

The logo for the Comisión Federal de Electricidad (CFE) consists of the letters 'CFE' in a bold, stylized, italicized sans-serif font.

---

COMISIÓN FEDERAL  
DE ELECTRICIDAD



# Estados Financieros a Junio de 2013

(Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

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

**Informe del auditor independiente sobre la revisión  
de información financiera intermedia y estados  
financieros consolidados por los períodos de seis meses  
que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012  
y por el ejercicio que terminó  
el 31 de diciembre de 2012**

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

Informe del auditor independiente sobre la revisión de información financiera intermedia y estados financieros consolidados por los períodos de tres meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012 y por el ejercicio que terminó el 31 de diciembre de 2012

Contenido

---

Anexos

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

ESTADOS FINANCIEROS:

Estados consolidados de posición financiera al 30 de junio de 2013 y al 31 de diciembre de 2012	A
Estados consolidados de resultados integrales por los períodos de seis meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012	B
Estados consolidados de resultados integrales por los trimestres comprendidos del 1 de abril al 30 de junio de 2013 y 2012	C
Estados consolidados de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012	D
Estados consolidados de flujos de efectivo por los períodos de seis meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012	E
Notas a los estados financieros consolidados al 30 de junio de 2013 y al 31 de diciembre de 2012	F

## Informe del auditor independiente

### A la Secretaría de la Función Pública

### A la Junta de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad

Hemos revisado el estado consolidado de posición financiera de Comisión Federal de Electricidad, Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal, (en lo sucesivo "la entidad"), al 30 de junio de 2013, y los estados consolidados de resultados integrales, cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo que le son relativos por el periodo de seis meses que terminó en esa fecha. La administración de la entidad es responsable por la preparación y presentación razonable de esta información financiera intermedia de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre esta información financiera intermedia con base en nuestra revisión.

### Alcance de la revisión

Nuestra revisión fue realizada de acuerdo con la Normas para Trabajos de Revisión 9020, Revisión de información financiera intermedia realizada por el auditor independiente de la entidad, emitidas por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C. Una revisión de información financiera intermedia consiste en llevar a cabo investigaciones, principalmente con el personal responsable de los asuntos financieros y contables, así como en aplicar procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión es sustancialmente menor en alcance que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría y, en consecuencia, no permite tener la seguridad de conocer todos los asuntos importantes que pudieran identificarse en una auditoría. Consecuentemente, no expresamos una opinión de auditoría.

### Conclusión

Con base en nuestra revisión, no tuvimos conocimiento de situación alguna que llamara nuestra atención para considerar que la información financiera intermedia consolidada que se acompaña no presenta razonablemente, en todos los aspectos importantes la situación financiera de Comisión Federal de Electricidad al 30 de junio de 2013, los resultados de sus operaciones, las variaciones en su patrimonio y sus flujos de efectivo por el periodo de seis meses que terminó en esa fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera.



GOSSLER, S.C.

Leopardo Brizuela Arce  
Contador Público Certificado

México, D.F.  
Agosto 2, 2013

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

**Estados consolidados de posición financiera**

Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012

(Notas 1, 2 y 3)


(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO A

	2013	2012		2013	2012
<b>Activo</b>			<b>Pasivo</b>		
<b>Circulante:</b>			<b>Corto Plazo:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (nota 5)	\$ 33,580,628	\$ 35,968,375	Porción circulante de la deuda documentada (nota 10)	\$ 37,858,217	\$ 15,047,525
Cuentas por cobrar, neto (nota 6)	83,702,402	86,568,135	Porción circulante de PIDIREGAS (nota 11 y 12)	15,645,224	15,438,728
Materiales para operación, neto (nota 7)	17,035,580	21,107,343	Proveedores y contratistas	34,621,614	31,081,437
<b>Total del activo circulante</b>	<b>134,318,610</b>	<b>143,643,853</b>	Impuestos y derechos por pagar (nota 13)	2,298,719	3,478,479
Préstamos a los trabajadores a largo plazo	7,905,993	7,483,560	Beneficios a los empleados (nota 16)	23,142,381	19,874,200
Plantas, instalaciones y equipos, neto (nota 8)	809,864,019	813,402,747	Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	22,710,725	22,087,553
Instrumentos financieros derivados (nota 9)	14,485,214	15,869,179	Depósitos de usuarios y contratistas	15,286,563	16,104,297
Otros activos	10,076,920	9,524,798	<b>Total del pasivo a corto plazo</b>	<b>151,563,443</b>	<b>123,112,219</b>
<b>Total del activo</b>	<b>\$ 976,650,756</b>	<b>\$ 989,924,137</b>	<b>Largo Plazo:</b>		
			Productos por realizar (nota 14)	17,257,957	15,001,555
			Deuda documentada (nota 10)	86,410,985	104,651,670
			Instrumentos financieros derivados (nota 8)	15,829,987	16,985,875
			PIDIREGAS (nota 11 y 12)	163,591,441	165,519,993
			Otros pasivos a largo plazo (nota 15)	3,912,715	3,719,810
			Beneficio a los empleados (nota 16)	483,929,081	451,788,800
			<b>Total del pasivo a largo plazo</b>	<b>750,932,166</b>	<b>757,667,703</b>
			<b>Total del pasivo</b>	<b>902,495,609</b>	<b>880,779,922</b>
			<b>Patrimonio:</b>		
			Patrimonio acumulado (nota 17)	109,144,215	142,597,161
			Entero de aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación	-	(24,757,200)
			Aportaciones recibidas del Gobierno Federal	-	15,000,000
			Instrumentos financieros derivados	530,480	(1,603,750)
			Cargo al patrimonio por beneficio a los empleados	-	(2,876,382)
			Pérdida neta del periodo	(35,519,548)	(19,215,614)
			<b>Total del patrimonio</b>	<b>74,155,147</b>	<b>109,144,215</b>
			<b>Total del pasivo y patrimonio</b>	<b>\$ 976,650,756</b>	<b>\$ 989,924,137</b>

**CUENTAS DE ORDEN (nota 24)**

	2013	2012
Activo	\$112,899,120	\$112,899,120
Pasivo	\$(112,899,120)	\$(112,899,120)

  
C.P. Francisco Rojas  
Director General

  
Lic. Francisco J. Santoyo Vargas  
Director de Finanzas

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

  
C.P. Oscar David Castillo Iñiguez  
Gerencia de Contabilidad  
Encargado del Despacho

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

**Estados consolidados de resultados integrales**

Por los periodos de seis meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012

(Notas 1, 2 y 3)

(Cifras expresadas en miles de pesos )

**ANEXO B**

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Ingresos por venta de energía (nota 26)	\$ 154,492,445	\$ 152,529,445
Costos y gastos:		
De explotación	132,455,108	112,124,446
Depreciación	18,152,121	16,483,244
Gastos administrativos	2,980,641	2,806,940
Costo estimado actuarial del período por obligaciones laborales	25,017,930	21,031,290
<b>Total de costos y gastos de operación</b>	<u>178,605,800</u>	<u>152,445,920</u>
<b>Pérdida de operación</b>	<u>(24,113,355)</u>	<u>83,525</u>
Otros ingresos (gastos), neto (nota 18)	<u>2,186,183</u>	<u>(23,699)</u>
Impuesto sobre la renta sobre el remanente distribuible (nota 19)	<u>(634,425)</u>	<u>(587,795)</u>
Insuficiencia tarifaria y el aprovechamiento		
Insuficiencia tarifaria (nota 20)	57,016,142	33,139,174
Aprovechamiento (nota 20)	22,540,213	(33,139,174)
Resultado neto de la insuficiencia tarifaria y el aprovechamiento	34,475,929	-
Cancelación de la insuficiencia tarifaria no cubierta por el aprovechamiento	<u>(34,475,929)</u>	<u>-</u>
Costo financiero		
Intereses a cargo, neto	(10,615,230)	(9,070,356)
(Pérdida) utilidad cambiaria, neta	<u>(2,342,721)</u>	<u>7,704,516</u>
	<u>(12,957,951)</u>	<u>(1,365,840)</u>
<b>Pérdida neta del periodo</b>	<u>\$ (35,519,548)</u>	<u>\$ (1,893,809)</u>
Otras partidas de la utilidad (pérdida) integral (nota 21)		
Otros movimientos del patrimonio	98,704	(909,517)
Efecto de los instrumentos financieros en el patrimonio	<u>431,776</u>	<u>(1,654,661)</u>
<b>Pérdida integral del periodo</b>	<u>\$ (34,989,068)</u>	<u>\$ (4,457,987)</u>



C.P. Francisco Rojas  
Director General



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



Lic. Francisco J. Santoyo Vargas  
Director de Finanzas



C.P. Oscar David Castillo Iñiguez  
Gerencia de Contabilidad  
Encargado del Despacho

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

**Estados consolidados de resultados integrales**

Por los trimestres comprendidos del 1 de abril al 30 de junio de 2013 y 2012

(Notas 1, 2 y 3)

(Cifras expresadas en miles de pesos )

ANEXO C

	2013	2012
Ingresos por venta de energía	\$ 81,796,118	\$ 78,011,162
Costos y gastos:		
De explotación	71,304,475	61,150,967
Depreciación	9,122,214	8,079,511
Gastos administrativos	1,663,376	1,592,317
Costo estimado actuarial del período por obligaciones laborales	12,508,965	10,515,645
<b>Total de costos y gastos de operación</b>	<b>94,599,030</b>	<b>81,338,440</b>
<b>Pérdida de operación</b>	<b>(12,802,912)</b>	<b>(3,327,278)</b>
Otros ingresos (gastos), neto	1,768,400	(232,685)
Impuesto sobre la renta sobre el remanente distribuible	(345,385)	(318,204)
Insuficiencia tarifaria y el aprovechamiento		
Insuficiencia tarifaria	29,945,689	19,040,099
Aprovechamiento	11,270,106	(16,569,587)
Resultado neto de la insuficiencia tarifaria y el aprovechamiento	18,675,583	2,470,512
Cancelación de la insuficiencia tarifaria no cubierta por el aprovechamiento	(18,675,583)	-
	-	2,470,512
Costo financiero		
Intereses a cargo, neto	(6,028,223)	(4,726,321)
(Pérdida) utilidad cambiaria, neta	(10,970,498)	(6,628,496)
	(16,998,721)	(11,354,817)
<b>Pérdida neta del periodo</b>	<b>\$ (28,378,618)</b>	<b>\$ (12,762,472)</b>
Otras partidas de la utilidad (pérdida) integral		
Otros movimientos del patrimonio	52,927	(2,450,970)
Efecto de los instrumentos financieros en el patrimonio	1,020,523	(519,360)
<b>Pérdida integral del periodo</b>	<b>\$ (27,305,168)</b>	<b>\$ (15,732,802)</b>

  
C.P. Francisco Rojas  
Director General

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

  
Lic. Francisco J. Santoyo Vargas  
Director de Finanzas

  
C.P. Oscar David Castillo Iñiguez  
Gerencia de Contabilidad  
Encargado del Despacho

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

**Estados consolidados de cambios en el patrimonio**  
Por los periodos de seis meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012  
(Notas 1, 2 y 3)  
(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO D

	Patrimonio acumulado	Entero de aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación	Aportaciones recibidas	Instrumentos financieros derivados y otros	Cargo al Patrimonio por beneficios a los empleados	Resultado del Ejercicio	Total
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2011</b>	\$ 203,249,504	\$ (4,785,400)	\$ -	\$ 129,168	\$ -	\$ (51,121,538)	\$ 147,471,734
Traspaso de saldos del año anterior, aprobado por el Organo de Gobierno	(55,777,770)	4,785,400	-	(129,168)		51,121,538	-
Entero de Aprovechamiento, Ley de Ingresos de la Federación		(24,757,200)					(24,757,200)
Pérdida integral				(2,564,178)		(1,893,809)	(4,457,987)
<b>Saldos al 30 de junio de 2012</b>	\$ 147,471,734	\$ (24,757,200)	\$ -	\$ (2,564,178)	\$ -	\$ (1,893,809)	\$ 118,256,547
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2012</b>	142,597,161	(24,757,200)	15,000,000	(1,603,750)	(2,876,382)	(19,215,614)	109,144,215
Traspaso de saldos del año anterior, aprobado por el Organo de Gobierno	(33,452,946)	24,757,200	(15,000,000)	1,603,750	2,876,382	19,215,614	-
Pérdida integral				530,480		(35,519,548)	(34,989,068)
<b>Saldos al 30 de junio de 2013</b>	\$ 109,144,215	\$ -	\$ -	\$ 530,480	\$ -	\$ (35,519,548)	\$ 74,155,147

  
C.P. Francisco Rojas  
Director General

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

  
Lic. Francisco V. Santoyo Vargas  
Director de Finanzas

  
C.P. Oscar Nava Castillo Iniguez  
Gerencia de Consultoría  
Encargado del Despacho

Las notas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros.



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

**Estados consolidados de flujos de efectivo**

Por los periodos de seis meses que terminaron el 30 de junio de 2013 y 2012

(Notas 1, 2 y 3)

(Cifras expresadas en miles de pesos)

**ANEXO E**

Actividades de operación	2013	2012
Pérdida del periodo	\$ (35,519,548)	\$ (1,893,809)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciación en el ejercicio de plantas, instalaciones y equipo	18,152,122	16,483,244
Costo neto del año por beneficios a los empleados	14,308,103	10,053,420
Estimaciones y reservas	2,935,499	(565,046)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Intereses a cargo	11,347,603	9,365,527
Pérdida (Utilidad) en cambios	2,342,721	(7,704,516)
	13,566,500	25,738,820
Cuentas por cobrar y otras	(334,269)	(3,985,583)
Materiales para operación	4,106,739	(1,319,821)
Proveedores y contratistas	3,540,177	11,945,619
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	(1,431,513)	6,676,514
Flujo neto de efectivo de actividades de operación	19,447,634	39,055,549
<b>Actividades de inversión</b>		
Inversión en plantas, instalaciones y equipo	(14,550,308)	(17,011,093)
Otros activos de largo plazo	831,842	822,960
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	(13,718,466)	(16,188,133)
Efectivo excedente para aplicar en actividades de financiamiento	5,729,168	22,867,416
<b>Actividades de financiamiento</b>		
Contratación de deuda	8,570,654	16,291,754
Financiamientos pagados deuda	(8,065,425)	(11,965,291)
Intereses Pagados	(10,824,327)	(9,159,160)
Aportaciones recibidas, netas de pago de Aprovechamiento	-	(24,757,200)
Otros pasivos de largo plazo	2,202,183	4,603,169
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	(8,116,915)	(24,986,728)
(Decremento) incremento neto de efectivo e inversiones temporales	(2,387,747)	(2,119,312)
Efectivo e inversiones temporales al inicio del año	35,968,375	48,619,636
Efectivo e inversiones temporales al final del periodo	\$ 33,580,628	\$ 46,500,324

  
C.P. Francisco Rojas  
Director General

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

  
Lic. Francisco J. Santoyo Vargas  
Director de Finanzas

  
C.P. Oscar David Castillo Iñiguez  
Gerencia de Contabilidad  
Encargado del Despacho

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros

# **Comisión Federal de Electricidad**

## **Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal**

**Notas a los Estados Financieros Consolidados**  
**Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre 2012**  
**(Cifras expresadas en miles de pesos)**

**Anexo F**

---

### **1. Actividades del Organismo y Constitución**

Comisión Federal de Electricidad (CFE o 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 (LFC), 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 LFC, 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 LFC en su área de influencia era comprada a CFE.

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**

#### **a) Declaración de cumplimiento**

De conformidad con las Reglas para Compañías Públicas y otros Participantes del Mercado de Valores Mexicanos, emitidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores el 27 de enero de 2009, la CFE está obligada a preparar sus estados financieros de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), sus adecuaciones

e interpretaciones emitidos por el International Accounting Standard Board (IASB) a partir del año 2012. Consecuentemente, los estados financieros consolidados que se adjuntan han sido preparados de conformidad con las NIIF.

b) Bases de preparación

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

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

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

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

c) Unidad monetaria de los estados financieros

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

d) Estados consolidados de resultados integrales

La CFE elaboró los estados de resultados integrales, clasificando los costos y gastos por su naturaleza atendiendo a la esencia específica del tipo de costo o gasto de la entidad, conforme lo indica la NIC 1 "Presentación de estados financieros".

### 3. Resumen de las principales políticas contables

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

a. Bases de consolidación

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

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

#### b. Reconocimiento de los efectos de la inflación

De conformidad con la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" se reconocen los efectos de la inflación en la información financiera cuando la inflación acumulada durante los últimos tres años se aproxima al 100%.

En el entorno no hiperinflacionario se suspende el reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera. Cuando se presente un entorno hiperinflacionario, se efectuará una reconexión (reconocimiento en forma retrospectiva los efectos no reconocidos en ejercicios no inflacionarios).

La inflación acumulada en los últimos tres ejercicios fue del 12.16%, por lo que el entorno económico es calificado como no inflacionario.

#### c. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

#### d. Inventario de materiales para operación y costo de consumos

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

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

#### e. 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 así como los costos de financiamiento de activos calificables, los gastos por desmantelamiento y retiro de activos. La política de valuación posterior para los activos en este rubro es bajo el modelo de costo.

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 2.00 al 3.70
Centrales generadoras-vapor	Del 1.33 al 2.86
Centrales generadoras-hidroeléctricas	Del 1.25 al 2.50
Centrales generadoras-combustión interna	Del 1.33 al 3.03
Centrales generadoras-turbo gas y ciclo combinado	Del 1.33 al 3.03
Central generadora-nuclear	Del 1.33 al 2.86
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 siguientes tasas:

	<u>Tasa anual %</u>
Edificios	5
Mobiliario y equipo de oficina	10
Cómputo	30
Equipo de transporte	20
Otros bienes muebles	10

La vida útil estimada, valor residual y método de depreciación se revisa al final de cada año y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

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

La CFE en apego a la Ley General de Contabilidad Gubernamental así como por la adopción desde el año anterior, de las Normas Internacionales de Información Financiera, decidió que durante 2013 se lleven a cabo los análisis, estudios y valoración necesarios para realizar la revaluación de sus activos fijos en operación, los cuales deberán concluirse al 31 de diciembre de dicho año.

La valuación se efectuará a través de valor razonable de acuerdo con la NIC 16, la medición del valor razonable será determinada por personal especializado de CFE, la metodología de valuación de los activos fijos será avalada por peritos independientes expertos en la materia.

Estos estudios incluirán la revisión de las vidas útiles de las instalaciones, incluyendo activos fijos que se encuentran totalmente depreciados que continúan operando, ya que los costos de mantenimiento han permitido prolongar la vida útil de algunos activos.

La entidad estima que los resultados sean favorables, en consecuencia se reflejaría un aumento en la valoración de las inversiones en la infraestructura de energía eléctrica con un crecimiento en su patrimonio.

El organismo estableció la política de llevar a cabo cada cinco años la revisión del valor razonable de sus activos fijos y, de ser fiable se efectuarán los registros de su revaluación resultante.

#### **f. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)**

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

##### Inversión directa

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

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

##### Inversión condicionada

A partir del año 2000 y con base en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), se dió acceso a productores independientes de generación de energía, los cuales solo pueden vender la energía que producen a CFE. La entidad evaluó que 22 de los contratos existentes con productores independientes, tienen características de arrendamiento de la planta

generadora de energía de acuerdo con la INIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios y a su vez, dichos arrendamientos califican como arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17 Arrendamientos, por lo que se registra en una cuenta de activo fijo denominada Productores Independientes, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

#### **g. Activos intangibles**

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

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

#### **h. 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 entre el valor razonable menos el costo de venderlo y el valor de uso, se efectúa un ajuste en el valor del mismo. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual no se han ajustado las estimaciones de flujos de efectivo futuros. Los indicios de deterioro que se consideran para estos efectos son, entre otros, las pérdidas de operación o flujos de efectivo negativos en el periodo si es que están combinados con un historial o proyección de pérdidas, que en términos porcentuales, en relación con los ingresos, son substancialmente superiores a las de ejercicios anteriores, efectos de obsolescencia, competencia y otros factores económicos y legales

#### **i. Instrumentos financieros**

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

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

#### Activos financieros.

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

#### Préstamos y cuentas por cobrar.

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

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

#### Deterioro de activos financieros.

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

#### Pasivos financieros.

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

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

#### Método de interés efectivo.

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

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



### Compensación.

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

#### **j. Instrumentos Financieros Derivados**

El Organismo valúa todos los derivados presentados en el estado consolidado de posición financiera 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.

CFE realiza pruebas de efectividad sobre los flujos de intercambio de cupones que se lleven a cabo durante el ejercicio.

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

#### **k. Obligaciones asociadas con el retiro de plantas, instalaciones y equipo**

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

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

#### **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 incentivos a la productividad, vacaciones, prima vacacional, bonos y reconocimiento de antigüedad de trabajadores temporales, eventuales y permanentes.

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

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

#### **m. Impuestos sobre la renta por el remanente distribuible**

De acuerdo a lo establecido en la legislación fiscal aplicable, el Organismo no causa el gravamen del Impuesto Sobre la Renta (ISR), sin embargo, debe retener y enterar el impuesto, así como exigir la documentación que reúna los requisitos fiscales, cuando haga pagos a terceros y estén obligados a ello en términos de la Ley. 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.

#### **n. Información por segmentos**

CFE al ser una entidad económica pública, de conformidad con lo establecido en la NIIF 8 "Segmentos de Operación", distingue y revela la información por segmentos, la cual se presenta en el formato utilizado por CFE para evaluar cada actividad con un enfoque gerencial.

#### **o. 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.

**p. 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.

**q. Transacciones con el Gobierno Federal, Estatal y Municipal**

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

Con el Gobierno Federal:

Aprovechamiento

1). Por los bienes aportados a CFE para su explotación

De conformidad con el Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 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 en función de la tasa de rentabilidad establecida para las entidades paraestatales en cada ejercicio. Para los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2013 y 2012, se utilizó la tasa del 9%, ratificada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), dicha tasa se aplica al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior y el monto resultante se carga a los resultados del ejercicio.

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

Durante 2012 se publicó a través del DOF una modificación al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en el que se precisa el concepto de “activo fijo neto en operación”, como lo siguiente:

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

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

En el estado de resultados, el rubro de aprovechamiento fue determinado, considerando esta modificación.

2). Por el patrimonio invertido

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

3). Insuficiencia tarifaria para complementar tarifas deficitarias

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

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

Con Gobiernos Estatales y Municipales:

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

**r. Costo financiero**

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

**s. Utilidad (pérdida) integral**

La utilidad (pérdida) integral que se presenta en el estado consolidado de cambios en el patrimonio, se integra por el resultado neto del ejercicio y otras partidas que representan una ganancia o pérdida del mismo ejercicio y que de conformidad con la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", se presenta en el patrimonio y en el estado consolidado de resultado integral.

**t. Contingencias y compromisos**

Las obligaciones asociadas con contingencias se reconocen como pasivo, cuando existe una obligación presente resultante de eventos pasados y es probable que los efectos se materialicen y se puedan cuantificar razonablemente, de otra forma se revelan en los estados financieros. Los efectos financieros de compromisos de largo plazo establecidos con terceros, como es el caso de contratos de suministro con proveedores o clientes, se reconocen en los

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

#### **u. Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres**

En la aplicación de las políticas contables del Organismo, la Administración de CFE debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos que no fácilmente aparecen en otras fuentes. Las estimaciones y supuestos relativos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de esos estimados.

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

##### 1) Juicios esenciales al aplicar las políticas contables

###### Contratos con sustancia de arrendamiento

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

###### Clasificación de contratos de arrendamiento

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

##### 2) Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

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

###### I. Estimación para cuentas de cobro dudoso.

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

Se considera que si existe evidencia objetiva de que se ha incurrido en una pérdida por deterioro del valor de las cuentas por cobrar en el momento en que se identifiquen

detonadores de deterioro o eventos que conduzcan a considerar que la recuperación de cuentas por cobrar es incierta, poco probable y el tiempo transcurrido desde la facturación es prolongado, lo que se conoce como modelo de pérdidas incurridas.

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

La metodología para el cálculo de las estimación de cuentas incobrables se aplica trimestralmente, es decir al cierre de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año, con base en la cartera vencida determinada al mes inmediato anterior.

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

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

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

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

El Organismo revisa la vida útil estimada de propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual, las tasas de depreciación se describen en la [nota 3e](#).

## III. Deterioro de activos

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

El Organismo considera que todas sus transacciones forman parte de una misma unidad generadora de efectivo.

## IV. Beneficios a los empleados

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

## V. Desmantelamiento de la planta nuclear Laguna Verde

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

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

#### VI. Energía vendida en proceso de facturación

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

#### VII. Instrumentos financieros

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

El Organismo considera que los supuestos utilizados a la fecha de estos estados financieros son apropiados y bien fundamentados.

#### VIII. Aportaciones de clientes

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

### **4. Instrumentos Financieros**

#### **a. Administración del riesgo de patrimonio**

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

#### **b. Políticas contables significativas**

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

**c. Categorías de instrumentos financieros**

	<u>30/06/2013</u>		<u>31/12/2012</u>
Activos financieros:			
Efectivo e inversiones temporales	\$ 33,580,628	\$	35,968,375
Cuentas y documentos por cobrar a consumidores y otros deudores	83,702,402		86,568,135
Préstamos a trabajadores a largo plazo	7,905,993		7,483,560
Instrumentos financieros derivados	14,485,214		15,869,179
Pasivos financieros a costo amortizado:			
Deuda documentada	\$ 124,269,202	\$	119,699,194
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	179,236,665		180,958,721
Proveedores y contratistas	34,621,614		31,081,437
Depósitos de usuarios y contratistas	15,286,563		16,104,297

**d. Objetivos de la administración del riesgo financiero**

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

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

El Organismo no suscribe o negocia instrumentos financieros con fines especulativos.

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

**e. Administración del riesgo de crédito**

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



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

A las fechas de este reporte, el Organismo no tiene concentración de riesgo de crédito en sus activos financieros.

El análisis de la antigüedad de los activos financieros no corrientes, sobre los que no se ha considerado necesario realizar provisión alguna al 30 de junio de 2013 y diciembre de 2012:

	<u>30/06/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Menos de 90 días	\$ 3,311,306	\$ 3,696,183
De 90 a 180 días	1,156,397	1,411,823
Más de 180 días	34,405,349	35,257,569

#### f. Riesgo de liquidez

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

Como se menciona en las [Notas 11](#) y [12](#) (créditos deuda PIDIREGAS), el financiamiento que recibe el Organismo, es principalmente a través de deuda contratada y por el arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS. Con el fin de administrar el riesgo de liquidez, el Organismo realiza análisis de flujos de efectivo de manera periódica y mantiene líneas de crédito abiertas con instituciones financieras y proveedores. Adicionalmente, el Organismo está sujeto a control presupuestal por parte del Gobierno Federal, por lo que el techo de endeudamiento neto que cada año autoriza el Congreso de la Unión de acuerdo a sus ingresos presupuestados, no puede ser rebasado.

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

<u>Al 30 de Junio de 2013</u>	<u>Menos de 1 año</u>	<u>Más de 1 año y menos de 3</u>	<u>Más de 3 años y menos de 5</u>	<u>Más de 5 años</u>	<u>Total</u>
Deuda documentada	\$ 37,858,217	\$ 25,044,978	\$ 624,073	\$ 60,741,934	\$ 124,269,202
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	15,645,224	28,818,334	18,020,973	116,752,134	179,236,665
Proveedores y contratistas	34,621,614				34,621,614
Depósitos de usuarios y contratistas	<u>15,286,562</u>				<u>15,286,562</u>
Total	<u>\$ 103,411,617</u>	<u>\$ 53,863,312</u>	<u>\$ 18,645,046</u>	<u>\$ 177,494,068</u>	<u>\$ 353,414,043</u>

Al 31 de diciembre de 2012	Menos de 1 año	Más de 1 año y menos de 3	Más de 3 años y menos de 5	Más de 5 años	Total
Deuda documentada	\$ 15,047,525	\$ 55,261,562	\$ 1,280,531	\$ 48,109,576	\$ 119,699,194
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	15,438,728	28,273,799	20,808,879	116,437,315	180,958,721
Proveedores y contratistas	31,081,437				31,081,437
Depósitos de usuarios y contratistas	16,104,297		-	-	16,104,297
Total	\$ 77,671,987	\$ 83,535,361	\$ 22,089,410	\$ 164,546,891	\$ 347,843,649

### g. Riesgos de mercado

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

#### Administración del riesgo cambiario

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

El Organismo realiza transacciones denominadas en moneda extranjera; en consecuencia se generan exposiciones a fluctuaciones en el tipo de cambio. La posición neta en moneda extranjera del Organismo se muestra en la [Nota 22](#).

Como se menciona en la [Nota 9](#) 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 conforme a sus políticas internas.

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

#### - Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

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

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

El análisis de sensibilidad incluye únicamente las partidas monetarias pendientes denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al final del periodo para un cambio del 5% en las tasas de cambio. El análisis de sensibilidad incluye préstamos externos así como préstamos de las operaciones extranjeras dentro del Organismo donde la denominación del préstamo se encuentra en una divisa distinta a la moneda del

prestamista o del prestatario. Una cifra positiva (como se aprecia en el cuadro que sigue) indica un incremento en los resultados donde el peso mexicano se fortalece en 5% contra la divisa pertinente. Si se presentara un debilitamiento del 5% en el peso mexicano con respecto a la divisa en referencia, entonces habría un impacto comparable sobre los resultados y los saldos siguientes serían negativos.

	<b>Miles de pesos</b>	
	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Resultados	\$ <u>8,607,343</u>	\$ <u>8,428,410</u>

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

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

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

- **Análisis de sensibilidad para las tasas de interés**

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

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

- La pérdida del período que terminó el 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 aumentaría o disminuiría en \$285,248 y \$82,519 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición del Organismo a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable; y

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

- La pérdida del período que terminó el 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 aumentaría o disminuiría en \$5,906 y \$1,342 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición del Organismo a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable.

**h. Valor razonable de los instrumentos financieros**

Valor razonable de los instrumentos financieros registrados al costo amortizado

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

	2013		2012	
	Valor en Libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor Razonable
Deuda documentada	\$ 124,269,202	\$ 124,269,202	\$ 119,699,195	\$ 119,699,195
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	179,236,665	179,236,665	180,958,721	180,958,721

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

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

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

Valuaciones a valor razonable reconocidas en el estado de posición financiera

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

	Nivel 1
<b>Activos financieros disponibles para su venta</b>	
Inversiones temporales	\$ 8,555,315
Total	\$ 8,555,315

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

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

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

## 5. Efectivo e Inversiones temporales

Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012, el efectivo e inversiones temporales se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Efectivo en caja y bancos	\$ 25,025,313	\$ 15,566,591
Inversiones temporales	<u>8,555,315</u>	<u>20,401,784</u>
Total	<u>\$ 33,580,628</u>	<u>\$ 35,968,375</u>

## 6. Cuentas por cobrar, neto

Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012, las cuentas por cobrar se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Consumidores público	\$ 67,094,893	\$ 64,433,087
Consumidores gobierno	18,143,257	14,069,835
Otras cuentas por cobrar	<u>3,278,699</u>	<u>2,982,557</u>
	88,516,849	81,485,479
Estimación para cuentas de cobro dudoso	<u>(15,793,106)</u>	<u>(13,015,536)</u>
	72,723,743	68,469,943
Documentos por cobrar, reclamaciones a aseguradoras y otros	9,966,367	11,265,418
Impuesto al valor agregado	<u>1,012,292</u>	<u>6,832,774</u>
Total	<u>\$ 83,702,402</u>	<u>\$ 86,568,135</u>

## 7. Materiales para operación

Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012, los materiales para operación se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Refacciones y equipo	\$ 3,036,276	\$ 3,641,679
Combustibles y lubricantes	11,516,937	14,549,197
Combustible nuclear	2,831,936	3,301,013
	<u>17,385,149</u>	<u>21,491,889</u>
Estimación por obsolescencia	<u>(349,569)</u>	<u>(384,546)</u>
Total	<u>\$ 17,035,580</u>	<u>\$ 21,107,343</u>

## 8. Plantas, instalaciones y equipos

Los saldos netos de plantas, instalaciones y equipos al 30 de Junio de 2013 y 31 de Diciembre de 2012 se integran como sigue:

### Inversión

	<u>Plantas Instalaciones y equipo en operación</u>	<u>Refacciones capitalizadas</u>	<u>Obras en proceso</u>	<u>Materiales para Construcción</u>	<u>Certificados bursátiles por disponer</u>	<u>Activo fuera de uso</u>	<u>Total</u>
Sdos							
01/Ene/13	1,338,824,367	10,337,596	27,484,642	10,815,059	130,140	1,434,062	1,389,025,866
Adquisiciones	17,459,531	-	3,018,314	9,343,681	-	202,128	30,023,654
Ventas	-	-	-	-	-	-	-
Bajas	(3,573,387)	(1,463,607)	-	-	-	-	(5,036,994)
Capitalización	-	-	(1,125,234)	(11,292,820)	-	-	(12,418,054)
Disposición	-	-	-	-	(2,312)	-	(2,312)
<b>Sdos</b>							
<b>30/Jun/13</b>	<u>1,352,710,511</u>	<u>8,873,989</u>	<u>29,377,722</u>	<u>8,865,920</u>	<u>127,828</u>	<u>1,636,190</u>	<u>1,401,592,160</u>

### Depreciación acumulada

	<u>Plantas Instalaciones y equipo en operación</u>	<u>Refacciones capitalizadas</u>	<u>Obras en proceso</u>	<u>Materiales para Construcción</u>	<u>Certificados bursátiles por disponer</u>	<u>Activo fuera de uso</u>	<u>Total</u>
Sdos							
01/Ene/13	574,883,390	739,728	-	-	-	-	575,623,118
<b>Sdos Netos</b>							
<b>01/Ene/13</b>	<u>763,940,977</u>	<u>9,597,868</u>	<u>27,484,642</u>	<u>10,815,059</u>	<u>130,140</u>	<u>1,434,062</u>	<u>813,402,748</u>
Depreciación del periodo	17,967,189	184,932	-	-	-	-	18,152,121
Depreciación por bajas	(2,047,098)	-	-	-	-	-	(2,047,098)
Depreciación Neta	15,920,091	184,932	-	-	-	-	16,105,023
Sdos							
30/Jun/13	590,803,481	924,660	-	-	-	-	591,728,141
<b>Sdos Netos</b>							
<b>30/Jun/13</b>	<u>761,907,030</u>	<u>7,949,329</u>	<u>29,377,722</u>	<u>8,865,920</u>	<u>127,828</u>	<u>1,636,190</u>	<u>809,864,019</u>

**Plantas, instalaciones y equipos en operación** - Los saldos de las plantas, instalaciones y equipos al 30 de Junio de 2013 y 31 de Diciembre de 2012, que incluyen los equipos en arrendamiento, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Plantas:		
Vapor	\$ 295,818,582	\$ 295,560,635
Hidroeléctricas	178,851,291	179,222,566
Nucleoeléctrica	68,988,193	69,014,223
Turbogas y ciclo combinado	42,219,888	42,069,085
Geotérmicas	27,159,076	25,135,094
Combustión interna	3,340,450	3,337,102
Instalaciones no convencionales	1,392,915	1,322,093
Líneas de transmisión y subestaciones de transformación	247,854,313	246,272,750
Fibra Óptica	6,685,446	6,485,659
Redes y subestaciones de distribución	334,712,687	324,970,089
Terrenos en proceso de regularización	524,096	561,115
Edificios administrativos y otros	53,007,261	52,658,180
Fideicomisos	34,437	93,900
	<u>1,260,588,636</u>	<u>1,246,702,492</u>
Equipo en arrendamiento productores externos	91,793,496	91,793,496
Desmantelamiento CN Laguna Verde	328,379	328,379
	<u>1,352,710,511</u>	<u>1,338,824,367</u>
Menos:		
Depreciación acumulada	578,485,117	565,028,698
Depreciación acumulada productores externos	12,318,364	9,854,692
	<u>590,803,481</u>	<u>574,883,390</u>
Total	<u>\$ 761,907,030</u>	<u>\$ 763,940,977</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 2013 y 2012 se estiman suficientes para que las plantas, instalaciones y equipos continúen operando adecuadamente.

Obras en proceso - Los saldos de obras en proceso al 30 de Junio de 2013 y 31 de Diciembre 2012 se integran como sigue:

<b>Planta:</b>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Vapor	\$ 831,973	\$ 902,756
Hidroeléctricas	5,194,813	4,951,867
Nucleoeléctricas	434,753	434,083
Turbogas y ciclo combinado	607,586	599,356
Geotérmicas	1,339,487	1,305,100
Combustión interna	320,829	327,799
Líneas, redes y subestaciones	16,819,313	15,930,136
Oficinas e instalaciones generales	2,060,994	1,732,538
Anticipos para construcción	1,767,973	1,301,007
<b>Total</b>	<b>\$ <u>29,377,721</u></b>	<b>\$ <u>27,484,642</u></b>

Al 30 de Junio de 2013, las partidas capitalizadas en obras en proceso, de acuerdo con la política descrita en la [Nota 3e](#) ascendieron a \$1,084,025 conformado por: \$526,302 de gastos administrativos, \$47,153 de depreciación y \$510,570 de incremento a la reserva de jubilación y primas de antigüedad.

Materiales para construcción - Los saldos de materiales para construcción al 30 de Junio de 2013 y 31 de Diciembre de 2012, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Refacciones y equipo	\$ 6,595,728	\$ 8,234,429
Materiales en poder de terceros	2,270,192	2,580,630
<b>Total</b>	<b>\$ <u>8,865,920</u></b>	<b>\$ <u>10,815,059</u></b>

Refacciones capitalizables - Los saldos de refacciones capitalizables al 30 de Junio de 2013 y 31 de Diciembre 2012, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Refacciones capitalizables	\$ 8,873,989	\$ 10,337,596
Menos		
Depreciación acumulada	<u>(924,660)</u>	<u>(739,728)</u>
<b>Total</b>	<b>\$ <u>7,949,329</u></b>	<b>\$ <u>9,597,868</u></b>

Activos fijos fuera de uso – El saldo de los activos fijos fuera de uso al 30 de Junio de 2013 es de \$1,636,190 y de \$1,434,062 al 31 de Diciembre de 2012, lo anterior corresponde al Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán y otro activos.

## 9. Instrumentos Financieros Derivados

Los saldos al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 de los instrumentos financieros derivados e intereses son como sigue:



	2013	2012
Con fines de cobertura		
Activo	<u>\$ 10,233,777</u>	<u>\$ 11,008,530</u>
Pasivo	<u>\$ 11,370,279</u>	<u>\$ 12,091,294</u>
Con fines de negociación		
Activo	<u>\$ 4,251,437</u>	<u>\$ 4,860,649</u>
Pasivo	<u>\$ 4,459,708</u>	<u>\$ 4,894,581</u>
Total Instrumentos Financieros Derivados		
Activo	<u>\$ 14,485,214</u>	<u>\$ 15,869,179</u>
Pasivo	<u>\$ 15,829,987</u>	<u>\$ 16,985,875</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 sigue:

	<u>Moneda</u>	<u>Tipo de cambio (Junio 2013)</u>	<u>Moneda nacional (miles de pesos)</u>
Bienes a recibir (activo)	32,000'000,000 yenes	0.1312	\$ 4,198,400
Bienes a entregar (pasivo)	269'474,000 dólares	13.1884	<u>3,553,931</u>
Bienes a recibir, neto			<u>\$ 644,469</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 20 años es de 442'449,360 dólares americanos y el monto total que recibirá será de 23,899'200,000 yenes japoneses.

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

En caso de que la CFE decidiera cancelar en forma anticipada la cobertura ("forwards" de divisa), se originaría una pérdida extraordinaria estimada al 30 de junio de 2013, en 15'791,964 de dólares americanos, aproximadamente. La pérdida fue estimada por J. Aron & Company (agente de cálculo), tomando como base el valor razonable de la cobertura a la fecha de la estimación.

Los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 30 de junio de 2013 se detallan a continuación:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Anexo F

Contraparte	Posición primaria	Objeto	Monto del nocional	Subyacente	Valor de mercado	Fecha de inicio de cobertura	Fecha de terminación de la cobertura	Tasa / tipo de moneda recibo	Tasa / tipo de moneda pago	% cubierto
CREDIT SUISSE	\$ 1,301,289	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,236,224	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (1,333)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	8.9950%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 1,606,668	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,526,335	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (1,702)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0700%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 650,644	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 618,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (678)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
ING BANK	\$ 2,281,491	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 2,167,417	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (2,416)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0800%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 650,644	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 618,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (681)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 174,263	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 165,550	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (176)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	8.8500%	95%
ING BANK	\$ 1,000,000	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 850,000	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (3,513)	21 de noviembre de 2005	21 de mayo de 2014	CETES 182 + 0.65%	9.1900%	85%
ING BANK	\$ 593,513	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 504,486	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (3,544)	2 de enero de 2006	2 de julio de 2014	CETES 182 + 0.65%	8.8500%	85%
ING BANK	\$ 569,363	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 540,895	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (4,569)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	95%
BANCOMER	\$ 510,638	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 510,638	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (4,279)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	100%
ING BANK	\$ 894,954	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 850,206	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (6,986)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7800%	95%
BANCOMER	\$ 839,688	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 797,703	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (6,504)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7800%	95%
SANTANDER SERFIN	\$ 1,072,519	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,018,623	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (8,495)	17 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	95%
ING BANK	\$ 1,005,343	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,005,343	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (8,430)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8600%	100%
HSBC	\$ 1,251,699	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,215,305	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (9,792)	24 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7600%	97%
HSBC	\$ 1,038,911	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,038,911	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (8,328)	1 de marzo de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7395%	100%
BANAMEX	\$ 1,702,516	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,617,390	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (50,311)	7 de diciembre de 2007	26 de mayo de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.1950%	95%
BANAMEX	\$ 368,987	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 350,538	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (13,568)	15 de febrero de 2008	4 de agosto de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.2200%	95%
BANCOMER	\$ 1,314,758	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,249,020	Tasa de interés CETES 91 + 0.50%	\$ (34,594)	6 de diciembre de 2007	23 de febrero de 2017	CETES 91 + 0.50%	8.3650%	95%
BANAMEX	\$ 787,092	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 787,092	Tasa de interés CETES 91 + 0.45%	\$ (26,860)	24 de abril de 2008	11 de enero de 2018	CETES 91 + 0.45%	7.9000%	100%
J.P. MORGAN	\$ 697,928	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 593,239	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (1,051)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0900%	85%
HSBC	\$ 651,004	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 553,353	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (693)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0700%	85%
CREDIT AGRICOLE	\$ 590,622	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 502,029	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 441	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0850%	85%
BANCOMER	\$ 425,546	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 372,183	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (503)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0700%	87%
BNP PARIBAS	\$ 435,552	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 371,525	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (658)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.1000%	85%
GOLDMAN SACHS	\$ 422,726	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 370,171	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (157)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0500%	88%
SANTANDER SERFIN	\$ 547,802	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 533,627	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 851	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	97%
CREDIT AGRICOLE	\$ 595,093	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,452	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 2,275	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9650%	89%
HSBC	\$ 554,726	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,430	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 674	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	96%
BANCOMER	\$ 580,614	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 529,682	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 619	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	91%
BANAMEX	\$ 576,581	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 529,264	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 648	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9750%	92%
GOLDMAN SACHS	\$ 558,268	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 527,253	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 784	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9850%	94%
CREDIT AGRICOLE	\$ 468,606	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 374,884	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 4,697	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8180%	80%
BANAMEX	\$ 459,982	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 367,985	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,578	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8100%	80%
SANTANDER	\$ 450,342	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 360,274	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,501	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8290%	80%
HSBC	\$ 436,070	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 348,856	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,304	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8300%	80%
CREDIT SUISSE	USD 16,788	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 12,005	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 6,867	24 de enero de 2005	24 de julio de 2021	Dólares americanos	Pesos	72%
CREDIT SUISSE	USD 10,750	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 8,311	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 4,362	2 de febrero de 2005	2 de febrero de 2023	Dólares americanos	Pesos	77%
DEUTSCHE BANK	USD 208,188	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 171,323	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 80,690	3 de mayo de 2005	21 de junio de 2021	Dólares americanos	Pesos	82%
GOLDMAN SACHS	USD 49,296	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 40,977	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 15,903	26 de marzo de 2005	26 de marzo de 2022	Dólares americanos	Pesos	83%
GOLDMAN SACHS	USD 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (222,726)	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
DEUTSCHE BANK	USD 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (219,162)	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
GOLDMAN SACHS	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,662	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (176,730)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,662	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ (169,466)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%

DEUTSCHE BANK      USD 255,000      Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a      Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso      Dólares americanos  
 Pesos con Tasa Fija      USD 233,750      Mexicano Tasa Fija      \$ (348,531)      15 de junio de 2009      15 de diciembre de 2036      a Tasa LIBOR      Pesos a Tasa Fija      92%

- Medición de efectividad de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 30 de junio de 2013.

Nombre de la Cobertura de Acuerdo a la Documentación	Fecha de Intercambio	Flujo por Pagar de la Posición Primaria	Flujo por Recibir del Instrumento Derivado	% Efectividad	Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo de la Posición Primaria	Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo del Instrumento Derivado	Sobretasa	Base de Cálculo para Ambos Flujos	Frecuencia de Períodos	Fecha de Cálculo de Ambas Tasas
BANAMEX 2	2 de enero de 2013	\$ 3,149	\$ 3,149	100 %	4.54 %	4.54 %	0.65 %	ACTUAL / 360	Semestral	28 de junio de 2012
BANCOMER BANAMEX	4 de enero de 2013	\$ 23,028	\$ 23,028	100 %	4.8395 %	4.8395 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	5 de diciembre de 2012
ING IV	17 de enero de 2013	\$ 5,296	\$ 5,296	100 %	4.39 %	4.39 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	18 de octubre de 2012
ICO 4	24 de enero de 2013	USD 406	USD 406	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 2005
BANCOMER 2	31 de enero de 2013	\$ 7,543	\$ 7,543	100 %	4.8450 %	4.8450 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	28 de diciembre de 2012
BANCOMER BANAMEX	1 de febrero de 2013	\$ 21,606	\$ 21,606	100 %	4.8437 %	4.8437 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	2 de enero de 2013
ICO 8	5 de febrero de 2013	USD 262	USD 262	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 2005
BANCOMER 1	8 de febrero de 2013	\$ 4,449	\$ 4,449	100 %	4.52 %	4.52 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	9 de agosto de 2012
ING III	28 de febrero de 2013	\$ 7,283	\$ 7,283	100 %	4.37 %	4.37 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	29 de noviembre de 2012
BANCOMER 2	28 de febrero de 2013	\$ 6,808	\$ 6,808	100 %	4.84 %	4.84 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de enero de 2013
BANCOMER BANAMEX	1 de marzo de 2013	\$ 21,591	\$ 21,591	100 %	4.84 %	4.84 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de enero de 2013
ING II	8 de marzo de 2013	\$ 23,533	\$ 23,533	100 %	4.28 %	4.28 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	6 de diciembre de 2012
CEBUR	25 de marzo de 2013	\$ 18,061	\$ 18,061	100 %	4.51 %	4.51 %	0.85 %	ACTUAL / 360	Semestral	20 de septiembre de 2012
ICO 5 6 Y 7	26 de marzo de 2013	USD 1,349	USD 1,349	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	4 de mayo de 2005
BANCOMER BANAMEX	1 de abril de 2013	\$ 23,719	\$ 23,719	100 %	4.7990 %	4.7990 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de febrero de 2013
BANCOMER 2	1 de abril de 2013	\$ 7,731	\$ 7,731	100 %	4.7990 %	4.7990 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de febrero de 2013
ING IV	18 de abril de 2013	\$ 4,745	\$ 4,745	100 %	4.32 %	4.32 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	17 de enero de 2013
BANCOMER BANAMEX	26 de abril de 2013	\$ 17,483	\$ 17,483	100 %	4.3475 %	4.3475 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	26 de marzo de 2013
BANCOMER 2	30 de abril de 2013	\$ 6,515	\$ 6,515	100 %	4.3512 %	4.3512 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de marzo de 2013
BANAMEX 1	21 de mayo de 2013	\$ 3,997	\$ 3,997	100 %	4.65 %	4.65 %	0.65 %	ACTUAL / 360	Semestral	15 de noviembre de 2012
BANCOMER BANAMEX	24 de mayo de 2013	\$ 19,489	\$ 19,489	100 %	4.3251 %	4.3251 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	24 de abril de 2013
ING III	30 de mayo de 2013	\$ 6,115	\$ 6,115	100 %	4.10 %	4.10 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	28 de febrero de 2013
IXE 1	31 de mayo de 2013	\$ 18,979	\$ 18,979	100 %	4.65 %	4.65 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	29 de noviembre de 2012
BANCOMER 2	31 de mayo de 2013	\$ 6,936	\$ 6,936	100 %	4.3275 %	4.3275 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de abril de 2013
ING II	7 de junio de 2013	\$ 18,121	\$ 18,121	100 %	4.09 %	4.09 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	7 de marzo de 2013
GOLDMAN SACHS 1 Y 3	14 de junio de 2013	USD 6,336	USD 6,336	100 %	0.5130 %	0.5130 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	13 de diciembre de 2012
GOLDMAN SACHS 2 4 Y 5	14 de junio de 2013	USD 11,626	USD 11,626	100 %	0.5130 %	0.5130 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	13 de diciembre de 2012
ICO 2 Y 3	19 de junio de 2013	USD 5,749	USD 5,749	100 %	1.25 %	1.25 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	3 de mayo de 2005
BANCOMER BANAMEX	21 de junio de 2013	\$ 19,413	\$ 19,413	100 %	4.3065 %	4.3065 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	22 de mayo de 2013

### **Medición de Efectividad.**

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

### **Metodología para la Medición de la Efectividad.**

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

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

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

### **Pruebas de Sensibilidad.**

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

Para el caso de la operación con fines de negociación de monedas (Forward) se obtiene que la variación de un centavo en el tipo de cambio provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.0758 %, es decir \$4,424 (miles de pesos) para el 30 de junio de 2013.

Para el caso de las operaciones de cobertura de tasa de interés y monedas (Cross Currency Swaps) se obtiene que la variación de un centavo en el tipo de cambio provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.0758 %, es decir \$7,938 (miles de pesos) para el 30 de junio de 2013.

Para el caso de las operaciones de cobertura de tasa de interés (Interest Rate Swaps) se obtiene que la variación de un punto base en el tasa de interés provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.1789%, es decir \$1,037 (miles de pesos) para el 30 de junio de 2013.

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

El neto del valor de mercado limpio de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura (Mark to Market) al 30 de junio de 2013 asciende a \$1'171,974 (miles de pesos) que se incluyen en el patrimonio y está integrado por \$1'291,850 en contra de CFE, incluidos en el valor

del pasivo del rubro de instrumentos financieros y \$119,876 a favor de CFE, incluidos en el valor del activo del rubro de instrumentos financieros.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En donde:

Exp = Exposición

q = Probabilidad de Incumplimiento

r = Tasa de Recuperación

Simplificaciones:

$$Exp = MTM$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Políticas.**

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

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

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

<u>Contraparte</u>	<u>MtM</u>	<u>MtM ajustado</u>	<u>Ajuste al 30 de junio de 2013</u>
Credit Suisse	9,897	9,867	30
Credit Agricole	7,413	7,343	<u>70</u>
<b>Total Costo</b>			<b>100</b>

## **Jerarquía del Valor Razonable o Mark to Market**

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

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

### **Información de Nivel 2**

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

Por lo tanto se determina que el nivel de jerarquía del Mark to Market de la Entidad al 30 de junio de 2013 es de **NIVEL 2** por los siguientes puntos:

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

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

- 1) Los objetivos para celebrar operaciones con derivados

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

- 2) Instrumentos utilizados

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

- 1.- Futuros, forwards y swaps
- 2.- Adquisición de opciones de compra



- 3.- Adquisición de opciones de venta
- 4.- Adquisición de collares o túneles
- 5.- Adquisición de futuros de participación

### 3) Estrategias de cobertura o negociación implementadas

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

### 4) Mercados de Negociación

Nacionales y Extranjeros.

### 5) Contrapartes elegibles

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

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

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

### 7) Principales condiciones o términos de los contratos

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

### 8) Políticas de Márgenes

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

Para el 30 de junio de 2013, 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 auditoría.

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

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

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

- A) La contratación de derivados financieros con condiciones distintas a los de la posición primaria y/o subyacente a cubrir
- B) La liquidación de posiciones
- C) Cualquier otra operación con instrumentos derivados financieros que resulte conveniente para CFE

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

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

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

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

## 10. Deuda documentada

Los saldos de la deuda documentada al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 se integran como sigue:

Deuda externa	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2013		2012	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13.1884 a junio de 2013 y de \$ 13.0101 a diciembre 2012	Bilateral Bonos Revolventes Sindicado	Fija y variable – 1.54% Fija y variable - 5.25% Fija y variable – 1.83% Fija y Variable - 1.47%	Varios hasta 2023 Varios hasta 2042 Varios hasta 2017 2014	3,817,256 25,714,081 1,120,516 16,485,500	289,438 1,949,750 84,965 1,250,000	4,400,056 25,421,736 1,531,337 16,262,625	338,203 1,954,000 117,704 1,250,000
<b>Suman dólares americanos</b>				<b>47,137,353</b>	<b>3,574,153</b>	<b>47,615,754</b>	<b>3,659,907</b>
En euros: al tipo de cambio por euros de \$ 16.9363 a junio de 2013 y de \$ 17.1968 a diciembre de 2012	Bilateral Revolventes	Fija y variable – 1.43% Fija -3.8%	Varios hasta 2024 Varios hasta 2017	345,901 77,613	20,423 4,583	444,229 90,954	25,832 5,289
<b>Suma euros</b>				<b>423,514</b>	<b>25,006</b>	<b>535,183</b>	<b>31,121</b>
En francos suizos: al tipo de cambio por franco suizo de \$ 13.7704 a junio de 2013 y de \$14.2454 a diciembre de 2012	Bilateral Revolventes	Variable - 1.32% Fija - 1.24%	Varios hasta 2014 Varios hasta 2017	247,785 566,438	17,994 41,134	396,293 710,296	27,819 49,862
<b>Suman francos suizos</b>				<b>814,223</b>	<b>59,128</b>	<b>1,106,589</b>	<b>77,681</b>
En coronas suecas: al tipo de cambio por corona sueca de \$ 1.9442 a junio de 2013 y de \$ 2.0007 para diciembre de 2012	Bilateral	Fija -3.36%	Varios hasta 2015	18,525	9,528	22,876	11,434
<b>Suman coronas suecas</b>				<b>18,525</b>	<b>9,528</b>	<b>22,876</b>	<b>11,434</b>
En yenes japoneses: al tipo de cambio por yen japonés de \$ 0.1312 a junio 2013 y de yen japonés \$ 0.1507 para diciembre de 2012	Bilateral	Fija -1.88%	Varios hasta 2020	754,989	5,754,486	4,403,427	37,955,827
Bono		Fija -3.83%	2032	4,198,400	32,000,000	4,822,400	32,000,000
Bienes recibidos por instrumentos financieros, neto (Nota 10b)				(644,469)		(1,316,516)	
<b>Suman yenes japoneses</b>				<b>3,553,931</b>	<b>32,000,000</b>	<b>3,505,884</b>	<b>32,000,000</b>
<b>Total deuda externa</b>				<b>4,308,920</b>	<b>37,754,486</b>	<b>4,403,427</b>	<b>37,955,827</b>
				<b>52,702,535</b>		<b>53,683,829</b>	

Deuda interna	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2013		2012	
				Moneda nacional	Moneda Extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda Extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13.1884 a junio de 2013 y de \$ 13.0101 para diciembre de 2012							
	Multilaterales	Costo empréstitos anual BID	Varios hasta 2013	-	-	15,366	1,181
<b>Suman dólares americanos</b>				-	-	15,366	1,181
Moneda nacional	Bancarios	Variable - 5.46%	Varios hasta 2023	30,566,667		37,000,000	
	Bursátil	Fija y variable – 6.57%	Varios hasta 2020	41,000,000		29,000,000	
<b>Suman pesos mexicanos</b>				71,566,667		66,000,000	
<b>Total deuda interna</b>				71,566,667		66,015,366	
<b>Resumen</b>							
Total deuda externa				52,702,535		53,683,829	
Total deuda interna				71,566,667		66,015,366	
<b>Total deuda documentada</b>				124,269,202		119,699,195	
Total a corto plazo				37,858,217		15,047,525	
Total a largo plazo				86,410,985		104,651,670	
<b>Total del corto y largo plazo</b>				124,269,202		119,699,195	

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

30-06-2013	Importe
<b>Corto Plazo</b>	
2013	\$ 37,858,217
<b>Largo Plazo</b>	
2014	\$ 31,431,539
2015	7,064,263
2016	774,245
2017	472,710
2018	325,958
2019	285,354
2020	16,782,819
2021	12,574,547
2022	126,606
2023-2042	16,572,944
	86,410,985
	\$ 124,269,202

**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 TIIE 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 cuasi-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

En enero de 2013 se liquidó un crédito de \$5,000 millones del HSBC, originando la disminuyó la deuda a corto plazo.

El 28 de junio de 2013, se efectuó una emisión de certificados bursátiles mediante crédito directo para financiar necesidades generales de tesorería por un total de \$12,000 millones de pesos nominales. Esta emisión se colocó en un sólo tramo a plazo de 11 años y a una tasa TIIE 28 menos 0.15, con la institución financiera Indeval S.A. de C.V.

**11. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)**

Los saldos de inversión directa y condicionada al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 se integran y vencen como sigue:

	Inversión directa PIDIREGAS	Inversión condicionada PEE's (Nota 14)	Total 2013	Total 2012
Corto Plazo	\$ 13,452,562	\$ 2,192,662	\$ 15,645,224	\$ 15,438,728
Largo Plazo				
2014	6,944,470	1,185,656	8,130,126	14,948,372
2015	11,261,713	2,567,766	13,829,479	13,325,427
2016	11,034,558	2,856,115	13,890,673	13,338,121
2017	7,943,099	3,179,741	11,122,840	7,470,758
2018	7,580,392	3,543,250	11,123,642	7,151,107
2019	6,454,114	3,951,877	10,405,991	5,995,343
Años posteriores	28,146,885	66,941,805	95,088,690	103,290,865
Total largo plazo	\$ 79,365,231	\$ 84,226,210	\$ 163,591,441	\$ 165,519,993

**Inversión Directa (PIDIREGAS)**

Al 30 de junio de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 la deuda correspondiente a la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PIDIREGAS se registró con apego a las Normas Internacionales de Información Financiera, y se muestran en forma resumida a continuación:

Valor del crédito	Vigencia del contrato	Saldos al 30 de junio de 2013 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Miles)			
		Moneda nacional		Moneda extranjera		Moneda nacional		Moneda extranjera	
		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
<b>Deuda externa</b>									
479.71 millones de dólares	2013	294		22		82,504		6,342	
1,444.09 millones de dólares	2014	1,017,066	930,866	77,118	70,582	1,691,961	1,270,442	130,050	97,651
475.26 millones de dólares	2015	519,837	605,511	39,416	45,912	419,404	812,848	32,237	62,979
661.72 millones de dólares	2016	155,866	2,052,473	11,818	155,627	414,471	2,070,033	31,857	159,133
56.00 millones de dólares	2017	87,993	139,389	6,672	10,569	67,238	171,123	5,168	13,153
701.22 millones de dólares	2019	204,915	1,412,360	15,538	107,091	189,951	1,497,775	14,600	115,124
273.01 millones de dólares	2020	360,060	2,160,363	27,301	163,808	355,193	2,308,752	27,301	117,458
491.64 millones de dólares	2029	360,217	5,486,975	27,313	416,046	355,348	5,590,468	27,313	429,702
501.24 millones de dólares	2032	559,187	6,051,373	42,400	458,841	275,815	6,245,378	21,200	480,041
607.39 millones de dólares	2036	268,560	6,042,595	20,363	468,175	264,929	6,093,367	20,364	468,357
5,691.28									
<b>Suma deuda externa</b>		<b>3,533,995</b>	<b>24,881,905</b>	<b>267,962</b>	<b>1,896,651</b>	<b>4,116,814</b>	<b>26,060,186</b>	<b>316,432</b>	<b>1,943,598</b>

La disminución que muestra la Deuda Externa se debe principalmente a la amortización total de los siguientes PIDIREGAS : CC Rosarito III (Unidades 8 y 9) LT 408 Naco Nogales-Area Noroeste, SE 401 Occidental-Central 402 Oriental-Peninsular ,SE 403 Noreste, SE 410 Sistema Nacional ,SE 412 compensación Norte y SE 503 Oriental.

Valor del crédito	Vigencia del contrato	Saldos al 30 de junio de 2013 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Miles)			
		Moneda nacional		Moneda extranjera		Moneda nacional		Moneda extranjera	
		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
4,693.87 millones de pesos	2013	729,841				469,234			
5,608.07 millones de pesos	2014	721,547	81,745			560,807	263,490		
5,628.79 millones de pesos	2015	577,239	566,148			577,238	854,767		
11,744.06 millones de pesos	2016	1,060,538	3,599,065			1,022,583	4,347,891		
6,291.20 millones de pesos	2017	645,333	1,858,163			639,792	2,178,060		
6,146.22 millones de pesos	2018	623,193	1,624,834			623,027	1,936,348		
10,824.86 millones de pesos	2019	1,442,202	6,557,305			1,431,105	7,239,390		
711.15 millones de pesos	2020	1,113,027	5,158,871			1,153,387	6,411,992		
13,294.16 millones de pesos	2021	862,070	4,791,626			934,145	6,720,842		
4,798.58 millones de pesos	2022	1,255,220	12,765,600			1,118,906	8,223,512		
1,388.24 millones de pesos	2023	46,671	724,372						
630.14 millones de pesos	2024	312,646	2,179,936			209,602	2,245,736		
2,491.18 millones de pesos	2036	83,664	1,882,449			83,664	1,924,281		
13,361.28 Millones de pesos	2042	445,376	12,693,212			445,376	12,915,900		
		<u>9,918,567</u>	<u>54,483,326</u>			<u>9,268,866</u>	<u>55,262,209</u>		
		13,452,562	79,365,231			13,385,680	81,322,395		
<b>Arrendamientos productores externos</b>		<u>2,192,662</u>	<u>84,226,210</u>			<u>2,053,048</u>	<u>84,197,598</u>		
		<u>15,645,224</u>	<u>163,591,441</u>			<u>15,438,728</u>	<u>165,519,993</u>		

a) Al 30 de junio de 2013, los compromisos mínimos de pago por PIDIREGAS son:

PIDIREGAS	\$	125,494,925
menos:		
Intereses no devengados		<u>(33,475,477)</u>
Valor presente de las obligaciones		92,019,448
menos:		
Porción circulante de las obligaciones		<u>(13,016,305)</u>
Porción a largo plazo de PIDIREGAS	\$	<u><u>79,003,143</u></u>

b) Durante el periodo de seis meses terminados el 30 de junio de 2013 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, no hubieron operaciones derivadas de los Arrendamientos capitalizables que afectaron los resultados de CFE.

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

## **12. Inversión condicionada (productores independientes de energía o pee)**

Al 30 de junio de 2013, se han firmado 25 contratos con inversionistas privados, 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.

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.

### **a) Clasificados como arrendamiento**

El Organismo ha evaluado que 22 de los contratos con productores independientes, tienen características de arrendamiento de la planta generadora de energía de acuerdo con la INIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios y a su vez, dichos arrendamientos califican como arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17 Arrendamientos.

Los acuerdos de arrendamiento tienen una duración de 25 años. La tasa de interés anual en dichos acuerdos de arrendamiento es en promedio 11.19 %.

	Pagos mínimos de arrendamiento		Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento	
	30/06/13	31/12/12	30/06/13	31/12/12
A corto plazo	11,964,295	11,802,544	2,192,662	2,053,048
Entre uno y cinco años	53,839,327	59,012,721	14,262,059	14,262,059
Más de cinco años	124,466,355	122,783,637	69,935,238	69,935,238
Patrimonio acumulado final	190,269,977	193,598,902	86,389,959	86,250,345

Al 30 de junio de 2013, la obligación por arrendamiento financiero se incluye en forma detallada como sigue:

Nombre	Fecha de inicio de operación	Monto original de la obligación	Moneda extranjera		Moneda nacional	
			Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
CT MERIDA III	JUN/2000	242,685	186,470	7,769	2,459,246	102,455
CC HERMOSILLO	OCT/2001	156,144	131,368	3,848	1,732,539	50,752
CC SALTILLO	NOV/2001	152,383	122,505	4,211	1,615,643	55,542
TUXPAN II	DIC/2001	283,133	238,974	6,792	3,151,681	89,573
EL SAUZ BAJIO	MZO/2002	399,773	351,248	8,139	4,632,398	107,347
CC MONTERREY	MZO/2002	330,440	245,087	10,551	3,232,308	139,149
CC ALTAMIRA II	MAY/2002	233,234	209,930	4,120	2,768,644	54,335
CC RIO BRAVO II	MAY/2002	232,108	185,726	6,416	2,449,426	84,621
CC CAMPECHE	MAY/2003	196,554	164,023	4,799	2,163,205	63,285
CC TUXPAN III Y IV	MAY/2003	587,064	506,154	12,723	6,675,365	167,796
CC MEXICALI	JUL/2003	569,345	444,468	16,499	5,861,820	217,590
CC CHIHUAHUA III	SEP/2003	275,327	214,666	8,005	2,831,095	105,579
CC NACO NOGALES	OCT/2003	238,016	160,899	8,529	2,122,005	112,484
CC ALTAMIRA III Y IV	DIC/2003	600,897	487,536	15,856	6,429,816	209,110
RIO BRAVO III	ABR/2004	312,602	271,497	6,480	3,580,610	85,466
CC LA LAGUNA II	MZO/2005	367,578	325,147	7,025	4,288,171	92,649
CC RIO BRAVO IV	ABR/2005	270,697	243,866	4,593	3,216,199	60,570
CC VALLADOLID III	JUN/2006	288,160	254,736	5,711	3,359,564	75,318
CC TUXPAN V	SEP/2006	284,997	265,919	3,706	3,507,042	48,873
CC ALTAMIRA V	OCT/2006	532,113	507,258	5,177	6,689,918	68,279
CC TAMAZUNCHALE	JUN/2007	482,562	448,782	6,716	5,918,711	88,579
CCC NORTE	AGO/2010	450,097	420,127	8,592	5,540,805	113,311
Total			6,386,386	166,257	84,226,210	2,192,662

**b) Otros contratos con productores independientes de energía.**

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

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

**13. Impuestos y derechos por pagar**

Los impuestos y derechos por pagar al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 se integran como sigue:

	2013	2012
A cargo de CFE:		
Impuesto Sobre la Renta (ISR) sobre remanente distribuible	\$ 607,693	\$ 1,559,813
ISR por cuenta de terceros	193,711	251,064
Cuotas al Instituto Mexicano del Seguro Social (incluye Seguro de Retiro)	489,910	599,980
Derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales	356,286	327,643
Impuesto sobre nóminas	37,339	31,378
Aportaciones al Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores	11,081	12,505
Subtotal	1,696,020	2,782,383
Retenidos por CFE:		
ISR retenido a los empleados	544,750	469,529
Impuesto al valor agregado retenido	43,522	121,368
ISR intereses en el extranjero	3,098	7,348
ISR a residentes en el extranjero	674	4,303
Cinco al millar a contratistas	6,154	70,983
ISR por honorarios y arrendamientos	3,917	8,658
Dos al millar a contratistas	517	13,822
Otros	67	85
Subtotal	602,699	696,096
Total	\$ 2,298,719	\$ 3,478,479

#### 14. Productos por Realizar

Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012, los productos por realizar se integran de las aportaciones que los Gobiernos estatal y municipal así como los particulares efectúan para electrificación rural y de particulares, además de ingresos por servicios de telecomunicaciones y otros, los cuales se conforman de la siguiente manera:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Aportaciones Gobierno	\$ 1,220,167	\$ 1,888,980
Aportaciones de particulares	13,977,451	11,479,712
Aportaciones Otros	<u>1,062,001</u>	<u>667,637</u>
	<u>16,259,619</u>	<u>14,036,329</u>
Productos por energía eléctrica y otros relacionados	11,813	11,889
Productos por realizar fibra óptica	<u>986,525</u>	<u>953,337</u>
	<u>\$ 17,257,957</u>	<u>\$ 15,001,555</u>

Al 30 de junio de 2013 el organismo registró productos devengados en el estado de resultados, por un total de \$638,254.

#### 15. Otros pasivos a largo plazo

En el ejercicio 2010, la entidad llevó a cabo una actualización del estudio técnico – económico para realizar el desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, apoyada en estudios realizados por empresas internacionales sobre el desmantelamiento de plantas similares con el fin de determinar las provisiones necesarias. Como resultado de dicha actualización, se determinó un monto de la provisión de 809.6 millones de dólares americanos, ésta estimación incluye los costos por enfriamiento, limpieza, descontaminación progresiva, transportación y almacenamiento de los desechos radiactivos. Dichos gastos serán amortizados en el período de vida útil remanente de la central, la cual es en promedio de 20.5 años. El pasivo por desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde al 30 de junio de 2013 a valor presente asciende a \$3,912,715.

#### 16. Beneficios a los empleados

Se tienen establecidos planes de beneficios para los empleados relativos al término de la relación laboral y por retiro por causas distintas a reestructuración. Los planes de beneficios al retiro consideran los años de servicio cumplidos por el empleado y su remuneración a la fecha de retiro o jubilación. Los beneficios de los planes de retiro incluyen la prima de antigüedad que los trabajadores tienen derecho a percibir al terminar la relación laboral, así como otros beneficios definidos.

Al 30 de junio de 2013, el pasivo neto proyectado por obligaciones laborales asciende a \$487,071,462 y el costo neto del período con cargo a resultados fue de \$25,017,930.

## 17. Patrimonio

La integración del patrimonio se muestra a continuación:

	2013		2012	
	Valor nominal	Actualización	Total	Total
Patrimonio acumulado	\$ (130,098,861)	\$ 239,243,076	\$ 109,144,215	\$ 142,597,161
Entero del aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación del Gobierno Federal				(24,757,200)
Aportaciones recibidas del Gobierno Federal				15,000,000
Cargo al patrimonio por beneficios a los empleados				(2,876,382)
Efecto de los Instrumentos financieros en el patrimonio y otros	530,480		530,480	(1,603,750)
Resultado neto del período	(35,519,548)		(35,519,548)	(19,215,614)
	<u>\$ (165,087,929)</u>	<u>\$ 239,243,076</u>	<u>\$ 74,155,147</u>	<u>\$ 109,144,215</u>

## 18. Otros (gastos) ingresos, neto

Al 30 de junio de 2013 y 2012, otros ingresos netos, se integran como sigue:

	2013	2012
Otros ingresos	\$ 3,304,224	\$ 2,078,523
Otros gastos	(1,397,351)	(2,009,746)
Productores externos de energía eléctrica, neto	279,310	(92,476)
Total	<u>\$ 2,186,183</u>	<u>\$ (23,699)</u>

## 19. Impuesto sobre la renta (ISR) sobre el remanente distribuible

De acuerdo a lo establecido en la Ley del ISR, el Organismo no tributa conforme al Régimen General (Título II), sin embargo, debe retener y enterar el impuesto, así como exigir la documentación que reúna requisitos fiscales, cuando haga pagos a terceros y estén obligados a ello en términos de la Ley, y conforme al Título III está obligado al pago de un impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan dichos requisitos fiscales con fundamento en el Artículo 95 último párrafo de la Ley del ISR.

Durante los períodos terminado al 30 de junio de 2013 y 2012, se causó ISR sobre el remanente distribuible por \$634,425 y \$587,795, 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.

## 20. Transacciones celebradas con el Gobierno Federal

Las transacciones celebradas con el Gobierno Federal durante los periodos terminados el 30 de junio de 2013 y 2012, fueron las siguientes:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Insuficiencia Tarifaria	\$ 57,016,142	\$ 33,139,174
Menos: Aprovechamiento a cargo de CFE mediante la aplicación de una tasa del 9% sobre los activos fijos netos en operación del año anterior	<u>22,540,213</u>	<u>33,139,174</u>
Resultado neto de la insuficiencia y aprovechamiento	34,475,929	-
Menos: Cancelación insuficiencia no cubierta por el aprovechamiento	<u>34,475,929</u>	-
	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>

Al mes de junio de 2013 se determinó un aprovechamiento de \$22,540,213 (\$33,139,174 en junio de 2012), al cual se le disminuyó la misma cantidad por concepto de insuficiencia tarifaria para ambos años.

El monto del aprovechamiento fue calculado con base en la modificación que se efectuó al Reglamento de la LSPEE en 2012, en el que se precisa el concepto de “activo fijo neto en operación” como se describe en la [Nota 3q](#).

## 21. Pérdida Integral

La pérdida integral al 30 de junio de 2013 y 2012, se integra como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Pérdida, neta según estados de resultados	\$ 35,519,548	\$ 1,893,809
Efecto del periodo por instrumentos financieros registrados en el patrimonio acumulado	431,776	1,654,661
Otros movimientos del patrimonio	<u>98,704</u>	<u>909,517</u>
	<u>530,480</u>	<u>2,564,178</u>
Pérdida integral	<u>\$ 34,989,068</u>	<u>\$ 4,457,987</u>

## 22. Posición en moneda extranjera

Al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la CFE tenía activos y pasivos en moneda extranjera como sigue:

	2013					Posición corta en moneda extranjera
	Activos Efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
		Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Arrendamiento de equipo y pidiregas	
Dólares americanos	8,200	13,741	-	3,574,153	8,851,020	12,749,684
Euros	-	-	-	25,006	-	25,006
Yenes japoneses	-	-	-	37,754,486	-	37,754,486
Franco suizo	-	-	-	59,128	-	59,128
Corona sueca	-	-	-	9,528	-	9,528

	2012					Posición corta en moneda extranjera
	Activos Efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
		Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Arrendamiento de equipo y pidiregas	
Dólares americanos	1,690	68,826	1,181	3,659,907	8,949,020	12,677,244
Euros	-	-	-	31,121	-	31,121
Yenes japoneses	5,410,738	-	-	37,955,827	-	32,545,089
Franco suizo	-	-	-	77,682	-	77,682
Corona sueca	-	-	-	11,434	-	11,434

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 Banco de México en el Diario Oficial de la Federación al 30 de junio de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 como sigue:

Moneda	2013	2012
Dólares estadounidenses	\$ 13.1884	\$ 13.0101
Euros	16.9373	17.1968
Yenes japoneses	0.1312	0.1507
Franco suizos	12.7704	14.2451
Corona Sueca	1.9442	2.0007

## 23. Contingencias y compromisos

### Contingencias

El Organismo tiene aproximadamente 42,463 juicios y procedimientos administrativos en trámite al 30 de junio de 2013, 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.

### Compromisos

#### a. Contratos de suministro de gas natural

1.- Contrato de suministro de gas natural licuado proveniente de una Planta de Gas Natural Licuado (GNL) con Gas del Litoral, S. de R. L. de C. V.

2.- Contrato de suministro de gas natural en los puntos de entrega 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.

Para el segundo trimestre del año 2013 se tuvo una Base Firme promedio diaria de 2,060,484.80 MMBtu. La Base Variable en promedio fue de 677,541.69 MMBtu, incrementándose el total promedio diario a 2,738,026.49 MMBtu. El contrato signado con SEMPRA LNG permite que la Base Firme pueda variar entre 90 y el 110% de las cantidades nominadas para dicha base durante la Semana Anual de Coordinación realizada en septiembre de 2011 y en el mismo sentido, la Base Variable puede variar de cero hasta alcanzar la cantidad máxima diaria según las condiciones de dicho contrato y en función al comportamiento del despacho de generación que involucra el consumo de gas natural, lo que modifica el promedio diario real en relación al pronosticado.



Las bases para el primer semestre de 2013 fueron:

	Base firme		Base variable	
	MMPC	MMBTU	MMPC	MMBTU
Enero	2,041	3,480,376	634.49	637,673.51
Febrero	2,045	3,515,058	814.33	818,420.42
Marzo	2,064	2,954,079	573.65	576,531.13
Abril	1,919	1,928,961	534.36	537,041.33
Mayo	2,646	2,659,292	643.00	646,233.71
Junio	3,357	3,554,345	542.92	545,648.64

#### b. Contratos de Obra Pública Financiada

Al 30 de junio de 2013 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 de Obra Pública Financiada ascienden en Líneas de Transmisión y Subestaciones 8,410,770 en Centrales Generadoras 44,353,908 y en Proyectos de Rehabilitación y/o Modernización 4,077,853

Estos proyectos se registran bajo el esquema de PIDIREGAS y la CFE aplica la política contable descrita en la [Nota 3-f](#). Contratos de Obra Pública Financiada

#### c. Fideicomisos

##### 1. Ámbito de actuación.

1.1 CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 21 (veintiún) Fideicomisos, de los cuales 1 (uno) se encuentra en vías o en proceso de extinción.

1.2 De conformidad a su objeto y características operativas pueden tipificarse en los siguientes grupos:

- a. Ahorro de energía
- b. Gastos previos
- c. Administración de contratos de obra
- d. Fideicomisos de participación indirecta

##### a. Ahorro de energía

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

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

El Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene activos por \$1,183,879 y pasivos por \$ 26,362

#### 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	<b>En primer lugar:</b> Los adjudicatarios de los contratos. <b>En segundo lugar:</b> CFE	Banobras, S.N.C.	Inversión condicionada

El Fideicomiso de Administración de Gastos Previos tiene activos por \$4,056,657 y pasivos por \$3,762,367

El Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por \$ 368,501 y pasivos \$ 7.

### 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).

El Fideicomiso que se muestra a continuación ha concluido con su compromiso de pago, por lo que sólo se encuentra en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Topolobampo II (Electrolyser, S. A. de C. V.), constituido el 14 de noviembre de 1991	Bufete Industrial Construcciones, S. A. de C. V. y Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación al Fideicomiso.	<b>En primer lugar:</b> Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación y <b>En segundo lugar:</b> CFE	Santander, S. A.

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

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

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
C. G. Cerro Prieto IV, constituido el 28 de noviembre de 1997	Constructora Geotermo-eléctrica del Pacífico, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	BANCOMEXT, S.N.C.
C.C.C. Monterrey II, constituido el 17 de octubre de 1997	Monterrey Power, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
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 S.N.C
C.T. Samalayuca II, constituido el 2 de mayo de 1996	Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V.	<b>En primer lugar:</b> El banco extranjero representante común de los acreedores; <b>En segundo lugar:</b> Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V. <b>En tercer lugar:</b> CFE	Banco Nacional de México, S. A. (BANAMEX)
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 S.N.C.
SE 218 Noroeste, constituido el 5 de diciembre de 1997	Dragados y CYMI, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT S.N.C.
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 30 de Junio de 2013, CFE tiene pasivos por \$6,352,165 y activos fijos por \$18,523,311 correspondiente a los CAT de los fideicomisos antes mencionados.

Terminal de Carbón de CT Presidente Plutarco Elías Calles:

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

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

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

Instalación	Registro contable de cargo fijo por capacidad de Ene-Jun 2013
Carbón Petacalco	\$ 32,685

#### 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.

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

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
Fideicomiso N° 161, constituido el 2 de octubre de 2003	ING (México), S. A. de C. V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero	<b>En primer lugar:</b> Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. <b>En segundo lugar:</b> CFE.	Banco Nacional de México, S. A. (BANAMEX)

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

Al 30 de junio de 2013, existen fondos por disponer en los fideicomisos No. 232246 por \$127,828.

## 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 13 de ellos, CFE no tiene el carácter de Fideicomitente en su constitución.

b. Los 7 restantes no cuentan con estructura orgánica análoga a la de las entidades paraestatales que los conformen como "entidades" en los términos de la Ley.

2.2 La SHCP ha mantenido en registro para efectos de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, únicamente para el caso de 7 (siete) de ellos, por la asignación de recursos federales, o la aportación del usufructo de terrenos propiedad de CFE donde se construirán las obras.

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

## 24. Cuentas de orden

Las cuentas de orden que se presentan en el balance general al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012, se componen de los siguientes conceptos:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Cuentas de orden de Garantías Otorgadas en Fideicomisos		
Activo	\$ 106,950,679	\$ 106,933,274
Pasivo	(106,950,679)	(106,933,274)
Cuentas de orden de bienes en comodato:		
Activo	5,965,846	5,965,846
Pasivo	(5,965,846)	(5,965,846)
Total cuentas de orden activo	112,899,120	112,899,120
Total cuentas de orden pasivo	(112,899,120)	(112,899,120)

## 25. Inversión financiada directa y condicionada

Conforme al Artículo 4 de la Ley de Ingresos para el ejercicio fiscal de 2013, 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>Amorti- zación de capital C</u>	<u>Operación y mante- nimiento D</u>	<u>Financiero no pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
CC	Chihuahua	1,993.20	138.4	506.5	16.6	1,331.70
CC	Monterrey II	2,198.40	0	553.1	12.1	1,633.20
CC	Rosarito III (Unidades 8 y 9)	670.5	140.5	606.2	117.7	(193.90)
CC	El Sauz conversión de TG a CC	2,142.60	62	536	5.7	1,538.90
CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	1,121.10	42.8	357.4	4.9	716.00
CC	Conversión El Encino de TG a CC	1,053.80	40.5	99.1	9.5	904.70
CC	San Lorenzo conversión de TG a CC	1,889.20	69.5	164	43.2	1,612.50
CC	Repontenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	1,739.00	153.6	1,741.60	195	(351.20)
CCC	Pacífico	2,697.30	429.6	276.3	150.2	1,841.20
CCC	Baja California	400.4	128.3	338.6	55.9	(122.40)
CCI	Guerrero Negro II	50.6	15.5	0	2.3	32.80
CCI	Baja California Sur I	245.2	13.8	208.2	3.3	19.90
CCI	Baja California Sur II	135.2	36.6	235.8	6.2	(143.40)
CCI	Baja California Sur III	241.3	0	233.6	34.5	(26.80)
CD	Puerto San Carlos II	159	0	0	0	159.00
CE	La Venta II	98.5	39.3	12.9	18.7	27.60
CG	Cerro Prieto IV	182.1	12.7	166	6.7	(3.30)
CG	Los Azufres II y Campo Geotérmico	584.2	73.1	93.1	4.2	413.80
CG	Los Humeros II	0	70	65.5	12	(147.50)
CH	Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	543.3	42.3	25	10	466.00
CH	La Yesca	36.4	222.7	13.3	338.7	(538.30)
CH	El Cajón	192.2	172.6	18.3	137.8	(136.50)
CT	Samalayuca II	2,587.80	88.2	754.4	146	1,599.20
		<b>20,961.30</b>	<b>1,991.80</b>	<b>7,004.90</b>	<b>1,331.10</b>	<b>10,633.50</b>
RM	Adolfo López Mateos	474.2	16.9	0	1.9	455.4
RM	Altamira	148.4	30.2	0	9.8	108.4
RM	Botello	23.2	0	0	0	23.2
RM	Carbón II	162.6	2.1	0	0.4	160.1
RM	Carlos Rodríguez Rivero	53.2	10.5	0	1.7	41
RM	Dos Bocas	188.1	0	0	0	188.1
RM	Emilio Portes Gil	23.7	0.1	0.1	0	23.5
RM	Gomez Palacio	67.6	11.6	0	1.9	54.1
RM	Ixtaczoquitlán	4.4	0	0	0	4.4
RM	Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	542	26.9	0	3.1	512
RM	CT Puerto Libertad	81.5	7.1	0	0.8	73.6
RM	Punta Prieta	64.3	6.6	0	1.1	56.6
RM	Salamanca	58.2	17.7	0	2.1	38.4
RM	Tuxpango	72.4	8.8	0	1	62.6



	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de capital C</u>	<u>Operación y mante- nimiento D</u>	<u>Financiero no pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
RM	CT Valle de México	63.4	0	0	0	63.4
RM	CGT Cerro Prieto (U 5)	32.9	20.7	0	12.9	(0.7)
RM	CT Carbón II Unidades 2 y 4	192.7	5.1	0	0.6	187
RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unid 1 y 2	171.9	11.8	0	2.3	157.8
RM	Infiernillo	17.8	9.4	0	3.9	4.5
RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	142.3	7.1	0	0.7	134.5
RM	CCC Huinalá II	21.7	1	0	0.3	20.4
RM	CN Laguna Verde	1,960.00	171.7	0	175.9	1612.4
RM	CT Punta Prieta Unidad 2	29.9	3.1	0	0.8	26
RM	CCC Poza Rica	0	9.4	0	2.8	(12.2)
RM	Francisco Pérez Ríos	738.2	69.3	0	16.9	652
RM	Huinalá	24.5	0.3	0	0	24.2
RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	164	7.9	0	1.3	154.8
RM	CCC Tula	70.7	3.1	0	0.5	67.1
RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	128.3	21.3	0	3.8	103.2
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	265.7	17.3	0	2.8	245.6
RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unid 3, 4, 5 y 6	476.6	24.4	0	5.1	447.1
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 1 y 2	610.4	53.8	0	40.9	515.7
RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	8.5	2.8	0	0.5	5.2
RM	CCC Samalayuca II	25.4	0.7	0	0.1	24.6
RM	CCC El Sauz	82.8	2.3	0	0.5	80
RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	225.3	17.1	0	4.4	203.8
		<u>7,417.00</u>	<u>597.9</u>	<u>0.1</u>	<u>300.8</u>	<u>6,518.20</u>
PRR	Presa Reguladora Amata	62.8	7.2	9.2	0.8	45.6
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	165.8	16.4	40.5	3.2	105.7
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	265.3	25.9	68.7	9.2	161.5
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	216.1	25.6	50.2	5.5	134.8
SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	121.7	55.2	172.5	7.1	(113.1)
SUV	Suministro de 970 T/h a las Centr. de Cerro Prieto	80.9	40.1	114.3	33.2	(106.7)
		<u>912.5</u>	<u>170.4</u>	<u>455.4</u>	<u>59</u>	<u>227.7</u>
LT	214 y 215 Sureste - Peninsular	334.7	59.1	16.2	21.8	237.6
LT	406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	903.1	31.4	9.7	2.4	859.6
LT	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	845.1	48.8	36.2	2.9	757.2
LT	408 Naco - Nogales - Área Noroeste	83.7	5.1	7.5	0.1	71
LT	411 Sistema Nacional	220.4	37.9	13.4	2.3	166.8
LT	Manuel Moreno Torres Red Asoc. (2a. Etapa)	248.2	163.1	26.8	11.7	46.6
LT	414 Norte - Occidental	284.4	41.6	8.1	2.9	231.8

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de capital C</u>	<u>Operación y mante- nimiento D</u>	<u>Financiero no pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
LT	502 Oriental - Norte	52.5	6.3	4.9	1	40.3
LT	506 Saltillo-Cañada	751.4	142.9	20.3	8.5	579.7
LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	434.6	60.3	14.5	13.4	346.4
LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	389.7	24.9	11.6	2.1	351.1
LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	384.2	68.9	17.4	7.8	290.1
LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	938.6	71.2	22.9	14.5	830
LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste	32.4	13.4	2.4	2.1	14.5
LT	613 Subtransmisión Occidental	70.4	11.4	3	2.2	53.8
LT	614 Subtransmisión Oriental	14	2.4	0.6	0.3	10.7
LT	615 Subtransmisión Peninsular	70.4	14.6	2.2	2.1	51.5
LT	Red Asoc. de Transm. de la CCI Baja C. Sur I	16.7	13.6	2.4	1	(0.3)
LT	1012 Red de Transm. Asoc. a la CCC Baja C.	43.4	7.3	0.3	1.9	33.9
LT	Líneas Centro	23.7	3.7	0.8	0.5	18.7
LT	Red de Transmisión Asociada a la CH EI Cajón	113	38.4	7.4	6.5	60.7
LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	518.3	34.2	11.9	9.5	462.7
LT	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	157.6	11.7	1.2	2.2	142.5
LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	481.6	56.7	14.9	29.6	380.4
LT	707 Enlace Norte-Sur	131	18.9	12.4	2.8	96.9
LT	Riviera Maya	133.6	21.1	6.7	4	101.8
LT	807 Durango 1	152.2	18.6	4.9	3	125.7
LT	Red de Transmisión Asoc. a la CE La Venta II	13.9	3.7	0.4	1	8.8
LT	Red de Trans. Asoc. a la CC San Lorenzo	131.2	3.2	0.1	0.8	127.1
LT	Red de Trans Asociada a la CH La Yesca	4.2	54.9	6	28.8	(85.5)
LT	Red de Trans. Asociada a la CC Agua Prieta II	0	0	0.6	8.3	(8.9)
LT	Red de Trans. asociada la CE La Venta III	21.3	0	0.1	0.3	20.9
LT	Red de Transm Asoc al proy de temp a y Oax II,III, IV	112.3	23.4	0	15.1	73.8
LT	Red de Transm Asociada a la CG Los Humeros II	0	3.4	0.3	1.4	(5.1)
LT	Red de Transm y Transfor. a la CI Guerrero Negro III	0	0.7	0.1	0.4	(1.2)
LT	Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	0	13.5	0.2	5.2	(18.9)
LT	701 Occidente - Centro	155.6	44.6	1.6	9.1	100.3
LT	702 Sureste - Peninsular	66.5	16.3	62.9	5.3	(18)
LT	703 Noreste - Norte	22.9	10.6	3.4	2.1	6.8
LT	704 Baja California - Noroeste	20.9	3.9	0.8	3.6	12.6
LT	706 Sistemas Norte	605	93.8	20.5	13.8	476.9
SLT	709 Sistemas Sur	350.1	56.6	28.8	6.4	258.3

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de capital C</u>	<u>Operación y mante- nimiento D</u>	<u>Financiero no pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
SLT	801 Altiplano	45.5	47.5	16.1	8.4	(26.5)
SLT	803 NOINE	26.7	37.3	1.2	7.5	(19.3)
SLT	806 Bajío	72.6	35.1	10	12.6	14.9
SLT	901 Pacífico	96.6	22.3	8.1	5.6	60.6
SLT	902 Istmo	42.6	44.7	9.8	10	(21.9)
SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste- Sureste	69.5	21.3	11.6	10.3	26.3
SLT	1111 Transm y Transfor del Cental- Occidental	26	2.1	7.4	6.2	10.3
SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	16.2	23.7	8.7	7.7	(23.9)
SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	33.9	1.6	11.8	0.4	20.1
SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	58.5	63.7	13.2	41.3	(59.7)
SLT	1204 Conversión a 400 kv a el Área Peninsular	364.3	67.1	32.1	36.8	228.3
SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental- Sureste	323.6	106.8	8.6	49.9	158.3
SLT	1201 Transmisión y Transfor de Baja California	59	18.1	4.1	13.3	23.5
SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-I y 2	284.4	27	0.2	12	245.2
SLT	1303 Transmisión y Transfor del Baja- Noroeste	9.5	0	3.2	2.1	4.2
SLT	1404 Subestaciones del Oriente	6	0	0.9	0	5.1
SLT	1401 Ses y LTs de las Áreas Baja Calif y Noroeste	63	26.9	10.2	21.6	4.3
SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste-Norte	0	4.8	3.2	1	(9)
SLT	802 Tamaulipas	183.6	38.8	15.8	8.4	120.6
SLT	903 Cabo - Norte	68.1	32.4	7.5	6.6	21.6
SLT	1001 Red de Transmisión Baja-Nogales	105.3	17.5	2.7	3.9	81.2
SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	49.4	19.1	6.8	7.3	16.2
SLT	1304 Transmisión y Tranformación del Oriental	15.4	0	4.9	1.6	8.9
SLT	1402 Cambio de Tensión de LT Culiacan-Los Mochis	136.9	33.2	9.9	14.1	79.7
		<b>11,489.90</b>	<b>2,047.10</b>	<b>614.5</b>	<b>549.5</b>	<b>8278.8</b>
SE	212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	1,097.00	670.9	20.4	55.8	349.9
SE	218 Noroeste	29.8	14.4	13.4	4.5	(2.5)
SE	221 Occidental	180.3	30.8	18.1	9.4	122
SE	402 Oriental - Peninsular	80.3	44.2	6.8	1.2	28.1
SE	405 Compensación Alta Tensión	7.7	5.4	3.5	0.1	(1.3)
SE	412 Compensación Norte	73.2	13.8	3.5	0.3	55.6
SE	413 Noroeste - Occidental	257.4	34.4	12.4	3.2	207.4
SE	503 Oriental	39.3	13.3	1.9	0.3	23.8

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de capital C</u>	<u>Operación y mante- nimiento D</u>	<u>Financiero no pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
SE	504 Norte - Occidental	133.7	27.3	4.4	1.3	100.7
SE	607 Sistema Bajío - Oriental	265.6	43.5	21.4	2.6	198.1
SE	611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	59.3	17.5	3.6	3.5	34.7
SE	Norte	24.6	4.4	1.2	0.5	18.5
SE	705 Capacitores	13.1	1.9	1.6	0.2	9.4
SE	708 Compensación Dinamicas Oriental - Norte	148.2	24.1	12	2.7	109.4
SE	811 Noroeste	50.7	6	1.4	1	42.3
SE	813 División Bajío	124.2	29.5	2.8	6.8	85.1
SE	911 Noreste	1.8	4.9	1.2	1	(5.3)
SE	912 División Oriente	20.8	8.5	27	3.6	(18.3)
SE	915 Occidental	51.9	6.1	0.6	1.6	43.6
SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	12.9	9	3.9	1.5	(1.5)
SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	50.1	5.1	9.3	2.3	33.4
SE	1116 Transformación del Noreste	310.9	81.6	21.6	43.2	164.5
SE	1117 Transformación de Guaymas	24	10.6	1.7	5.4	6.3
SE	1120 Noroeste	92.4	22	71.4	10.2	(11.2)
SE	1122 Golfo Norte	3.3	19.5	60.1	12.3	(88.6)
SE	1124 Bajío Centro	81.3	25.2	114.6	9.8	(68.3)
SE	1125 Distribución	47.7	63.8	100.3	29.4	(145.8)
SE	1127 Sureste	9	2.5	0.7	4.1	1.7
SE	1128 Centro Sur	22.1	4.6	56.7	2	(41.2)
SE	1129 Compensación Redes	17.9	5.1	2.2	4	6.6
SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	5.3	4.6	2	2.9	(4.2)
SE	1212 SUR-PENINSULAR	61.6	15.1	78.6	7.5	(39.6)
SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	95.4	24.4	6.9	13	51.1
SE	1211 NORESTE-CENTRAL	20.6	0.5	86.3	2.9	(69.1)
SE	1210 NORTE-NOROESTE	221.6	51.5	159	24.5	(13.4)
SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	36.2	13.7	93.8	5.8	(77.1)
SE	1403 Compens Capac de las Áreas Noroeste-Norte	31.8	4.9	3.6	2	21.3
SE	1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	13.5	0	46.7	1.1	(34.3)
SE	812 Golfo Norte	14.9	3	0.6	0.5	10.8
SE	914 División Centro Sur	5.5	5.2	25.3	3.7	(28.7)
SE	1006 Central-Sur	14.4	2.4	21.9	5.8	(15.7)
SE	1005 Noroeste	128.7	41.5	3.4	14.7	69.1
SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	102.7	26.1	6.9	8.6	61.1
SE	1121 Baja California	14.2	3	0.7	1.5	9
SE	1123 Norte	26.4	2.5	2.5	1	20.4

	Nombre del proyecto	Ingresos	Amorti- zación de capital C	Operación y mante- nimiento D	Financiero no pro- gramable	Remanente
SE	1206 Conver a 400 kV de la LT Mazatlan II - La Higuera	28.7	28.2	10.7	16.4	(26.6)
SE	1213 COMPENSACION DE REDES	42.2	25.9	6.5	14.9	(5.1)
SE	1323 DISTRIBUCIÓN SUR	62.3	9.4	58.8	3.9	(9.8)
SE	1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO	21.3	3.4	2.2	1.4	14.3
SE	1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	90.1	16.1	166.5	6.8	(99.3)
		4,368.10	1,531.10	1,382.60	363.1	1,091.30
	Total proyectos de inversión directa	45,148.80	6,338.30	9,457.50	2,603.50	26,749.50

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

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	Variables	Flujo neto
CC Altamira III y IV	4,166.1	699.1	1,333.4	2,133.6
CC Altamira V	4,101.1	781.5	937.5	2,382.2
CC Bajío	2,783.2	106.3	936.5	1,740.5
CC Campeche	903.9	241.2	298.5	364.2
CC Chihuahua III	1,364.1	176.8	399.9	787.4
CC Hermosillo	1,584.0	276.8	433.2	874.0
CC La Laguna II	2,865.6	589.9	744.6	1,531.1
CC Mexicali	803.8	303.0	308.2	192.6
CC Monterrey III	2,385.0	284.1	571.3	1,529.7
CC Naco-Nogales	1,577.9	233.3	421.6	923.0
CC Río Bravo II	2,315.0	178.0	653.4	1,483.6
CC Río Bravo III	1,897.7	420.8	594.9	882.0
CC Río Bravo IV	2,265.1	435.7	601.1	1,228.3
CC Saltillo	1,262.5	295.9	327.3	639.4
CC Tamazunchale	3,586.2	777.0	854.9	1,954.3
CC Tuxpan II	2,316.6	398.8	561.9	1,355.9
CC Tuxpan III y IV	4,991.3	622.2	1,418.5	2,950.5
CC Tuxpan V	2,771.2	319.1	576.5	1,875.5
CC Valladolid III	2,321.9	355.2	488.3	1,478.3
CCC Norte	2,381.0	473.0	673.0	1,234.9
<b>SubtotalCCC</b>	<b>48,643.4</b>	<b>7,967.8</b>	<b>13,134.7</b>	<b>27,540.9</b>

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	Variables	Flujo neto
TRN Gasoducto Cd Pemex Valladolid	186.1	139.8	15.6	30.7
<b>SubtotalTRN</b>	<b>186.1</b>	<b>139.8</b>	<b>15.6</b>	<b>30.7</b>
TRN Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elias Calles	236.0	181.8	42.3	12.0
<b>SubtotalTerminal</b>	<b>236.0</b>	<b>181.8</b>	<b>42.3</b>	<b>12.0</b>
CE La Venta III	188.2	0.0	172.5	15.7
CE Oaxaca I	224.4	0.0	150.1	74.3
CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	755.6	0.0	509.9	245.6
CT Merida III	1,893.8	327.4	772.7	793.7
Subtotal Proyectos Eólicos.	3,062.0	327.4	1,605.2	1,129.3
Total de proyectos de inversión condicionada	52,127.5	8,616.8	14,797.8	28,712.9

## 26. Información por segmentos

Al 30 de Junio de 2013, la CFE cuenta con una Red Nacional de Fibra Óptica de 38,961.28 kilómetros que se dividen en Red Internodal: 36,529.60 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 30 de junio de 2013 respecto a la expansión de la red de fibra óptica, la misma presenta un incremento de 179.74 km respecto al 31 de diciembre de 2012.

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.

Al mes de Junio de 2013, se han firmado 163 contratos con 107 Clientes de los segmentos, Industria, Empresa y Gobierno.

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

Concepto	Al 30 de junio de 2013		
	Energía	CFE TELECOM	Total
Ingresos	\$ 154,492,445	\$ 428,272	\$ 154,920,717
Depreciación y amortización	18,151,611	510	18,152,121
Costo Financiero	(12,958,371)	420	(12,957,951)
Utilidad de operación	23,856,529	256,826	24,113,355
Inversión en activos productivos *	809,844,859	19,160	809,864,019
Activos totales *	976,650,537	219	976,650,756

Concepto	Al 30 de junio de 2012		
	Energía	CFE TELECOM	Total
Ingresos	\$ 152,529,445	\$ 382,894	\$ 152,912,339
Depreciación y amortización	16,482,524	720	16,483,244
Resultado Integral de Financiamiento	1,354,691	11,149	1,365,840
Utilidad (pérdida) de operación	(150,089)	233,614	83,525
Inversión en activos productivos *	813,383,077	19,670	813,402,747
Activos totales	989,778,844	145,293	989,924,137

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

Los saldos de inversión en activos productivos y de los activos totales corresponden para el año 2012 al cierre de diciembre.

(\*) Sólo considera el costo del edificio administrativo, el mobiliario y equipo de oficina y de transporte, asignado al personal de esa área. En la columna de energía se incluye la inversión en la red de fibra óptica con un valor al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2012 de \$ 4,837,949 y \$ 4,893,961, respectivamente.

b. Plantas, instalaciones y equipo en proceso operativo

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

	2013	2012
Generación	\$ 328,836,146	\$ 333,048,265
Transmisión y transformación	122,341,454	123,341,984
Fibra óptica	4,778,293	4,761,765
Control	567,980	641,426
Distribución	223,492,194	217,560,603
Construcción	1,068,318	1,131,005
Corporativo	1,048,264	1,217,675
	<u>682,132,649</u>	<u>681,702,923</u>
Equipo en arrendamiento Productores Externos, Neto	79,475,132	81,938,804
Desmantelamiento CN Laguna Verde	299,250	299,250
Total de propiedades, plantas y equipo (Neto)	\$ <u>761,907,030</u>	\$ <u>763,940,977</u>

c. Ingresos por división (zona geográfica)

	2013	2012
Baja California	\$ 7,928,212	\$ 7,964,356
Noroeste	9,438,682	9,229,758
Norte	10,450,038	10,125,659
Golfo Norte	20,516,839	21,657,325
Centro Occidente	6,450,903	6,353,099
Centro Sur	6,171,122	6,151,051
Oriente	7,796,747	8,125,234
Sureste	6,455,522	6,369,426
Bajío	15,415,922	15,070,460
Golfo Centro	6,972,393	7,035,726
Centro Oriente	9,110,734	9,026,267
Peninsular	6,579,312	6,392,213
Jalisco	10,000,458	9,898,510
Zona Central del País	25,561,265	25,146,243
Subtotal ventas al detalle	<u>148,848,149</u>	<u>148,545,327</u>
En bloque para reventa	<u>528,180</u>	<u>724,202</u>



Otros programas:		
Usos ilícitos	601,054	705,333
Por falla de medición	423,719	784,712
Por error de facturación	2,445,922	828,284
	<u>3,470,695</u>	<u>2,318,329</u>
Otros productos de explotación	<u>1,645,421</u>	<u>1,056,703</u>
Total productos de explotación	\$ <u>154,492,445</u>	\$ <u>152,644,561</u>

d. Ingresos por grupos homogéneos de clientes

Ventas al detalle	2013	2012
Servicio doméstico	\$ 27,278,843	\$ 28,663,258
Servicio comercial	18,725,766	18,671,191
Servicio para alumbrado público	9,210,705	8,102,076
Servicio agrícola	3,605,831	3,239,408
Servicio industrial	90,027,004	89,869,394
Total ventas al detalle	<u>148,848,149</u>	<u>148,545,327</u>
En bloque para reventa	\$ 528,180	724,202
Otros programas:		
Usos ilícitos	601,054	705,333
Por falla de medición	423,719	784,712
Por error de facturación	2,445,922	828,284
	<u>3,470,695</u>	<u>2,318,329</u>
Otros productos de explotación	<u>1,645,421</u>	<u>1,056,703</u>
Total productos de explotación	\$ <u>154,492,445</u>	\$ <u>152,644,561</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. Emisión de los estados financieros

Estos estados financieros han sido aprobados con fecha 2 de agosto de 2013, por el C.P. Francisco Rojas, Director General; Lic. Francisco J. Santoyo Vargas, Director de Finanzas; C. P. Oscar H. Lara Andrade, Subdirector de Control Financiero y el C. P. Oscar David Castillo Iñiguez, Encargado del Despacho de la Gerencia de Contabilidad, responsables de la información financiera del Organismo.



C.P. Francisco Rojas  
Director General



Lic. Francisco J. Santoyo Vargas  
Director de Finanzas



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



C.P. Oscar David Castillo Iñiguez  
Gerencia de Contabilidad  
Encargado del Despacho