integradas hidroeléctricas C. d. C. Centro Puerto IV	103.24 millones de dólares estadounidenses	71.32 millones de dólares estadounidenses de intereses	103.24 millones de dólares estadounidenses	Principales Hasta el 31 de diciembre de 2011 5 1,445,772 5 14,434 \$ 131,050	1,046 9,370 5 93,845	10,416	
1 módulo tipo ciclo combinado, con una capacidad de 423.3 MW, de la C. C. C. Chihuahua	277.37 millones de dólares estadounidenses	157.72 millones de dólares estadounidenses de intereses	277.37 millones de dólares estadounidenses	Principales Hasta el 31 de diciembre de 2011 5 3,181,23 5 277.39 \$ 202,975	21,656 26,733	49,979	
2 módulos tipo ciclo combinado, con una capacidad de 337 MW para ambos, de la C. C. C. Monterrey II	331.09 millones de dólares estadounidenses	207.24 millones de dólares estadounidenses de intereses	331.09 millones de dólares estadounidenses	Principales Hasta el 31 de diciembre de 2011 5 3,611.72 5 272.45 \$ 4,632,038	5 820,316	58,534	
1 Unidad termoeléctrica de 39.7 MW, de la C. D. Puerto San Carlos II	61.23 millones de dólares estadounidenses	26.11 millones de dólares estadounidenses de intereses	61.23 millones de dólares estadounidenses	Principales Hasta el 31 de diciembre de 2011 5 16.22 5 16.21 \$ 825,320	5 111,467	0	
Un módulo tipo ciclo combinado, con una capacidad de 49.7 MW, de la C. C. C. Roberto II	307.45 millones de dólares estadounidenses	138.46 millones de dólares estadounidenses de intereses	307.45 millones de dólares estadounidenses	Principales Hasta el 31 de diciembre de 2011 5 7,027.51 5 14.92 \$ 4,205,992	5 293,559	19,419	

Tipo de activo	Valor del crédito	Alento de los países		Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	
		Precios y cuotacredito a las rentas	Principales	Monto total del proyecto (Miles)	Variancia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Variancia del contrato
2. Modelos de ciclo combinado tipo multifaceta, con una capacidad de generación nominal de 145.6 MW para la C. C. Semanales II, III, IV, V, VI, VII y VIII.	701.22 millones de dólares estadounidenses	701.72 millones de dólares estadounidenses de intereses y honorarios fiduciarios		9,910,346	\$ 179,632	12,840	129,724
			Principales		Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
			Principales		\$ 1,814,895	12,840	1,761,678
			Principales			Corto plazo	Corto plazo
			Principales			140,643	11,382
			Principales				142,544
			Principales				Largo plazo
			Principales				142,544
SE 212 y 213 S64 POTENCIA DISTRIBUCION	175.15 millones de dólares estadounidenses	103.47 millones de dólares estadounidenses de intereses y honorarios fiduciarios		2,450,811	\$ 142,968	\$ 1,204,969	10,219
			Principales				86,129
			Principales				941
			Principales				1,196,573
			Principales				76
			Principales				96,347
L. T. 214 Y 215 SURTE PENSACOLA	132.67 millones de dólares estadounidenses	8.16 millones de dólares estadounidenses de intereses y honorarios fiduciarios		1,354,077	\$ 124,494	\$ 427,261	8,899
			Principales				30,540
			Principales				99,478
			Principales				487,341
			Principales				\$ 1,013
			Principales				39,438
SE 216 NOROESTE	50.66 millones de dólares estadounidenses	14.14 millones de dólares estadounidenses de intereses y honorarios fiduciarios		1,653,548	\$ 113,49	\$ 991,65	10,545
			Principales				8,899
			Principales				122,156
			Principales				2,043
			Principales				9,485
SE 217 OCCIDENTAL	75.51 millones de dólares estadounidenses	1.20 millones de dólares estadounidenses de intereses y honorarios fiduciarios		708,710	\$ 31,204	\$ 107,057	2,730
			Principales				7,655
			Principales				25,241
			Principales				122,156
			Principales				2,043
L. T. 301 CENTRO	44.54 millones de dólares estadounidenses	1.36 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		1,014,457	\$ 68,731	\$ 270,114	4,517
			Principales				19,307
			Principales				61,140
			Principales				299,240
			Principales				4,948
			Principales				57,976
			Principales				0
			Principales				4,692

Tipo de activo	Valor del crédito	Nombre de los clientes intereses, dividendos, otros y honorarios fiduciarios	Páginas equivalentes a las rentas Principales	Vigencia del contrato	Montos totales del proyecto (millones)	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (millones)		Número de cuentas nuevas adicionales	Número de cuentas cierre año	Número de cuentas nuevas adicionales	Número de cuentas cierre año
						Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011 Intereses \$ 735.11 millones \$ 16.81 millones de dólares estadounidenses)	Cierre año Largo plazo Corto plazo				
L. T. 302 SURESTE	47.16 millones de dólares estadounidenses	O. Identificaciones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	18.73 millones de dólares estadounidenses de intereses	4.14 millones de dólares estadounidenses	5.175.50 millones (\$ 1.15 millones de dólares estadounidenses)	Pendiente Hasta el año 2011	575.798 \$ - \$ -	53.018 \$ - \$ -	4.250 \$ - \$ -	53.018 \$ - \$ -	
L. T. 303 CENTRO - PIE DE LA CUESTA	27.59 millones de dólares estadounidenses	O.29 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	11.60 millones de dólares estadounidenses de intereses	27.48 millones de dólares estadounidenses	5.291.45 millones (\$ 2.76 millones de dólares estadounidenses)	Pendiente Hasta el año 2011	397.248 \$ - \$ -	34.204 \$ - \$ -	2.763 \$ - \$ -	34.204 \$ - \$ -	
L. T. 304 NOROESTE	20.22 millones de dólares estadounidenses	O.05 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	14.05 millones de dólares estadounidenses de intereses	28.22 millones de dólares estadounidenses	5.944.61 millones (\$ 2.22 millones de dólares estadounidenses)	Pendiente Hasta el año 2011	394.415 \$ - \$ -	34.872 \$ - \$ -	2.872 \$ - \$ -	34.872 \$ - \$ -	
L. T. 305 CENTRO - ORIENTE	35.46 millones de dólares estadounidenses	O.14 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	17.66 millones de dólares estadounidenses de intereses	35.48 millones de dólares estadounidenses	5.291.53 millones (\$ 1.48 millones de dólares estadounidenses)	Pendiente Hasta el año 2011	510.357 \$ - \$ -	45.077 \$ - \$ -	3.646 \$ - \$ -	45.077 \$ - \$ -	
L. T. 306 SURESTE	44.97 millones de dólares estadounidenses	O.02 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	18.73 millones de dólares estadounidenses de intereses	44.99 millones de dólares estadounidenses	5.247.08 millones (\$ 1.76 millones de dólares estadounidenses)	Pendiente Hasta el año 2011	639.414 \$ - \$ -	55.593 \$ - \$ -	4.449 \$ - \$ -	55.593 \$ - \$ -	
0.11 millones de dólares											

Tipo de activo	Valor del crédito		Monto de los pagos percutidos equivalentes a las rentas	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto [Miles]	Saldos al 31 de diciembre de 2011 [Miles]		Saldos al 31 de diciembre de 2010 [Miles]	
						Aspectos técnicos		Aspectos financieros	
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
L. T. 307 NOROESTE	24,34 millones de dólares estadounidenses	"	12,47 millones de dólares estadounidenses de intereses	24,34 millones de dólares estadounidenses	\$ 240,32 millones (\$ 24,34 millones de dólares estadounidenses)	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011: \$ 1,49 millones (\$ 0,11 millones de dólares estadounidenses)	340,516	\$ -	26,076
L. T. 308 NOROESTE	44,13 millones de dólares estadounidenses	"	21,14 millones de dólares estadounidenses de intereses	44,13 millones de dólares estadounidenses	\$ 617,404 (\$ 44,13 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2011	617,404	\$ -	2,424
C. L. LOS AZULES II Y CANPO GIGANTEARIO	"	"	15,70 millones de dólares estadounidenses de intereses	0,52 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	\$ 245,76 millones (\$ 1,14 millones de dólares estadounidenses)	Intereses: Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 7,21 millones (\$ 0,32 millones de dólares estadounidenses)	754,036	\$ -	4,413
C. H. ALBERT MORENO TORRES (CHICOSSES)	76,50 millones de dólares estadounidenses	"	26,39 millones de dólares estadounidenses de intereses	55,50 millones de dólares estadounidenses	\$ 603,79 millones (\$ 1,16 millones de dólares estadounidenses)	Principial: Hasta el año 2014	754,036	\$ 74,009	5,400
L. T. 405 RED ASOCIADA A TUPAN I, III Y IV	124,94 millones de dólares estadounidenses	"	42,95 millones de dólares estadounidenses de intereses	76,50 millones de dólares estadounidenses	\$ 682,27 millones (\$ 1,77 millones de dólares estadounidenses)	Intereses: \$ 2,15,70 millones (\$ 2,57 millones de dólares estadounidenses)	1,070,268	\$ 56,091	20,772
L. T. 407 RED ASOCIADA A ALTAMIRA I, III Y IV	29,750 millones de dólares estadounidenses	"	117,79 millones de dólares estadounidenses de intereses	121,94 millones de dólares estadounidenses	\$ 1,121,70 millones (\$ 1,77 millones de dólares estadounidenses)	Principial: Hasta el año 2014	1,687,699	\$ 303,526	5,746
						Intereses: \$ 1,651,13 millones (\$ 2,57 millones de dólares estadounidenses)			
						Intereses y honorarios fiduciarios: \$ 1,134 millones (\$ 0,13 millones de dólares estadounidenses)			
						Principial: Hasta el año 2014	4,163,588	\$ 202,783	81,459
						Intereses:			
							377,219		251,199
									30,535
									20,328

Tipo de activo	Valor del crédito	Número de los pagos realizados, intereses y honorarios fiduciarios	Principales	Paga hasta el 31 de diciembre de 2011 \$ 1,527.7 millones (115.49 millones de dólares estadounidenses)	Vigencia del contrato	Número total del proyecto (dólares)	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (dólares)			Saldos al 31 de diciembre de 2010 (dólares)		
							Moneda extranjera			Moneda local		
							Corte plazo	Largo plazo	Corte plazo	Corte plazo	Largo plazo	Corte plazo
L.T. 402 NICOZARI - NOCALES AREAS NOROESTE	44.63 millones de dólares estadounidenses	15.39 millones de dólares estadounidenses de intereses	44.63 millones de dólares estadounidenses	Principales \$ 212.38 millones (15.18 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2013	624,339	\$ 47,150	\$ 5,732	3,420	424	56,376	47,523
L.T. 441 SISTEMA NACIONAL	22.56 millones de dólares estadounidenses	20.07 millones de dólares estadounidenses de intereses	22.56 millones de dólares estadounidenses	Principales \$ 27.38 millones de dólares estadounidenses Intereses \$ 383.02 millones (27.38 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	1,158,678	\$ 74,365	\$ 59,425	5,315	4,252	110,615	118,223
L.T. 459 MANUEL MORENO TORRES RED ASOCIADA	10.46 millones de dólares estadounidenses	7.58 millones de dólares estadounidenses de intereses	10.46 millones de dólares estadounidenses	Principales \$ 345.25 millones (24.68 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 305.77 millones (21.36 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	1,25,100	\$ 12,510	\$ 213,765	10,186	15,279	125,873	114,632
SE 401 OCCIDENTAL - CENTRAL	54.20 millones de dólares estadounidenses	22.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	54.20 millones de dólares estadounidenses	Principales \$ 819.08 millones (58.55 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 0.45 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	389,582	\$ 35,227	\$ 25,274	3,948	1,307	82,465	71,103
SE 402 ORIENTAL PENINSULAR	73.13 millones de dólares estadounidenses	18.46 millones de dólares estadounidenses de intereses	73.13 millones de dólares estadounidenses	Principales \$ 296.61 millones (22.16 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 230.82 millones (17.93 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2013	1,023,970	\$ 102,307	\$ 51,153	7,713	3,456	50,362	135,545
L.T. 403 NORTE	72.49 millones de dólares estadounidenses	26.80 millones de dólares estadounidenses de intereses	72.49 millones de dólares estadounidenses	Principales \$ 98.94 millones (70.73 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2013	1,014,233	\$ 21,930	\$ 2,747	1,569	196	92,495	21,513

Tipo de activo	Valor del crédito	Intereses, impuestos y otros y honorarios fiduciarios	Monto de los pagos pactados sustraídos a las reservas		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2010 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)	Moneda extranjera	Moneda nacional
			Principial	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011			Largo plazo	Corto plazo		Largo plazo	Corto plazo
✓ C. 404 NOROESTE - NORTE	40.50 millones de dólares estadounidenses	15.06 millones de dólares estadounidenses de intereses	40.50 millones de dólares estadounidenses	\$12,240 mil millones (2.69 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2011	546,576	\$ -	\$ -	\$4,187	0	4,385
DUS COMPENSACION ALTA TESORERIA	8.75 millones de dólares estadounidenses	2.19 millones de dólares estadounidenses de intereses	8.75 millones de dólares estadounidenses	\$10,727 mil millones (1.82 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2013	120,154	\$ 12,015	\$ 6,119	289	452	10,613
✓ C. 405 SISTEMA NACIONAL	173,17 millones de dólares estadounidenses de intereses	63,32 millones de dólares estadounidenses de intereses	173,17 millones de dólares estadounidenses	\$10,727 mil millones (1.82 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2013	2,427,784	\$ 217,785	\$ 86,772	15,513	6,202	215,471
✓ C. 406 CONVERSIÓN DE T. G. & C. C.	56.35 millones de dólares estadounidenses	15.65 millones de dólares estadounidenses de intereses	56.35 millones de dólares estadounidenses	\$10,727 mil millones (1.82 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	755,455	\$ 66,286	\$ 198,664	4,738	14,214	58,549
✓ C. 502 DISTRIBUIDORES	65.57 millones de dólares estadounidenses	19.30 millones de dólares estadounidenses de intereses	65.57 millones de dólares estadounidenses	\$10,727 mil millones (1.82 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	978,765	\$ 1,676	\$ 122,411	6,567	187,266	81,152
✓ C. 502 DISTRIBUIDORES	3.30 millones de dólares estadounidenses	1.16 millones de dólares estadounidenses de intereses	3.30 millones de dólares estadounidenses	\$10,727 mil millones (1.82 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	53,146	\$ 5,315	\$ 13,237	382	930	4,694
✓ C. 506 SALTILLO - CANADA	57.70 millones de dólares estadounidenses	15.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	57.70 millones de dólares estadounidenses	\$10,727 mil millones (1.82 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	53,243	\$ 80,634	\$ 121,251	5,778	8,667	71,357

Tipo de activo	Valor del crédito	Intereses y honorarios fiduciarios	Neto de los pagos pactados equivalentes a las rentas	Principial	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (dólar)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (dólar)	
					Neta de la ejecución		Neta de la ejecución	
					Cartera pasiva	Largo plazo	Cartera pasiva	Largo plazo
SE 412 COMPENSACIÓN NORTE	20,20 millones de dólares estadounidenses	5,42 millones de dólares estadounidenses de intereses	22,00 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 261,58 millones (18,70 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 307,747	\$ 30,775	\$ 15,387	2,200
SE 413 NOROESTE - OCCIDENTAL	20,10 millones de dólares estadounidenses	6,05 millones de dólares estadounidenses de intereses	23,10 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 422,33 millones (77,27 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 323,112	\$ 32,311	\$ 48,457	2,310
SE 503 ORIENTAL	21,40 millones de dólares estadounidenses	5,42 millones de dólares estadounidenses de intereses	21,40 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 544,54 millones (41,19 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 289,417	\$ 20,942	\$ 14,971	2,140
SE 504 NORTE OCCIDENTAL	31,71 millones de dólares estadounidenses	8,33 millones de dólares estadounidenses de intereses	34,71 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 135,89 millones (25,46 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 43,448	\$ 44,365	\$ 43,292	3,171
C. C. L. BAJA CALIFORNIA SUR I	56,00 millones de dólares estadounidenses	16,23 millones de dólares estadounidenses de intereses	56,00 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 524,26 millones (32,45 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 703,488	\$ 72,304	\$ 256,221	5,168
L. T. & D TRANSITION NOROESTE NORTE FASE I	24,63 millones de dólares estadounidenses	7,50 millones de dólares estadounidenses de intereses	24,63 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 214,00 millones (15,00 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 344,612	\$ 34,461	\$ 86,152	2,483
L. T. & D SISTEMAS DE TRANSMISIÓN NORTE-NORESTE	5,01 millones de dólares estadounidenses	1,51 millones de dólares estadounidenses de intereses	5,01 millones de dólares estadounidenses	Principial \$ 4,53 millones (3,76 millones de dólares estadounidenses)	Hecho el 26/12/2011 \$ 70,726	\$ 7,013	\$ 17,571	501

Tipo de activo	Valor del crédito	Konto de los pagos		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto [Miles]	Saldos al 31 de diciembre de 2011 [Miles]		Saldos al 31 de diciembre de 2010 [Miles]		Saldo neto	
		Intereses, impuestos, dotos y honorarios fiduciarios	Principial			Pago hasta el 31 de diciembre de 2011	Nuevos pagos	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
								Corto plazo	Largo plazo		
L.T. 653 SUS TRANSMISIÓN OCCIDENTAL	7.35 millones de dólares estadounidenses	2.15 millones de dólares estadounidenses de intereses	7.39 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.57.6 millones (4.80 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	101,320 \$ 10,322 \$ 25,870	739	1,546	9,126	31,940	739
L.T. 654 SUS TRANSMISIÓN ORIENTAL - FSE I	12.17 millones de dólares estadounidenses	3.47 millones de dólares estadounidenses de intereses	12.17 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.10.72 millones (7.91 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	170,313 \$ 17,031 \$ 42,578	1,218	3,043	15,043	52,631	1,217
L.T. 712 RAY DE LA CO. BAJA CALIFORNIA SUR I	21.18 millones de dólares estadounidenses	5.52 millones de dólares estadounidenses de intereses	21.18 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.222.27 millones (15.88 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	296,200 \$ 29,630 \$ 44,445	2,118	2,177	25,171	65,427	2,118
SE 657 SISTEMA BAJO - DRENAL	4.80 millones de dólares estadounidenses	1.27 millones de dólares estadounidenses de intereses	4.80 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.55.77 millones (3.67 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	68,491 \$ 6,849 \$ 10,274	490	735	6,050	15,124	490
SUMINISTRO DE VAPOR A LAS CENTRALES DE CERRO PRIETO	15.12 millones de dólares estadounidenses	3.16 millones de dólares estadounidenses de intereses	13.12 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.119.33 millones (6.53 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	163,593 \$ 16,259 \$ 45,598	1,235	3,281	16,256	36,756	1,312
OPF 662 CCE PACIFICO	273.01 millones de dólares estadounidenses	64.74 millones de dólares estadounidenses de intereses	273.01 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.37.91 millones (6.95 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2020	3,819,361 \$ 381,955 \$ 2,354,671	27,302	204,760	337,245	2,847,602	27,301
C.H. EL CUON	607.39 millones de dólares estadounidenses	134.46 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	607.39 millones de dólares estadounidenses	Principial: 5.137.26 millones (6.30 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2034	8,497,559 \$ 824,459 \$ 6,627,328	20,354	485,720	251,632	5,290,794	20,353
		50.56 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios									

Tipo de activo	Valor del crédito	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)										Moneda extranjera	
		Anterior al contrato		Nuevo al contrato		Anterior al proyecto		Nuevo al proyecto		Anterior al plan			
		Periodo	Neto total del proyecto (Miles)	Periodo	Neto total (Miles)	Periodo	Neto total (Miles)	Periodo	Neto total (Miles)	Periodo	Neto total (Miles)		
Avances de los pagos participados en intereses a las ventas													
L.T. 716 RED ASOCIADA A CC ALTAIRIA Y TURQUÍAS	14.40 millones de dólares estadounidenses	4.03 millones de dólares estadounidenses de intereses	14.40 millones de dólares estadounidenses	Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	201,427	\$ 20,144	\$ 50,307	1,440	3,599	17,771	62,269	1,440	
RW BOTELLO	8.35 millones de dólares estadounidenses	1.84 millones de dólares estadounidenses de intereses	6.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	Principial Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	85,812	\$ 8,621	\$ 22,203	635	1,587	7,844	27,425	635	
RW CARBON II	7.78 millones de dólares estadounidenses	2.24 millones de dólares estadounidenses de intereses	7.78 millones de dólares estadounidenses	Principial Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	108,887	\$ 10,859	\$ 27,222	778	1,946	9,618	33,661	778	
RW DOS BOCAS	14.40 millones de dólares estadounidenses	4.39 millones de dólares estadounidenses de intereses	14.40 millones de dólares estadounidenses	Principial Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	201,512	\$ 20,457	\$ 50,278	1,440	3,607	17,799	62,295	1,440	
RW CÓRDOVA PALACIO	9.26 millones de dólares estadounidenses	2.66 millones de dólares estadounidenses de intereses	9.16 millones de dólares estadounidenses	Principial Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	125,700	\$ 13,370	\$ 33,425	935	2,389	11,409	41,332	936	
RW CHETUMAL	0.152 millones de dólares estadounidenses	0.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	0.152 millones de dólares estadounidenses de intereses	Principial Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	12,405	\$ 1,201	\$ 3,201	92	229	1,131	3,959	92	
RW COATZQUITLÁN	1.93 millones de dólares estadounidenses	0.55 millones de dólares estadounidenses de intereses	1.93 millones de dólares estadounidenses de intereses	Principial Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	27,063	\$ 2,706	\$ 6,767	133	484	2,250	8,366	133	
RW TUXPANGO	5.79 millones de dólares estadounidenses	1.75 millones de dólares estadounidenses de intereses	5.79 millones de dólares estadounidenses	Hasta el 31 de diciembre de 2011 [estadounidenses]	\$ 1,004	\$ 6,100	\$ 20,252	579	1,448	7,155	25,042	579	
Intereses													

Tipo de activo	Valor del crédito	Aporte de los pagos producidos equivalentes a las rentas diferentes impuestos otros y honorarios financieros	Préstalo	Días hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato 2013	Número total del proyecto [Miles]	Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2012 (Miles)	
							Número de días restantes		Número de días restantes		Número de días restantes	
							Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses
L.T. 502 ORIENTAL-NORTE	125.88 millones de pesos mexicanos	57.97 millones de pesos mexicanos	125.88 millones de pesos mexicanos	2,177.98 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2014	125,880	12,386	25,176	12,386	37,764	37,764	
L.T. 505 SALTILLO - CANADA	2,117.98 millones de pesos mexicanos	871.99 millones de pesos mexicanos	2,117.98 millones de pesos mexicanos	1,165.18 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2013	2,117.980	211,798	211,798	211,798	473,595	473,595	
L.T. 715 RATA A LA CENTRAL TANZANIAHUE	1,166.18 millones de pesos mexicanos	421.62 millones de pesos mexicanos	1,166.18 millones de pesos mexicanos	497.45 millones de pesos mexicanos	Principial	1,166,182	120,551	120,551	120,551	563,425	563,425	
L.T. 309 RED ASOCIADA A C. RIO BRAVO II	497.45 millones de pesos mexicanos	217.49 millones de pesos mexicanos	497.45 millones de pesos mexicanos	391.41 millones de pesos mexicanos	Principial	497,449	49,745	49,745	49,745	113,175	113,175	
SE 413 NOROESTE - OCCIDENTAL	391.41 millones de pesos mexicanos	164.61 millones de pesos mexicanos	391.41 millones de pesos mexicanos	147.16 millones de pesos mexicanos	Principial	391,405	39,141	39,141	39,141	115,878	115,878	
SE 504 NORTE - OCCIDENTAL	147.16 millones de pesos mexicanos	62.27 millones de pesos mexicanos	147.16 millones de pesos mexicanos	511.73 millones de pesos mexicanos	Principial	147,154	14,716	14,716	14,716	29,423	29,423	
L.T. 607 TRANSMISION NOROESTE-OCCIDENTAL	1,297.65 millones de pesos mexicanos	513.26 millones de pesos mexicanos	1,297.65 millones de pesos mexicanos	567.20 millones de pesos mexicanos	Principial	1,297,651	137,865	137,865	137,865	482,570	482,570	
L.T. 610 TRANSMISION NOROESTE-NORTE	1,422.71 millones de pesos mexicanos	628.53 millones de pesos mexicanos	1,422.71 millones de pesos mexicanos	543.89 millones de pesos mexicanos	Principial	1,422,710	142,371	142,371	142,371	519,329	519,329	
L.T. 612 SUBTRANSMISION NORTE-NORESTE	761.41 millones de pesos mexicanos	91.51 millones de pesos mexicanos	761.41 millones de pesos mexicanos	267.81 millones de pesos mexicanos	Principial	761,406	24,725	24,725	24,725	111,579	111,579	
L.T. 615 SUBTRANSMISION OCCIDENTAL	227.82 millones de pesos mexicanos	109.81 millones de pesos mexicanos	227.82 millones de pesos mexicanos	207.81 millones de pesos mexicanos	Principial	227,822	22,814	22,814	22,814	65,728	65,728	
L.T. 614 SUSTRANSION NORT-E-NORTE	48.72 millones de pesos mexicanos	19.33 millones de pesos mexicanos	48.72 millones de pesos mexicanos	48.72 millones de pesos mexicanos	Principial	48,725	4,690	4,690	4,690	16,589	16,589	
L.T. 615 SUSTRANSION PENINSULAR FASE I Y II	285.27 millones de pesos mexicanos	113.37 millones de pesos mexicanos	285.27 millones de pesos mexicanos	285.27 millones de pesos mexicanos	Principial	285,277	25,162	25,162	25,162	104,613	104,613	

Tipo de activo	Valor del crédito	Neto de impuestos y facturados equivalentes a las ventas	Principial	Presto hasta el 31 de diciembre de 2011		Vigencia del contrato	Año total del proyecto (años)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Número extintos
				Principial	Intereses			Contra parte	Contra parte	
OPF 107 LT 1012 RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA A LA CEC BAJA CALIFORNIA	135.17 millones de pesos mexicanos	15.91 millones de pesos mexicanos	139.17 millones de pesos mexicanos	210.17 millones \$ 43.35 millones Intereses \$ 21.14 millones		Hasta el año 2013	139.168	14.649	80.571	14.649
SE 607 SISTEMA SUR-ORIENTAL	505.56 millones de pesos mexicanos	322.36 millones de pesos mexicanos	605.56 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 540.36 millones Intereses \$ 370.45 millones		Hasta el año 2014	805.859	80.696	85.302	80.696
SE 411 SISTEMAS SUR-ORIENTAL BAJA CALIFORNIA - NOROESTE	320.81 millones de pesos mexicanos	111.25 millones de pesos mexicanos	230.51 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 177.72 millones Intereses \$ 90.16 millones		Hasta el año 2016	330.910	35.023	118.874	35.023
SUV SUMINISTRO DE VAPOR A LAS CENTRALES DE CERRO PRIETO	1,071.40 millones de pesos mexicanos	395.26 millones de pesos mexicanos	1,071.40 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 674.03 millones Intereses \$ 311.13 millones		Hasta el año 2016	1,071.405	110.463	306.590	110.463
C. C. HERMOSILLO CONCESIÓN DE TGS & CC	613.76 millones de pesos mexicanos	207.22 millones de pesos mexicanos	613.76 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 544.24 millones Intereses \$ 243.26 millones		Hasta el año 2015	813.960	85.680	214.200	85.680
OPF 602 CCE PACÍFICO	4,227.55 millones de pesos mexicanos	1,221.02 millones de pesos mexicanos	4,227.55 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 3.873.31 millones Intereses \$ 397.25 millones		Hasta el año 2019	4,227.590	543.529	2,476.747	543.529
C. H. EL CAJÓN	2,497.18 millones de pesos mexicanos	3,208.12 millones de pesos mexicanos	2,497.18 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 397.37 millones Intereses \$ 692.43 millones		Hasta el año 2026	2,497.179	83.164	2,003.945	83.164
L. T. 723 LÍNEAS CENTRO	70.93 millones de pesos mexicanos	23.22 millones de pesos mexicanos	70.93 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 42.68 millones Intereses \$ 20.42 millones		Hasta el año 2016	70.935	7.330	26.921	7.330
L. T. 714 LÍNEA A LA C. H. EL CAJÓN	747.40 millones de pesos mexicanos	231.52 millones de pesos mexicanos	747.40 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 403.34 millones Intereses \$ 194.34 millones		Hasta el año 2016	747.404	76.797	268.773	76.792
L. T. 711 RED ASOCIADA A CC ALTAIRANIA Y LA LAGUNA II	845.79 millones de pesos mexicanos	261.86 millones de pesos mexicanos	845.79 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 338.74 millones Intereses \$ 191.99 millones		Hasta el año 2016	664.794	68.422	255.428	68.422
OPF 608 RED DE TRANSMISIÓN ASOC. AL PACÍFICO	232.12 millones de pesos mexicanos	143.23 millones de pesos mexicanos	232.12 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 183.16 millones Intereses \$ 101.27 millones		Hasta el año 2014	232.119	23.312	46.624	23.312
										69.936
										46.581
										418.765

Tipo de activo	Número de los datos y descripción del instrumento.	Valor del crédito	Vigencia del contrato	Número total del proyecto (Miles)	Salidas al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Número expediente	Número trámite	Número trámite			
					Número de las entradas							
					Principales	Otros y bancos fiduciarios						
L. T. 707 ENLACE NORTE - SUR	189.85 millones de pesos mexicanos	378.49 millones de pesos mexicanos	422.14 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 233.94 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 235.50 millones mexicanos	Hasta el año 2014	370.91	37.059			
L. T. 717 RIVERA MAYA	378.59 millones de pesos mexicanos	200.90 millones de pesos mexicanos	422.14 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 233.94 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 235.50 millones mexicanos	Hasta el año 2014	42.214	126.422			
PRESA REGULADORA ANATA	164.42 millones de pesos mexicanos	51.43 millones de pesos mexicanos	175.53 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 44.42 millones de pesos mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 93.67 millones mexicanos	Hasta el año 2015	42.139	84.428			
RW ADOLFO LOPEZ MATEOS	325.18 millones de pesos mexicanos	20.33 millones de pesos mexicanos	325.18 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 21.01 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 104.95 millones mexicanos	Hasta el año 2015	33.744	118.175			
RW CASBON II	42.04 millones de pesos mexicanos	20.00 millones de pesos mexicanos	42.04 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 11.01 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 31.03 millones mexicanos	Hasta el año 2014	42.033	84.411			
RW CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	205.50 millones de pesos mexicanos	17.16 millones de pesos mexicanos	205.50 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 11.01 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 54.53 millones mexicanos	Hasta el año 2016	21.051	94.510			
RW EMILIO PORTEZ GIL	2.80 millones de pesos mexicanos	1.41 millones de pesos mexicanos	2.80 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 2.10 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 1.30 millones mexicanos	Hasta el año 2014	2.797	280			
RW FRANCISCO PEREZ RIOS	1.385.32 millones de pesos mexicanos	40.13 millones de pesos mexicanos	1.385.32 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 554.3 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 267.16 millones mexicanos	Hasta el año 2017	1.385.321	657.441			
RW ISIDORO PALACIO	219.77 millones de pesos mexicanos	55.05 millones de pesos mexicanos	219.77 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 115.67 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 55.28 millones mexicanos	Hasta el año 2015	219.756	22.133			
RW JUAN LARA	6.21 millones de pesos mexicanos	2.03 millones de pesos mexicanos	6.21 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 2.16 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 1.162 millones mexicanos	Hasta el año 2015	6.204	6.59			
RW JOSE ACEVEDO FOTOS MAZATLAN II	150.12 millones de pesos mexicanos	42.83 millones de pesos mexicanos	150.12 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 79.01 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 34.20 millones mexicanos	Hasta el año 2016	150.124	15.402			
RW JUAN MANUEL ALVAREZ MORENO (MANZANILLO)	75.50 millones de pesos mexicanos	18.14 millones de pesos mexicanos	75.50 millones de pesos mexicanos	5.757.56 millones	Principales \$ 33.72 millones mexicanos	Otros y bancos fiduciarios \$ 172.20 millones mexicanos	Hasta el año 2015	525.495	53.851			
RW T. PUERTO LIBERTAD	142.41 millones de pesos	51.39 millones de pesos	142.41 millones de pesos	5.757.56 millones	Principales	Otros y bancos fiduciarios	Hasta el	14.244	35.402			

Tipo de activo	Valor del crédito	Salidas al 31 de diciembre de 2010 (Miles)		Salidas al 31 de diciembre de 2011 (Miles)	
		Activos, impuestos, otros y honorarios financieros		Activos, impuestos, otros y honorarios financieros	
		Intereses	Principales	Intereses	Principales
RW C. T. PUNTA PRIETA	31,453 millones de pesos mexicanos	40,73 millones de pesos mexicanos	121,43 millones de pesos mexicanos	124,54 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$72,46 millones Intereses \$ 15,62 millones
RW SALAMAÑCA	344,55 millones de pesos mexicanos	122,14 millones de pesos mexicanos	160,32 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 21,24 millones Intereses \$ 110,35 millones	Prioritario Hasta el año 2016 Hasta el año 2015
RW TIAXPANCO	144,32 millones de pesos mexicanos	88,46 millones de pesos mexicanos	160,32 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 15,65 millones Intereses \$ 53,24 millones	Prioritario Hasta el año 2015
SE 772 NORTE	13,35 millones de pesos mexicanos	30,21 millones de pesos mexicanos	83,26 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 23,45 millones Intereses \$ 27,45 millones	Prioritario Hasta el año 2015
SE 705 CAPACTORES	37,03 millones de pesos mexicanos	12,16 millones de pesos mexicanos	37,08 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 24,70 millones Intereses \$ 11,99 millones	Prioritario Hasta el año 2015
SE 704 COMPENSACION FINANCA ORIENTAL-NORTE	40,320 millones de pesos mexicanos	177,22 millones de pesos mexicanos	487,70 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 213,43 millones Intereses \$ 162,35 millones	Prioritario Hasta el año 2015
S.LT 721 OCCIDENTE - CENTRO	963,32 millones de pesos mexicanos	267,24 millones de pesos mexicanos	863,33 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 396,43 millones Intereses \$ 196,46 millones	Prioritario Hasta el año 2019 Hasta el año 2016
S.LT 702 SURESTE - PENINSULAR	321,51 millones de pesos mexicanos	134,19 millones de pesos mexicanos	322,35 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 143,05 millones Intereses \$ 70,35 millones	Prioritario Hasta el año 2019 Hasta el año 2016
S.LT 703 NORTE - NOROESTE	20,21 millones de pesos mexicanos	70,30 millones de pesos mexicanos	210,31 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 113,02 millones Intereses \$ 55,38 millones	Prioritario Hasta el año 2016
S.LT 703 NORTE - NOROESTE	73,23 millones de pesos mexicanos	21,20 millones de pesos mexicanos	73,23 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 46,23 millones Intereses \$ 23,77 millones	Prioritario Hasta el año 2016
S.LT 703 SISTEMAS NORTE	1,849,57 millones de pesos mexicanos	405,88 millones de pesos mexicanos	1,845,57 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 940,44 millones Intereses \$ 487,22 millones	Prioritario Hasta el año 2018
S.LT 703 SISTEMAS SUR	1,074,45 millones de pesos mexicanos	368,00 millones de pesos mexicanos	1,074,53 millones de pesos mexicanos	Prioritario \$ 672,50 millones	Prioritario Hasta el año 2015

Tipo de activo	Valor del crédito	Número de los pagos principales equivalentes a los rendimientos intereses, impuestos, otros y beneficios futuros	Principial	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Vigencia del contrato	Número total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	Número extraíble
				Pago hasta el 31 de diciembre de 2011	Intereses				
C. C. CONVERSIÓN EL ENCINO DE TOLUCA	\$109.85 millones de pesos mexicanos	312.25 millones de pesos mexicanos	609.05 millones de pesos mexicanos	Principial	312.25 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	809.845	323.440	30,385
C. C. I. DIA CALIFORNIA SUR II	6,28.77 millones de pesos mexicanos	156.06 millones de pesos mexicanos	658.77 millones de pesos mexicanos	Principial	156.06 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	658.772	73.197	73,786
L.T. 807 DURANGO 1	370.59 millones de pesos mexicanos	124.33 millones de pesos mexicanos	270.59 millones de pesos mexicanos	Principial	124.33 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	370.591	37.269	163.517
RAN CCC TULSA	57.45 millones de pesos mexicanos	16.21 millones de pesos mexicanos	57.43 millones de pesos mexicanos	Principial	16.21 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	57.428	6,212	27,755
DFP 111 RAN G.C. CERRO PRIETO UNIDAD 5	413.24 millones de pesos mexicanos	151.56 millones de pesos mexicanos	413.24 millones de pesos mexicanos	Principial	151.56 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2019	413.240	41.334	230.671
RAN C.T. CARBON II UNIDADES 2 y 4	56.14 millones de pesos mexicanos	30.94 millones de pesos mexicanos	96.14 millones de pesos mexicanos	Principial	30.94 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2015	96.137	10,120	35,419
RAN C.T. ENILIO PONTE GIL UNIDAD 4	389.24 millones de pesos mexicanos	102.33 millones de pesos mexicanos	385.24 millones de pesos mexicanos	Principial	102.33 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2017	389.238	10,120	197.233
RAN C.T. FRANCISCO PEREZ RIOS UNIDAD 5	345.18 millones de pesos mexicanos	112.77 millones de pesos mexicanos	345.18 millones de pesos mexicanos	Principial	112.77 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	345.182	34,518	155.372
RANCT POTE, ADOLFO LOPEZ MATEOS UNIDADES 3, 4, 5 Y 6	401.60 millones de pesos mexicanos	145.82 millones de pesos mexicanos	401.60 millones de pesos mexicanos	Principial	145.82 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2017	401.597	48,798	261,592
RANCT POTE, PLUTARIO ELIAS LAREDO UNIDADES 1 y 2	224.01 millones de pesos mexicanos	66.15 millones de pesos mexicanos	224.01 millones de pesos mexicanos	Principial	66.15 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2017	224.010	22,513	73,633
SE 811 NORDESTE	120.48 millones de pesos mexicanos	39.31 millones de pesos mexicanos	120.48 millones de pesos mexicanos	Principial	39.31 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	120.480	12,048	12,048
SE 812 GOFO NORTE	57.31 millones de pesos mexicanos	18.45 millones de pesos mexicanos	57.31 millones de pesos mexicanos	Principial	18.45 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	57.305	6,030	27,135

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos devengados tributables a las rentas	Intereses imputables	Principales	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)		Monto total del proyecto (Miles)	Vigencia del contrato	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
					Nuevos derechos		Antiguos derechos				Nuevos derechos		Antiguos derechos			
					Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo			Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo		
SE 613 DIVISIÓN SUR	587,58 millones de pesos mexicanos	167,52 millones de pesos mexicanos	582,59 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 229,76 millones Intereses \$ 115,61 millones	Hasta el año 2018	58,367	58,375	265,848	58,375	Hasta el año 2018	58,375	58,375	265,873	58,375		
SALT 801 ALTA PLANA	724,70 millones de pesos mexicanos	277,74 millones de pesos mexicanos	724,70 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 496,92 millones Intereses \$ 221,19 millones	Hasta el año 2017	94,357	265,482	54,777	447,777	Hasta el año 2017	94,357	54,757	447,777	426,982		
SALT 802 TAMAULIPAS	714,33 millones de pesos mexicanos	241,29 millones de pesos mexicanos	726,33 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 349,35 millones Intereses \$ 182,98 millones	Hasta el año 2017	776,331	77,433	349,349	77,433	Hasta el año 2017	776,331	74,457	392,331	74,457		
SALT 823 NORTE	721,47 millones de pesos mexicanos	243,30 millones de pesos mexicanos	721,47 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 328,14 millones Intereses \$ 153,74 millones	Hasta el año 2017	721,468	74,397	316,735	74,397	Hasta el año 2017	721,468	74,397	316,735	524,359		
SALT 824 BAJA	1,024,56 millones de pesos mexicanos	341,58 millones de pesos mexicanos	1,024,56 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 420,26 millones Intereses \$ 217,20 millones	Hasta el año 2020	1,044,559	121,596	502,713	121,596	Hasta el año 2020	1,044,559	121,596	502,713	624,359		
C. E. LA VENTA II	1,178,20 millones de pesos mexicanos	552,30 millones de pesos mexicanos	1,178,20 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 353,46 millones Intereses \$ 335,78 millones	Hasta el año 2022	1,178,204	78,547	748,195	78,547	Hasta el año 2022	1,178,204	78,547	748,195	624,359		
L. P. 904 RAN. A CE LA VENTA II	748,00 millones de pesos mexicanos	361,35 millones de pesos mexicanos	748,00 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 37,40 millones Intereses \$ 22,63 millones	Hasta el año 2016	748,004	7,480	279,912	7,480	Hasta el año 2016	748,004	7,480	279,912	27,482		
SE 811 NORESTE	16,36 millones de pesos mexicanos	26,10 millones de pesos mexicanos	16,36 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 4,26 millones Intereses \$ 21,63 millones	Hasta el año 2017	96,359	9,836	44,282	9,836	Hasta el año 2017	96,359	9,836	44,282	9,836		
DPF 139 SE 1/2 DIVISIÓN ORIENTE	160,79 millones de pesos mexicanos	54,67 millones de pesos mexicanos	160,79 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 42,28 millones Intereses \$ 22,22 millones	Hasta el año 2019	160,792	16,310	101,601	16,310	Hasta el año 2019	160,792	16,310	101,601	118,512		
DPF 140 SE 1/4 DIVISIÓN CENTRO SUR	26,05 millones de pesos mexicanos	9,47 millones de pesos mexicanos	26,05 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 4,21 millones Intereses \$ 2,74 millones	Hasta el año 2019	26,049	4,207	19,634	4,207	Hasta el año 2019	26,049	4,207	19,634	22,459		
SE 815 OCCIDENTAL	122,00 millones de pesos mexicanos	33,27 millones de pesos mexicanos	122,00 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 42,70 millones Intereses \$ 21,57 millones	Hasta el año 2018	121,999	12,200	67,099	12,200	Hasta el año 2018	121,999	12,200	67,099	79,209		
SALT 901 PACIFICO	43,09 millones de pesos mexicanos	115,88 millones de pesos mexicanos	43,09 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 144,45 millones Intereses \$ 372,19 millones	Hasta el año 2018	431,093	44,647	241,592	44,647	Hasta el año 2018	431,093	44,647	241,592	206,339		

CIFRAS	Tipo de activo	Valor del crédito	Número de pesos mexicanos	Neto de los pagos pactados equivalentes a las rentas	Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principial	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato	Número total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			Número de pesos mexicanos	Número total del proyecto (Miles)	Número de pesos mexicanos	Número total del proyecto (Miles)	Número de pesos mexicanos	Número total del proyecto (Miles)						
										Moneda mexicana														
										Corto plazo	Largo plazo	416,710												
SUT 802 CAB NORTE	619,45 millones de pesos mexicanos	203,61 millones de pesos mexicanos	619,45 millones de pesos mexicanos	Principial	619,446	64,749	232,440	Hasta el año 2016	64,749	237,289														
OPF 147 CCC BAA CALIFORNIA	1,157,02 millones de pesos mexicanos	517,39 millones de pesos mexicanos	1,157,02 millones de pesos mexicanos	Principial	1,157,020	752,783		Hasta el año 2019	115,702	867,745														
FIBRA OPTICA PROYECTO SUR	325,28 millones de pesos mexicanos	67,18 millones de pesos mexicanos	205,28 millones de pesos mexicanos	Principial	305,280	32,715	126,433	Hasta el año 2019	32,715	161,346														
FIBRA OPTICA PROYECTO CENTRO	461,87 millones de pesos mexicanos	274,70 millones de pesos mexicanos	191,87 millones de pesos mexicanos	Principial	491,368	51,776	207,102	Hasta el año 2016	51,776	256,878														
FIBRA OPTICA PROYECTO NORTE	1,072,67 millones de pesos mexicanos	151,59 millones de pesos mexicanos	571,87 millones de pesos mexicanos	Principial	512,369	51,267	237,788	Hasta el año 2020	51,267	289,075														
OPF 151 SE 100% CENTRAL SUR	41,30 millones de pesos mexicanos	15,18 millones de pesos mexicanos	41,30 millones de pesos mexicanos	Principial	41,330	4,130	25,102	Hasta el año 2021																
OPF 152 SE 100% NORORIENTE	615,60 millones de pesos mexicanos	153,48 millones de pesos mexicanos	615,60 millones de pesos mexicanos	Principial	615,600	66,953	388,511	Hasta el año 2020	58,244	262,484														
OPF 154 BM INFERNILLO	168,34 millones de pesos mexicanos	44,86 millones de pesos mexicanos	168,34 millones de pesos mexicanos	Principial	168,345	20,075	116,526	Hasta el año 2020	17,604	134,240														
OPF 157 BM CT FRANCISCO FEREZ RIOS UNIDADES 1 Y 2	1,133,13 millones de pesos mexicanos	487,55 millones de pesos mexicanos	1,133,13 millones de pesos mexicanos	Principial	219,47	51,146	93,193	Hasta el año 2019	123,313	1,056,506														
RM CT PUERTO LIBERTAD UNIDAD 4	462,73 millones de pesos mexicanos	45,23 millones de pesos mexicanos	462,73 millones de pesos mexicanos	Principial	1,213,13	180,475		Hasta el año 2016	14,273	71,364														
RM CT VALLE DE MEXICO UNIDADES 5, 6 Y 7	497,99 millones de pesos mexicanos	13,72 millones de pesos mexicanos	497,99 millones de pesos mexicanos	Principial	497,991	5,322	19,363	Hasta el año 2016	5,322	24,396														
RM CCC SANAG AVICCA II	111,77 millones de pesos mexicanos	3,35 millones de pesos mexicanos	111,77 millones de pesos mexicanos	Principial	111,78	1,302	4,457	Hasta el año	1,302	5,459														

Tipo de activo	Velocidad del crédito	Número de los pagos moraes y/o devoluciones a los rendimientos citos y honorarios fiduciarios	Número de los pagos moraes y/o devoluciones a los rendimientos citos y honorarios fiduciarios	Principial	Intereses	\$ 2,67 millones	Paga hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato 2015	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Número de la cartera actualizada	Número de la cartera actualizada		
										Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)					
										Largo plazo	Corto plazo				
PW ECE EL SAUZ	46.16 millones de pesos mexicanos	12.55 millones de pesos mexicanos	46.16 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 13.62 millones	Hasta el año 2017	4,616	2,925	4,616	2,925	24,541			
RA CCC RUMANA II	19.66 millones de pesos mexicanos	5.27 millones de pesos mexicanos	19.66 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 9.46 millones	Hasta el año 2016	1,956	1,396	1,956	1,396	12,776			
SE 1004 COMPENSACION DINAMICA AREA CENTRAL	171.75 millones de pesos mexicanos	46.27 millones de pesos mexicanos	171.75 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 6.48 millones	Hasta el año 2016	18,250	16,050	18,250	16,050	81,358			
SE 1003 SUBESTACIONES ELECTRICAS DE OCCIDENTE	326.87 millones de pesos mexicanos	80.17 millones de pesos mexicanos	326.87 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 10.00 millones	Hasta el año 2020	326,570	36,319	326,570	36,319	290,254			
LT RED TRANSMISION ASOCIADA A LA CC SAN LORENZO	61.35 millones de pesos mexicanos	18.85 millones de pesos mexicanos	61.35 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 5.62 millones	Hasta el año 2018	63,382	6,738	63,382	6,738	41,193			
SLT 1000 COMPENSACION Y TRANSMISION NOROESTE + SURESTE	700.05 millones de pesos mexicanos	212.57 millones de pesos mexicanos	700.05 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 12.46 millones	Hasta el año 2019	700,557	84,832	700,557	84,832	56,661	497,460		
SLT 1001 RED DE TRANSMISION BAJA - NOGALES	350.38 millones de pesos mexicanos	108.01 millones de pesos mexicanos	350.38 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 10.12 millones	Hasta el año 2017	350,578	35,688	350,578	35,688	35,098	191,038		
OPF 177 LT RED DE TRANSMISION ASC. A LA VENTA III	15.26 millones de pesos mexicanos	4.94 millones de pesos mexicanos	15.26 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 2.30 millones	Hasta el año 2019	15,357	2,304	15,357	2,304	748	13,054		
OPF 251 RA CN LAGUNA VERDE	1,326.95 millones de pesos mexicanos	395.76 millones de pesos mexicanos	1,326.95 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 1.42 millones	Hasta el año 2018	1,326,950	1,579,40	1,326,950	1,579,40				
OPF 182 RA C.T. PUERTO LIBERTAD UNIDADES 2 Y 3	3,327.70 millones de pesos mexicanos	89.63 millones de pesos mexicanos	3,327.70 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 110.5 millones	Hasta el año 2018	3,327,703	34,116	3,327,703	34,116	34,116	224,751		
OPF 183 RA C.T. PUNTA PRIETA UNIDAD 2	61.36 millones de pesos mexicanos	17.47 millones de pesos mexicanos	61.36 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 2.14 millones	Hasta el año 2018	61,357	4,156	61,357	4,156	6,136	40,012		
OPF 185 SE 1110 COMPENSACION CAPATIVA DEL NORTE	97.46 millones de pesos mexicanos	26.13 millones de pesos mexicanos	97.46 millones de pesos mexicanos	Principial	Intereses	\$ 11.27 millones	Hasta el año 2021	97,460	10,247	97,460	10,247	82,090			

Tipo de activo	Valor del crédito	Neto de los pagos pactados equivalentes a las rentas	Principio	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011		Vigencia del contrato	Neto total del proyecto [Miles]	Saldos al 31 de diciembre de 2011 [Miles]		Saldos al 31 de diciembre de 2010 [Miles]			
				Moneda extranjera				Moneda extranjera		Moneda extranjera			
				Corto plazo	Largo plazo			Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo		
OPF 188 SE 1116 TRANSFORMACIÓN DEL NOROESTE	1,605.57 millones de pesos mexicanos	620.48 millones de pesos mexicanos	1,605.57 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 152.05 millones	Hasta el año 2021	1,565.571	163,186	1,290,728		25,664	178,508		
OPF 189 SE 1117 TRANSFORMACIÓN DE CLAYHORNAS	18,30 millones de pesos mexicanos	4,24 millones de pesos mexicanos	18,30 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 6.40 millones	Hasta el año 2020	7,459	2,386	15,909					
OPF 190 SE 1120 NORDESTE	402.30 millones de pesos mexicanos	120.07 millones de pesos mexicanos	402.30 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 31.31 millones	Hasta el año 2020	427,207	45,988	251,986					
OPF 191 SE 1121 BAJA CALIFORNIA	20.27 millones de pesos mexicanos	7.22 millones de pesos mexicanos	20.27 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 21.34 millones	Hasta el año 2020	29,720	3,213	25,707					
OPF 192 SE 1122 GOJEO NORTE	349.75 millones de pesos mexicanos	141.89 millones de pesos mexicanos	349.75 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 35.15 millones	Hasta el año 2019	348,751	37,763	257,346					
OPF 193 SE 1123 NORTE	49.51 millones de pesos mexicanos	13.33 millones de pesos mexicanos	49.51 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 3.079 millones	Hasta el año 2020	49,511	4,951	39,508					
OPF 194 SE 1124 BAJO CENTRO	358.28 millones de pesos mexicanos	94.75 millones de pesos mexicanos	358.28 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 15.67 millones	Hasta el año 2021	357,722	44,579	305,022					
OPF 195 SE 1125 DISTRIBUCIÓN	255.22 millones de pesos mexicanos	62.60 millones de pesos mexicanos	255.22 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 9.315 millones	Hasta el año 2020	255,226	26,494	217,059					
OPF 197 SE 1127 SURESTE	194.52 millones de pesos mexicanos	62.60 millones de pesos mexicanos	194.52 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 9.354 millones	Hasta el año 2021	194,522	26,496	148,534					
OPF 198 SE 1128 CENTRO SUR	86.86 millones de pesos mexicanos	24.40 millones de pesos mexicanos	86.86 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 4.47 millones	Hasta el año 2021	86,840	9,211	77,548					
OPF 199 SE 1129 CONVERSACIÓN REYES	140.91 millones de pesos mexicanos	42.54 millones de pesos mexicanos	140.91 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 23.63 millones	Hasta el año 2020	140,911	18,922	96,933					
OPF 200 SET 1118 TRANSFERIR Y TRANSFORMACIÓN DEL NORTE	237.47 millones de pesos mexicanos	62.49 millones de pesos mexicanos	237.47 millones de pesos mexicanos	Principio: Intereses \$ 14.38 millones	Hasta el año 2018	237,472	24,958	132,937					

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los daños y peritos equivalentes a las ventas	Principales intereses, impuestos, otras y honorarios fiduciarios	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Monto total del proyecto (Miles)	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Miles)				
				Moneda nacional		Moneda extranjera				Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Corte hasta año 2012		
				Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Corte hasta año 2012	Corte hasta año 2013							
OPF 204 SLT 1145 TRANSUS Y TRANSFERENCIA DEL SURESTE	1,339.02 millones de pesos mexicanos	\$15.27 millones de pesos mexicanos	1,339.02 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 144.46 millones Intereses \$ 100.10 millones	Hasta el año 2010	1,339.02 1,341.970	1,341.587	135.955	1,194.557	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna	
OPF 205 SLP SUMINISTRO DE AGUA TITHA LAS CENTRALES DE CERRO PROETO	1,498.99 millones de pesos mexicanos	521.43 millones de pesos mexicanos	1,498.99 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 141.10 millones Intereses \$ 161.10 millones	Hasta el año 2010	1,498.999	1,677.225	1,654.829	115.882	1,240.054	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 206 SE 1025 CONVERSIÓN A AGUA Y DE LA L7 MEXIZTLAN II - LA HIGUERA	564.26 millones de pesos mexicanos	237.26 millones de pesos mexicanos	564.26 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 141.10 millones Intereses \$ 103.77 millones	Hasta el año 2010	564.269	564.439	366.846	56.438	412.206	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 207 SE 1212 COMPENSACIÓN DE RESIDOS	475.73 millones de pesos mexicanos	165.33 millones de pesos mexicanos	475.73 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 60.82 millones Intereses \$ 27.47 millones	Hasta el año 2010	475.730	55.153	359.755	21.454	308.417	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR	231.00 millones de pesos mexicanos	77.49 millones de pesos mexicanos	231.00 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 20.61 millones Intereses \$ 11.34 millones	Hasta el año 2010	231.000	25.624	206.505			Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 210 SLT 1204 CONVERSIÓN A AGUA Y DEL ÁREA PENINSULAR	1,697.95 millones de pesos mexicanos	471.30 millones de pesos mexicanos	1,697.95 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 140.92 millones Intereses \$ 79.24 millones	Hasta el año 2010	1,697.950	172.877	1,367.091	120.469	1,260.142	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 211 SLT 1205 TRANSUS Y TRANSFRONTERIZA ORIENTAL - SURESTE	81.86 millones de pesos mexicanos	25.72 millones de pesos mexicanos	81.86 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 18.46 millones Intereses \$ 90.05 millones	Hasta el año 2010	81.867.351	189.784	1,510.521	113.027	1,009.894	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 212 SLE 1202 DURANTE DE ENERJA A LA ZONA MANZANILLO	157.76 millones de pesos mexicanos	49.16 millones de pesos mexicanos	157.76 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 17.94 millones Intereses \$ 21.37 millones	Hasta el año 2010	49.760	48.767	363.097	22.035	216.277	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 213 SLE 1201 NOROESTE - CENTRAL	82.33 millones de pesos mexicanos	25.51 millones de pesos mexicanos	82.33 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 6.23 millones Intereses \$ 5.15 millones	Hasta el año 2010	82.330	11.811	62.281	4.635	74.092	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 214 SLE 1200 NOROESTE	745.84 millones de pesos mexicanos	278.40 millones de pesos mexicanos	745.84 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 45.94 millones Intereses \$ 32.74 millones	Hasta el año 2010	945.940	101.180	797.194			Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 215 SLE 1201 RED DE TRANSASOCIAL PROYECTO DE TOLU ABER A Y OAC. I, II, III, IV	332.20 millones de pesos mexicanos	150.76 millones de pesos mexicanos	332.20 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 42.74 millones Intereses \$ 20.23 millones	Hasta el año 2010	372.200	41.593	268.015	23.553	210.745	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna
OPF 216 SLE 1202 RED DE TRANSASOCIAL PROYECTO DE TOLU ABER A Y OAC. I, II, III, IV	486.77 millones de pesos mexicanos	184.70 millones de pesos mexicanos	486.77 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 52.15 millones Intereses \$ 31.35 millones	Hasta el año 2010	486.770	55.745	360.172	40.345	435.938	Largo plazo	Corte hasta año 2010	Corte hasta año 2011	Ninguna

Tipo de activo	Valor del crédito	Número de los pagos		Vigencia del contrato	Monte total del proyecto (M\$)	Salidas al 31 de diciembre de 2011 (M\$)		Notas explicativas
		(INTERESES, impuestos, gastos y otros aranceles financieros)	pagados equivalentes a las rentas			Principial	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	
OPF 223 CC CC REPORTE DACION C7 MANTANILLO I U+1.2	397.73 millones de pesos mexicanos	192.64 millones de pesos mexicanos	807.73 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	587.730	58,772	520,955	1367 Punto
OPF 223 LT RED DE TRAS Y TRANS BAJA - NOROESTE	9,35 millones de pesos mexicanos	7,72 millones de pesos mexicanos	9,35 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	9,350	1,051	8,407	1367 Punto
OPF 231 LT RED DE TRAS Y TRANSACION ASOCIADA A LA CI GUERRERO NEGRO III	14.86 millones de pesos mexicanos	6.59 millones de pesos mexicanos	14.86 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	14,860	1,486	12,432	1367 Punto
OPF 231 SUT 1304 TRANSISION Y TRANSFORMACION DEL ORIENTAL	80.25 millones de pesos mexicanos	26.69 millones de pesos mexicanos	80.38 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	80,380	12,131	60,459	4,134
OPF 231 SUT 1308 TRANSISION Y TRANSFORMACION BAJA - NOROESTE	108.06 millones de pesos mexicanos	28.54 millones de pesos mexicanos	108.06 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	108,060	16,210	81,048	97,257
OPF 242 SE 1223 DISTRIBUCION SUR TRANSFORMACION BAJA - NOROESTE	168.99 millones de pesos mexicanos	42.00 millones de pesos mexicanos	168.69 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	168,690	16,744	149,746	1367 Punto
OPF 243 SE 1222 DISTRIBUCION CENTRO TRANSFORMACION BAJA - NOROESTE	41.19 millones de pesos mexicanos	12.24 millones de pesos mexicanos	61.19 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	61,190	6,798	54,398	1367 Punto
OPF 244 SE 1221 DISTRIBUCION NOROESTE	301.58 millones de pesos mexicanos	86.36 millones de pesos mexicanos	321.56 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	321,560	22,158	237,257	1367 Punto
OPF 245 SE 1220 DISTRIBUCION NOROESTE	186.29 millones de pesos mexicanos	53.72 millones de pesos mexicanos	188.29 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	188,290	19,755	168,532	209,455
OPF 248 SUT 1401 Y LTS DE LAS AREAS BAJA CALIFORNIA Y NOROESTE	306.16 millones de pesos mexicanos	100.36 millones de pesos mexicanos	306.16 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	306,160	30,615	275,541	1367 Punto
OPF 250 SUT 1402 CAMBIO DE TENSION DE LA LT CULACAN - LOS MOCHIS	119.86 millones de pesos mexicanos	61.71 millones de pesos mexicanos	119.86 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	119,860	18,986	170,872	1367 Punto
OPF 252 SE 1403 COMPENSACION CAPACITIVA DE LAS AREAS NOROESTE	92.43 millones de pesos mexicanos	22.68 millones de pesos mexicanos	92.43 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	92,430	9,730	77,356	1367 Punto

Tipo de activo	Valor del crédito	Alento de los pagos pagaderos equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto [Miles]	Saldos al 31 de diciembre de 2011 [Miles]		Saldos al 31 de diciembre de 2010 [Miles]		
		Intereses, impuestos, gastos y honorario fiduciarios	Principal			Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Monto actualizado	Monto actualizado	Monto actualizado	
		Intereses, impuestos, gastos y honorario fiduciarios	Principal			Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	
OPF 073 RIA ALTA MARA	123.58 millones de UDIS	27.52 millones de UDIS	11.37 millones de UDIS	123.98 millones de UDIS	569.019	56.163	407.140	56.117	408.527	
OPF 140 SE 914 DIVISION CENTRO SUR	30.13 millones de UDIS	20.13 millones de UDIS	20.13 millones de UDIS	Principial 5.47.71 millones de pesos 3.14 UDIS	Hasta el año 2024	139.205	9.812	117.742	9.467	123.048
OPF 147 CCC Baja California	205.79 millones de UDIS	69.14 millones de UDIS	69.14 millones de UDIS	Principial 5.154.26 millones de pesos 71.27 UDIS	Hasta el año 2019	1.208.449	133.745	869.346	125.041	967.311
OPF 152 SE 1025 NORDESTE	48.71 millones de UDIS	18.48 millones de UDIS	48.71 millones de UDIS	Principial 5.30.99 millones de pesos 6.52 UDIS	Hasta el año 2024	224.477	15.256	183.555	14.752	191.838
OPF 156 A LA INFERNALLO	17.59 millones de UDIS	2.97 millones de UDIS	12.59 millones de UDIS	Principial 5.11.41 millones de pesos 2.52 UDIS	Hasta el año 2019	57.782	5.905	41.341	5.498	45.545
OPF 157 RIV. CT FRANCISCO PEREZ RIOS UNIDADES 1 Y 2	740.72 millones de UDIS	31.90 millones de UDIS	142.72 millones de UDIS	Principial 5.13.01 millones de pesos 22.14 UDIS	Hasta el año 2019	645.849	66.013	402.125	63.496	509.568
OPF 167 CC SAN LORENZO CONVERGEN DE TGA A LCC	421.94 millones de UDIS	155.75 millones de UDIS	421.94 millones de UDIS	Principial 5.26.31 millones de pesos 56.26 UDIS	Hasta el año 2024	1.926.516	131.943	1.593.552	127.321	1.625.178
OPF 191 SE 1121 BAJA CALIFORNIA	8.47 millones de UDIS	3.13 millones de UDIS	8.47 millones de UDIS	Principial 5.159.21 millones de pesos 11.95 UDIS	Hasta el año 2024	38.474	2.450	31.796	2.556	33.234
OPF 192 SE 1122 GOLEO NORTE	8.33 millones de UDIS	3.02 millones de UDIS	8.33 millones de UDIS	Principial 5.22.61 millones de pesos 6.61 UDIS	Hasta el año 2024	40.756	3.150	33.816	3.020	35.467
OPF 193 SE 1125 DISTRIBUCION	51.69 millones de UDIS	12.21 millones de UDIS	51.69 millones de UDIS	Principial 5.48.50 millones de pesos 10.34 UDIS	Hasta el año 2019	237.256	24.249	169.742	23.396	167.168

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos intereses, impuestos, días y honorarios financieros	pactados equivalentes a las rentas días y honorarios financieros	Principales	Pago hasta el 31 de diciembre de 2011 US\$	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)			Moneda extranjera
								Moneda local		Monto en pesos	
								Moneda local	Moneda extranjera	Largo plazo	
OPF 199 SE 1129 COMPENSACIÓN REDES	14,67 millones de UDIS	5,71 millones de UDIS	14,57 millones de UDIS	Principales	Hasta el año 2024	57,329	4,927	55,041	4,425	57,320	
OPF 201 SE 1112 TRANSFORMACIÓN DEL NOROESTE Y TRANSFORMACIÓN DEL NORTE	97,07 millones de UDIS	22,57 millones de UDIS	97,07 millones de UDIS	Principales	Hasta el año 2019	445,512	45,376	318,774	43,937	351,500	
OPF 203 SE 1118 TRANSFORMACIÓN Y TRANSFORMACIÓN DEL NORTE	40,21 millones de UDIS	15,45 millones de UDIS	40,21 millones de UDIS	Principales	Hasta el año 2024	184,548	12,576	150,517	12,134	157,743	
OPF 207 SE 1203 COMPENSACIÓN DE REDES	20,61 millones de UDIS	7,20 millones de UDIS	20,61 millones de UDIS	Principales	Hasta el año 2024	131,308	12,906	101,028	12,454	109,910	
OPF 209 SE 1205 COMPENSACIÓN ORIENTAL - PENINSULAR	20,13 millones de UDIS	10,81 millones de UDIS	20,13 millones de UDIS	Principales	Hasta el año 2024	129,105	8,798	105,591	8,495	110,337	
TOTAL DEUDA INTERNA											
TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNACIONAL DE PIBREGAS											
								7,784,918	41,305,400	6,622,372	35,703,576
								\$ 11,794,405	\$ 66,986,407	\$ 10,745,395	\$ 59,686,297

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

a. El pasivo a corto y largo plazo por contratos de PIDIREGAS, vence como sigue:

Al 31 de diciembre de 2011

	2012(Enero-diciembre)	<u>\$ 11,794,405</u>
Largo plazo:		
2013	11,860,538	
2014	10,816,501	
2015	8,801,299	
2016	8,755,831	
2017	5,467,902	
2018	4,808,985	
Años posteriores	<u>16,475,351</u>	
	<u>66,986,407</u>	
Total	<u>\$ 78,780,812</u>	

b. Al 31 de diciembre de 2011, los compromisos mínimos de pago por PIDIREGAS son:

PIDIREGAS	\$ 99,520,627
Menos:	
Intereses no devengados	(20,739,815)
Valor presente de las obligaciones	78,780,812
Menos:	
Porción circulante de las obligaciones	<u>(11,794,405)</u>
Porción a largo plazo de PIDIREGAS	<u>\$ 66,986,407</u>

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.

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.

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 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 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 mas 0.25% y por último el 23 noviembre de 2007 por \$1,200.0 millones de pesos a un costo de Cetes 182 mas 0.30%.

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 mas 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%.

12. Impuestos y derechos por pagar

Los impuestos y derechos por pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se integran como sigue:

	2011	2010
A cargo de CFE:		
Impuesto Sobre la Renta (ISR) sobre remanente distribuible	\$ 1,483,360	\$ 1,150,824
ISR por cuenta de terceros	299,928	361,288
Cuotas al Instituto Mexicano del Seguro Social (incluye Seguro de Retiro)	543,820	498,631
Derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales	295,766	296,015
Impuesto sobre nóminas	42,045	40,993
Aportaciones al Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores	10,839	10,344
Subtotal	<u>\$ 2,675,758</u>	<u>\$ 2,358,095</u>
Retenidos por CFE:		
ISR retenido de los empleados	622,348	535,984
Impuesto al valor agregado retenido	147,616	154,061
ISR intereses en el extranjero	9,729	8,983
ISR a residentes en el extranjero	2,291	8,006
Cinco al millar a contratistas	20,100	27,707
ISR por honorarios y arrendamientos	10,404	8,934
Dos al millar a contratistas	1,989	1,202
Otros	161	94
Subtotal	<u>814,638</u>	<u>744,971</u>
Total	<u>\$ 3,490,396</u>	<u>\$ 3,103,066</u>

13. 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 el nuevo monto de la provisión que asciende a 809.6 millones de dólares americanos, el cambio contra la estimación original de 312 millones de dólares, obedece a que se incluyen 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.

El pasivo por desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde al cierre de Diciembre de 2011 y 2010 a valor presente asciende a \$11,332,224 y \$10,009,251 respectivamente.

14. Beneficios a los empleados

El Organismo determinó su pasivo y el costo del período de indemnizaciones y compensaciones, prima de antigüedad y jubilaciones con base al estudio actuarial llevado a cabo por actuaria independiente conforme a las bases definidas en los planes, utilizando el método de crédito unitario proyectado. Para determinar los importes aproximados del pasivo por obligaciones laborales y costo neto del período al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Organismo utilizó como base los estudios actariales realizados al 31 de diciembre de cada año.

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 30 de diciembre de 2011, la entidad tiene una inversión de dicha reserva para el plan de terminación laboral y de retiro por \$ 4,801,554 miles de pesos.

El costo laboral de los períodos terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendió a \$ 54,911,120 y \$ 54,145,344 respectivamente, de los cuales se cargaron a los resultados al mes de diciembre de 2011 y 2010 \$ 52,896,585 y \$ 52,535,794, y se capitalizaron por esos mismos períodos \$ 2,196,450 y \$ 1,609,550 respectivamente.

El estudio actuarial realizado por perito independiente que se utilizó para cuantificar los pasivos laborales de CFE para 2011, reporta la siguiente información relevante:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Concepto	Beneficios al retiro	Beneficios por Terminación Laboral	Beneficios	
			2011	2010
Obligación por Beneficios Adquiridos (OBA)	\$251,150,523	19,496,152	270,646,675	\$244,203,000
Obligación por Beneficios No Adquiridos	172,622,419	-	172,622,419	160,189,000
Obligación por Beneficios Definidos (OBD)	423,772,943	19,496,152	443,269,095	404,392,000
Activos del Plan	(4,791,000)	-	(4,791,000)	(4,417,000)
Situación de Financiamiento	418,981,942	19,496,152	438,478,094	399,975,000
Servicio Pasado	(2,957,000)	(117,000)	(3,074,000)	(6,148,000)
Ganancias o (Pérdidas) Actuariales	(130,984,869)	(7,398,578)	(138,383,447)	(132,210,000)
Partidas Pendientes de Amortizar	(133,941,869)	(7,515,578)	(141,457,447)	(138,358,000)
Pasivo / (Activo) Neto Proyectado	\$285,040,073	11,980,575	297,020,648	\$261,617,000

Conciliación entre los saldos iniciales y finales del valor presente de la obligación por beneficios definidos:

a. Cambios en el valor presente de la obligación por beneficios definidos (OBD):

Valor presente de la OBD al 1º de enero	\$ 404,391,000
Costo laboral del servicio actual (CLSA)	12,832,755
Costo financiero	31,531,586
Pérdida o (ganancia) actuarial sobre la obligación	(24,993,685)
Beneficios pagados	<u>19,507,439</u>
Valor presente de la OBD al 31 de diciembre	<u>\$ 443,269,095</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

b. Conciliación entre los saldos iniciales y finales del valor razonable de los activos del plan:

Cambios en el valor razonable de los activos del plan (AP):

Valor razonable de los AP al 1º de enero	\$ 4,418,000
Rendimiento esperado de los AP	375,464
Ganancia o (pérdida) actuarial sobre los AP	(2,464)
Valor razonable de los AP al 31 de diciembre	<u>\$ 4,791,000</u>

c. Conciliación entre los saldos iniciales y finales del pasivo neto proyectado:

Cambios en el pasivo neto proyectado (PNP):

PNP inicial	\$ 261,617,000
Costo neto del período	54,911,480
Beneficios pagados	(19,507,832)
PNP final	<u>\$ 297,020,648</u>

d. Costo neto del período:

Concepto	Beneficios al Retiro	Beneficios por terminación laboral	Total
Costo laboral del Servicio Actual	\$ 11,492,148	1,340,606	\$ 12,832,754
Costo Financiero	29,188,072	2,343,514	31,531,586
Rendimiento esperado de los Activos del plan	(375,464)	-	(375,464)
Ganancia o pérdida actuarial, neta	7,029,321	818,923	7,848,244
Costo Laboral del Servicio Pasado	2,967,000	107,000	3,074,000
<u>Costo Neto del Período</u>	<u>\$ 50,301,077</u>	<u>\$ 4,610,043</u>	<u>\$ 54,911,120</u>

El costo Neto del Periodo se registró en la forma siguiente:

A Resultados:	\$ 52,896,565
A Inversión:	2,196,466

Adicionalmente se cargo al Costo de Obligaciones Laborales a Resultados el monto de las Demandas Laborales por \$181,911.

e. Criterios utilizados para determinar las tasas de rendimiento esperado y real de los activos del plan:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

La tasa de rendimiento esperado de los activos fue del 6.90% durante el 2011, la cual fue obtenida considerando las tasas de referencia vigentes durante 2010 de Certificados de la Tesorería de la Federación a 365 días, publicadas por el Banco de México.

Los criterios usados para obtener los rendimientos reales fueron los siguientes:

- Se estiman los activos considerando el saldo inicial, los pagos reales y las contribuciones efectuadas y considerando una tasa del 6.90%.
- La diferencia existente con los activos reales reportados para el cierre del ejercicio 2011, se consideran como la ganancia o pérdida, según sea el caso de los activos del plan.

f. Las tasas anuales en términos reales utilizadas en el cálculo de las obligaciones por beneficios proyectados y rendimientos de activos del plan, fueron:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Tasa de descuento	6.90%	8.00%
Tasa de incremento salarial	4.40%	5.50%
Tasa de rendimiento de los activos del plan	3.50%	8.50%

g. Montos correspondientes al período anual, actual y a los cuatro períodos anuales precedentes en:

	(Millones de pesos)				
	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Obligación por beneficios definidos (OBD)	443,269	404,392	348,860	306,741	266,600
Valor razonable de los activos del plan (AP)	(4,791)	(4,417)	(3,936)	(3,712)	(8,512)
Situación del fondeo	<u>438,478</u>	<u>399,975</u>	<u>344,924</u>	<u>303,029</u>	<u>258,088</u>
Ajustes por experiencia sobre la OBD	<u>(24,994)</u>	<u>30,935</u>	<u>20,620</u>	<u>18,072</u>	<u>19,036</u>
Ajustes por experiencia sobre los AP	<u>(2)</u>	<u>156</u>	<u>(82)</u>	<u>134</u>	<u>559</u>

h. Período de amortización de las partidas pendientes de amortizar para el plan de pensiones y prima de antigüedad por jubilación o por retiro sustitutivo de jubilación:

Beneficios por retiro:

		<u>Años</u>
Prima de antigüedad	Modificaciones al plan y carrera salarial	2.00
Pensiones	Modificaciones al plan y carrera salarial	2.00

Beneficios por terminación:

Prima de antigüedad	Modificaciones al plan	2.00
Compensaciones e Indemnizaciones	Modificaciones al plan	2.00

i. 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 cotización y CFE aporta una vez y media lo que aporte el trabajador (7.5%).

- 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, 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.

15. Provisión por demandas laborales al retiro y otras contingencias

- a. Existen 10,571 juicios de carácter laboral en proceso de resolución. De acuerdo al estudio realizado al 31 de diciembre de 2011, existe una provisión por \$ 3,726,825 (miles), misma que fue registrada contablemente. El estudio para crear la provisión por litigios laborales consideró la tendencia de los juicios resueltos en los últimos cinco años.
- b. El Organismo tiene aproximadamente 24,175 juicios y procedimientos administrativos en trámite al 31 de diciembre de 2011, 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.

16. Patrimonio

De acuerdo con lo señalado en la Nota 3-a, la actualización del patrimonio se distribuye entre cada uno de sus distintos componentes, según se muestra a continuación:

Concepto	2011			2010	
	Valor nominal	Actualización	Total		Total
Patrimonio acumulado	\$ 113,413,686	\$ 239,243,076	\$ 352,656,762	\$ 378,438,392	
Subsidio	(26,090,867)		(26,090,867)		(34,187,258)
Aportaciones recibidas	3,786,348	-	3,786,348		7,596,561
(Pérdida) utilidad neta del período	(17,168,468)	-	(17,168,468)		809,067
	\$ 73,940,699	\$ 239,243,076	\$ 313,183,775	\$ 352,656,762	

17. Otros (gastos) ingresos, neto

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, otros (gastos) ingresos netos, se integran como sigue:

	2011	2010
Otros ingresos	\$ 4,718,098	\$ 5,824,647
Otros gastos	(5,000,105)	(4,028,219)
Productores externos de energía eléctrica, neto	32,661	(8,324)
Total	\$ (249,346)	\$ 1,788,104

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

De acuerdo a lo establecido en la Ley del ISR, el Organismo no causa este gravamen; sin embargo, debe retener y entregar 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. El Organismo está obligado al pago de este impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan dichos requisitos fiscales con fundamento en el Artículo 95 último párrafo de la Ley del ISR.

Durante los períodos terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se causó ISR sobre el remanente distribuible por \$1,489,568, y \$1,150,824, respectivamente, mismos que fueron determinados con fundamento en los Artículos 95 último párrafo y 102 de la Ley del ISR.

El Organismo no es contribuyente del IETU de acuerdo a lo establecido en la Fracción I del Artículo 4 de la Ley del IETU.

19. Exceso (insuficiencia) del aprovechamiento sobre el subsidio

Las transacciones celebradas con el Gobierno Federal durante los períodos terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, fueron las siguientes:

	2011	2010
Subsidio del Gobierno Federal a consumidores	\$ 88,168,493	\$ 95,740,445
Acreditamiento del aprovechamiento a cargo de CFE mediante la aplicación de una tasa del 9% sobre los activos fijos netos en operación del año anterior	(57,292,226)	(55,748,887)
Reembolso de subsidio en efectivo	<u>(4,785,400)</u>	<u>(5,804,300)</u>
Exceso (insuficiencia) del aprovechamiento sobre el subsidio	<u>\$ 26,090,867</u>	<u>\$ 34,187,258</u>

Durante el ejercicio de 2011 se determinó un subsidio a los consumidores por \$88,168,493 (\$95,740,445 en 2010), del cual se efectuó el acreditamiento del aprovechamiento del ejercicio por \$57,292,226 (\$55,748,887 en 2010), adicionalmente a lo anterior, durante el ejercicio 2011 se recibió un reembolso de subsidio en efectivo por \$4,785,400 (\$5,804,300 en 2010), destinado al costo del combustible para la generación de energía eléctrica, el diferencial correspondiente al subsidio virtual al consumo no cubierto por el acreditamiento mencionado por \$26,090,867 (\$34,187,258 en 2010), se registró afectando directamente el patrimonio de la entidad.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

20. Resultado integral de financiamiento

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el resultado integral de financiamiento, se integran como sigue:

	2011	2010
Intereses a cargo, neto	\$ (8,925,717)	\$ (5,593,298)
Utilidad (pérdida) cambiaria, neta	<u>(10,310,323)</u>	<u>2,898,661</u>
Total	<u>\$ (19,236,040)</u>	<u>\$ (2,694,637)</u>

21. (Pérdida)/Utilidad integral

La (pérdida)/utilidad integral al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integra como sigue:

	2011	2010
(Pérdida) Utilidad neta según estados de resultados	\$ (17,168,468)	\$ 809,067
Otros movimientos de patrimonio	1,128,497	(1,099,491)
Efecto del periodo por instrumentos financieros registrados en el patrimonio acumulado	154,653	(1,164,523)
Subsidio a Consumidores no cubierto por el Gobierno Federal	<u>(26,090,867)</u>	<u>(34,187,258)</u>
	<u>(24,807,717)</u>	<u>(36,451,272)</u>
Pérdida integral	<u>\$ (41,976,185)</u>	<u>\$ (35,642,205)</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

22. Posición en moneda extranjera

Al 31 de diciembre de 2011, la CFE tenía activos y pasivos en moneda extranjera como sigue:

	2011			2010		
	Activos		Pasivos		Activos	
	Efectivo y equivalentes en efectivo	Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Efectivo y equivalentes en efectivo	Proveedores
Dólares americanos	<u>17,800</u>	<u>3,380</u>	<u>3,543</u>	<u>3,681,288</u>	<u>2,115,493</u>	<u>5,785,904</u>
Euros	-	-	-	<u>42,957</u>	-	<u>42,957</u>
Yenes japoneses	<u>3,885,798</u>	-	-	<u>39,917,022</u>	-	<u>36,031,224</u>
Francos suizos	-	-	-	<u>103,540</u>	-	<u>103,540</u>
Corona sueca	-	-	-	<u>15,245</u>	-	<u>15,245</u>
	Activos		Pasivos		Activos	
	Efectivo y equivalentes en efectivo	Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Efectivo y equivalentes en efectivo	Proveedores
Dólares americanos	<u>45,265</u>	<u>6,651</u>	<u>19,105</u>	<u>2,771,498</u>	<u>1,964,257</u>	<u>4,716,246</u>
Euros	-	-	-	<u>49,380</u>	-	<u>49,380</u>
Yenes japoneses	<u>2,759,841</u>	-	-	<u>39,629,629</u>	-	<u>36,869,788</u>
Francos suizos	-	-	-	<u>137,181</u>	-	<u>137,181</u>
Corona sueca	-	-	-	<u>11,678</u>	-	<u>11,678</u>

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

Estos activos y pasivos en moneda extranjera se convirtieron en moneda nacional al tipo de cambio establecido por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e informes sobre la Gestión Pública, dependiente de la SHCP, conforme a la circular denominada "Tipos de cambio de divisas extranjeras para cierres contables" al 31 de diciembre de 2011, como sigue:

Moneda	2011	2010
Dólares estadounidenses	\$ 13.9904	\$ 12.3571
Euros	18.1595	16.5733
Yenes japoneses	0.1813	0.1526
Francos suizos	14.9199	13.2757
Corona sueca	2.0378	1.8392

23. Compromisos

a. Contratos formalizados con productores independientes de energía

Al 31 de Diciembre de 2011 se cuenta con 22 contratos con inversionistas privados en operación comercial, denominados productores independientes de energía, donde 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.

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:

Central	Vigencia del contrato años	Capacidad (generación) (en MW)	Fechas de entrada en operación comercial
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 Bajío (generación complementaria)	5.0	0.0	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	1º 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	1º de abril de 2004
CC Río Bravo IV	25.0	500.0	1º 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	1º 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

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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

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 de proyectos en operación y en construcción:

Compromisos de pagos futuros de Proyectos en operación	(Cifras en millones de pesos)	
	Diciembre 2 0 1 1	Diciembre 2 0 1 0
CC Altamira II	\$ 1,760	\$ 2,010
CC Bajío	1,344	2,517
CC Campeche	3,963	3,743
CC Hermosillo	3,547	3,371
CC Mérida III	4,340	4,163
CC Monterrey III	3,506	3,465
CC Naco – Nogales	4,391	4,058
CC Río Bravo II	8,183	7,594
CC Mexicali	3,914	4,115
CC Saltillo	5,471	5,015
CC Tuxpan II	5,150	5,123
CC Chihuahua III	4,876	4,622
CC Tuxpan III y IV	17,931	16,672
CC Altamira III y IV	22,612	20,854
CC Río Bravo III	7,709	7,352
CC La Laguna II	12,718	11,835
CC Río Bravo IV	8,000	7,594
CC Valladolid III	8,050	7,520
CC Tuxpan V	7,825	7,379
CC Altamira V	23,336	21,706
CC Tamazunchale	18,204	16,850
CC Norte Durango	17,848	16,224
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	(1,478)	(537)
Terminal de Carbón de la CT Pdte.		
Plutarco Elías Calles	1,519	1,419
Total	<u>\$ 194,719</u>	<u>\$ 184,664</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

(Cifras en millones de pesos)
Monto de la contingencia real de
Diciembre
2011 Diciembre
2010

<u>Proyectos en operación</u>		
CC Altamira II	\$ 905	\$ 1,068
CC Bajío (El Sauz)	820	1,788
CC Campeche	1,638	1,323
CC Hermosillo	1,593	1,479
CC Mérida III	2,324	1,495
CC Monterrey III	2,141	2,095
CC Naco – Nogales	1,826	1,637
CC Río Bravo II	3,140	2,832
CC Mexicali	2,287	2,112
CC Saltillo	2,151	1,964
CC Tuxpan II	4,648	3,051
CC Chihuahua III	1,936	1,766
CC Tuxpan III y IV	6,046	5,419
CC Altamira III y IV	8,063	6,294
CC Río Bravo III	3,304	2,783
CC La Laguna II	4,530	4,068
CC Río Bravo IV	3,906	3,165
CC Valladolid III	3,074	2,821
CC Tuxpan V	4,671	3,266
CC Altamira V	6,605	6,154
CC Tamazunchale	6,123	5,601
CC Norte Durango	5,818	5,113
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	612	1,392
Terminal de Carbón de la CT Pdte.		
Plutarco Elías Calles	639	573
Total	<u>\$ 78,800</u>	<u>\$ 69,259</u>

Monto de contingencia real de proyectos en construcción.

CE Oaxaca I	1,780	1,239
CE Oaxaca II	5,060	271
CE La Venta III	1,548	1,250
CC Norte II	1,178	-
Total	<u>\$ 9,566</u>	<u>\$ 2,760</u>

Total contingencia real de Proyectos en
Operación y Construcción. \$ 88,366 \$ 72,019

De acuerdo con lo anterior, al 31 de Diciembre de 2011 la CFE tiene un compromiso del orden de \$194,719 millones, equivalente a 13,918 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 \$ 88,367 millones equivalente a 6,318 millones de dólares americanos a Contratos formalizados con productores independientes de energía

c. Contratos de suministro de gas natural

Contrato de Suministro de Gas Natural en los Puntos de Entrega localizados en la C.T. Presidente Juárez, proveniente de una planta de almacenamiento de GNL y/o de gas natural continental, con el proveedor SEMPRA LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V.:

Según lo requerido al Proveedor durante la Semana Anual de Coordinación y considerando los consumos de las Centrales Generadoras que integran al Sistema Rosarito presentados al cierre del cuarto trimestre de 2011, se tiene un promedio diario de Base Firme de 77,993 MMBTU (78 MMP3) y de Base Variable de 22,845 MMBTU (23 MMP3), totalizando un promedio diario en 100,838 MMBTU (104 MMP3).

Los valores finales resultan de los cambios al Pre despacho de Generación por parte del Área de Control Baja California, gestionados por la Subgerencia Regional de Energéticos Noroeste en base a la flexibilidad del Contrato de suministro, con la cual se ajustó la Base Firme entre el 90 y el 110% de lo solicitado en la Semana Anual de Coordinación, así como que la Base Variable fluctuó entre 0 y hasta completar la Cantidad Máxima Diaria. Referidos solamente al cuarto trimestre del año en curso, los valores resultan en un promedio diario de Base Firme de 65,562 MMBTU (65 MMP3) y de Base Variable de 23,095 MMBTU (23 MMP3), totalizando un promedio diario en 88,657 MMBTU (88 MMP3).

En este sentido, el cierre contractual para el año 2011 es el siguiente:

	Base firme		Base variable	
	MMPC	MMBTU	MMPC	MMBTU
Enero	1,942	1,951,433	144.47	145,194.85
Febrero	1,743	1,752,140	452.19	454,460.96
Marzo	2,095	2,105,191	702.70	706,231.90
Abril	2,070	2,065,951	676.50	679,819.11
Mayo	2,046	2,065,867	406.72	384,380.84
Junio	2,640	2,659,742	885.90	890,433.85
Julio	3,463	3,480,376	861.79	866,122.78
Agosto	3,497	3,515,058	1,224.74	1,230,899.29
Septiembre	2,939	2,954,079	858.72	863,034.67
Octubre	2,293	2,304,417	612.65	615,732.86
Noviembre	1,724	1,733,124	812.63	816,404.49
Diciembre	1,992	2,001,943	685.03	688,473.98

d. Contratos de Obra Pública Financiada

Al 31 de diciembre de 2011 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 Km-c	MVA	Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
			Dólares americanos	Pesos	
SLT 1117 Transmisión de Guaymas	12.3	133.0	14,820	207,338	Enero 2012
SLT 1402 Cambio de Tensión LT Culiacán- Los Mochis	127.2	500.0	43,970	611,359	Enero 2012
SE 1003 Subestaciones Eléctricas De Occidente F1 C3	29.0	500.0	36,980	517,365	Marzo 2012
SE 1212 Sur Peninsular (Dist) F3	15.2	3.230	-	45,189	Mayo 2012
SLT 1201 Transmisión y Transformación Baja California F3	5.6	8.660	-	121,157	Mayo 2012
SE 1006 Central-Sur (Dist) F3	13.4	6.280	-	87,860	Agosto 2012
SLT 1401 SEs y LTs Áreas Baja California y Noroeste F2	99.2	-	3,023	324,158	Octubre 2012
LT 1106 Red de Transmisión Asoc a CC Agua Prieta II	164.4	-	34,500	482,669	Octubre 2012
LT 1225 Red de Transmisión Asoc a CCC Norte II	41.2	-	15,490	216,712	Octubre 2012
SE 1320 Distribución Noroeste F3	7.5	3.9	5,450	76,248	Noviembre 2012
SE 1124 Bajío Centro (Dist) F3	28.8	-	6,890	96,394	Diciembre 2012
SLT 1203 Transmisión y Transformación Oriental Sureste F2	42.6	30.0	8,920	134,795	Diciembre 2012
SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental F1 C3	183.2	1,000.0	74,490	1,042,145	Enero 2013
SE 1420 Distribución Norte F1	-	50.0	8,110	112,762	Febrero 2013
SLT 1111 Transmisión y Transformación Central Occidental F2	35.4	300.0	19,990	279,668	Febrero 2013
SE 1211 Noreste Central (Dist) F2	15.7	90.0	15,260	213,494	Febrero 2013
SE 1321 Distribución Noreste F3	2.5	30.0	3,820	53,444	Marzo 2013
SE 1116 Transformación Noreste F3	85.7	500.0	44,300	620,195	Abril 2013

Centrales:

Proyecto	Capacidad MVA	Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
		Dólares americanos	Pesos	
CG Los Humeros II Fase B	25.0	48,100	\$ 672,939	Mayo 2012
PH La Yesca C2	750.0	767,700	10,740,430	Junio 2012
CCI Baja California Sur III	40.9	91,900	1,285,718	Julio 2012
CC Repotenciación Manzanillo I U1 y U2	1,413.4	981,300	13,728,780	Noviembre 2012
Adq Turbinas Gas-Vapor CC Agua Prieta II		121,000	1,692,839	Abril 2013
Cogeneración Salamanca F1	430.2	319,900	4,475,529	Abril 2013
CC Agua Prieta II C2	394.1	251,700	3,521,384	Abril 2013
CCI Baja California Sur IV	47.0	91,200	1,275,925	Julio 2013
CC Centro I	715.9	439,800	6,152,978	Diciembre 2013

Proyectos de Rehabilitación y/o Modernización

Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en miles de		
	Dólares americanos	Pesos	Etapa de operación
RM CCC Poza Rica	136,800	1,603,706	Septiembre 2012
RM CCC Poza Rica F2	13,700	191,669	Septiembre 2012
RM CCC El Zauz Paquete 1	150,000	2,098,560	Junio 2013

Estos proyectos se registran bajo el esquema de PIDIREGAS y la CFE aplica la política contable descrita en la Nota 3-e. Contratos de Obra Pública Financiada

e. Fideicomisos

1. Ámbito de actuación.

- 1.1 CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 23 (veintitrés) 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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

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 imparte 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 pasivo contingente de CFE al 31 de diciembre de 2011 por ser garante solidario en créditos obtenidos por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE) es de \$762.

El Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene activos por \$1,112,131 y pasivos por \$44,773.

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 traslado de dominio 2030, constituido el 30 de junio 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

El pasivo contingente de CFE al 31 de diciembre de 2011 por ser garante solidario en créditos obtenidos por el Fideicomiso de Gastos Previos es de \$2,766,568.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

El Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por \$ 338,784 y no tiene pasivos.

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 ya fueron liquidados en sus totalidad, por lo que sólo se encuentran en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Topolobampo II (Electro-lyser, 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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Temascal II, constituido el 22 de diciembre de 1992	Cegelec de México, S. A. de C. V. e ICA Industrial, S. A. de C. V.	En primer lugar: todas y cualesquiera de las instituciones financieras o de crédito que otorguen créditos o garantías a favor del Fideicomiso, así como los compradores, titulares o tenedores de títulos. En segundo lugar: CFE	Banco del Centro, S. A.
** En proceso de extinción.			

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 Geotermoeléctrica del Pacífico, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	BANCOMEXT
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.
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	Banco Nacional de México, S. A.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
		II, S. A. de C. V. En tercer lugar: CFE	
SE 212 Subestaciones SF6 Potencia, constituido el 21 de agosto de 1997	Siemens Proyecto de Energía, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
SE 213 Subestaciones, constituido el 25 de agosto de 1997	Siemens Proyecto de Energía, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
LT 215 Alstom CEGICA, constituido el 5 de diciembre de 1997	CEGICA, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
SE 218 Noroeste, constituido el 5 de diciembre de 1997	Dragados y CYMI, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
SE 221 Occidental, constituido el 7 de noviembre de 1997	SPE Subestaciones AEG, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.

Al 31 de diciembre de 2011, CFE tiene pasivos por \$ 8,316,175 y activos fijos por \$ 19,423,924, correspondiente a los CAT de los fideicomisos antes mencionados.

El fideicomiso que se muestra a continuación operó bajo la modalidad CAT y fue liquidado en su totalidad el 1º de diciembre de 2011, por lo que se encuentra en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
** C.D. Puerto San Carlos II, constituido el 14 de septiembre de 1998	C.D. Puerto San Carlos, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	BANCOMEXT
** En proceso de extinción.			

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

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 Techint Compagnia 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 Técnica 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 2011
Carbón Petacalco	\$ 70,949

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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

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.	Bank of America
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.	Bank of America
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.	Bank of America
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.	Bank of América México, S. A., Grupo Financiero Bank of América

Al 31 de diciembre de 2011, existen fondos por disponer en los fideicomisos No. 232246 y No. 411 por \$761,659.

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:
- a. En 15 de ellos, CFE no tiene el carácter de Fideicomitente en su constitución.
 - b. Los 8 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 8 (ocho) de ellos, por la asignación de recursos federales, o la aportación del usufructo de terrenos propiedad de CFE donde se construirán las obras.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

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
8	C.D. Puerto San Carlos II	200018TOQ01042

24. Cuentas de orden

Las cuentas de orden que se presentan en el balance general se componen de los siguientes conceptos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Pagos futuros de proyectos de inversión condicionada (nota 23-b):		
Activo	<u>\$ 194,720,032</u>	<u>\$ 184,663,733</u>
Pasivo	<u>\$ (194,720,032)</u>	<u>\$ (184,663,733)</u>
Monto de la contingencia proyectos de inversión condicionada (nota 23-b):		
Activo	<u>\$ 88,366,993</u>	<u>\$ 72,018,871</u>
Pasivo	<u>\$ (88,366,993)</u>	<u>\$ (72,018,871)</u>
Cuentas de orden de garantías otorgadas en fideicomisos:		
Activo	<u>\$ 2,767,330</u>	<u>\$ 2,558,578</u>
Pasivo	<u>\$ (2,767,330)</u>	<u>\$ (2,558,578)</u>
Cuentas de orden de bienes en comodato:		
Activo	<u>\$ 106,496,000</u>	<u>\$ 106,496,000</u>
Pasivo	<u>\$ (106,496,000)</u>	<u>\$ (106,496,000)</u>
Total cuentas de orden activo	<u>\$ 392,350,355</u>	<u>\$ 365,737,182</u>
Total cuentas de orden pasivo	<u>\$ (392,350,355)</u>	<u>\$ (365,737,182)</u>

(*)Conforme a lo establecido en la NIF 009 B "Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo" de las NIFG, el importe correspondiente a PIDIREGAS y derechos relacionados asciende a \$67,748,067.

25. Inversión financiada directa y condicionada

Conforme al Artículo 4 de la Ley de Ingresos para el ejercicio fiscal de 2011, 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:

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amortización de capital</u>	<u>Operación y mantenimiento</u>	<u>Financiero no programable</u>	<u>Remanente</u>
CC	Chihuahua	4,492.5	276.8	978.6	76.7	3,160.4
CC	Monterrey II	4,146.6	0.0	1,083.6	25.0	3,038.0
CC	Rosarito III (Unidades 8 y 9)	2,136.4	249.6	1,108.6	278.7	499.5
CC	El Sauz conversión de TG a CC	2,840.3	124.8	820.5	23.6	1,871.4
CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	2,196.0	85.7	582.0	17.9	1,510.4
CC	Conversión El Encino de TG a CC	2,137.5	81.0	74.4	32.5	1,949.6
CC	Re potenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	0.0	0.0	7.8	3.0	(10.8)
CCC	Baja California	995.9	246.5	596.7	137.8	14.9
CCC	San Lorenzo conversión de TG a CC	3,811.8	129.0	333.1	90.4	3,259.2
CCE	Pacífico	4,595.9	884.9	112.8	374.6	3,223.6
CCI	Guerrero Negro II	98.7	31.0	0.1	9.9	57.6
CCI	Baja California Sur I	215.9	65.3	245.1	17.6	(112.1)
CCI	Baja California Sur II	718.5	73.2	246.0	18.4	380.9
CD	Puerto San Carlos II	632.7	114.7	256.1	8.0	253.8
CE	La Venta II	154.7	78.5	29.0	45.1	2.1
CG	Cerro Prieto IV	544.4	99.6	278.7	22.4	143.6
CG	Los Azufres II y Campo Geotérmico	1,181.3	152.4	76.9	24.3	927.7
CH	Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	5,421.4	134.0	61.7	43.8	5,181.9
CH	El Cajón	1,286.4	343.4	34.7	289.3	619.0
CT	Samalayuca II	5,492.5	141.4	1,419.8	322.4	3,604.2

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

RM	Adolfo López Mateos	385.5	33.8	7.0	344.7
RM	Altamira	168.4	56.5	23.0	88.9
RM	Botello	23.7	8.2	1.9	13.6
RM	Carbón II	349.0	14.3	3.8	330.9
RM	Carlos Rodríguez Rivero	130.5	21.1	5.3	104.1
RM	Dos Bocas	444.2	18.6	4.3	421.2
RM	Emilio Portes Gil	34.0	0.3	0.1	33.6
RM	Gómez Palacio	395.4	35.5	8.7	351.3
RM	Ixtaczoquitlán	9.5	1.2	0.3	8.1
RM	Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	555.8	53.9	11.2	490.7
RM	CT Puerto Libertad	164.0	14.2	3.0	146.8
RM	Punta Prieta	132.9	13.2	3.3	116.4
RM	Salamanca	171.0	35.4	7.5	128.1
RM	Tuxpano	181.2	20.0	4.3	156.9
RM	CT Valle de México	130.9	7.5	1.7	121.7
RM	CGT Cerro Prieto (U 5)	74.2	41.3	32.4	0.5
RM	112 CT Carbón II Unidades 2 y 4	319.3	15.9	3.6	299.8
RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	196.9	23.6	6.6	166.7
RM	Infiernillo	49.8	20.9	10.0	18.9
RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	172.3	14.3	3.8	154.2
RM	Huinalá II	36.6	2.0	0.7	34.0
RM	CN Laguna Verde	2,530.2	0.0	43.7	2,486.5
RM	CT Punta Prieta Unidad 2	65.3	6.2	2.1	57.1
RM	Francisco Pérez Ríos	885.0	138.5	46.3	700.1
RM	Huinalá	30.2	0.7	0.1	29.4
RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	221.3	15.8	4.0	201.5
RM	CCC Tula	63.3	6.2	1.6	55.5
RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	198.5	42.7	11.0	144.8
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	249.8	34.5	8.7	206.6
RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	606.7	48.8	14.3	543.6
RM	CT Francisco Pérez Ríos 1 y 2	915.8	150.3	106.8	658.7
RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	10.2	5.5	1.4	3.3
RM	CCC Samalayuca II	45.2	2.5	0.5	42.2
RM	CCC El Sauz	91.4	3.5	1.3	86.7
RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	<u>374.2</u>	<u>34.1</u>	<u>11.6</u>	<u>328.5</u>
Suma Rehabilitación y Modernización		<u>10,412.2</u>	<u>940.7</u>	<u>395.9</u>	<u>9,075.6</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Nombre del proyecto		Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
PR	Presa Reguladora Amata	514.8	14.4	18.9	3.0	478.5
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	256.5	32.7	52.5	9.4	161.9
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	375.9	81.2	128.3	31.6	134.8
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	321.2	51.3	64.8	15.9	189.1
SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	472.0	127.4	251.9	30.0	62.7
SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	<u>2,664.5</u>	<u>115.9</u>	<u>153.1</u>	<u>87.7</u>	<u>2,307.8</u>
Suma Otros		<u>4,605.0</u>	<u>422.9</u>	<u>669.5</u>	<u>177.6</u>	<u>3,334.9</u>
LT	211 Cable Submarino	1.7	0.0	1.7	0.0	0.0
LT	214 y 215 Sureste - Peninsular	373.9	99.0	25.4	64.5	185.1
LT	216 y 217 Noroeste	21.0	0.0	21.0	0.0	0.0
LT	301 Centro	151.2	56.1	17.9	2.3	75.0
LT	302 Sureste	143.5	53.6	16.3	3.0	70.7
LT	303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	86.4	32.9	9.2	1.4	42.8
LT	304 Noroeste	105.8	35.8	15.1	2.4	52.5
LT	406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	1,571.7	147.6	15.3	14.1	1,394.7
LT	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	1,688.1	423.8	57.3	42.8	1,164.1
LT	408 Naco - Nogales - Área Noroeste	175.0	56.7	14.0	5.8	98.5
LT	411 Sistema Nacional	395.5	158.6	21.1	20.2	195.6
LT	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	526.9	320.2	42.5	54.4	109.7
LT	414 Norte - Occidental	206.1	78.8	12.8	12.7	101.9
LT	502 Oriental - Norte	59.7	17.5	7.7	5.0	29.5
LT	506 Saltillo-Cañada	713.9	282.3	32.1	47.5	351.9
LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	1,239.6	120.6	23.0	40.0	1,056.0
LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	735.1	49.7	18.5	10.7	656.2
LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	384.2	137.9	27.4	28.8	190.2
LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	437.0	174.2	36.1	57.6	169.1
LT	612 Sub transmisión Norte - Noreste	90.2	33.2	3.8	8.7	44.5
LT	613 Sub transmisión Occidental	93.3	32.4	4.7	10.3	46.0
LT	614 Sub transmisión Oriental	51.8	20.6	0.9	4.9	25.3
LT	615 Sub transmisión Peninsular	79.1	29.2	3.4	7.5	38.9
LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	17.3	25.8	3.8	4.1	(16.5)
LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	56.9	14.6	0.4	4.9	36.9
LT	Líneas Centro	20.0	7.3	1.2	1.6	9.8
LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	315.0	76.8	11.7	19.3	207.2

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	1,219.2	87.0	18.7	32.3	1,081.1
LT	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	270.7	23.3	1.9	8.3	237.2
LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	727.7	48.6	25.4	38.6	615.1
LT	707 Enlace Norte-Sur	136.8	37.9	19.5	12.0	67.3
LT	Riviera Maya	134.3	42.2	10.5	15.0	66.5
LT	807 Durango 1	107.1	37.3	7.7	9.2	53.0
LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	15.5	7.5	0.6	3.1	4.2
LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	254.6	6.3	0.2	2.1	246.0
LT	Red de Transmisión asociada la CE La Venta III	0.0	95.5	0.4	73.5	(169.4)
LT	Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro III	16.6	49.8	18.0	30.8	(82.1)
LT	Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)
LT	Red de TransAsoc al Proyto de Temp abierta y Oaxaca. II, III, IV	18.9	4.0	8.8	4.5	1.6
SLT	701 Occidente - Centro	235.3	89.1	2.6	27.6	116.0
SLT	702 Sureste - Peninsular	96.9	26.4	2.5	11.9	56.1
SLT	703 Noreste - Norte	64.7	27.5	5.4	8.3	23.6
SLT	704 Baja California - Noroeste	20.7	7.7	1.3	1.6	10.1
SLT	706 Sistemas Norte	533.1	187.5	34.2	50.5	261.0
SLT	709 Sistemas Sur	355.1	113.2	46.1	23.6	172.3
SLT	801 Altiplano	284.0	95.0	25.7	24.9	138.4
SLT	803 NOINE	195.1	74.6	0.5	20.4	99.6
SLT	806 Bajío	203.3	87.3	15.8	36.6	63.6
SLT	901 Pacífico	120.9	44.6	14.0	15.0	47.2
SLT	902 Istmo	173.1	89.4	15.6	28.1	40.0
SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	137.1	56.7	18.7	28.8	32.9
SLT	1112 Trans y Trans. del Noroeste	146.5	44.2	14.6	18.0	69.6
SLT	1119 Trans y Trans del Sureste	448.4	136.0	21.9	98.1	192.5
SLT	Conversión 400 kw Área Peninsular	346.7	120.5	51.3	78.2	96.7
SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	486.2	180.0	26.5	91.5	188.2
SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	123.2	29.9	7.0	26.0	60.3
SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	0.0	0.7	0.2	1.0	(1.9)
SLT	1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	16.7	5.4	5.1	6.0	0.3
SLT	802 Tamaulipas	245.7	77.6	25.4	25.2	117.5
SLT	903 Cabo - Norte	188.6	64.7	11.9	19.4	92.6
SLT	1001 Red Transmisión Baja-Nogales	99.0	35.1	4.3	10.8	48.8
SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	141.4	37.1	10.7	16.9	76.5
SLT	1403 Cambio de Tensión de LT Culiacán-Los Mochis	6.2	0.0	1.9	1.2	3.8
Suma Líneas de Transmisión		17,309.6	4,555.2	919.2	1,373.5	10,461.7

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Nombre del proyecto	Ingresos	Amortización de capital	Operación y mantenimiento	Financiero no programable	Remanente
SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	306.8	0.9	32.8	124.7	148.3
SE 218 Noroeste	120.2	25.7	21.6	14.2	58.7
SE 219 Sureste - Peninsular	5.7	0.0	5.7	0.0	0.0
SE 220 Oriental - Centro	15.9	0.0	15.9	0.0	0.0
SE 221 Occidental	224.5	60.5	29.0	26.9	108.1
SE 305 Centro - Oriente	120.1	44.4	14.8	3.0	57.9
SE 306 Sureste	140.3	53.5	16.8	2.3	67.7
SE 307 Noreste	90.9	30.9	14.1	2.0	43.9
SE 308 Noroeste	168.8	55.7	27.7	3.6	81.8
SE 401 Occidental - Central	191.3	80.1	9.1	8.5	93.5
SE 402 Oriental - Peninsular	231.9	97.3	10.9	10.9	112.8
SE 403 Noreste	207.8	89.9	11.1	5.3	101.5
SE 404 Noroeste - Norte	122.7	52.2	8.7	2.1	59.7
SE 405 Compensación Alta Tensión	34.1	10.8	5.5	1.2	16.5
SE 410 Sistema Nacional	597.0	209.9	69.6	29.3	288.2
SE 412 Compensación Norte	72.2	28.5	5.7	3.0	35.1
SE 413 Noroeste - Occidental	194.3	67.3	19.8	12.9	94.3
SE 503 Oriental	65.6	27.5	3.1	2.9	32.1
SE 504 Norte - Occidental	133.3	53.7	7.0	7.5	65.1
SE 607 Sistema Bajío - Oriental	263.0	86.7	34.3	14.7	127.2
SE 611 Sub transmisión Baja California - Noroeste	100.8	35.0	5.9	10.7	49.2
SE Norte	24.4	8.8	2.0	1.8	11.9
SE 705 Capacitores	13.8	3.7	2.6	0.8	6.8
SE 708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	149.8	48.2	19.4	10.1	72.1
SE 811 Noroeste	33.8	12.0	2.2	3.0	16.5
SE 813 División Bajío	161.6	59.0	4.4	18.8	79.4
SE 911 Noreste	29.1	9.8	2.0	2.9	14.4
SE 912 División Oriente	52.0	16.9	2.3	9.1	23.6
SE 915 Occidental	33.8	12.2	0.9	4.1	16.6
SE 1004 Compensación Dinámicas Área Central	56.1	18.1	6.3	4.6	27.1
SE 1110 Compensación Capacitiva del Norte	29.7	5.1	13.8	2.6	8.2
SE 1116 Transformación del Noreste	356.5	113.6	39.2	95.2	108.6
SE 1117 Transformación de Guaymas	3.7	0.4	2.0	0.3	1.0
SE 1120 Noroeste	96.3	31.3	7.0	21.3	36.6
SE 1122 Golfo Norte	153.3	39.3	6.2	30.5	77.3
SE 1124 Bajío Centro	30.3	15.7	3.5	9.9	1.2
SE 1125 Distribución	331.2	98.0	14.7	52.3	166.1
SE 1127 Sureste	24.4	12.2	1.1	10.6	0.6
SE 1128 Centro Sur	3.0	0.0	0.5	0.5	2.0
SE 1129 Compensación Redes	44.3	14.3	3.5	9.9	16.5
SE 1205 Compensación Oriental - Peninsular	52.0	8.6	3.2	6.0	34.2
A la hoja siguiente	5,086.1	1,637.9	505.8	580.1	2,362.3

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amortización de capital</u>	<u>Operación y mantenimiento</u>	<u>Financiero no programable</u>	<u>Remanente</u>
De la hoja anterior	5,086.1	1,637.9	505.8	580.1	2,362.3
SE 1212 SUR-PENINSULAR	73.3	20.6	11.8	11.3	29.6
SE 1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	139.6	37.9	12.1	21.4	68.2
SE 1211 NORESTE-CENTRAL	22.0	4.7	10.7	4.5	2.1
SE 1210 NORTE-NOROESTE	104.2	43.9	12.9	32.2	15.1
SE 1320 DISTRIBUCION NOROESTE	4.2	0.0	0.7	1.0	2.5
SE 1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste-Norte	12.2	4.9	3.3	2.3	1.7
SE 812 Golfo Norte	16.7	6.0	1.0	1.5	8.2
SE 914 División Centro Sur	45.4	11.0	3.8	8.2	22.4
SE 1006 Central-Sur	7.4	2.1	1.7	2.8	0.9
SE 1005 Noroeste	242.8	52.5	5.4	29.5	155.4
SE 1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	15.0	0.0	3.6	5.1	6.3
SE 1121 Baja California	12.5	2.9	1.2	2.4	6.1
SE 1123 Norte	22.5	5.0	4.0	2.5	11.1
SE 1206 Conversión a 400 kw de la LT Mazatlán II - La Higuera	226.2	56.4	17.2	41.7	110.9
SE 1213 COMPENSACION DE REDES	170.0	53.0	10.4	34.9	71.7
SE 1323 Distribución Sur	13.2	0.0	4.0	2.8	6.4
SE 1322 Distribución Centro	4.3	0.0	0.9	1.0	2.4
SE 1321 Distribución Noreste	91.4	32.3	10.4	16.0	32.4
Suma Subestaciones	<u>6,308.6</u>	<u>1,970.9</u>	<u>620.9</u>	<u>801.1</u>	<u>2,915.7</u>
Total proyectos de inversión directa	<u>\$ 81,731.8</u>	<u>\$ 11,201.6</u>	<u>\$ 10,555.8</u>	<u>\$ 4,611.5</u>	<u>\$ 55,362.9</u>

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:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	(Millones de pesos)	
			Cargos	Flujo neto
CC Altamira II	4,594.9	657.7	1,315.9	2,621.3
CC Bajío	5,965.3	1,540.1	1,880.0	2,545.2
CC Campeche	2,496.4	411.2	613.1	1,472.0
CC Hermosillo	3,136.6	456.0	827.8	1,852.8
CT Mérida III	3,952.6	511.2	1,244.0	2,197.4
CC Monterrey III	4,549.5	505.6	1,223.1	2,820.7
CC Naco-Nogales	3,350.3	505.8	905.5	1,939.0
CC Río Bravo II	4,500.5	465.8	1,422.4	2,612.3
CC Mexicali	1,840.3	905.9	829.7	104.6
CC Saltillo	2,457.6	230.5	709.1	1,518.1
CC Tuxpan II	5,278.8	677.1	1,419.0	3,182.6
CC Altamira III y IV	8,166.3	1,305.8	2,956.0	3,904.5
CC Chihuahua III	2,847.9	415.8	860.1	1,572.0
CC La Laguna II	5,373.6	1,048.3	1,448.7	2,876.6
CC Río Bravo III	3,310.5	830.1	1,246.1	1,234.4
CC Tuxpan III y IV	7,503.4	1,984.6	2,610.6	2,908.2
CC Altamira V	9,566.7	1,664.3	3,080.9	4,821.6
CC Tamazunchale	10,626.3	1,601.2	3,109.1	5,915.9
CC Río Bravo IV	4,391.7	842.7	1,297.6	2,251.3
CC Tuxpan V	5,592.7	739.7	1,518.1	3,334.9
CC Valladolid III	4,702.7	962.1	943.1	2,797.4
CCC Norte	5,594.5	883.1	1,525.3	3,185.7
Subtotal CCC	109,798.5	19,144.5	32,985.4	57,668.6
Gasoducto Cd. Pemex Valladolid	1,073.6	1,028.3	35.1	10.2
Subtotal TRN	1,073.6	1,028.3	35.1	10.2
Terminal de Carbón de la CT Presidente Plutarco Elías Calles	416.1	335.2	76.8	4.1
Subtotal Terminal	416.1	335.2	76.8	4.1
Total de proyectos de inversión Condicionada	\$ 111,288.2	\$ 20,508.1	\$ 33,097.3	\$ 57,682.8

26. Información por segmentos

Al 31 de Diciembre de 2011, la CFE cuenta con una Red Nacional de Fibra Óptica de 38,497.06 kilómetros que se dividen en Red Internodal: 36,044.87 Kilómetros y Red de Acceso y Acceso Local; 2,452.19 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; por lo que respecta a la situación que prevalece al 31 de diciembre de 2011 respecto a la expansión de la red de fibra óptica, la misma presenta incremento de sólo 3,906.44 Km respecto a 2010 derivado de falta de recursos de inversión en 2011. Con el Proyecto DWDM se tuvo un incremento en capacidad más no en longitud de la red de fibra óptica.

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.

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.

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.

Durante el 2010, los esfuerzos de la CFE además de promocionar sus servicios entre operadores de telecomunicaciones y grandes usuarios externos, se incrementó la promoción entre los clientes internos; a firmar contratos comerciales y entregar servicios solicitados a clientes; y al implementar un sistema de calidad que ayude a reducir los tiempos de los procesos.

Hasta el mes de diciembre de 2011, se han firmado 116 contratos con 66 Clientes o Instituciones, los cuales se enlistan a continuación:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

No.	Clientes
1.	Petróleos Mexicanos (PEMEX)
2.	Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT)
3.	Tribunal Electoral del Poder Judicial de la Federación (TRIFE)
4.	Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI)
5.	Pegaso PCS, S. A. de C. V.
6.	Protel I-Next, S. A. de C. V.
7.	MarcatelCom, S. A. de C. V.
8.	Televisión Internacional, S. A. de C. V.
9.	Total Play S.A. de C.V., antes Iusatel, S. A. de C. V.
10.	Axtel, S.A.B. de C. V.
11.	G.TelComición S.A.P.I., antes B.TEL, S. A. de C. V.
12.	Compañía Hidroeléctrica La Yesca, S. A. de C. V.
13.	Cementos Moctezuma, S. A. de C. V.
14.	Cable Visión Regional, S. A. de C. V.
15.	Econo Cable, S. A. de C. V.
16.	TV Ojo Caliente, S. A. de C. V.
17.	Industriales Peñoles, S. A. de C. V.
18.	Compañía Minera La Parreña, S. A. de C. V.
19.	XC Networks, S. A. de C. V.
20.	Cablemas Telecomunicaciones, S. A. de C. V.
21.	Universidad Autónoma de Coahuila
22.	Megacable, S.A. de C.V.
23.	Operbes, S. A. de C. V.
24.	Ica Infraestructura, S. A. de C. V.
25.	Cablevisión Red, S. A. de C. V.
26.	Comisión Estatal de Energía de Baja California
27.	México Red de Telecomunicaciones, S. de R. L. de C. V.
28.	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
29.	José Guadalupe Manuel Trejo García
30.	Minera Peñasquito, S. A. de C. V.
31.	Comisión Nacional Forestal
32.	Sociedad de la Información y el Conocimiento (SCT)
33.	Radiomóvil Dipsa, S. A. de C. V.
34.	Minera Maple, S. A. de C. V.
35.	Secretaría de Economía
36.	Fondo de Información y Documentación para la Industria INFOTEC
37.	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
38.	Televisión por Cable del Norte de Sonora, S. A. de C. V.
39.	Servicios Administrativos CIT, S. C.
40.	Nacional Financiera, S. N. C.
41.	Alestra, S. de R. L. de C. V.
42.	Grupo de Telecomunicaciones Mexicanas, S. A. de C. V. (GTM)
43.	TV de Uruapan, S. A.
44.	Centro de Contacto Avanzado, S. A. de C. V.
45.	Compañía de Generación Valladolid, S.A. de C.V.
46.	Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica
47.	Kbest Technologies de México, S.A. de C.V.
48.	Micro enlace de México S. de R. L. de C. V.
49.	Desarrollos Mineros de San Luis, S.A. de C.V.
50.	SAGARPA
51.	Productora Nacional de Biológicos Veterinarios
52.	Instituto Nacional de las Mujeres

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

53. Spacenet Cominicactions Services de México, S.A. de C.V.
54. Minera Tizapa S.A, de C.V.
55. Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V
56. Repotenciación CT Manzanillo, S.A. de C. V.
57. Compañía de Energía Mexicana, S. A. de C. V.
58. Compañía de Energías Ambientales de Oaxaca, S.A. de C.V.
59. Moda en Distribución, S. A. de C. V.
60. Productora Virtual Académica, S.A. de C.V.
61. Sistemas de Televisión por Cable de Michoacán, S.A. de C.V.
62. Geny Margarita Moguel Rejón
63. Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.
64. Instituto Estatal de Educación Pública de Oaxaca
65. Cablevisión Red, S.A de C.V.
66. Megacable Comunicaciones de México, S.A. de C.V.

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

La concesión otorgada por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), es para instalar, operar y explotar una red pública de comunicaciones, que otorga el Gobierno Federal por conducto de la SCT a favor de la CFE.

a. Información por segmento operativo:

Al 31 de Diciembre de 2011 (miles de pesos)

SERVICIOS DE:

<u>Concepto</u>	<u>ENERGIA</u>	<u>CFE TELECOM</u>	<u>TOTAL</u>
Ingresos	\$291,500,768	438,362	\$ 291,939,130
Depreciación y amortización	28,372,179	1,577	28,373,756
Resultado integral de financiamiento	(19,234,314)	(1,726)	(19,236,040)
Utilidad (Pérdida) de operación	(27,233,565)	163,970	(27,069,595)
Inversión en activos productivos	690,084,352	21,052	690,105,404
Activos totales	906,176,696	234,862	906,411,558

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Al 31 de Diciembre de 2010 (miles de pesos)

SERVICIOS DE:

Concepto	CFE		TOTAL
	ENERGIA	TELECOM	
Ingresos	\$254,150,355	266,984	\$ 254,417,339
Depreciación y amortización	27,207,696	1,657	27,209,353
Resultado integral de financiamiento	(2,694,632)	(5)	(2,694,637)
Utilidad (Pérdida) de operación	(37,228,535)	103,401	(37,125,134)
Inversión en activos productivos	671,183,664	22,630	671,206,294
Activos totales	841,100,035	102,238	841,202,273

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 cuya integración es como sigue:

	2011	2010
Generación	\$ 319,723,556	\$ 322,608,433
Transmisión y transformación	123,525,095	122,271,435
Fibra óptica	4,585,632	3,773,004
Control	690,734	776,293
Distribución	202,564,448	185,014,102
Construcción	998,880	958,763
Corporativo	1,166,324	1,178,258
Total de propiedades, plantas y equipo	\$ 653,254,669	\$ 636,580,288

c. Ingresos por división (zona geográfica)

	2011	2010
Baja California	\$ 16,916,400	\$ 15,115,356
Noroeste	19,235,839	16,136,810
Norte	19,913,825	17,247,350
Golfo Norte	41,758,648	35,320,438
Centro Occidente	12,036,967	10,521,778
Centro Sur	11,559,332	10,034,467
Oriente	15,029,675	12,993,384
Sureste	11,802,085	10,291,598
Bajío	28,266,433	24,020,620
Golfo Centro	13,236,741	11,271,627
Centro Oriente	16,664,774	14,277,909
Peninsular	12,205,073	10,776,674
Jalisco	18,684,041	16,631,030
Zona Central del País	45,810,426	41,996,309

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Zona Central del País	45,810,426	41,996,309
Subtotal ventas al detalle	<u>\$ 283,120,259</u>	<u>\$ 246,635,350</u>
En bloque para reventa	<u>\$ 1,345,722</u>	<u>\$ 985,936</u>

Otros programas:

Consumos en proceso de facturación:	1,961,780	2,339,378
Usos ilícitos	1,246,429	914,321
Por falla de medición	1,109,912	607,031
Por error de facturación	1,388,532	1,197,566
	<u>\$ 5,706,653</u>	<u>\$ 5,058,296</u>
Otros productos de explotación	<u>\$ 1,766,496</u>	<u>\$ 1,737,758</u>
Total productos de explotación	<u>\$ 291,939,130</u>	<u>\$ 254,417,339</u>

d. Ingresos por grupos homogéneos de clientes

	2011	2010
Ventas al detalle		
Servicio doméstico	\$ 59,821,744	\$ 53,910,005
Servicio comercial	36,068,085	32,855,289
Servicio para alumbrado público	15,122,822	13,796,106
Servicio agrícola	5,888,024	4,131,719
Servicio industrial	166,219,584	141,942,230
Total ventas al detalle	<u>283,120,259</u>	<u>246,635,349</u>
En bloque para reventa	\$ 1,345,722	\$ 985,936
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	1,961,780	2,339,378
Usos ilícitos	1,246,429	914,321
Por falla de medición	1,109,912	607,031
Por error de facturación	1,388,532	1,197,566
	<u>\$ 5,706,653</u>	<u>\$ 5,058,296</u>
Otros productos de explotación	<u>\$ 1,766,496</u>	<u>\$ 1,737,758</u>
Total productos de explotación	<u>\$ 291,939,130</u>	<u>\$ 254,417,339</u>

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. Hechos posteriores a la fecha de los estados financieros

1.- Adopción de las "Normas Internacionales de Información Financiera" (NIIF)

Por determinación de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, todas las empresas que cotizan en bolsa o que sean emisoras de deuda en directo –como es el caso del Organismo- deben aplicar las NIIF a partir del 1 de enero del 2012.

De este modo, la fecha de transición a NIIF es el 1 de enero del 2011, la fecha de los estados financieros comparativos es el 31 de diciembre de 2011 y la fecha de adopción de las NIIF es el 31 de diciembre de 2012.

1-A.- Descripción de los cambios a las principales políticas contables del Organismo:

- i) Estimación de cuentas de dudosa recuperación. Se cambia la política para el cálculo de la reserva de costo estimado a pérdida incurrida.
- ii) Materiales para operación. Un cierto número de almacenes se presentarán dentro del rubro de activo fijo y no como activo circulante, y de ellos los de la central nucleoeléctrica se depreciarán.
- iii) Los activos fijos adquiridos a través del esquema de PIDIREGAS se depreciarán por componentes.
- iv) Se debe incorporar el riesgo de crédito en la valuación de los instrumentos financieros derivados.
- v) Las servidumbres de paso se registrarán como activo intangible y ya no como gasto directo.
- vi) El desmantelamiento de la planta nuclear se traspasará del rubro de Otros Activos al de Activo Fijo y además se recalculará a su valor presente el pasivo por desmantelamiento.
- vii) Los gastos de expedición de deuda documentada y de deuda Pidiregas se capitalizarán, dejándose de registrar como un gasto.
- viii) En los beneficios a empleados posteriores al empleo y a largo plazo se reconocerán las pérdidas actariales no reconocidas conforme a NIF.
- ix) Las aportaciones recibidas de terceros para proveerles del servicio de energía eléctrica se registrarán como un ingreso diferido y ya no como incremento directo a patrimonio.
- x) Algunos contratos registrados como contratos de servicio tienen características de arrendamientos, por lo que se reconocerá el valor neto en libros de los activos fijos y los pasivos financieros por dichos contratos a la fecha de transición.
- xi) Dejará de reconocerse como subsidio en el Estado de Resultados la diferencia entre el monto del aprovechamiento y el subsidio calculado hasta la fecha, para registrarse como subsidio sólo el valor del aprovechamiento.
- xii) Se incluirán en los estados financieros consolidados tres fideicomisos al tener el Organismo la mayoría de voto o bien la mayoría de sus riesgos y beneficios.

1-B.- Por importancia relativa, algunos de los cambios a las principales políticas contables del Organismo descritos en la sección 1-A no se materializarán en ajustes en la etapa de transición. La importancia relativa se fijó en el equivalente al 1% del patrimonio a la fecha de transición, el cual ascendió a \$352,656,762, por lo que el monto de importancia relativa se determinó en \$3,526,567. Dicho lo anterior y en cumplimiento con la Interpretación a las Norma de Información Financiera (INIF) 19 "Cambio derivado de la adopción de las Normas

Internacionales de Información Financiera", enseguida se revelan los ajustes que se plasmarán en el balance de transición a NIIF, a cifras estimadas:

- 1) Por los contratos de servicio con características de arrendamiento:\$62,502,464 de más en el activo fijo,\$ 9,497,536 de menos en el patrimonio y \$72,000,000 de incremento en el pasivo.
- 2) Por el recálculo del desmantelamiento de la planta nuclear:\$7,451,348 de menos en el activo, \$7,169,727 de menos en el pasivo y \$ 281,621 de menos en el patrimonio.
- 3) Por la depreciación de los materiales para operación de la central nucleoeléctrica: \$415,808 de menos en el activo fijo y \$ 415,808 de menos en el patrimonio.
- 4) Por la consolidación de los tres fideicomisos: \$2,267,453 de más en el activo, \$152,746 de más en el pasivo y \$2,114,707 de más en el patrimonio.
- 5) Por el pasivo por beneficio a empleados: \$142,704,000 de más en el pasivo y \$142,704,000 de menos en el patrimonio.
- 6) Por la reserva de cuentas por cobrar: \$4,923,673 de más en el activo y \$4,923,673 de más en el patrimonio.

28. Nuevos pronunciamientos contables

Continuando con el objetivo de avanzar hacia una mayor convergencia, con las Normas Internacionales de Información Financiera en 2011 el CINIF promulgó algunas NIF y algunas modificaciones a las NIF e INIF vigentes, que entran en vigor a partir del 1º de enero de 2012 y 2013, las cuales se describen a continuación:

Nuevas NIF:

- NIF B-3 "Estado de resultado integral".
- NIF B-4 "Estado de cambios en el capital contable".

NIF e INIF con mejoras que representan cambios contables:

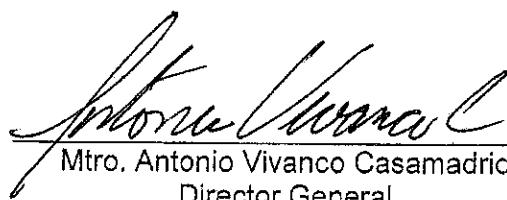
- NIF A-7 "Presentación y revelación"
- Boletín B-14 "Utilidad por acción".
- NIF C-1 "Efectivo y equivalentes de efectivo".
- Boletín C-11 "Capital contable".
- NIF D-3 "Beneficios a los empleados".
- Boletín C-15 "Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición".
- INIF 3 "Aplicación inicial de las NIF".

NIF con mejoras que no representan cambios contables:

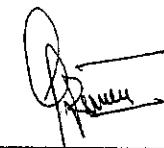
- NIF B-8 "Estados financieros consolidados o combinados".
- NIF C-7 "Inversiones en asociadas y otras inversiones permanentes".
- NIF C-8 "Activos intangibles".
- NIF D-4 "Impuestos a la utilidad".

29. Emisión de los estados financieros

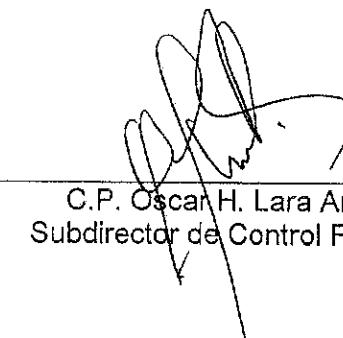
Estos estados financieros han sido aprobados con fecha 2 de marzo de 2012, por el Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid, Director General; Lic. Francisco J. Santoyo Vargas, Director de Finanzas; C.P. Oscar H. Lara Andrade, Subdirector de Control Financiero y la C.P. Aurora Navarrete Díaz, Gerente de Contabilidad, responsables de la información financiera del Organismo.



Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
Director General



Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
Director de Finanzas



C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero



C.P. Aurora Navarrete Díaz
Gerente de Contabilidad